

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



Институт природных ресурсов

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

Кафедра бурения скважин

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы

«Технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины глубиной 2700 метров на нефтяном месторождении (Иркутская область, Катаганский район)»

УДК 622.323: 622.243.24(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БЗВ	Власов Михаил Сергеевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ст. преп-ль	Епихин Антон Владимирович	–		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ст. преп-ль	Глызина Татьяна Святославовна	к.х.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
инженер	Грязнова Елена Николаевна	к.т.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Бурение скважин	Ковалев Артем Владимирович	к.т.н.		

Томск – 2017 г.

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
P1	Приобретение <i>профессиональной эрудиции и широкого кругозора</i> в области <i>математических, естественных и социально-экономических наук</i> и использование их в профессиональной деятельности
P2	Уметь анализировать <i>экологические последствия</i> профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение <i>безопасных условий труда</i>
P3	Уметь <i>самостоятельно учиться</i> и непрерывно <i>повышать квалификацию</i> в течение всего периода профессиональной деятельности
P4	Грамотно решать <i>профессиональные инженерные задачи</i> с использованием современных <i>образовательных и информационных технологий</i>
P5	Управлять <i>технологическими процессами</i> , эксплуатировать и обслуживать <i>оборудование нефтегазовых объектов</i>
P6	внедрять в практическую деятельность <i>инновационные подходы</i> для достижения конкретных результатов
P7	Эффективно работать <i>индивидуально и в коллективе</i> по <i>междисциплинарной</i> тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику
P8	Осуществлять <i>маркетинговые исследования</i> и участвовать в создании проектов, повышающих <i>эффективность использования ресурсов</i>
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые <i>данные для экспериментально-исследовательской деятельности</i> в нефтегазовой отрасли
P10	<i>Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать</i> экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием <i>современных методов моделирования и компьютерных технологий</i>
P11	Способность применять знания, современные методы и <i>программные средства проектирования</i> для составления <i>проектной и рабочей и технологической документации</i> объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов

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



Институт природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность): «Нефтегазовое дело» («Бурение нефтяных и газовых скважин»)
 Кафедра бурения скважин

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

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

Студенту:

Группа	Фамилия Имя Отчество
2Б3В	Власов Михаил Сергеевич

Тема работы:

«Технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины глубиной 2700 метров на нефтяном месторождении (Иркутская область, Катаганский район)»
Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:	1 июня 2017 года
--	------------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	<ol style="list-style-type: none"> 1. Геологические условия бурения 2. Особые условия бурения: – 3. Интервал отбора керна: - 4. Тип профиля: наклонно-направленный 5. Данные по профилю: 6. Трехинтервальный. Макс. зенитный угол не более 43 гр, зону установки ГНО выбрать. Максимальная интенсивность изменения зенитного угла до зоны ГНО 1,5 град/10м, максимальная интенсивность изменения зенитного угла после зоны ГНО 3,0 град/10м, максимальная интенсивность изменения в зоне ГНО 0,18 град/10м. Отход на кровлю: 2247 метров 7. Глубина спуска эксплуатационной колонны: 2650 м 8. Способ цементирования (выбрать согласно расчетам): одно/двухступенчатый 9. Конструкция забоя (выбрать): зацементированная колонна/фильтр/открытый ствол 10. Способ вторичного вскрытия пласта (выбрать): перфорация/открытый ствол
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<ol style="list-style-type: none"> 1. ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ <ol style="list-style-type: none"> 1.1. Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ 1.2. Геологические условия бурения 1.3. Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади) 1.4. Зоны возможных осложнений 1.5. Исследовательские работы 2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ <ol style="list-style-type: none"> 2.1. Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины 2.2. Обоснование конструкции скважины <ol style="list-style-type: none"> 2.2.1. Обоснование конструкции эксплуатационного забоя 2.2.2. Построение совмещенного графика давлений 2.2.3. Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

	2.2.4. Выбор интервалов цементирования 2.2.5. Расчет диаметров скважины и обсадных колонн 2.2.6. Разработка схем обвязки устья скважины 2.3. Углубление скважины 2.3.1. Выбор способа бурения 2.3.2. Выбор породоразрушающего инструмента 2.3.3. Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород 2.3.4. Расчет частоты вращения долота 2.3.5. Выбор и обоснование типа забойного двигателя 2.3.6. Выбор компоновки и расчет бурильной колонны 2.3.7. Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов 2.3.8. Выбор гидравлической программы промывки скважины 2.3.9. Технические средства и режимы бурения при отборе керна 2.4. Проектирование процессов заканчивания скважин 2.4.1. Расчет обсадных колонн 2.4.1.1. Расчет наружных избыточных давлений 2.4.1.2. Расчет внутренних избыточных давлений 2.4.1.3. Конструирование обсадной колонны по длине 2.4.2. Расчет процессов цементирования скважины 2.4.2.1. Выбор способа цементирования обсадных колонн 2.4.2.2. Расчет объема тампонажной смеси и количества составных компонентов 2.4.2.3. Обоснование типа и расчет объема буферной, продавочной жидкостей 2.4.2.4. Гидравлический расчет цементирования скважины 2.4.2.4.1. Выбор типа и расчет необходимого количества цементировочного оборудования 2.4.2.4.2. Расчет режима закачки и продавки тампонажной смеси 2.4.3. Выбор технологической оснастки обсадных колонн 2.4.4. Проектирование процессов испытания и освоения скважин 2.5. Выбор буровой установки
Перечень графического материала	1. ГТН (геолого-технический наряд) 2. КНБК (компоновка низа бурильной колонны)
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Глызина Татьяна Святославовна, к.х.н., ст. преп-ль каф. экономики природных ресурсов
Социальная ответственность	Грязнова Елена Николаевна, ст. преп-ль каф. экологии и безопасности жизнедеятельности

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	8 февраля 2017 года
---	---------------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преп-ль	Епихин Антон Владимирович	-		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б3В	Власов Михаил Сергеевич		

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б3В	Власову Михаилу Сергеевичу

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

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

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

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

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

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Организационная структура управления
2. Линейный календарный график выполнения работ
3. Нормативная карта

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преп-ль	Глызина Татьяна Святославовна	к.х.н		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б3В	Власов Михаил Сергеевич		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2Б3В	Власову Михаилу Сергеевичу

Институт	ИПР	Кафедра	Бурение нефтяных и газовых скважин
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования и области его применения	Объект исследования: проект технологических решений для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины глубиной 2700 метров на нефтяном месторождении Иркутской области, Катаганского района.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Производственная безопасность 1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности: 1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:	1. Производственная безопасность 1.1 Проанализировать выявленные вредные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения: -повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны; -повышенный уровень шума; -повышенный уровень вибрации; -недостаточное освещение рабочей зоны; -повышенная запыленность и загазованность; -повреждения в результате контакта с насекомыми; -необходимые средства защиты от вредных факторов. 1.2 Проанализировать выявленные опасные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения: -движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования; -поражение электрическим током; -возникновение пожаров; -расположение рабочего места на значительной высоте от земли; -необходимые средства защиты от опасных факторов.
2. Экологическая безопасность – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности	2. Экологическая безопасность – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы, выхлопные газы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы, утечка горючесмазочных материалов, поглощение бурового раствора); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы, нарушение естественного залегания пород); – решение по обеспечению экологической безопасности
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях – перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий	3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях – анализ возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – перечень возможных ЧС на объекте; – выбор наиболее типичной ЧС: - ГНВП; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

<ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны 	<ul style="list-style-type: none"> – специальные правовые нормы трудового законодательства (на основе инструкции по охране труда при производстве инженерно-геологических изысканий); – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны (организация санитарно-бытового обслуживания рабочих).
--	--

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	14.02.2017
--	------------

Задание выдал консультант:

Группа	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
инженер	Грязнова Е.Н.	к.т.н.		14.02.2017

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б3В	Власов Михаил Сергеевич		14.02.2017

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: выпускная квалификационная работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	1 июня 2017 года
--	------------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
15 мая 2017 года	1. Геологическая и технологическая части	65
1 июня 2017 года	2. Специальная часть и графические приложения	30
5 июня 2016 года	3. Предварительная защита	5

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преп-ль	Епихин Антон Владимирович	-		

СОГЛАСОВАНО:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
бурения скважин	Ковалев Артем Владимирович	к.т.н.		

Реферат

Выпускная квалификационная работа включает в себя ___ с., 23 рис., 44 табл., 57 литературных источников, __ прил.

Ключевые слова: наклонно-направленная скважина, высоковязкая нефть, битум, температура, буровой раствор, буровая установка, азимутальный и зенитный угол, двухступенчатое цементирование.

Объект исследования – нефтяное месторождение, находящееся в Иркутской области, Катаганском районе.

Целью работы является проектирование строительства эксплуатационной скважины на нефтяном месторождении Иркутской области, Катаганского района.

В процессе выполнения выпускной квалификационной работы был разработан технологический проект на строительство эксплуатационной наклонно-направленной скважины на нефть глубиной 2700 метров на месторождении Иркутской области, Катаганского района.

В работе рассмотрен вопрос применения скважинных способов добычи для разработки месторождений высоковязких нефтей и природных битумов.

В процессе анализа проводилась обработка литературных источников, а также патентной базы применяемых способов, а также применяемого оборудования. В результате анализа были выявлены наиболее перспективные и зарекомендовавшие себя скважинные способы добычи, применяемые на настоящий момент.

В работе рассмотрены следующие основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: спроектирована наклонно-направленная эксплуатационная скважины, имеющая диаметр эксплуатационной колонны 177,8 мм и диаметр открытого ствола 146 мм.

Выпускная квалификационная работа, презентация и таблицы выполнены при помощи пакета программ Microsoft Office, графический материал выполнен в программе «Компас-3DV16».

Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями

– **газонефтеводопроявление:** Поступление пластового флюида (газ, нефть, вода или их смесь) в ствол скважины, не предусмотренное технологией работ, создающее опасность выброса бурового раствора (промывочной жидкости) и открытого фонтанирования.

– **скважина:** Цилиндрическая горная выработка в земной коре, сооружаемая без доступа в неё человека, которая характеризуется относительно небольшим диаметром по сравнению с ее длиной.

– **нефтегазоводоносность:** Содержание флюида (нефть, газ, вода) в разрезе конкретной скважины.

В данной работе применены следующие обозначения и сокращения с соответствующими расшифровками

- ГНВП – газонефтеводопроявление;
- ГЗД – гидравлический забойный двигатель;
- ВЗД – винтовой забойный двигатель;
- КНБК – компоновка низа бурильной колонны;
- ПРИ – породоразрушающий инструмент;
- ДРУ – двигатель с регулятором угла;
- КБТ – компоновка бурильных труб;
- УБТ – утяжеленные бурильные трубы;
- КЛН – калибратор с прямыми лопастями;
- КЛС – калибратор лопастной спиральный;
- ДНС – динамическое напряжение сдвига;
- СНС – статическое напряжение сдвига;
- НКТ – насосно-компрессорные трубы;
- ПДМ – пакер двухступенчатого и манжетного цементирования.

В тексте документа допускается приводить без расшифровки общепринятые сокращения, установленные в национальных стандартах и соответствующие правилам русской орфографии: с. - страница; т.е. - то есть; т.д. - так далее; т.п. - тому подобное; и др. - и другие; в т.ч. - в том числе; пр. - прочие; т.к. - так как; г. - год; гг. - годы; мин. - минимальный; макс. - максимальный; шт. - штуки; св. - выше; см. - смотри; включ. - включительно и др.

При многократном упоминании устойчивых словосочетаний могут быть дополнительно установлены сокращения, применяемые только в данном тексте.

В настоящей работе использованы ссылки на следующие стандарты:

1. ГОСТ 12.0.002-80. Система стандартов безопасности труда. Термины и определения.
2. ГОСТ 12.0.003-74. Система стандартов безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы.
3. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
4. СНиП 2.04.05 91 "Отопление, вентиляция, кондиционирование".
5. ГОСТ 12.1.012-90 «ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования».
6. ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ "Шум. Общие требования безопасности".
7. СНиП 23-05-95 "Естественное и искусственное освещение".
8. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ "Вредные вещества, классификация и общие требования безопасности".
9. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ "Оборудование производственное. Общие требования безопасности".
10. ГОСТ 12.3.003-75 ССБТ "Работы электросварочные. Общие требования безопасности".
11. РД 34.21.122-87 "Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений".

12. СНИП 4557-88 Санитарные нормы ультрафиолетового излучения в производственных помещениях.
13. ГОСТ 12.1.008-76. ССБТ. Биологическая безопасность. Общие требования.
14. МР 2.2.8.2127-06 Гигиенические требования к теплоизоляции комплекта средств индивидуальной защиты от холода в различных климатических регионах и методы ее оценки.
15. ГН 2.2.5.1313-03 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны.
16. ГОСТ Р 12.4.236-2011 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Одежда специальная для защиты от пониженных температур. Технические требования.
17. ГОСТ Р 12.4.218-99 ССБТ. Одежда специальная. Общие технические требования.

Оглавление

Введение	16
1 ОБЩАЯ ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ.....	17
1.1 Геологические условия бурения.....	17
1.3 Зоны возможных осложнений	22
2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	25
2.1 Проектирование профиля скважины.....	25
2.2 Проектирование конструкции скважины.....	27
2.2.1 Выбор конструкции эксплуатационного забоя.....	27
2.2.2 Совмещенный график давлений.....	27
2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска.....	28
2.2.4 Выбор интервалов цементирования.....	29
2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн	29
2.2.6 Проектирование обвязки обсадных колонн.....	29
2.3 Углубление скважины.....	29
2.3.1 Выбор способа бурения	29
2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента	30
2.3.3 Расчет осевой нагрузки на породоразрушающий инструмент	31
2.3.4 Расчет частоты вращения породоразрушающего инструмента.....	32
2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя	33
2.3.6 Расчет необходимого расхода бурового раствора	34
2.3.7 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны	36
2.3.7.1 Расчет утяжеленных бурильных труб (УБТ)	36
2.3.7.2 Расчет колонны бурильных труб (КБТ)	37
2.3.7.3 Компоновка бурильной колонны	40
2.3.8 Обоснование типов и компонентного состава промывочной жидкости.....	43
2.3.9 Выбор гидравлической программы промывки	45
2.4 Проектирование процессов заканчивания скважины.....	46
2.4.1. Расчет обсадных колонн	47
2.4.2 Расчет процессов цементирования скважины	53
2.4.2.1 Выбор способа цементирования обсадных колонн	53

2.4.2.2 Расчет объема тампонажной смеси и количество составных компонентов	53
2.4.2.3 Обоснование типа и расчет объема буферной, продавочной жидкости.....	53
2.4.2.4 Гидравлический расчет цементирования скважины	54
2.4.2.4.1 Выбор типа и расчет необходимого количества цементировочного оборудования.....	54
2.4.2.4.2 Расчет режима закачки и продавки тампонажной смеси	55
2.4.3 Выбор технологической оснастки обсадных колонн	56
2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважин.....	56
2.5 Выбор буровой установки	58
3 СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ. Применение скважинных способов добычи для разработки месторождений тяжелых высоковязких нефтей и природных битумов.....	59
3.1 Ресурсная база тяжелых высоковязких нефтей и природных битумов..	59
3.2 Классификация методов разработки месторождений тяжелых нефтей и природных битумов	61
3.2.1 Очистные методы разработки тяжелых высоковязких нефтей и природных битумов	61
3.2.2 Фильтрационные методы разработки месторождений тяжелых нефтей и природных битумов	64
3.3 Описание профилей и конструкций скважин	66
3.3.1 Применение вертикальных нагнетальных скважин добывающей скважины J-образного профиля	67
3.3.2 Применение наклонно-направленных скважин с горизонтальными участками в пределах продуктивного пласта	69
3.3.3 Применение наклонно-направленных скважин с восходящим участком на забое.....	70
3.3.4 Применение скважин U-образного профиля	71
3.4 Оборудование, применяемое для сооружения скважин.....	73
3.4.1 Буровые установки.....	73
3.4.1.1 Буровые установки малой мощности	73
3.4.1.2 Буровые установки применяемые для горизонтально направленного бурения.....	74
3.4.2 Компоновки бурильной колонны	75

3.4.3 Отличительные особенности применяемых обсадных колонн и насосно-компрессорных труб.....	75
3.4.4 Отличительные особенности заканчивания скважины	79
4 ОРГАНИЗАЦИОННО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ.....	81
4.1 Структура и организационные формы работы бурового предприятия, анализ деятельности предприятия	81
4.2 Расчет нормативной продолжительности сооружения скважины	84
4.3 Разработка календарного план – графика строительства скважины	90
4.4 Расчет сметной стоимости сооружения скважины.....	92
4.5 План организационно-технических мероприятий (ОТМ) по повышению технико-экономических показателей.....	95
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	96
5.1 Производственная безопасность	96
5.1.1 Вредные факторы	98
5.1.2 Опасные факторы	103
5.2 Экологическая безопасность	106
5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	109
5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности ...	113
5.4.1. Специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны)....	114
5.4.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны ...	117
Заключение	118
Список использованной литературы.....	119
ПРИЛОЖЕНИЕ А	126
ПРИЛОЖЕНИЕ Б.....	127
ПРИЛОЖЕНИЕ В	128

Введение

Процесс бурения скважин на нефть и газ занимает одно из самых важных мест в процессе разработки месторождений. В процессе своего развития добыча углеводородов претерпела множество изменений: от колодцев, до скважин, имеющих глубины в несколько километров. С усложнением и ростом глубин добычи появилась необходимость в совершенствовании техники и технологий бурения скважин. Ведь бурение скважин — это самое начало разработки месторождения и от его качества зависят все последующие этапы. В данном курсовом проекте будет рассмотрено проектирование строительства скважины, включающее выбор бурового оборудования, обоснование параметров бурения, конструктивные особенности скважины и многие другие инженерные расчеты и обоснования.

1 ОБЩАЯ ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

1.1 Геологические условия бурения

В таблицах представленных в этом разделе показаны геологические условия бурения. В таблице 1.1.1 представлен стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов. В таблице 1.1.2 представлен прогноз литологической характеристики разреза скважины. В таблице 1.1.3 представлен прогноз физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины. В таблице 1.1.4 представлен прогноз давлений и температур по разрезу скважины.

Таблица 1.1.1 – Проектный стратиграфический разрез

Интервалы разреза с различными геолого-техническими условиями			Стратиграфическая приуроченность		Коэффициент кавернозности в интервале	Угол залегания пластов
от	до	мощность	название свит	индекс		
1	2	3	4	5	6	7
0	10	10	Четвертичные отложения	Q	1,3	-
10	110	100	Макаровская свита	Q _{3m}	1,15	1-2
110	140	30	Чертовская свита	Q _{2ct}	1,15	-
140	182	42	Криволуцкая свита	Q _{2k}	1,15	-
182	202	20	Усть-кутская свита	Q _{1uk}	1,15	-
202	232	30	Илгинская свита	Є _{3il}	1,18	-
232	653	421	Верхоленская свита	Є _{3vl}	1,14	-
653	747	94	Литвинцевская свита	Є _{2-1lt}	1,1	-
747	1335	588	Ангарская свита	Є _{1ag}	1,17	-
1335	1445	110	Булайская свита	Є _{1b}	1,05	-
1445	1905	460	Бельская свита	Є _{1bl}	1,11	-
1905	2355	450	Усольская свита	Є _{1us}	1,11	-
2355	2590	235	Верхнемотская подсвита	Є _{1m₃}	1,03	-
2590	2640	50	Среднемотская подсвита	Є _{1m₂}	1,03	-
2640	2653	13	Нижнемотская подсвита	Є _{1m₁}	1,03	-
2653	2665	12	Ярkitский горизонт		1,03	-
2665	2700 вскр. часть	35	Архей-протерозой	Ar-Prz	1,0	-

Таблица 1.1.2 – Прогноз литологической характеристики разреза скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Горная порода	
	от	до	Краткое название	Процент в интервале
1	2	3	4	5
Q	0	10	глины, пески, галечники	-
Q _{3m}	10	110	алевролит, песчаник	-
Q _{2ct}	110	140	алевролит, аргиллит	-
Q _{2k}	140	182	песчаник, доломит, аргиллит, алевролит	-
Q _{1uk}	182	202	песчаник, доломит	-
Є _{3il}	202	232	доломит	-
Є _{3vl}	232	653	песчаник, мергель, доломит	-
Є _{2-1lt}	653	747	доломит	-
Є _{1ag}	747	1335	соль, известняк, доломит	-
Є _{1b}	1335	1445	доломит	-
Є _{1bl sh₁}	1445	1595	соль, доломит	-
Є _{1bl sh₂}	1595	1905	известняк, доломит	-
Є _{1us}	1905	2010	соль, доломит	-
Траппы	2010	2063	диабазы	-
Є _{1us} надосинский	2063	2240	соль, доломиты	-
Є _{1us} осинский	2240	2305	доломиты, известняки	-
Є _{1us} подосинский	2305	2355	соль, доломит	-
Є _{1m₃}	2355	2590	доломит	-
Є _{1m₂}	2590	2640	доломит	-
Є _{1m₁}	2640	2653	алевролит, аргиллит	-
ярактинский гор.	2653	2665	песчаник	-
Ar-Prz	2665	2700 вскр. часть	гранито-гнейсы	-

Таблица 1.1.3 – Прогноз физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины

Индекс стратиграфичес кого подразделения	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность, г/см ³	Пористость, %	Трещиноватос	Глинистость, %	Абразивность	Категория пород	
	от	до							По буриности	Породы промысловой классификации
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Q	0	10	глины, пески, галечники	2,4	11- 20	-	-	III	-	Мягкая
Q _{3m}	10	110	алевролит, песчаник	2,4	-	-	-	X	-	Средняя
Q _{2ct}	110	140	алевролит, аргиллит	2,4	4- 10	-	-	IV	-	Средняя
Q _{2k}	140	182	песчаник, доломит, аргиллит, алевролит	2,5	5- 25 15- 20	-	-	IX, X III, IV	-	Твердая
Q _{1uk}	182	202	песчаник, доломит	2,7	-	-	-	XI, IV	-	Крепкая
Є _{3il}	202	232	доломит	2,7	-	-	-	IV, VI	-	Твердая
Є _{3vl}	232	653	песчаник, мергель, доломит	2,6	15- 25	-	-	IV, VI	-	Крепкая
Є _{2-1lt}	653	747	известняк, доломит	2,6	10- 20	-	-	IV	-	Крепкая
Є _{1ag}	747	1335	соль, известняк, доломит	2,6	10- 20	-	-	IV, VI	-	Крепкая
Є _{1b}	1335	1445	доломит	2,6	-	-	-	IV, VI	-	Крепкая
Є _{1bl sh₁}	1445	1595	соль, доломит	2,6	10- 20	-	-	IV, VI	-	Крепкая
Є _{1bl sh₂}	1595	1905	известняк, доломит	2,6	10- 20	-	-	IV, VI	-	Крепкая
Є _{1us}	1905	2010	соль, доломит	2,6	10- 20	-	-	IV, VI	-	Крепкая
Траппы	2010	2063	диабазы	2,6	10- 20	-	-	IV, VI	-	Крепкая
Є _{1us} надосинский	2063	2240	соль, доломиты	2,6	10- 20	-	-	IV, VI	-	Крепкая
Є _{1us} осинский	2240	2305	доломиты, известняки	2,6	10- 20	-	-	IV, VI	-	Крепкая
Є _{1us} подосинский	2305	2355	соль, доломит	2,6	10- 20	-	-	IV, VI	-	Крепкая

Продолжение таблицы 1.1.3

Є _{1m3}	2355	2590	доломит	2,55	10-75	-	-	XI, IV	-	Крепкая Твердая
ярактинский гор.	2653	2665	песчаник	2,55	10-75	-	-	XI, IV	-	Крепкая Твердая
Ar-Prz	2665	2700	гранито-гнейсы	2,7	-	-	-	IX	-	Очень крепкая

Таблица 1.1.4 - Прогноз давлений и температур по разрезу скважины

Индекс стратиграфиче	Прогнозируемый интервал		Градиент давлений								Температура в конце интервала, °С
			Пластового, (кгс/см ²)/м		Порового, (кгс/см ²)/м		Гидроразрыва, (кгс/см ²)/м		Горного, (кгс/см ²)/м		
	от	до	от	до	от	до	от	до	от	до	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Q-O _{3m}	0	110	0	0,073	0	0,073	0	0,186	0	0,24	-
Q _{2ct}	110	140	0,085	0,085	0,085	0,085	0,139	0,139	0,24	0,24	-
Q _{2k}	140	182	0,090	0,090	0,090	0,090	0,142	0,142	0,24	0,24	-
Q _{1uk}	182	202	0,093	0,093	0,093	0,093	0,144	0,144	0,24	0,26	-
Є _{3il}	202	232	0,094	0,094	0,094	0,094	0,145	0,145	0,26	0,28	-
Є _{3vl}	232	653	0,100	0,100	0,100	0,100	0,151	0,151	0,28	0,27	-
Є _{2-ilt}	653	747	0,100	0,100	0,100	0,100	0,152	0,152	0,27	0,27	-
Є _{1ag}	747	1335	0,100	0,100	0,100	0,100	0,153	0,153	0,27	0,27	23
Є _{1b}	1335	1445	0,100	0,100	0,100	0,100	0,153	0,153	0,27	0,27	24
Є _{1bl}	1445	1905	0,100	0,100	0,100	0,100	0,154	0,154	0,27	0,27	29
Є _{1us}	1905	2355	0,100	0,100	0,100	0,100	0,154	0,154	0,27	0,27	34
Є _{1m3}	2355	2590	0,095	0,095	0,095	0,095	0,146	0,146	0,27	0,27	37
Є _{1m2}	2590	2640	0,095	0,095	0,095	0,095	0,146	0,146	0,27	0,27	37
Є _{1m1}	2640	2665	0,095	0,095	0,095	0,095	0,146	0,146	0,27	0,27	37
Ar-Prz	2665	2700	0,100	0,100	0,107	0,107	0,154	0,154	0,27	0,27	37

В интервале от 2665 до 2700 м залегают гранито-гнейсы. Это может привести к снижению механической скорости бурения и преждевременному выходу из строя породоразрушающего инструмента. Следовательно, для успешного прохождения данного интервала оценивается возможность применения алмазных долот.

В интервалах от 747 до 1335 м, от 1445 до 1595 м, от 1905 до 2010 м, от 2063 до 2240 м, от 2305 до 2355 м присутствуют соленые отложения, поэтому необходимо проектирование минерализованных буровых растворов, чтобы

предотвратить осложнения, связанные с наличием солей. Также следует отметить, что необходимо применение коррозионностойких тампонажных растворов из-за наличия высокоминерализованных водоносных горизонтов.

1.2 Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)

В данном разделе в таблице 1.2.1 представлена характеристика нефтегазоводоносности по разрезу скважины

Таблица 1.2.1 - 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							
Пласт 1	2653	2661	Терригенный	723	35,3	180	-
Пласт 2	2663	2665	-	-	-	-	-
Газоносность							
Пласт 1 (ГНК)		2648 (-2136)	Терригенный	833	-	-	-
Пласт 2 (ГНК)		2648 (-2136)	-	-	-	-	-
Водоносность							
Q+ордов.	0	202	Поровый	1000	295	-	Да. Минерализ. – 0,22 г/л.
Є3 Є3il+vl	202	653	-	1000-1060	70-170	-	Да. Минерализ. – 0,48 г/л.
Є3 vl+Є2-1lt	653	747	-	1060-1080	35-345	-	Да. Минерализ. – 90-180 г/л. Химический состав: SO ₄ ²⁻ – 15 мг/л, HCO ₃ – 29 мг/л, Na ⁺ K ⁺ – 16 мг/л, Mg ²⁺ – 15 мг/л, Ca ²⁺ – 17 мг/л
Є1ag+Є1us	747	2355	-	1080-1170	1200	-	Нет. Минерализ. – 285 г/л.
Є1m	2355	2665	-	1210-1290	3-7	-	Да. Минерализ. – 330 г/л. Химический состав: Cl ⁻ – 22158 мг/л, SO ₄ ²⁻ – 26 мг/л, HCO ₃ – 112,2 мг/л, Na ⁺ K ⁺ – 46883 мг/л, Mg ²⁺ – 10192 мг/л, Ca ²⁺ – 68505 мг/л

Разрез представлен 2 нефтеносными, 2 газоносными и 5 водоносными пластами. Скважина проектируется для эксплуатации интервала 2653-2661 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 250 м для эксплуатации водоносного горизонта 0-202 м.

1.3 Зоны возможных осложнений

В данном разделе в таблице 1.3.1 представлены возможные осложнения по разрезу скважины.

Таблица 1.3.1 – Возможные осложнения по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип осложнения	Характеристика и условия возникновения
	От	До		
1	2	3	4	5
O _{2uk}	182	202	Поглощение бурового раствора	Интенсивность – от 10 м ³ /час до полного, имеется потеря циркуляции. Нарушение равновесия между пластовым и гидродинамическим давлением в процессе бурения более чем 15 кгс/см ² .
Є ₃	580	650	Поглощение бурового раствора	Интенсивность – от 35 м ³ /час до полного, имеется потеря циркуляции. То же в интервалах залегания трещиноватых и высокопроницаемых пород. Превышение пластовое давление более чем 25 кгс/см ²
Є _{1b} , Є _{1bl}	1430	1730	Поглощение бурового раствора	Интенсивность – от 0,2 м ³ /час до 1,2 м ³ /час, имеется потеря циркуляции. То же в интервалах залегания трещиноватых и высокопроницаемых пород. Превышение пластовое давление более чем 25 кгс/см ² .
Q	0	15	Осыпи и обвалы	Осыпи и обвалы из-за неустойчивости глинистых пород в четвертичных отложениях, возникающие при повышенной водоотдаче бурового раствора и его слабой ингибирующей способности.

Продолжение таблицы 1.3.1

Є _{3il}	202	232	Сальникообразования, заклинки.	Увлажнения аргиллитов вследствие высокой водоотдачи бурового раствора. Образование шламовых корок, сужение ствола, заклинивание инструмента, перепад давления. Оставление инструмента без движения более 0,5 часа.
Є _{3vl}	232	653		
Є _{1ag}	747	1300	Сальникообразования, сужение ствола, заклинивание инструмента, перепад давления.	
-//-	131 5	1355		
Є _{1us}	219 5	2240		
Є _{1us}	224 0	2305	Нефтегазопровлеение	Нефтепроявление с плотностью флюида 0,740 г/см ³ . В виде пленок нефти, насыщения раствора газом, выброс газа. Разжижения пластовыми водами и разгазирования бурового раствора.
Є _{1m1}	264 0	2665	Нефтегазопровлеение	-
Є _{1ag}	747	1335	Образование каверн и уступов в следствии размыва солей, желообразование	Бурение на недосыщенном NaCl буровом растворе.
Є _{1bl}	144 5	1595		
Є _{1us}	190 5	2355		

В разрезе представлен ряд интервалов, в которых возможно возникновение осложнений в процессе бурения. В интервалах 182-202 м и 580-650 м возможны высокоинтенсивные поглощения бурового раствора, вплоть до полного поглощения. Следовательно, необходимо запроектировать использование наполнителей бурового раствора.

В интервале от 747 до 1335 м, от 1445 до 1595 м, от 1905 до 2355 м прогнозируется высокая вероятность желообразования и кавернообразования, вследствие размыва соленых отложений, поэтому необходимо запроектировать процесс бурения таким образом, чтобы количество спускоподъемных операций снизить до минимума, а также применить высокоминерализованный буровой раствор для предотвращения размыва.

В интервалах от 202 до 653 м, от 747 до 1300 м, от 1315 до 1355 м, от 2195 до 2240 м возможны образования сальников, поэтому необходимо запроектировать буровой раствор с пониженной водоотдачей для предотвращения увлажнения аргиллитов.

2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

2.1 Проектирование профиля скважины

Согласно исходным данным в программе «Бурсофтпроект» строится профиль скважины. Исходные данные, а также данные, полученные в результате проектирования представлены в таблице 2.1.1, а сам профиль на рисунке 2.1.1. Профиль, представленный на рисунке 2.1.1 является J-образным трехинтервальным. Данный профиль позволит пробурить скважину с необходимым отходом и вывести траекторию скважины в требуемую точку пласта. Также следует отметить, что третий участок стабилизации позволит разместить в нем глубинное насосное оборудование. Выбор профиля также обусловлен запроектированным комплектом оборудования, в том числе технических средств для направленного бурения и контроля проводки скважины, и обеспечит свободную вписываемость и проходимость компоновок низа бурильной колонны.

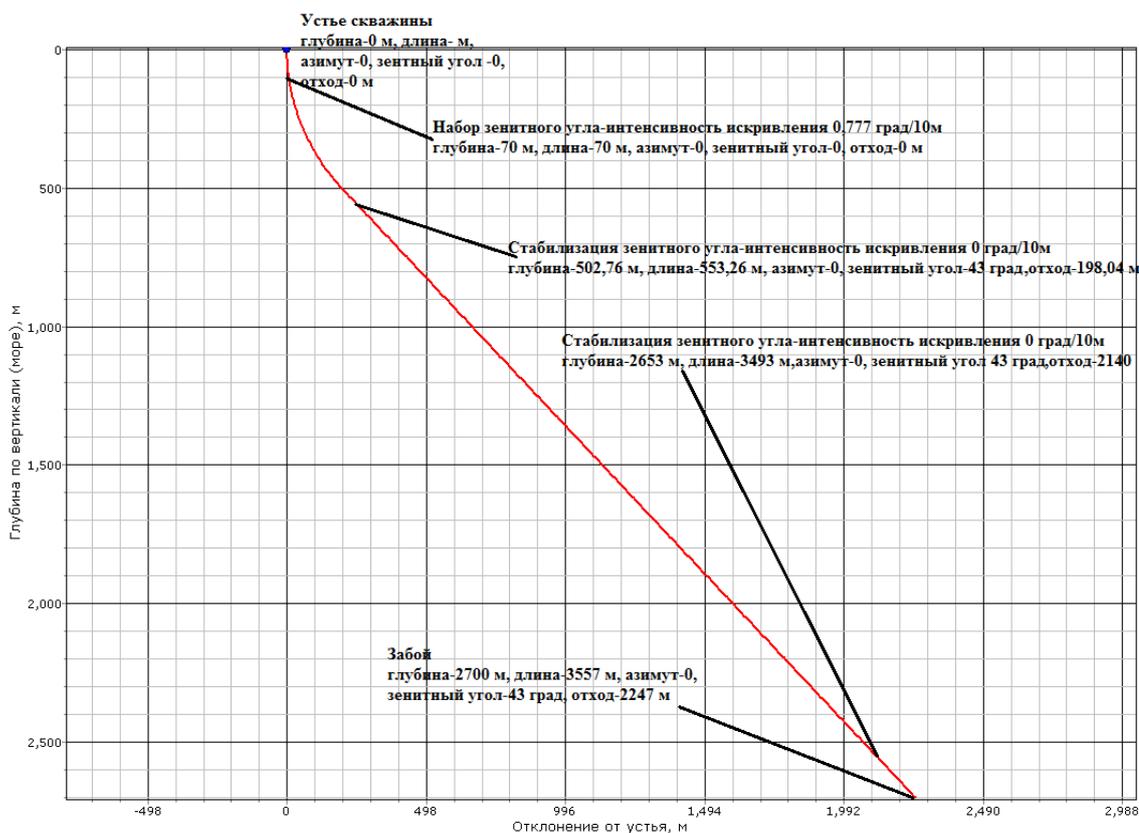


Рисунок 2.1.1 – Проектный профиль скважины

Таблица 2.1.1 – Данные по профилю наклонно-направленной скважины

Тип профиля		Трехинтервальный									
Исходные данные для расчета											
Глубина скважины по вертикали, м				2700		Интенсивность искривления на участке набора зенитного угла, град/м				0,078	
Глубина вертикального участка скважины, м				70		Интенсивность искривления на втором участке набора зенитного угла, град				-	
Отход скважины, м				2247		Интенсивность искривления на участке падения зенитного угла, град/м				-	
Длина интервала бурения по пласту, м				17,6		Интенсивность искривления на участке малоинтенсивного набора зенитного угла, град/м				-	
Предельное отклонение оси горизонтального участка от кровли пласта в поперечном направлении, м				-		Зенитный угол в конце участка набора угла, град				43	
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				43	
№ 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	70	70	0	0	0	0	0	0	70	70
2	70	503	433	0	198	198	0	43	70	553	483
3	503	2700	2197	198	2247	2049	43	43	553	3557	3004
Итого	Σ		2700	Σ		2247	-	-	Σ		3557

2.2 Проектирование конструкции скважины

Конструкция скважины — это совокупность следующих факторов:

- число обсадных колонн и их диаметры;
- глубина спуска обсадных колонн и интервалы их цементирования;
- диаметры долот для каждого интервала бурения.

2.2.1 Выбор конструкции эксплуатационного забоя

Для определения конструкции эксплуатационного забоя необходимо рассмотреть ряд параметров:

- тип коллектора;
- однородность коллектора;
- способ эксплуатации продуктивного пласта;
- устойчивость коллектора.

Так как по исходным данным имеется поровый коллектор с однородным градиентом давления и пористостью, а также наличием одного флюида и одной горной породой в пределах продуктивного пласта, то можно сделать вывод о том, что:

- 1 Пласт является однородным по пористости;
- 2 Пласт является высокопроницаемым;
- 3 Пласт является литологически однородным;
- 4 В пласте наблюдается высокое пластовое давление с постоянным градиентом давления.

Исходя из того, что коллектор представлен устойчивыми крепкими горными породами Ярактинского горизонта, то необходимо проектировать открытый ствол без хвостовика.

2.2.2 Совмещенный график давлений

Чтобы определить необходимы ли нам дополнительные колонны, необходимо построить совмещенный график давлений (приложение А). Совмещенный

график давлений позволяет выявить зоны несовместимые по условиям бурения, если такие имеются в разрезе.

Согласно совмещенному графику давлений, зон несовместимых по условиям бурения в разрезе нет, поэтому проектируется одноколонная конструкция скважины.

2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

Для данной скважины будет использоваться одноколонная конструкция, включающая в себя направление, кондуктор и эксплуатационную колонну.

Спуск направления будет осуществляться в интервале от 0 до 20 м. Из условия перекрытия четвертичных отложений, на 10 м ниже их окончания.

Глубина спуска кондуктора должна обеспечить выполнение нескольких условий: перекрытие всей толщи рыхлого неустойчивого интервала разреза; разобщение водоносных горизонтов, залегающих в интервале спуска кондуктора; установку на устье противовыбросового оборудования.

Глубину спуска кондуктора H_k определяется по формуле 2.2.3.1:

$$H_k \geq \frac{P_{пл} - 0,01 \cdot L \cdot \gamma_{\phi}}{\Delta P_{гр} - 0,01 \cdot \gamma_{\phi}} = \frac{26,43 - 0,01 \cdot 2700 \cdot 0,723}{0,0152 - 0,01 \cdot 0,723} = 867 \text{ м}, \quad (2.2.3.1)$$

где $P_{пл}$ – максимальное пластовое давление, МПа;

L – глубина скважины, м;

γ_{ϕ} – плотность пластового флюида, г/см³;

$\Delta P_{гр}$ – градиент давления гидроразрыва пород в интервале установки последующей колонны, МПа/м.

Спуск кондуктора будет осуществляться на интервале от 0 до 900 м.

Спуск эксплуатационной колонны провести на интервале от 0 до 2650 м.

Также следует отметить интервал бурения открытого ствола (2650-2700) Данная глубина обоснована наличием «зумппф» (зона успокоения механических примесей пластовых флюидов), пробуренного из условия на каждые 1000 метров 10 метров «зумппф».

2.2.4 Выбор интервалов цементирования

Кондуктор и направление зацементировать от устья до забоя. Эксплуатационную колонну зацементировать на интервале от 825 до 2650 м (на 150 м выше глубины спуска кондуктора по длине ствола).

2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Расчет диаметров обсадных колонн и скважины осуществляется снизу-вверх. При этом исходным является диаметр эксплуатационной колонны, который принимается в зависимости от ожидаемого притока и условий опробования, эксплуатации и ремонта скважин.

Однако в зоне продуктивного пласта предусматривается открытый ствол скважины, поэтому расчеты будут вестись исходя из диаметра открытого ствола. Для бурения интервал открытого ствола выбирается долото диаметром 146 мм.

В приложении А представлена проектная конструкция скважины.

2.2.6 Проектирование обвязки обсадных колонн

Величина максимального устьевого давления составляет 18,47 МПа. Следовательно, проектируется ПВО ОП5 – 230/80х35 (230 – диаметр условного прохода ОП, мм; 80 – диаметр условный прохода манифольда, мм; 35 – рабочее давление, МПа), состоящую из двух плашечных превенторов (один с глухими, другой с трубными плашками) и одного универсального превентора.

Также выбирается колонная головка – ОКК1-21-168х273 (обвязываются кондуктор и эксплуатационная колонна) [2].

2.3 Углубление скважины

В данном подразделе будут рассмотрены технико-технологические вопросы, связанные с непосредственным бурением скважины.

2.3.1 Выбор способа бурения

Выбор способа бурения зависит от многих факторов. К основным из них можно отнести температуру на забое, глубину бурения, плотность бурового раствора, частоты вращения породоразрушающего инструмента (ПРИ).

Интервал направления будет буриться шарошечным долотом роторным способом. Интервал бурения под кондуктор, а также эксплуатационную колонну

и хвостовик сложен в основном твердыми и крепкими высокоабразивными горными породами. Для бурения этих интервалов будет использоваться шарошечное долото совместно с винтовым забойным двигателем.

Исходя из рассмотренных выше факторов можно сделать вывод о выборе способа бурения для каждого интервала. Запроектированные способы бурения приведены в таблице 2.3.1.1.

Таблица 2.3.1.1 – Способы бурения по интервалам скважины

Интервал, м	Обсадная колонна	Температура в конце интервала, °С	Пластовое давление, МПа	Плотность бурового раствора, кг/м ³	Способ бурения
0-20	Направление	-	0,15	1140-1200	Роторный
20-710	Кондуктор	-	6,69	1120-1160	С применением ГЗД (ВЗД)
710-2650	Эксплуатационная колонна	37	25,98	1120-1160	С применением ГЗД (ВЗД)
2650-2700	Открытый ствол	37	26,43	1160-1200	С применением ГЗД (ВЗД)

2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Для разбуривания всех интервалов будут применяться долота производства компании «Волгобурмаш». Интервал бурения под направления сложен средними малоабразивными порода для его бурения будет применяться трехшарошечное долото 444,5(17 1/2) GRDP217. Данное долото имеет фрезерованное вооружение и оптимально подходит для бурения данного интервала. Интервалы бурения под кондуктор, эксплуатационную колонну и хвостовик будут буриться трехшарошечными долотами 349,2 (13 3/4) MTRP837, 228,6 (9) MTR837, 146 (5 3/4) STD833Z соответственно. Данные долота имеют твердосплавное вставное вооружения и подходят для бурения крепких высокоабразивных пород, слагающих разрез. Долота с резцами PDC применять нецелесообразно, т.к. из-за высокой абразивности на забое по причине трения будут возникать высокие температуры, что приведет к быстрому износу долота. Выбранный породоразрушающий инструмент представлен в таблице 2.3.2.1.

Таблица 2.3.2.1 – Выбор породоразрушающего инструмента

Интервал		0-20	20-900	900-2650	2650-2700
Шифр долота		444,5(17 1/2) GRDP217	349,2 (13 3/4) MTRP837	228,6 (9) MTR837	146 (5 3/4) STD833Z
Тип долота		шарошечно е	шарошечно е	шарошечно е	шарошечно е
Диаметр долота, мм		444,5	349,2	228,6	146
Тип горных пород		С	К	К	К
Присоединительная резьба	ГОСТ	Ниппель 3-177	Ниппель 3-152	Ниппель 3-117	Ниппель 3-88
	API	Pin 7 5/8 Reg	Pin 6 5/8 Reg	Pin 4 1/2 Reg	3 1/2 Reg
Длина, м		0,415	0,33	0,273	0,2
Масса, кг		250	140	43	10,8
G, тс	Рекомендуемая	12-35	21-40	16-22	8-15
	Предельная	42	48	26	18
n, об/мин	Рекомендуемая	40-300	40-180	90-240	40-600
	Предельная	360	216	288	720

2.3.3 Расчет осевой нагрузки на породоразрушающий инструмент

Для всех интервалов бурения выбираются нагрузки согласно известной методике, по которой производится расчет нагрузок согласно статистическому анализу (G_1), аналитическому расчету (G_2) и из условия допустимой нагрузки на долото (G_3). По результатам расчета выбирается наименьшая из них ($G_{\text{проект}}$).

В таблице 2.3.3.1 приведены результаты проектирования осевой нагрузки на породоразрушающий инструмент.

Таблица 2.3.3.1 – Расчет осевой нагрузки на породоразрушающий инструмент

Интервал, м	0-20	20-900	900-2650	2650-2700
Исходные данные				
α	1	1	1	1
$P_{\text{ш}}, \text{кгс/см}^2$	2550	71400	71400	71400
$D_{\text{д}}, \text{см}$	44,45	34,92	22,86	14,6
η	1	1	1	1
$\delta, \text{см}$	1,5	1,5	1,5	1,5

Продолжение таблицы 2.3.3.1

α	1	1	1	1
q , кН/мм	0,2	1,5	1,5	1,5
$G_{пред}$, кН	412	470	255	176
F , см ²	33,3375	26,19	17,145	10,95
Результаты проектирования				
G_1 , тс	8,5	187	122,4	78,2
G_2 , тс	8,9	52,4	34,3	21,9
G_3 , тс	32,9	37,6	20,4	14,1
$G_{проект}$, тс	9	38	20	14

2.3.4 Расчет частоты вращения породоразрушающего инструмента

В таблице 2.3.4.1 представлены результаты расчета частоты вращения породоразрушающего инструмента.

Таблице 2.3.4.1 – Результаты расчета частоты вращения породоразрушающего инструмента

Интервал		0-20	20-900	900-2650	2650-2700
Исходные данные					
$V_{л}$, м/с		2	0,8	0,8	0,8
D_d	м	0,4445	0,3492	0,2286	0,146
	мм	444,5	349,2	228,6	146
τ , мс		8	3	3	3
z		24	24	22	20
α		0,8	0,3	0,3	0,3
Результаты проектирования					
n_1 , об/мин		86	44	67	105
n_2 , об/мин		203	542	591	650
n_3 , об/мин		742	710	465	297
$n_{проект}$, об/мин		86	40	62	100

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 интервалах бурения под кондуктор, эксплуатационную колонну и хвостовик запроектировано меньшее значение частоты вращения по сравнению с расчетным. Это можно объяснить тем, разрез в этих интервалах складывается крепкими абразивными породами, что

может привести к дополнительным вибрационным нагрузкам на долота, а вследствие к их преждевременному износу.

2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

В таблице 2.3.5.1 представлены расчеты необходимые для обоснования типа забойного двигателя.

Таблица 2.3.5.1 – Результаты проектирования параметром забойных двигателей

Интервал		0-20	20-900	900-2650	2650-2700
Исходные данные					
D _д	м	0,4445	0,3492	0,2286	0,146
	мм	444,5	349,2	228,6	146
G _{ос} , кН		8,5	37,6	20,4	14,1
Q, Н*м/кН		1,5	1,5	1,5	1,5
Результаты проектирования					
D _{зд} , мм	от	-	279	183	117
	до	-	314	206	131
M _р , Н*м		-	16495	6016	2755
M _о , Н*м		-	175	114	73
M _{уд} , Н*м/кН		-	43	29	19

На интервале бурения от 0 до 20 м проектирование забойного двигателя не предусматривается т.к. бурение этого интервала будет производиться роторным способом. На интервале от 20 до 900 будет использоваться забойный двигатель ДРУ-240РС, данный двигатель может обеспечивать необходимый высокий рабочий момент для разрушения крепких горных пород. Также данный двигатель позволит набрать необходимый зенитный угол на участке набора зенитного угла. На интервале от 900 до 2650 будет использоваться забойный двигатель ДРУ-195РС он соответствует всем необходимым параметрам необходимым для качественного разбуривания данного интервала. На интервале от 2650 до 2700 будет применяться винтовой забойный двигатель ДРУ4-127РС. В таблице 2.3.5.1. технические характеристики выбранных двигателей [3; 4].

Таблица 2.3.5.1 – Технические характеристики выбранных 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
ДРУ-240РС	20-900	240	8570	2247	30-75	20-160	22,55	48-379
ДРУ-195РС	900-2650	195	7400	1368	19-38	85-200	14,57	131-306
ДРУ4-127РС	2650-2700	127	7080	503	10-20	70-230	3,04	23-74

2.3.6 Расчет необходимого расхода бурового раствора

Расход промывочной жидкости должен обеспечить:

- эффективную очистку забоя скважины от шлама;
- транспортирование шлама на поверхность без аккумуляции его в кольцевом пространстве между бурильными трубами и стенками скважины;
- устойчивую работу забойного двигателя;
- предотвращение гидроразрыва горных пород;
- обеспечение гидромониторного эффекта;
- предотвращение размыва стенки скважины и т.д.

В таблице 2.3.6.1 представлены результаты проектирования частоты параметров забойного двигателя по интервалам бурения.

Таблица 2.3.6.1 – Проектирование частоты параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал	0-20	20-900	900-2650	2650-2700
Исходные данные				
D_d , м	0,4699	0,3492	0,2486	0,146
K	0,65	0,3	0,3	0,3
K_k	1,3	1,15	1,1	1
$V_{кр}$, м/с	0,15	0,1	0,1	0,1
V_m , м/с	0,01	0,0083	0,0042	0,0042
$d_{бт}$, м	0,127	0,127	0,127	0,127
d_{max} , м	0,24	0,24	0,195	0,127

Продолжение таблицы 2.3.6.1

$d_{\text{нмак}}$, м	0,002	0,002	0,0015	0,001
n	4	3	3	3
$V_{\text{кпмин}}$, м/с	0,15	0,15	0,15	0,1
$V_{\text{кпмак}}$, м/с	1,3	1,3	1,5	1,5
$\rho_{\text{см}} - \rho_{\text{р}}$, г/см ³	0,02	0,02	0,02	0,02
$\rho_{\text{р}}$, г/см ³	1,16	1,16	1,16	1,2
$\rho_{\text{п}}$, г/см ³	2,4	2,6	2,6	2,6
Результаты проектирования				
Q_1 , л/с	113	29	15	5
Q_2 , л/с	139	69	18	5
Q_3 , л/с	234	103	32	6
Q_4 , л/с	32	17	6	0,41
Q_5 , л/с	5	4	3	2
Q_6 , л/с	-	30	19	10
Дополнительные проверочные расчеты				
$Q_{\text{табл}}$, л/с	-	75	38	20
$\rho_{\text{табл}}$, кг/м ³	1000	1000	1000	1000
$\rho_{\text{бр}}$, кг/м ³	1160	1160	1160	1200
M, Н*м	-	16495	6016	2755
$M_{\text{табл}}$, Н*м	-	22550	14570	3040
m	3	2	1	1
n	0,9	0,9	0,9	0,9
$Q_{\text{н}}$, л/с	51	45,5	31,8	23,9
$Q_{\text{пров1}}$, л/с	-	60	23	17
$Q_{\text{пров2}}$, л/с	140	82	29	22

Таблица 2.3.6.2 – Проектирование области допустимого расхода бурового раствора

Интервал	0-20	20-900	900-2650	2650-2700
Исходные данные				
Q_1 , л/с	113	29	15	5
Q_2 , л/с	139	69	18	5
Q_3 , л/с	234	103	32	20
Q_4 , л/с	32	17	6	0,41
Q_5 , л/с	5	4	3	2
Q_6 , л/с	-	30	19	10
Области допустимого расхода бурового раствора				
ΔQ , л/с	139-234	69-103	19-32	10-20
Запроектированные значения расхода бурового раствора				
Q , л/с	140-234	82-103	23-32	17-20
Дополнительные проверочные расчеты (оценка создаваемого момента на забойном двигателе)				
$Q_{\text{тн}}$, л/с	-	24	15,2	8
ρ_1 , кг/м ³	-	1	1	1
$\rho_{\text{бр}}$, кг/м ³	-	1,16	1,16	1,2
$M_{\text{тн}}$, Н*м	-	22550	14570	3040
$M_{\text{тб}}$, Н*м	-	481789	74908	22800

Выбранные винтовые забойные двигатели, проходят по результатам дополнительный проверочных расчетов. Следовательно, запроектированные двигатели могут быть использованы для бурения скважины.

2.3.7 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

Бурильная колонна (БК) состоит из компоновки низа бурильной колонны (КНБК) и колонны бурильных труб (КБТ).

В общем случае КНБК включает в себя долото, забойный двигатель, калибраторы, центраторы, стабилизаторы, расширители, маховики, отклонители и утяжеленные бурильные трубы (УБТ).

2.3.7.1 Расчет утяжеленных бурильных труб (УБТ)

В таблицах 2.3.7.1.1, 2.3.7.1.2, 2.3.7.1.3, 2.3.7.1.4 представлены данные о проектировании бурильной колонны в интервале бурения под направление, под кондуктор, под эксплуатационную колонну и под открытый ствол соответственно.

Таблица 2.3.7.1.1 – Проектирование бурильной колонны для интервала бурения под направление

УБТ				
№секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	УБТ-299	299	18	8811
Бурильные трубы				
№секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
-	-	-	-	-

Таблица 2.6.1.2 – Проектирование бурильной колонны для интервала бурения под кондуктор

УБТ				
№секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	УБТ-229	229	128	27315,2
2	УБТ-178	178	8	1248
3	УБТ-146	146	8	824
Бурильные трубы				
№секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	ТБПК-114x10,9	114	597	21154
ТБТ				
№секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	ТБТ 127x76,2	127	132	8394,6

Таблица 2.3.7.1.3 – Проектирование бурильной колонны для интервала бурения под эксплуатационную колонну

УБТ				
№секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	УБТ-178	178	88	13728
2	УБС-146	146	8	824
Бурильные трубы				
№секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	ТБПК-114x10,9	114	3317,8	117550
ТБТ				
№секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	ТБТ 127x76,2	127	36	2289,6

Таблица 2.6.1.4 – Проектирование бурильной колонны для интервала бурения интервала открытого ствола

УБТ				
№секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	УБТ-120	120	200	12700
Бурильные трубы				
№секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	ТБПК-114x10,9	114	3314,7	117439,8

2.3.7.2 Расчет колонны бурильных труб (КБТ)

Расчет КБТ производится для момента отрыва долота от забоя при циркуляции бурового раствора при бурении интервала под эксплуатационную колонну [6].

Осевое гидравлическое усилие на корпусе забойного двигателя рассчитываем по формуле 2.3.7.2.1.

$$F_{зд} = P_{зд} \cdot F_{П} = 11652375 \cdot 0,07 = 8437917Н \quad (2.3.7.2.1)$$

Длина УБТ: $L_{убт}=96$ м.

Длина колонны бурильных труб: $l_{БТ} = 3344,5$ м.

Сила тяжести УБТ найдем по формуле 2.3.7.2.2.

$$G_{убт} = q_{убт} \cdot l_{убт} = 14552кгс \quad (2.3.7.2.2)$$

Сила тяжести бурильных труб найдем по формуле 2.6.2.3.

$$G_{BT} = q_{BT} \cdot l_{BT} = 35,71 \cdot 3344,5 = 1194314 \text{ кгс} \quad (2.6.2.3)$$

Забойное давление в нижнем сечении бурильных труб найдем по формуле 2.3.7.2.4.

$$P_{заб} = \rho \cdot g \cdot (L - L_{убт} \cdot \cos \alpha) = 29,58 \text{ МПа} \quad (2.3.7.2.4)$$

Выталкивающая сила, действующая на бурильные трубы в продольном направлении рассчитывается по формуле 2.3.7.2.5.

$$F_A = P_{заб} \cdot F = 29580000 \cdot 0,0922 = 1044451 \text{ Н} \quad (2.3.7.2.5)$$

Коэффициенты трения при поступательном движении труб: в открытом стволе – $f_3=0,4$; внутри обсадной колонны – $f_2=0,2$.

Продольные усилия в нижнем сечении бурильных труб по формуле 2.3.7.2.7, коэффициент Архимеда рассчитывается по формуле 2.3.7.2.6.

$$k_A = 1 - \frac{\rho}{\rho_M} = 1 - \frac{1160}{7850} = 0,8522 \quad (2.3.7.2.6)$$

$$F_{тр.КНБК} = f_3 \cdot g \cdot (G_{убт} + G_{зд}) \cdot k_A \cdot \sin \alpha = 36299,7 \text{ Н} \quad (2.3.7.2.7)$$

Продольное усилие в нижнем сечении бурильных труб найдем по формуле 2.3.7.2.8.

$$N(l_{BT}) = (G_{убт} + G_{зд}) \cdot g \cdot k_A \cdot \cos \alpha + F_{тр.КНБК} + F_{зд} - F_A = 8729629 \text{ Н} \quad (2.3.7.2.8)$$

Суммарная поперечная сила, прижимающая бурильную колонну к стенке скважины на участке стабилизации, рассчитывается по формуле 2.3.7.2.9.

$$F_{n3} = [q(l_{ш} - l_{убт}) + G_{убт} + G_{зд}] \cdot g \cdot k_A \cdot \sin \alpha = 674474 \text{ Н} \quad (2.3.7.2.9)$$

Суммарная сила трения на участке стабилизации рассчитывается по формуле 2.3.7.2.10.

$$F_{тр3} = f_3 \cdot F_{n3} = 269789,6 \text{ Н} \quad (2.3.7.2.10)$$

Продольные усилия в начале участка стабилизации находим по формуле 2.3.7.2.11.

$$N_3 = N(l_{BT}) + q(l_{ш} - l_{убт}) \cdot g \cdot \cos \alpha + F_{тр7} - F_{тр.КНБК} = 1840959,6 \text{ Н} \quad (2.3.7.2.11)$$

Поперечная прижимающая сила на участке набора зенитного угла находится по формуле 2.3.7.2.12.

$$F_{n2} = q \cdot R \cdot [2(1 - \cos \Delta \alpha) - \Delta \alpha \cdot \sin \Delta \alpha] - N_3 \Delta \alpha = -1380967,2H \quad (2.3.7.2.12)$$

Колонна прижимается к верхней стенке скважины.

Сила трения на участке набора зенитного угла находится по формуле 2.3.7.2.13.

$$F_{mp2} = f_2 \cdot |F_{n2}| = 2761934H \quad (2.3.7.2.13)$$

Продольное усилие в сечении изгиба на участке набора зенитного угла определяется по формуле 2.3.7.2.14.

$$N_6 = N_7 + q \cdot h \cdot g + F_{mp6} = 22687344H \quad (2.3.7.2.14)$$

Суммарное продольное усилие от веса бурильной колонны в жидкости находится по формуле 2.3.7.2.15.

$$G_{БК} = [(G_{зд} + G_{убт}) \cos \alpha_1 + q \cdot (L - L_{убт} \cdot \cos \alpha_1)] \cdot k_A = 89037,6кгс \quad (2.3.7.2.15)$$

Суммарная сила трения на непертикальных участках профиля находится по формуле 2.3.7.2.16.

$$F_{mp} = F_{mp2} + F_{mp3} = 545983H \quad (2.3.7.2.16)$$

Продольное усилие в верхнем сечении колонны находится по формуле 2.3.7.2.17.

$$N(0) = g \cdot G_{БК} + F_{mp} + F_{зд} = 22652336H \quad (2.3.7.2.17)$$

Определим осевой момент инерции по формуле 2.3.7.2.18.

$$I = \frac{\pi}{64} (D^4 - d^4) = 1.88 \cdot 10^{-6} M^4 \quad (2.3.7.2.18)$$

Определим изгибающий момента по формуле 2.3.7.2.19.

$$M_{II} = \frac{EI}{R} = 13511H \cdot m \quad (2.3.7.2.19)$$

Определим напряжение изгиба по формуле 2.3.7.2.20.

$$\sigma_{II} = \frac{ED}{2R} = 162,3МПа \quad (2.3.7.2.20)$$

Определение нормальных напряжений: в сечении изгиба (формула 2.3.7.2.21), в верхнем сечении (формула 2.3.7.2.22), в верхнем сечении без учета КНБК (формула 2.3.7.2.23)

$$\sigma(H) = \frac{N(H)}{F} + \sigma_{II} = 804,97 \text{ МПа} \quad (2.3.7.2.21)$$

$$\sigma(0) = \frac{N(0)}{F} = 641,05 \text{ МПа} \quad (2.3.7.2.22)$$

$$\sigma_{БК}(0) = \frac{G_{БК}}{F} = 247,4 \text{ МПа} \quad (2.3.7.2.23)$$

Наиболее опасное сечение бурильной колонны – сечение изгиба.

Установление коэффициента запаса статической прочности:

$$k_{cm} = 1,35$$

Требуемый предел текучести материала бурильных труб: в сечении изгиба (формула 2.3.7.2.24), в верхнем сечении (формула 2.3.7.2.25)

$$\sigma_T(H) = k_{cm} \cdot \sigma(H) = 1086,71 \text{ МПа} \quad (2.3.7.2.24)$$

$$\sigma_T(0) = k_{cm} \cdot \sigma(0) = 865,42 \text{ МПа} \quad (2.3.7.2.25)$$

Требуемым пределам текучести материала бурильных труб соответствуют бурильные трубы с группой прочности материала Р.

Допускаемая растягивающая нагрузка в верхнем сечении находится по формуле 2.3.7.2.26.

$$[N(0)] = \sigma_T(0) \cdot F = 40175569 \text{ Н} \quad (2.3.7.2.26)$$

Допускаемое усилие для ликвидации прихвата по формуле 2.3.7.2.27.

$$\Delta G = [N(0)] - N(0) = 17543232 \text{ Н} \quad (2.3.7.2.27)$$

Расчет колонны бурильных труб на внутреннее давление проводится после гидравлической программы промывки скважины.

2.3.7.3 Компоновка бурильной колонны

Ниже представлены компоновки низа бурильной колонны по интервалам бурения: таблица 2.3.7.3.1 – КНБК для бурения под направление, таблица 2.3.7.3.2 – КНБК для бурения под кондуктор, таблица 2.3.7.3.3 – КНБК – для бурения под ЭК, таблица 2.3.7.3.4 – КНБК для бурения интервала открытого ствола. Выбор оборудования произведен с учетом требуемого нормативного запаса [5].

Таблица 2.3.7.3.1 - КНБК для бурения под направление

№ п/п	Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м	Назначение
	от	до				
1	0	20	444,5(17 1/2) GRDP217	250	0,415	Бурение вертикального участка под направление, проработка ствола перед спуском направления
			Переводник М-201/177	98,9	0,42	
			УБТ-279х76	8811	16	
			Переводник П-133/177	48,9	0,536	
Σ			9208,8	17,4		

Таблица 2.3.7.3.2 – КНБК для бурения под кондуктор

№ п/п	Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса	Длина, м	Назначение
	от	до				
1	20	1097	349,2 (13 3/4) MTRP837	140	0,33	Бурение наклонно-направленного участка под кондуктор, проработка ствола перед спуском кондуктора
			Переводник М-171/152	77,8	0,4	
			КЛС-349,2 СТ	400	1	
			КОБ 178-3-147	45	0,41	
			Переводник Н 152/147	70	0,3	
			Двигатель ДРУ-240РС	2247	8,57	
			Переводник П 147/171	62,8	0,38	
			ПК – 172	95	0,62	
			ЗТС-42КК	700	18,6	
			УБТ-229х71	27315,2	128	
			Переводник П 147/171	62,8	0,526	
			УБТ-178х57	1248	8	
			Переводник П-121/147	52,9	0,524	
			УБС-146х57	824	8	
			Переводник П-133/121	36	0,37	
			ТБТ 127х76,2	2289	36	
			Ясс ЯМ-172Б	640	5,12	
ТБТ 127х76,2	6105,6	96				
ТБПК-114х10,9	21154	597				
Σ			63565	1097		

Таблица 2.3.7.3.3 - КНБК для бурения под эксплуатационную колонну

№ п/п	Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса	Длина, м	Назначение
	от	до				
1	1097	3489	228,6 (9) MTR837	43	0,273	Бурение наклонно-направленного участка под эксплуатационную колонну, проработка ствола перед спуском колонны
			Переводник М-133/117	32	0,385	
			Калибратор КЛС-228,6 СТ	60	1,1	
			Переводник П-121/117	38,4	0,486	
			КОБ 146-3-121	40	0,35	
			Переводник П-117/121	33,5	0,457	
			ДРУ-195РС	1368	7,4	
			Переводник П-147/117	47,7	0,525	
			ПК – 172	95	0,62	
			ЗТС-42КК	700	18,6	
			УБТ-178х57	13728	88	
			Переводник П-121/147	52,9	0,524	
			УБТ-146х57	824	8	
			Переводник П-133/121	36	0,37	
			ТБТ 127х76,2	763,2	12	
Ясс ЯМ-172Б	640	5,12				
ТБТ 127х76,2	1526,4	24				
ТБПК-114х10,9	117550	3317,8				
Σ			137578,7	3489		

Таблица 2.3.7.3.4 - КНБК для бурения интервала открытого ствола

№ п/п	Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса	Длина, м	Назначение
	от	до				
1	3489	3557	146 (5 3/4) STD833Z	43	0,273	Бурение наклонно-направленного участка под хвостовик колонну, проработка ствола перед спуском колонны
			Переводник М-108/88	20	0,366	
			Калибратор КЛС-146,0 СТ	50	1,1	
			КОБ Т133-3-108	32	0,133	
			Переводник П-88/108	33,5	0,457	
			ДРУ4-127РС	503	7,04	
			ПК-108	30	0,475	
			ЗТС-42КК	500	18,6	
			Переводник П-101/108	24,5	0,456	
			УБТ-121х51	12700	200	
			Переводник П-122/108	32,3	0,485	
			ТБПК-114х10,9	3401,3	96	
			Переводник П-122/86	29,1	0,489	
Ясс ЯГМ - 110	220	4,35				
Переводник П-86/122	29,1	0,489				

2.3.8 Обоснование типов и компонентного состава промывочной жидкости

Промывочная жидкость играет одну из самых важных ролей в эффективном бурении скважин. Она очищает забой скважину от шлама и транспортирует его на поверхность, охлаждает породоразрушающий инструмент, передает энергию от насосов к гидравлическому забойному двигателю, а также выполняет ряд других важных действий, необходимых для качественного бурения. Для бурения интервала под направления будет применяться глинистый буровой раствор. Раствор должен иметь высокую вязкость, что позволит более качественно очищать забой при бурении четвертичных отложений. Для бурения интервала под кондуктор будет применен полимерглинистый буровой раствор. Раствор будет иметь низкий показатель фильтрации, что предотвратит размачивание аргиллитов и предотвратит осыпи и обвалы. Для бурения интервалов под эксплуатационную колонну и хвостовик будет использоваться биополимерный буровой раствор. Данный буровой раствор позволит снизить негативное воздействие на продуктивный пласт. Для очистки бурового раствора проектируется четырехступенчатая система очистки, которая включает отечественное и импортное оборудование, которое обеспечит наилучшую очистку раствора от выбуренной горной породы. Запроектированные параметры буровых растворов по интервалам бурения приведены в таблице 2.3.8.1. В таблице 2.3.8.2 представлен компонентный состав бурового раствора, а на рисунке 2.3.8.1 приведена схема очистки бурового раствора.

Таблица 2.3.8.1 – Запроектированные параметры бурового раствора по интервалам бурения

Исходные данные									
Интервал бурения (по стволу), м		k	P _{пл} , МПа	H, м	g, м/с ²	ρ _{бр} , кг/м ³	ρ _{гп} , кг/м ³	K	d, м
от	до								
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0	20	1,1	0,15	20	9,81	1120-1160	2400	1,5	0,015
20	900	1,1	8,6	900	9,81	1120-1160	2600	1,5	0,008

Продолжение таблицы 2.3.8.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
900	2650	1,05	25,9	2650	9,81	1160-1200	2600	1,5	0,003	
2650	2700	1,05	26,4	2700	9,81	1160-1200	2400	1,5	0,003	
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	рН	Содержание песка, %	ДНС, Па	ПВ, мПа*с
от	до									
0	20	1,16	20-45	120-168	40-50	8,2	8-10	2	30	10-20
20	900	1,16	18-28	50-92	20-24	8,2	8-10	2	35	10-20
900	2650	1,2	8-10	14-26	20-25	8	8-10	1	40	10-20
2650	2700	1,2	8-10	14-23	20-25	8	8-10	1	40	10-20

Таблица 2.3.8.2– Описание компонентного состава бурового раствора по интервалам бурения

Интервал (по стволу), м		Название (тип) бурового раствора и его компонентов
от (верх)	до (низ)	
0	20	Глинистый Вода пресная, Глинопорошок ПБМВ, NaOH, Na ₂ CO ₃ , ИКД
20	900	Полимерглинистый Вода пресная, Глинопорошок ПБМВ, NaOH, НТФ, DRIL-FREE, КМЦ-300, Барит, Na ₂ CO ₃
900	2650	Биополимерный Вода пресная, NaCl, ПАА, полиакрилат, NaOH, ксантановый биополимер, Na ₂ CO ₃ , DRIL-FREE, CaCO ₃
2650	2700	Биополимерный Вода пресная, NaCl, ПАА, полиакрилат, NaOH, ксантановый биополимер, Na ₂ CO ₃ , DRIL-FREE, CaCO ₃

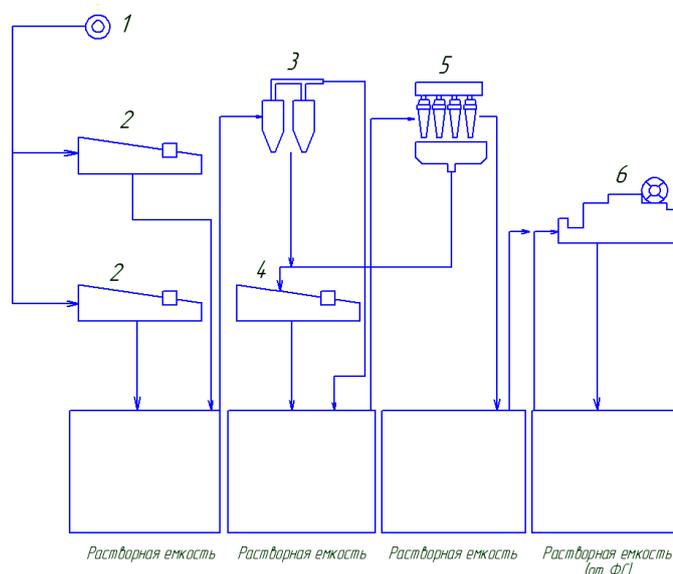


Рисунок 2.3.8.1 – Схема очистки бурового раствора: 1 – скважина; 2 – вибросито Mongoose PT; 3 – пескоотделитель D-Sander 2-12; 4 – ситогидроциклонный сепаратор M-I SWACO; 5 – илоотделитель D-Silter 6T4; 6 – центрифуга M-I SWACO 518 HV.

2.3.9 Выбор гидравлической программы промывки

Под гидравлической программой бурения скважин понимается рациональный выбор регулируемых параметров гидромеханических и типовых процессов промывки ствола скважин, направленной на улучшение технико-экономических показателей бурового процесса. Целью составления гидравлической программы бурения является определения рационального режима промывки скважины, обеспечивающего наиболее эффективную отработку буровых долот при соблюдении требований и ограничений, обусловленных геологическими техническими и эксплуатационными характеристиками применяемого оборудования и инструмента [1]. В таблице 2.3.9.1 представлены исходные данные для расчета гидравлической программы промывки. В таблице 2.3.9.2 представлены результаты этих расчетов.

Таблица 2.8.1–Исходные данные для расчета гидравлической программы промывки скважины для бурения эксплуатационной колонны

Н (по стволу), м	$d_{д}$, м	К	$P_{пл}$, МПа	$P_{гд}$, МПа	$\rho_{п}$, кг/м ³
3489	0,2286	1,1	26,08	41,3	2600

Продолжение таблицы 2.8.1

$Q, \text{ м}^3/\text{с}$	Тип бурового насоса	$V_m, \text{ м/с}$	$\eta_p, \text{ Па} \cdot \text{с}$	$\tau_t, \text{ Па}$	$\rho_{пж}, \text{ кг/м}^3$
0,023	УНБТ-1180L	0,0042	0,02	22,9	1160
КНБК					
Элемент	$d_n, \text{ м}$	$L, \text{ м}$			$d_b, \text{ м}$
ДРУ-195РС	0,195	7,4			-
УБТ-178	0,178	88			0,08
УБТ-146	0,146	8			0,068
ТБТ 127x76,2	0,127	36			0,0762
ТБПК-114x10,9	0,114	3317,8			0,0922

Таблица 2.8.2 – Результаты проектирования гидравлической программы промывки скважины

$\rho_{кр}, \text{ кг/м}^3$	φ	$d_c, \text{ м}$	$V_{кп}, \text{ м/с}$	$\Delta P_{зд}, \text{ МПа}$	$\Delta P_o, \text{ МПа}$
1457,34	0,99	0,25146	0,58	4,89	0,10
$\Delta P_r, \text{ МПа}$	$\Delta P_p, \text{ МПа}$	$V_d, \text{ м/с}$	$\Phi, \text{ м}^2$	$d, \text{ мм}$	
0,34	15,48	155,21	0,00012	7,1	
КНБК					
Кольцевое пространство					
Элемент	Рекр	$Re_{кп}$	$S_{кп}$	$\Delta P_{кп}, \text{ МПа}$	$\Delta P_{мк}, \text{ МПа}$
УБТ-178	14257,31	23121,45	90,61	0,13	-
УБТ-146	20592,69	16105,65	172,84	0,01	-
ТБТ 127x76,2	24510,57	13646,97	229,22	0,03	0,000031
ТБПК-114x10,9	27247,96	12356,33	270,00	2,95	0,01
ДРУ-195	11058,55	30083,27	55,65	0,01	-
Внутри труб					
Элемент	Рекр	$Re_{кп}$	λ	$\Delta P_t, \text{ МПа}$	
УБТС2-178	15521,55	21231,27	0,03177	0,04	
УБТС2-146	13215,49	24977,96	0,03197	0,01	
ТБТ 127x76,2	14784,87	22290,05	0,03181	0,02	
ТБПК-114x10,9	17923,63	18421,93	0,03176	0,79	

2.4 Проектирование процессов заканчивания скважины

В данном подразделе будут рассмотрены технико-технологические вопросы, связанные с процессом заканчивания скважины.

2.4.1. Расчет обсадных колонн

Исходные данные к расчету представлены в таблице 2.4.1.1.

Таблица 2.4.1.1 – 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	1050
плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{тр обл}$, кг/м ³	1500	плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{тр н}$, кг/м ³	1900
плотность нефти ρ_n , кг/м ³	723	глубина скважины, м	2700
высота столба буферной жидкости h_1 , м	825	высота столба тампонажного раствора нормальной плотности h_2 , м	70
высота цементного стакана $h_{ст}$, м	10	динамический уровень скважины h_0 , м	1750

2.4.1.1. Расчет наружных избыточных давлений

В разные периоды времени наружное избыточное давление достигает наибольших значений. Имеются три таких случая:

- 1 При цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении.
- 2 При снижении уровня жидкости в колонне при испытании на герметичность и при вызове притока (в начале эксплуатации).
- 3 В конце эксплуатации за счет снижения уровня флюида для нефтяных скважин и снижения давления для газовых скважин.

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

На рисунке 2.4.1.1.1 представлена схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности) для эксплуатационной колонны.

В таблице 2.4.1.1.1 представлены результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении.

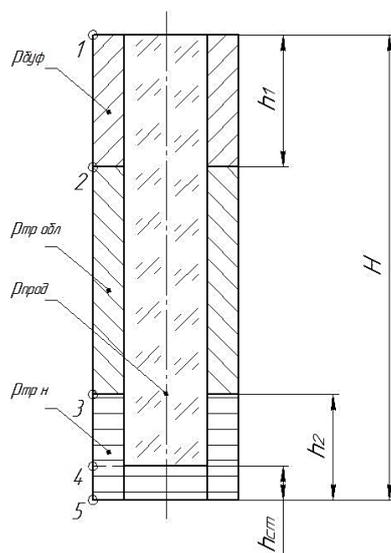


Рисунок 2.4.1.1.1 – Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении

Таблица 2.4.1.1.1 – 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	825	2580	2640	2650
Наружное избыточное давление, МПа	0	0,405	9,013	9,543	9,543

В связи с тем, что внутреннее давление в конце эксплуатации флюида ($P_{кз} = 6,38$ МПа) меньше давления при испытании обсадных колонн на герметичность путем снижения уровня жидкости ($P_2 = 16,1$ МПа), наиболее опасным является случай в конце эксплуатации.

2 случай: конец эксплуатации скважины.

На рисунке 2.4.1.1.2 представлена схема расположения жидкостей в конце эксплуатации нефтяной скважины (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности) для эксплуатационной колонны.

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

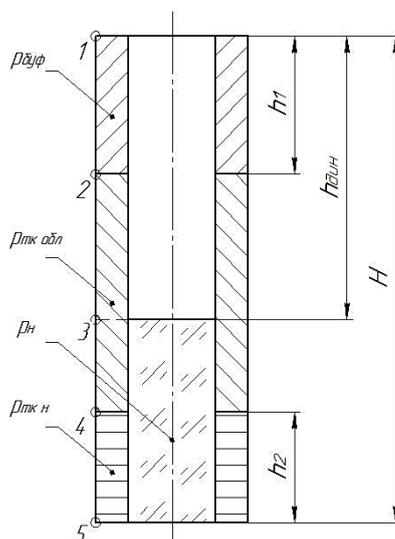


Рисунок 2.4.1.1.2 – Схема расположения жидкостей в конце эксплуатации нефтяной скважины

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

Номер точки	1	2	3	4	5
Глубина расположения точки, м	0	825	2580	2640	2650
Наружное избыточное давление, МПа	0	8,498	18,706	21,98	22,462

Эпора наружных избыточных давлений представлена на рисунке 2.4.1.1.3.

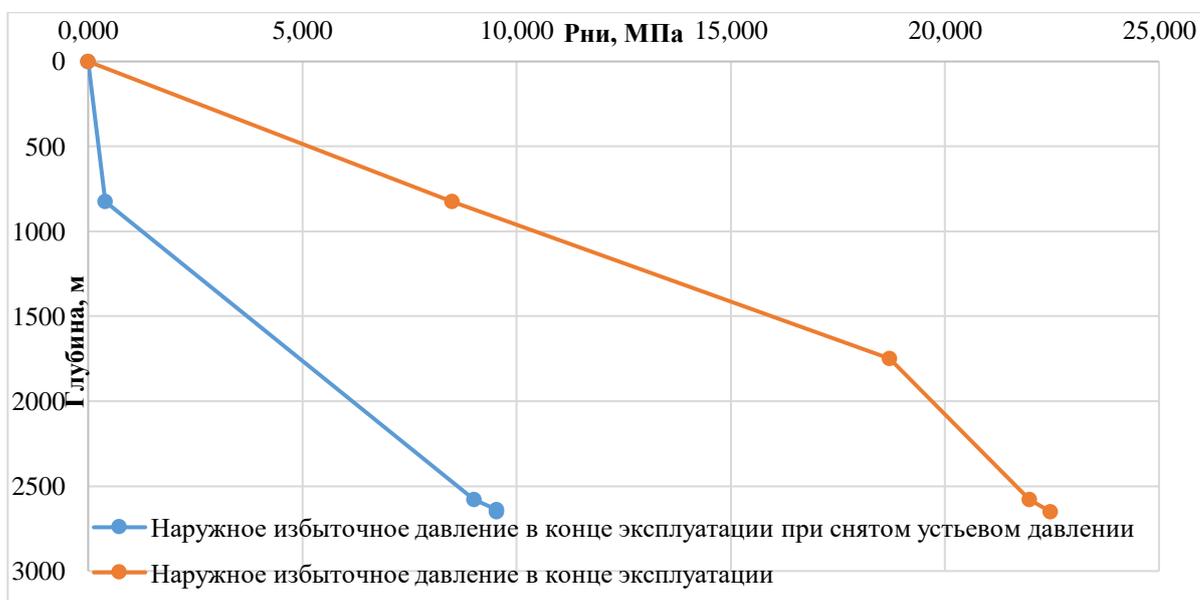


Рисунок 2.4.1.1.3 – Эпора наружных избыточных давлений

2.4.1.2. Расчет внутренних избыточных давлений

Расчёт внутренних избыточных давлений производится, как и для наружных избыточных давлений для периода времени, когда они достигают максимальных давлений. Имеются два таких случая.

- 1 При цементировании в конце продавки тампонажной смеси, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения.
- 2 При опрессовке колонны с целью проверки её герметичности.

1 случай: при цементировании в конце продавки тампонажного раствора.

На рисунке 2.4.1.2.1 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 20,32 МПа.

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

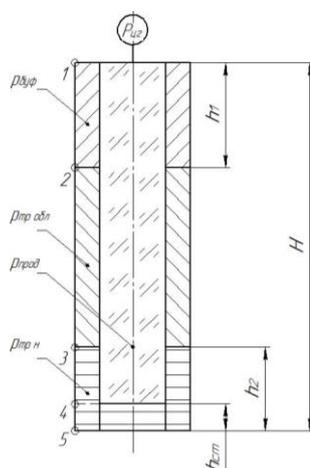


Рисунок 2.4.1.2.1 – Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения

Таблица 2.4.1.2.1 – Результаты расчета внутренних избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора

Номер точки	1	2	3	4	5
Глубина расположения точки, м	0	825	2580	2640	2650
Внутреннее избыточное давление, МПа	20,320	19,915	11,307	10,777	10,777

2 случай: опрессовка эксплуатационной колонны.

На рисунке 2.4.1.2.2 представлена схема расположения жидкостей при опрессовке эксплуатационной колонны (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности).

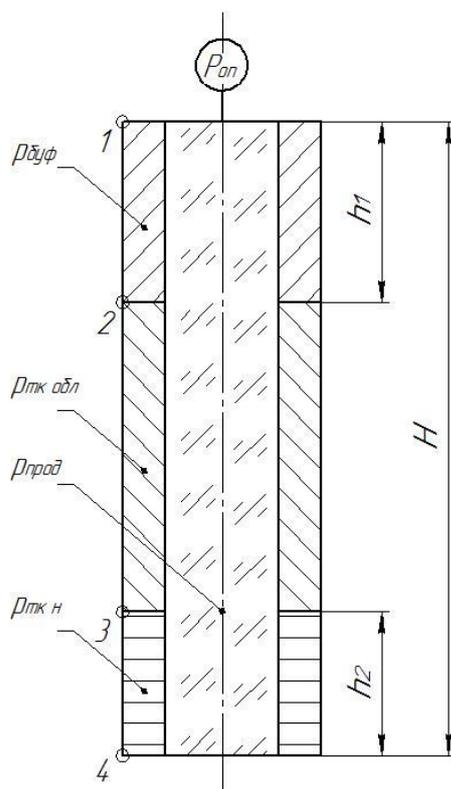


Рисунок 2.4.1.2.2 – Схема расположения жидкостей при опрессовке обсадной колонны

Давление опрессовки $P_{он}$ составляет 15 МПа.

В таблице 2.4.1.2.2 представлены результаты расчета внутренних избыточных давлений при опрессовке эксплуатационной колонны.

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

Номер точки	1	2	3	4
Глубина расположения точки, м	0	825	1750	2650
Внутреннее избыточное давление, МПа	15	14,595	12,433	11,12

Эюра внутренних избыточных давлений представлена на рисунке 2.4.1.2.3.

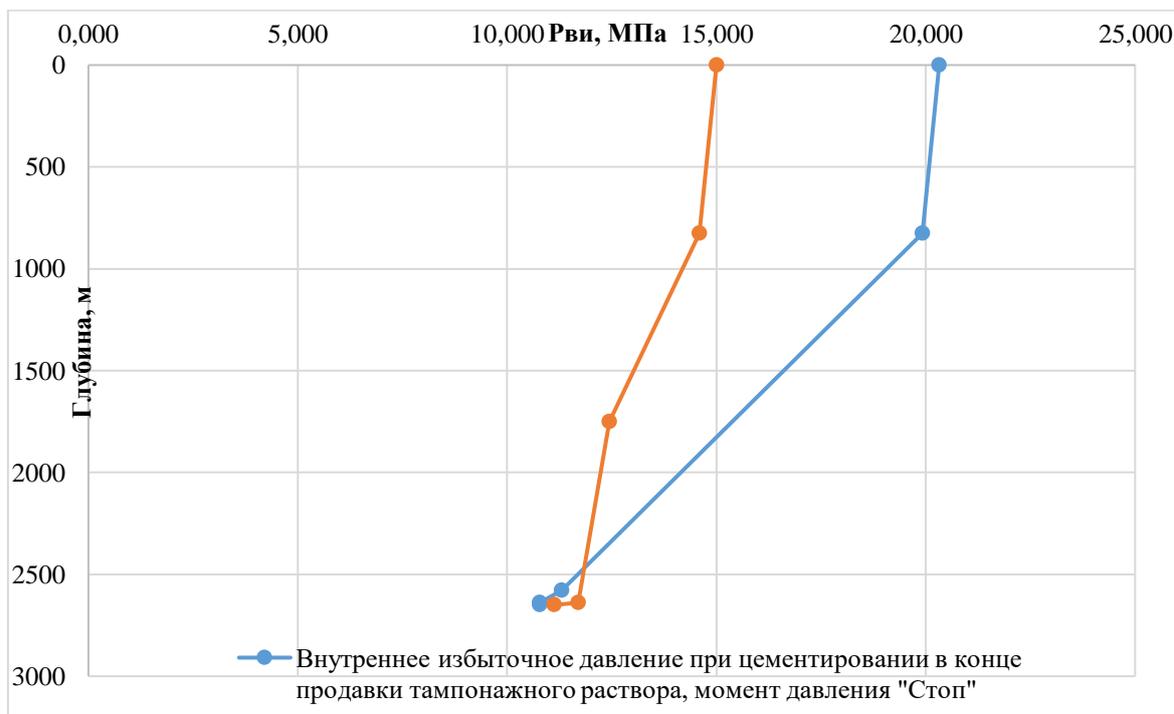


Рисунок 2.4.1.2.3– Эюра внутренних избыточных давлений

2.4.1.3. Конструирование обсадной колонны по длине

Расчитанные параметры секций представлены в таблице 2.4.1.3.1.

Таблица 2.4.1.3.1 – Характеристика обсадных колонн

№ секций	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки по стволу, м
				1 м трубы	секции	суммарный	
1	Д	9,2	465	38,3	17763	17763	3024-3489
2	Д	8,1	1629	33,9	55223	72986	1395-3024
3	Д	6,9	335	29,3	9815,5	82801,5	1060-1395
4	Д	8,1	633	33,9	21458,7	104260,2	427-1060
5	Д	9,2	427	38,3	16354,1	120614,3	0-427

2.4.2 Расчет процессов цементирования скважины

В данном подразделе будут рассмотрены технико-технические вопросы, связанные с процессом цементирования скважины.

2.4.2.1 Выбор способа цементирования обсадных колонн

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов по формуле 2.4.2.1.1.

$$P_{гс\ кп} + P_{гд\ кп} \leq 0,95 * P_{пг}, \quad (2.4.2.1.1.)$$

35,43 > 30,39 МПа. Условие 2.4.2.1.1 не выполняется, следовательно, проектируется прямое двухступенчатое цементирование.

2.4.2.2 Расчет объема тампонажной смеси и количество составных компонентов

Результаты данного расчета сводятся в таблицу 2.4.2.2.1.

Таблица 2.4.2.2.1 – Объем тампонажной смеси и количество составных компонентов

Тампонажный раствор нормальной плотности и облегченный	Объем тампонажного раствора, м ³	Масса тампонажной смеси для приготовления требуемого объема тампонажного раствора, кг	Объем воды для затворения тампонажного раствора, м ³
$\rho_{тр}=1900 \text{ кг/м}^3$	3,56	4736	27,53
$\rho_{робл}=1500 \text{ кг/м}^3$	62,22	52983	3,01
Сумма	65,78	57719	30,54

2.4.2.3 Обособление типа и расчет объема буферной, продавочной жидкости

Объемы буферной и продавочной жидкости представлены в таблице 2.4.2.3.1.

Таблица 2.4.2.3.1 – Объем буферной и продавочной жидкости

Наименование жидкости	Расчётный объём, м ³
Буферная	21,12
Продавочная	74,58

2.4.2.4 Гидравлический расчет цементирования скважины

В данном подразделе будут проводиться расчет необходимого количества цементировочного оборудования и выбор его типа, а также расчет режима закачки тампонажной смеси.

2.4.2.4.1 Выбор типа и расчет необходимого количества цементировочного оборудования

На рисунке 2.4.2.4.1 приведена спроектированная технологическая схема с применением осреднительной емкости.

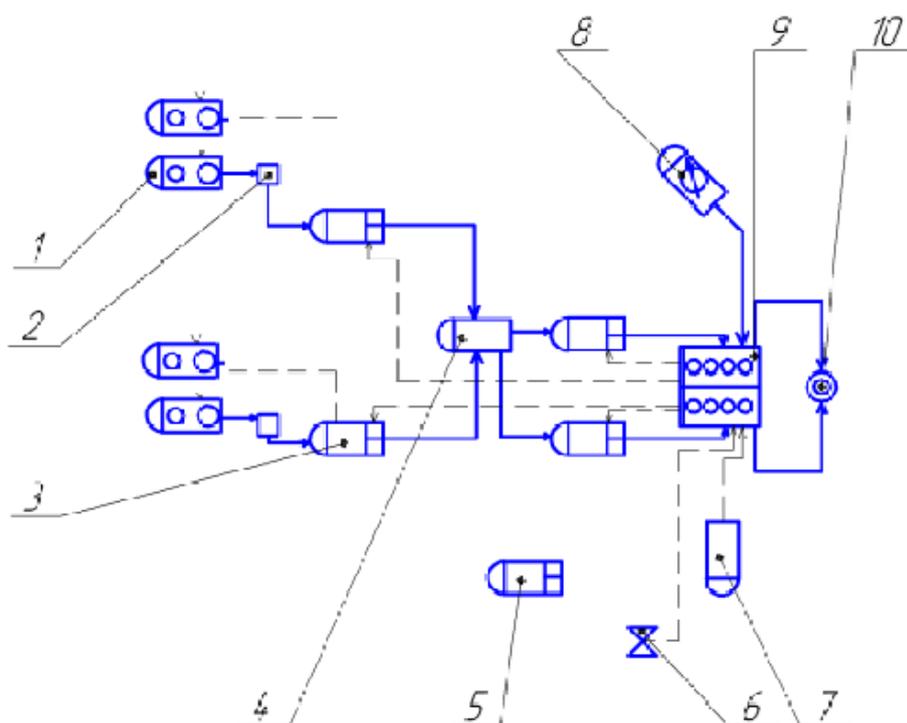


Рисунок 2.4.2.4.1 – Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования: 1 – цементосмесительная машина УС6-30; 2 – бачок затворения; 3 – цементировочный агрегат ЦА-320М; 4 – осреднительная емкость УО-16; 5 – цементировочный агрегат ЦА-320М (резервный); 6 – подводящая водяная линия; 7 – автоцистерна; 8 – станция КСКЦ 01; 9 – блок манифольдов СИН-43; 10 – устье скважины

2.4.2.4.2 Расчет режима закачки и продавки тампонажной смеси

График изменения давления на цементирующей головке представлен на рисунке 2.4.2.4.2.1 для цементирования первой ступени и на рисунке 2.4.2.4.2.2 для цементирования второй ступени.

В таблице 2.4.2.4.2.1 приведены сводные данные о режимах работы цементирующих агрегатов.

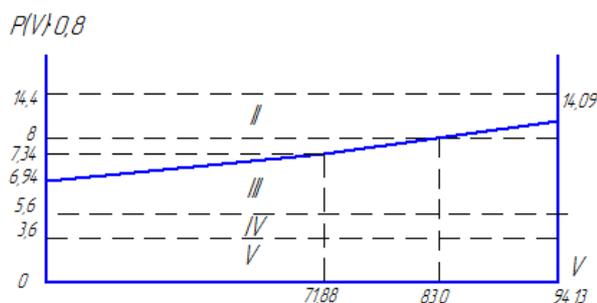


Рисунок 2.4.2.4.2.1 – Построение графика изменения давления на цементирующей головке при цементации первой ступени

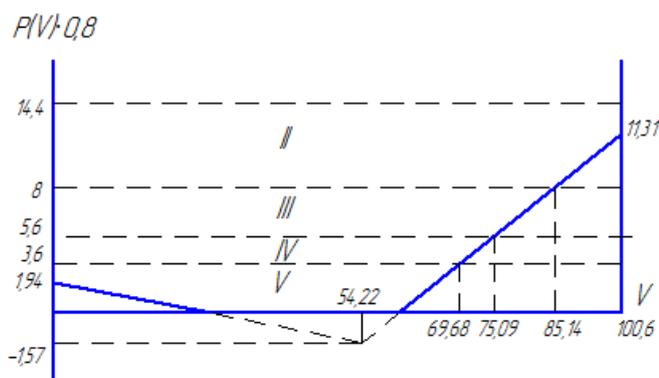


Рисунок 2.4.2.4.2.2 – Построение графика изменения давления на цементирующей головке при цементации второй ступени

Таблица 2.4.2.4.2.1 – Режимы работы цементирующих агрегатов

Скорость агрегата	Объем раствора, закачиваемого на данной скорости, м ³
1-я степень цементирования	
III	83,0
II	11,13
2-я степень цементирования	
V	69,68
IV	5,41
III	10,05
II	15,46

Общее время закачки и продавки тампонажного раствора $t_{цел}$ составляет для первой ступени 104,66 мин, для второй ступени 79,43 мин.

2.4.3 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Проектируется использование следующей технологической оснастки:

- башмак типа БКМ-178-БТС;
- ЦКОДМЛ-178;
- цементирующая головка типа ГЦУ-178/184;
- разделительные пробки ПРП-Ц-178/184;
- центраторы ЦПЖ 178/205;
- скребок тросовый СТ-178/216-245;
- центраторы ЦЦ-2-178/216 [11, 12].

Центраторы устанавливать на каждой третьей трубе до башмака кондуктора, 3 подряд от башмака кондуктора, и один в интервале 20-40 м. Жесткие центраторы установить ниже и выше пакера ПДМ. Пакер ПДМ установить на глубине 2050 м. Скребки установить на глубине 2500-2600 м.

2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважин

Для герметизации устья скважины будет применена фонтанная арматура типа АФК1 – 65х21.

Вызов притока будет обеспечен компрессированием.

При применении компрессорного способа скважина оборудуется колонной НКТ и фонтанной арматурой. Газ в скважину нагнетается с помощью передвижного компрессора. С целью снижения пускового давления, уменьшения времени продавки по длине колонны НКТ устанавливаются пусковые отверстия или пусковые клапана с диаметром отверстий 1-3 мм. Эти пусковые устройства одновременно играют роль диспергаторов, обеспечивающий лучшее перемешивание закачиваемого газа со скважинной жидкостью, в результате уменьшается удельный расход газа, улучшается процесс лифтования, снижается вероятность вибрирования скважинного и устьевого оборудования. В процессе закачки газа в затрубное пространство, уровень жидкости отесняется до

глубины установки клапана, газ из межтрубного пространства заходит в колонну НКТ, газует там жидкость из НКТ, то ее поток направляется через штуцерную камеру. При продолжении нагнетания газа в межтрубное пространство он движется к следующему клапану и процесс повторяется. Таким образом, происходит последовательное снижение уровня жидкости в скважине, ступенчато снижается забойное давление. Расстояние между клапанами составляет 300-500 м.

На рисунке 2.4.4.1 представлена технологическая оснастка освоения скважины методом компрессирования.

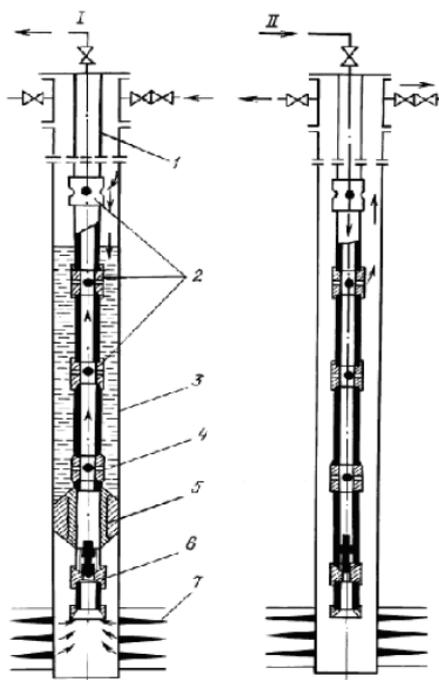


Рисунок 2.4.4.1 – Технологическая оснастка освоения скважины методом компрессирования: I – при закачке газа в межтрубное пространство; II – при закачке газа в колонну НКТ; 1 – колонна НКТ; 2 – пусковые клапаны; 3 – обсадная колонна; 4 – скважинная жидкость; 5 – пакер; 6 – прямой клапан; 7 – интервал открытого ствола.

При компрессорном способе вызова притока в околоскважинной зоне пласта могут создаваться очень высокие градиенты давления из-за депрессий, возникающих во время интенсивного газирования и выброса задавочного раствора, которым заполнена скважина. Большие по величине депрессии

способствуют частичной очистке каналов фильтрации от загрязняющего материала, т.е. частичному восстановлению продуктивности скважины. В то же время высокие депрессии могут приводить к негативным последствиям, поэтому необходим строгий контроль за величиной депрессии [7, 8, 4,9].

2.5 Выбор буровой установки

В таблице 2.5.1 представлены результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины

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

Выбранная буровая установка			
Максимальный вес бурильной колонны, тс ($Q_{бк}$)	137,6	$[G_{кр}] / Q_{бк}$	1,45
Максимальный вес обсадной колонны, тс ($Q_{об}$)	140,5	$[G_{кр}] / Q_{об}$	1,42
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ($Q_{пр}$)	182,6	$[G_{кр}] / Q_{пр}$	1,1
Допустимая нагрузка на крюке, тс ($G_{кр}$)	200		
Расчет фундамента буровой установки			
Вес вышечно-лебедочного блока, т ($Q_{вלב}$)	150	$K_{по} = P_o / P_{бo}$ ($K_{по} > 1,25$)	3,3
Вес бурильной колонны, т ($Q_{бк}$)	137,6		
Вес обсадной колонны, т ($Q_{ок}$)	140,5		
Коэффициент, учитывающий возможность прихвата ($K_{п}$)	1,3		
Вес бурового раствора для долива, т ($Q_{бр}$)	13,9		
Площадь опорной поверхности фундаментов, м ² ($F_{бo}$)	162		
Расчет режимов СПО			
Скорость	Количество свечей	Поднимаемый вес, кН	
2	67	676	
3	58	585	
4	21	214	

Проектируется применения буровой установки БУ-3200/200-ЭУК [4, 10].

3 СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ. Применение скважинных способов добычи для разработки месторождений тяжелых высоковязких нефтей и природных битумов

В настоящее время в мире наблюдается тенденция снижения запасов легкой нефти. Согласно исследованию, проведенному компанией «British Petroleum», доказанные мировые запасы нефти в 2015 г. снизились на 2,4 млрд. баррелей, по сравнению с 2014 г [13]. Увеличивающаяся с каждым годом добыча нефти, рано или поздно истощит её запасы. В связи с этим необходимо разрабатывать трудноизвлекаемые запасы нефти. Наиболее перспективным для разработки являются месторождения тяжелых высоковязких нефтей и природных битумов. Их разработка сопряжена со следующими сложностями:

- 1 Они имеют большую вязкость, что не позволяет им двигаться в продуктивном пласте.
- 2 Их добыча связана с большими экономическими затратами, по сравнению с легкой нефтью из-за дороговизны реализации технологических процессов добычи.

3.1 Ресурсная база тяжелых высоковязких нефтей и природных битумов

Запасы тяжелых нефтей и природных битумов во много раз превышают запасы легкой нефти. Мировые запасы тяжелого углеводородного сырья оцениваются от 500-550 до 1 триллиона млрд. м³. Около половины из них являются доказанными, остальные относятся к прогнозируемым [14].

На рисунке 3.1.2 представлено распределение основных запасов тяжелых нефтей по странам мира [15]. Наибольшими запасами тяжелых нефтей обладают Канада, Венесуэла и Россия. Среди которых лидером среди залежей тяжелых сверхвязких нефтей является Венесуэла (пояс Ориноко), а лидером по залежам природных битумов является Канада (Западно-Канадский нефтяной бассейн), там располагаются так называемые «пески Атабаска».

Наибольшие запасы тяжелых нефтей России имеются в Волго-Уральском бассейне, далее идут Западно-Сибирский и Северо-Кавказский бассейны. На рисунке 3.1.1 представлено распределение извлекаемых запасов тяжелых нефтей по регионам Волго-Уральского бассейна. Следует отметить, что ресурсы высоковязких нефтей и природных битумов в РФ наиболее достоверно определены для Волго-Уральской провинции и менее изучены в Сибири, где находятся самые крупные по запасам месторождения природных битумов на территории России.



Рисунок 3.1.1 – Распределение извлекаемых запасов тяжелых нефтей по регионам Волго-Уральского бассейна. [16]

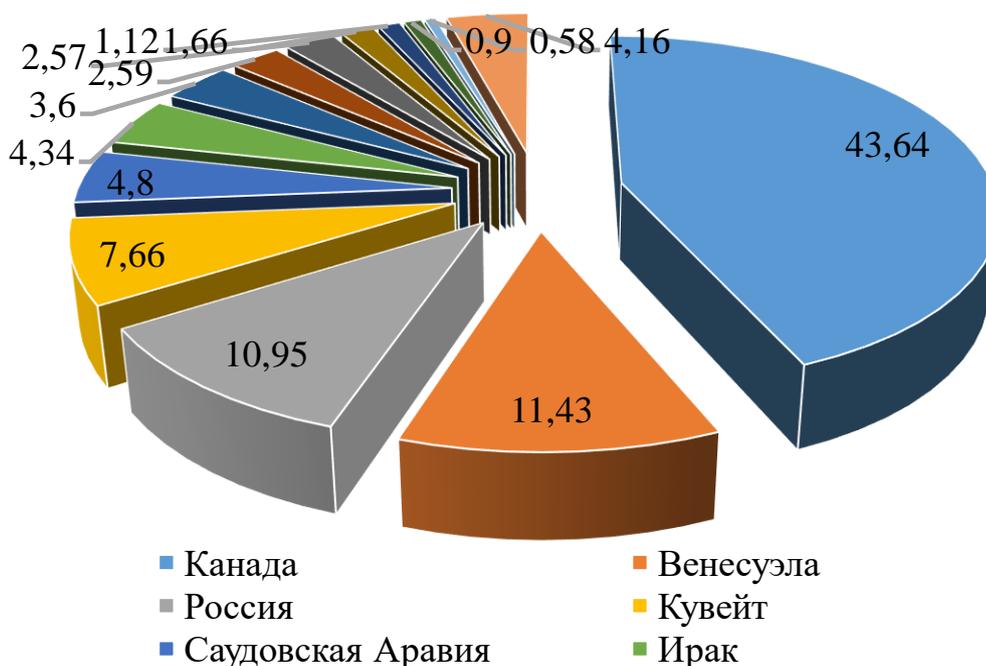


Рисунок 3.1.2 – Распределение основных запасов тяжелых нефтей по странам мира [16]

3.2 Классификация методов разработки месторождений тяжелых нефтей и природных битумов

Промышленное освоение месторождений тяжелых нефтей и природных битумов, как правило, требует специальных технологий добычи, транспортировки и переработки, которые учитывают особенности их геологического строения, состава и свойств, а также использования их конечных продуктов.

Тяжелые высоковязкие нефти и природные битумы относятся к категории трудноизвлекаемого углеводородного сырья, отличаясь от обычных нефтей повышенной вязкостью в естественных условиях и многокомпонентным составом. Это приводит к тому, что традиционные методы нефтеизвлечения часто оказываются недостаточно эффективными для тяжелых нефтей и неприменимы для битумного сырья.

Накопленный мировой опыт в решении проблем, связанных с освоением залежей тяжелых нефтей и природных битумов позволяет разделить все существующие методы разработки на две большие группы:

- в первой из них нефть добывается вместе с содержащей ее породой и последующее отделение углеводородов проводится в заводских условиях. Это так называемые рудничные или очистные методы;
- во второй группе извлечение нефти из пласта проводится путем ее вытеснения или дренирования без выемки пород на поверхность. Эти методы можно условно назвать фильтрационными или дренажными. Здесь реализуется как естественный режим, так и системы разработки с воздействием на пласт. [17]

3.2.1 Очистные методы разработки тяжелых высоковязких нефтей и природных битумов

При открытом или карьерном способе добыча углеводородов осуществляется с земной поверхности. Из извлеченной породы экстрагируют битум растворителем, горячей водой с добавкой эмульгирующих составов.

Карьерные методы характеризуются максимальным извлечением углеводородов (до 85-90%), сокращением потерь попутных компонентов, низкими издержками на добычу нефтебитумосодержащего сырья и промышленным использованием неорганического сырья. При этом можно непосредственно наблюдать ход процесса разработки и своевременно вносить корректировки. Применение этих технологий зависит в значительной степени от гидрогеологических условий проектируемого карьера, глубины залегания, объема вскрышных пород и климатических особенностей.

При разработке карьерным способом необходимо учитывать водоносность вскрываемых толщ горных пород, а также значительное воздействие на окружающую среду.

Данный метод разработки применяется в Канаде на месторождении песков Атабаска.

Методы шахтной добычи позволяют в значительно большей степени, чем скважинные способы, использовать запасы углеводородов. В отличие от карьерного, применение шахтного метода меньше зависит от климатических условий и не требует таких больших затрат для охраны окружающей среды. Однако шахтная разработка применима лишь в определенных горно-геологических условиях. Глубины шахт теоретически могут быть разными, однако на практике не превышают от 150 до 300 м. Минимально допустимая толщина продуктивного пласта составляет от 4 до 5 метров.

Для разработки шахтным способом нефтебитумных месторождений, породы, в которых располагаются горные выработки, должны обладать устойчивостью, газовый фактор с целью взрывобезопасности не может превышать установленной нормы, а температуры пласта для соблюдения комфортных условий труда не должна быть выше 26°C. К отрицательным факторам применения шахтной разработки относится наличие во вмещающих толщах пластовых вод. А в горных выработках-жидких углеводородах с низкой температурой воспламенения.

Шахтным способом добываются нефть на месторождениях Пешельбронн (Франция), Вицце (Германия), Сарата Монтероу (Румыния), Хигашаяра (Япония). Коэффициент извлечения нефти достигает 0,6-0,8.

Шахтный очистной способ имеет существенно более высокие коэффициенты нефтеизвлечения по сравнению со скважинными и дренажными системами шахтной добычи. Однако очистная выемка пород сопряжена с большими капитальными и эксплуатационными затратами, поэтому экономически эффективной она является для пластов, содержащих попутные редкие металлы и имеющих толщины не менее 5-10 метров.

К числу очистных скважинных методов разработки нефтяных месторождений относится скважинная гидродобыча. Сущность его заключается в приведении полезного ископаемого на месте его залегания в подвижное состояние путем гидромеханического воздействия и выдачи полученной гидросмеси на поверхность. Технология может быть эффективной для разработки месторождений рыхлых пород, таких как песчаники с нефтебитумонасыщенностью более 6 мас.%, для которых предел прочности на одноосное сжатие составляет 1МПа. В скважинной гидродобыче разрушение залежи битумонасыщенных песчаников, подъем гидросмеси на поверхность и дальнейшее транспортирование ее до обогатительной установки осуществляется с помощью воды, что позволяет практически полностью автоматизировать процесс добычи углеводородов, обеспечить безопасные условия труда и хорошие технико-экономические показатели производства.

Данный метод в тоже время требует высокой плотности эксплуатационных скважин и утилизации или промышленного использования большого количества песка (с остатками пластового флюида), поступающего при добыче на поверхность.

3.2.2 Фильтрационные методы разработки месторождений тяжелых нефтей и природных битумов

Фильтрационные-скважинные способы добычи углеводородов наиболее распространены в мире. При этом для тяжелых нефтей на естественных режимах из пластов можно извлечь от 3 до 8% в лучшем случае 15% запасов в зависимости от их вязкости и условий залегания пластов. Более высокого значения коэффициента нефтеизвлечения можно достичь с помощью заводнения, однако значительно эффективнее осуществление проектов разработки месторождений тяжелой нефти с помощью тепловых методов воздействия на пласт. Для природных битумов эти методы рассматриваются как первичные. Их подогрев – надежный и почти единственный практический применяемый способ снижения вязкости до восстановления их текучести или фильтрационной способности.

К основным тепловым методам разработки нефтяных месторождений относятся:

- внутрипластовое горение;
- закачка в пласт теплоносителей;
- электро- или электромагнитный прогрев пласта.

Внутрипластовое горение осуществляется частичным сжиганием (до 15%) нефти (ее тяжелых компонентов). Очаг горения, который инициируется различными глубинными устройствами, продвигается по пласту за счет подачи в него окислителя. В зоне горения температура достигает от 500 до 700°C. Под действием высокой температуры вязкость нефти уменьшается, происходит термический крекинг, выпаривание легких фракций и пластовой воды. Нефть из пласта вытесняется образовавшимися продуктами горения и закачиваемым воздухом. Различаются следующие разновидности горения: сухое внутрипластовое горение, влажное внутрипластовое горение, сверхвлажное внутрипластовое горение.

Достоинствами внутрипластового горения являются:

- поддержание в течение длительного времени и продвижение в пласте высокотемпературной зоны;
- возможность организации горения на больших глубинах и разработки пластов малой мощности.

Вместе с тем, имея высокий коэффициент нефтеизвлечения (до 0,6), этот метод не получил широкого распространения. К его недостаткам в том числе относится деструкция углеводородов.

При нагнетании в пласт *теплоносителей* происходит неизотермическое вытеснение нефти. В качестве теплоносителей используются водяной пар, парогазовая смесь, горячая вода или полимерный раствор.

Одной из самых эффективных тепловых технологий для добычи тяжелой нефти и природных битумов является парогравитационный дренаж (SAGD). Этот метод, разработанный в Канаде, активно используется и в других странах, в том числе в Российской Федерации (Татарстан). Метод требует бурения двух горизонтальных скважин, расположенных параллельно одна над другой в нефтебитумонасыщенном пласте вблизи его подошвы. Верхняя горизонтальная скважина используется для нагнетания в пласт пара и создания высокотемпературной паровой камеры, нижняя-для извлечения углеводородов. На первом этапе процесса обеспечивается гидродинамическая связь между скважинами путем осуществления в них циркуляции пара. На основной стадии пар закачивается в нагнетательную скважину

Из-за разности плотностей пар пробивается к верхней части продуктивного пласта, создавая увеличивающуюся со временем в размерах паровую камеру. На ее поверхности с холодной нефте- или битумонасыщенной внешней средой постоянно происходит процесс теплообмена, в результате которого пар конденсируется в воду и под действием силы тяжести вместе с разогретой нефтью (битумом) стекает вниз к добывающей скважине. Паровая камера растет вверх, пока не достигает кровли пласта, а затем начинает расширяться в стороны. Нефть или битум при этом всегда находится в контакте

с высокотемпературной паровой камерой. Это делает потери тепла минимальными и сам способ экономически выгодным.

Электропрогрев пласта рассматривается не как самостоятельный метод, а как предварительная операция, предшествующая закачке в пласт теплоносителя или для создания очага горения с целью снижения вязкости нефти. Обычно метод электрического подогрева тяжелой нефти в пласте применяется с одновременной закачкой в него соленой воды. Electroды связываются с нагнетательными скважинами таким образом, что электрический ток проходит через нефть в пласте. Нефть имеет большое электрическое сопротивление и благодаря этому в ней выделяется тепло. Электроподогрев целесообразно применять в тех условиях, когда особенно строги требования к охране атмосферного воздуха.

К фильтрационным методам разработки также относится шахтно-дренажный способ.

Как известно, абсолютное большинство тяжелых нефтей залегают (более 77%) на глубине до 2000 м [18], а природные битумы могут залежать на самых разных глубинах от 15-25 м до 80-90 м и от 90-110 м до 450-500 м и более. Именно поэтому в настоящее время лидирующие позиции занимают способы разработки с применением скважин. Это связано с тем, что карьерный способ разработки может обеспечить добычу лишь при глубине залегания углеводородов до 50 м, а шахтный способ лишь до 200 метров.

3.3 Описание профилей и конструкций скважин

Скважины, используемые для добычи тяжелой нефти и природных битумов, могут иметь различные конструкции и различные профили. Основную долю профилей для эксплуатационных скважин составляют J-образные профили, однако также имеют место U-образные профили, нашедшие свое применение именно для добычи тяжелой нефти. Конструкции скважин. Для нагнетательных скважин могут применяться S-образные, J-образные и U-образные профили, а также вертикальные скважины.

3.3.1 Применение вертикальных нагнетательных скважин добывающей скважины J-образного профиля

Для данного типа расположения скважин характерны 2 типа добычи: внутрипластовое горение и закачка теплоносителя. Для разработки залежей каждого из этих способов одинакова с точки зрения сооружения скважин. Сначала бурятся несколько вертикальных скважин, после этого бурится одна добывающая скважина, имеющая горизонтальный участок в пределах продуктивного пласта. Различие имеется в реализации способа добычи. В случае внутрипластового горения с помощью нагнетательных скважин в пласт закачивается окислитель и горючее вещество. В случае закачки теплоносителя закачивается горячая вода. На рисунке 3.3.1.1 представлена конструкция скважин соответствующая способу добычи с применением внутрипластового горения.

Сначала на месторождении с высоковязкой нефтью строят добывающую скважину 1 с горизонтальным стволом, причем бурение горизонтального участка добывающей скважины 1 осуществляют в подошвенной части продуктивного пласта 2.

Над горизонтальным стволом добывающей скважины 1 строят вертикальные нагнетательные скважины 3, 4, 5 (в данном примере изображены три нагнетательные скважины), забои которых располагают в пределах этого же продуктивного пласта 2 над горизонтальным стволом добывающей скважины 1. Вертикальные нагнетательные скважины 3, 4, 5 между собой располагают на расстоянии от 10 до 30 метров, а забои этих скважин над горизонтальным стволом добывающей скважины 1 располагают на расстоянии от 5 до 8 метров с целью исключения прорыва горючего или окислителя в другие скважины.

Вертикальную нагнетательную скважину 4, расположенную между двумя вертикальными нагнетательными скважинами 3 и 5, оборудуют колонной труб 6 с пакером 7 и регулируемым клапаном 8. Пакер 7 исключает смешивание горючего и воды непосредственно в вертикальной нагнетательной скважине 4. В

качестве горючего используют, например, углеводородный газ, попутный газ, печное топливо и т.п., а в качестве воды используют сточную воду плотностью 1100-1180 кг/м³.

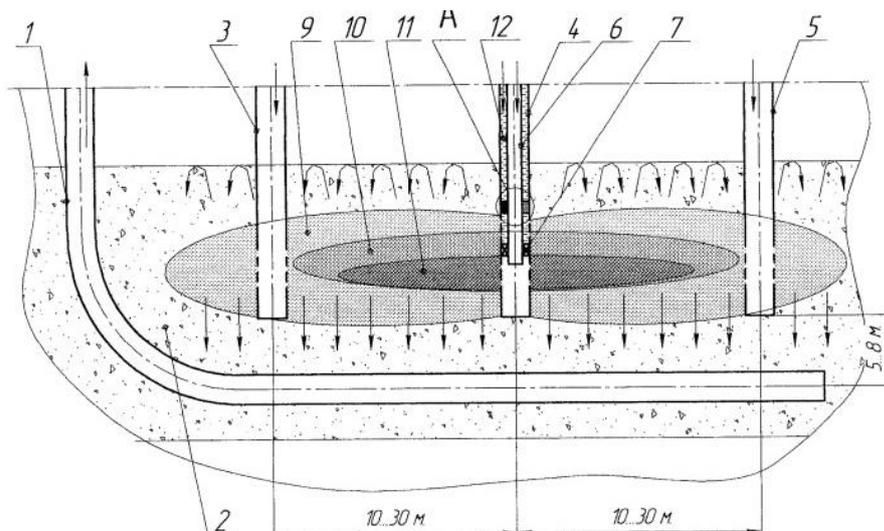


Рисунок 3.3.1.1 – Вертикальные нагнетательные и добывающая скважина с J-образного профиля (1 – эксплуатационная колонна добывающей скважины; 2 – продуктивный пласт; 3, 4, 5 – эксплуатационная колонна нагнетательной скважины; 6 – лифтовая труба с пакером 7 и регулируемым клапаном 8; 9 – зона горячей воды; 10 – зона пара; 11 – зона горения; 12 – межтрубное пространство) [20]

После прогрева пароперемещаемой установкой призабойной части продуктивного пласта 2 скважины производят закачку топлива в необходимом объеме. Далее осуществляют закачку воздуха в горизонтальный ствол добывающей скважины 1, под расчетным давлением производят поджиг пласта и создают очаг горения [20].

На рисунке 3.3.1.2 представлена конструкция скважин соответствующая способу добычи с применением закачки в пласт теплоносителя. Конструктивно реализация данного способа, от способа рассмотренного выше, тем, что в пласт закачивается перегретая вода, которая и является источником повышения температуры и снижения вязкости нефти.

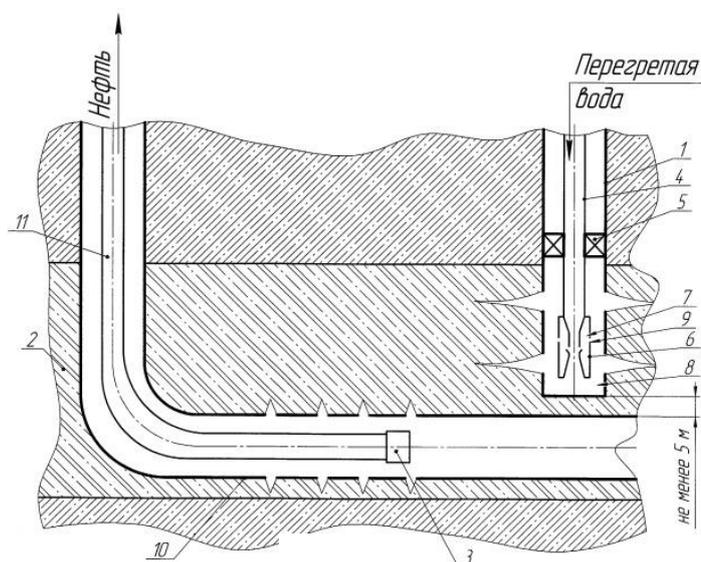


Рисунок 3.3.1.2— Вертикальная нагнетательная скважина и добывающая скважина J-образного профиля (1-эксплуатационная колонна нагнетательной скважины; 2-продуктивный пласт; 3-насос; 4- колонна труб с проходным пакером 5 и установленным снизу инжектором-смесителем 6; 7-камера низкого давления; 8-подпакерное пространство; 9-отверстия; 10-эксплуатационная колонна добывающей скважины; 11- полая колонна) [21].

3.3.2 Применение наклонно-направленных скважин с горизонтальными участками в пределах продуктивного пласта

Конструкция скважин представлена на рисунке 3.3.2.1. При такой конструкции скважин применяется способ закачки в пласт теплоносителя. Суть способа существенно не отличается от его реализации рассмотренной в предыдущем разделе. Однако следует обратить некоторое внимание на отличительные признаки.

Во первых, в качестве нагнетательной скважины используется горизонтальная скважина, что позволяет осуществить более равномерный прогрев пласта, чем при использовании вертикальной скважины.

Во вторых, в добывающей скважине присутствуют температурные клапаны с эластичными манжетами, что позволяет отделять участки пласта при прорыве пара в добывающую скважин, что в свою очередь не выводит из строя всю скважину, а лишь ее часть.

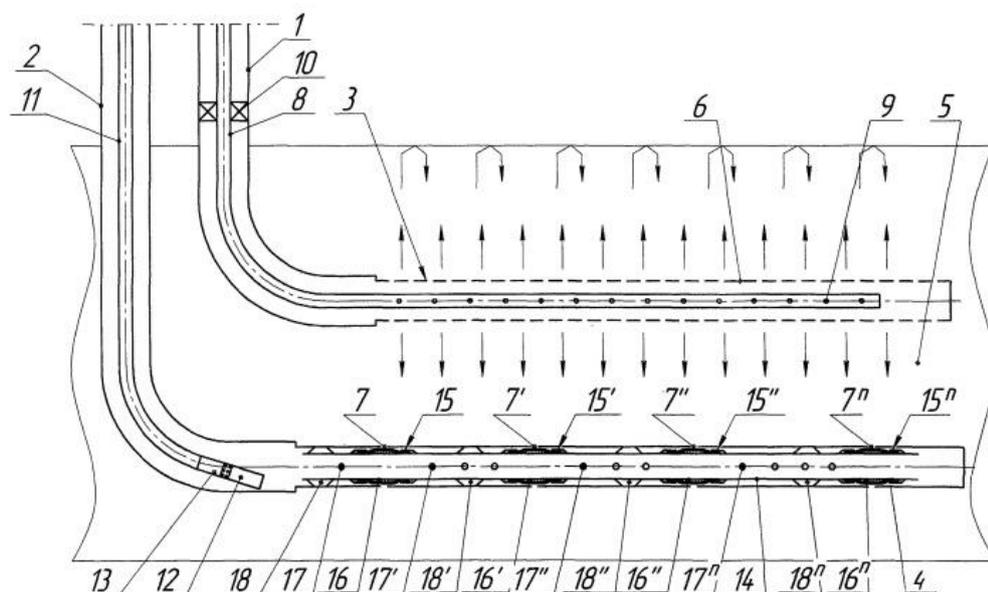


Рисунок 3.3.2.1 – Наклонно-направленные добывающая и нагнетательные скважины J-образного профиля (1 – эксплуатационная колонна нагнетательной скважины с горизонтальным участком 3; 2 – эксплуатационная колонна добывающей скважины с горизонтальным участком 4; 5 – продуктивный пласт; 6,7 – фильтры; 8,11 – НКТ; 9 – участок перфорации; 10 – пакер; 12 – прием; 13 – погружной насос; 14 – хвостовик; 15 – клапан; 16 – эластичная манжета; 17 – выходные отверстия; 18-центратор [22]

3.3.3 Применение наклонно-направленных скважин с восходящим участком на забое

На рисунке 3.3.3.1 показана конструкция скважины с восходящим участком на забое.

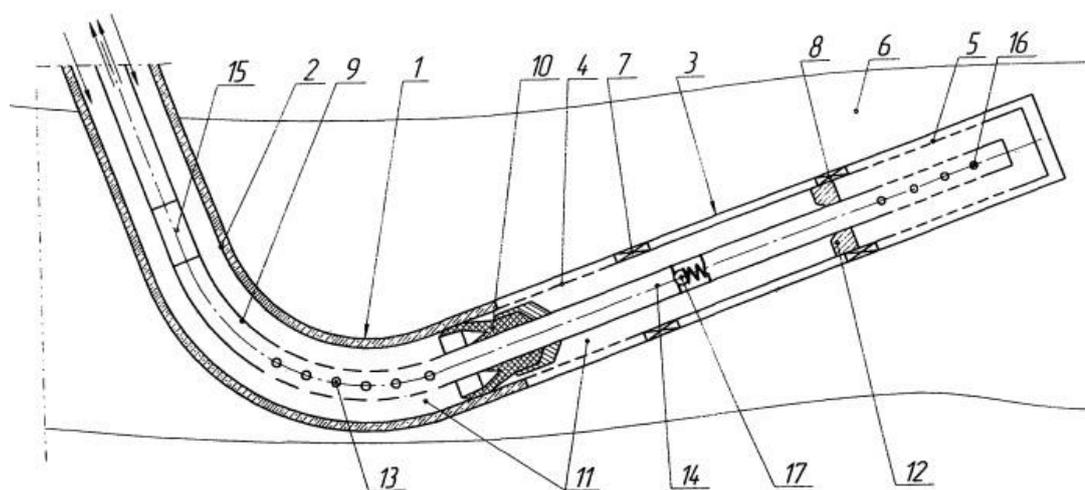


Рисунок 3.3.3.1—Наклонно-направленная скважина с восходящим участком на забое (1 – стенки скважины; 2 – эксплуатационная колонна скважины; 3 – восходящий участок; 4,5 – перфорационные отверстия; 6 – продуктивный пласт; 7,8,12 – пакеры; 9 – НКТ; 10 – самоуплотняющаяся манжета; 11 – затрубное пространство; 13,16 – радиальные отверстия; 14 – внутреннее пространство НКТ; 15 – погружной насос; 17 – обратный клапан [23]

Реализация данной конструкции позволяет совместить функции нагнетательной и добывающей скважины в одну скважину. Реализуется это с помощью чередования закачки теплоносителя и отбора разогретой высоковязкой нефти. Для чередования используется следующее технологическое оборудование:

- радиальные отверстия в разных частях (13 – для отбора разогретой высоковязкой нефти, а также прохода теплоносителя в процессе закачки, 16 – для закачки теплоносителя);
- самоуплотняющаяся манжета необходима для предотвращения попадания пара в затрубное пространство, а также для пропускания нефти в обратном направлении
- обратный клапан необходим для недопущения обратного тока пара

3.3.4 Применение скважин U-образного профиля

Для данного типа расположения скважин характерен тип добычи парагравитационного дренирования. Для разработки залежей таким способом

бурятся несколько горизонтальных скважины на определенном расстоянии друг от друга. Верхняя скважина является нагнетательной, а нижняя добывающей. При большой мощности пласта возможен постепенный переход от выше лежащей к ниже лежащей по мере прогрева пласта. Возможные конструкции скважин представлены на рисунках 3.3.4.1, 3.3.4.2, 3.3.4.3.

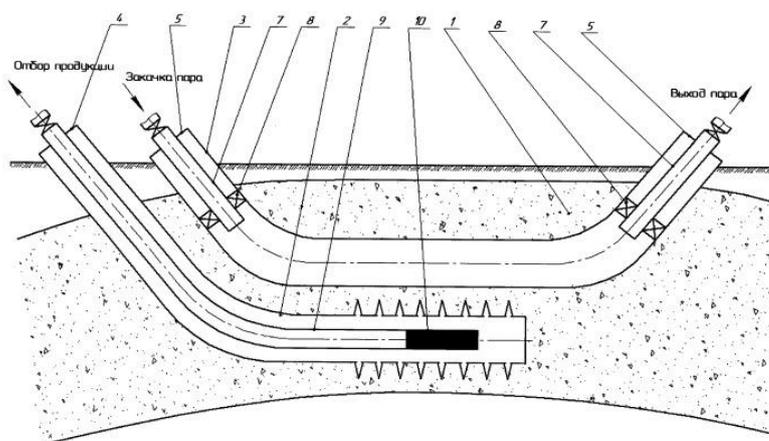


Рисунок 3.3.4.1 – Одноустьевая добывающая и двухустьевая нагнетательная скважины (1 – продуктивный пласт; 2,3 – эксплуатационная колонна добывающей и нагнетательной скважины соответственно; 4,5 – устья; 7 – лифтовая труба с пакером; 8,9 – лифтовая труба с насосом; 10) [24]

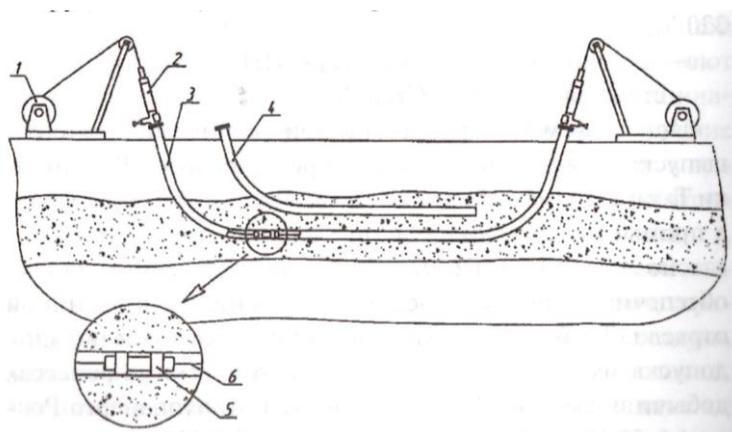


Рисунок 3.3.4.2 – Одноустьевая нагнетательная и двухустьевая добывающая скважины (1 – лебедка; 2 – устьевое оборудование; 3,4 – эксплуатационные колонны добывающей и нагнетательной скважины соответственно; 5 – скваб, 6 – канат). [19]

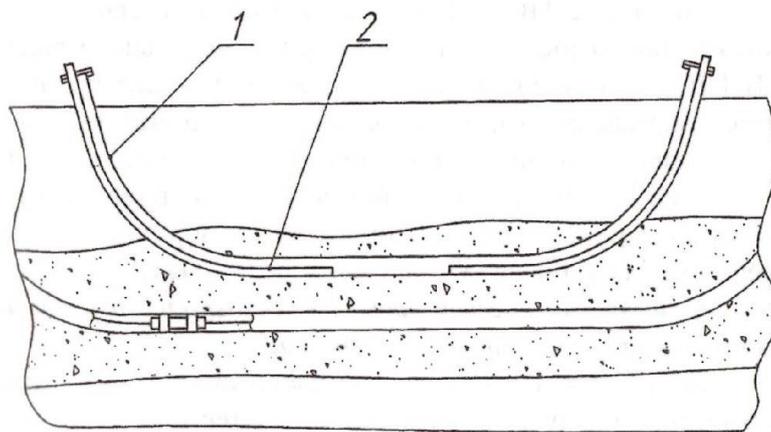


Рисунок 3.3.4.3 – Нагнетательная скважина с забоем на поверхности (1 – эксплуатационная колонна нагнетательной скважины, 2 – колонна НКТ) [19]

3.4 Оборудование, применяемое для сооружения скважин

Оборудование, применяемое при сооружении скважин для добычи тяжелых высоковязких нефтей и природных битумов, зависит в основном от применяемого способа добычи. Для целей бурения нас интересуют конкретно скважинные способы добычи, поэтому остановимся подробнее на них, а именно на оборудовании применяемом при этом способе добычи и его отличительных особенностях от стандартного оборудования.

3.4.1 Буровые установки

Профили скважин для классической нефтедобычи и для добычи тяжелых нефтей и битумов в большинстве случаев не отличаются, поэтому, как правило и буровые установки применяются однотипные. Однако существуют специфичные профили скважин, для которых применяются специфичные буровые установки. Рассмотрим некоторые типы буровых установок применяемых при бурении скважин для добычи тяжелых углеводородов.

3.4.1.1 Буровые установки малой мощности

Использование буровых установок данного типа будет рассмотрено на Северо-Ашальчинском месторождении республики Татарстан. Для данного месторождения характерно залегания природного битума на малых глубинах до 700 м. Для добычи битума применяется парогравитационное дренирование с применением горизонтальных скважин имеющих синусоидально-

горизонтальных участков. На данном месторождении применялись следующие буровые установки: УРБ-3А3; 1БА15Н; УКБ-4 [25]. Технические характеристики этих буровых установок представлены в таблице 4.1.1.1.1.

Таблица 3.4.1.1.1 – Технические характеристики маломощных буровых установок

Характеристика	УРБ-3А3	1БА15Н	УКБ-4
Условная глубина бурения, м	700	1000	700
Допустимая нагрузка, тс	20	20	25
Тип ротора	РК410	РК410	труборазворот РТ-1200
Вид бурового насоса поршневого типа	2хНБ-50	2хНБ-50	НКЗ-120/40
Тип вертлюга	БА15-33Гсб	БА15-33Гсб	-
Полная масса, кг	19700	27388	11000

3.4.1.2 Буровые установки применяемые для горизонтально направленного бурения

Так как большая часть залежей природного битума располагаются на малых глубинах, то для реализации скважинного метода применяются наклонные буровые установки, так как обычные буровые установки для применения этого способа не подходят по ряду причин:

- доведение нагрузки на долото;
- высокая интенсивность изменения зенитного угла при малой вертикальной составляющей;
- прохождения зон полного поглощения бурового раствора на участке выхода на дневную поверхность.

Опыт применения буровых установок данного типа имеется в республике Татарстан, а именно на Ашальчинском месторождении. Одной из наиболее функциональных наклонных буровых установок является буровая установка Dresco-2000M, произведенная канадской компанией National Oilwell Varco.

Данная установка специально разработана для бурения протяженных горизонтальных скважин на малой глубине. Принципиальное ее отличие от традиционных установок – это наклонное положение мачты. Угол наклона можно изменять от 45 до 90 градусов (относительно горизонтальной плоскости) с шагом регулировки приблизительно 2°. Наличие этой возможности позволяет решить проблемы интенсивности искривления ствола скважины, при работе с этой установки они меньше.

Для осуществления операции свинчивания труб под наклоном имеется трубный манипулятор с гидравлическим приводом. Также в оснащении буровой установки присутствует механизм для принудительного создания осевой нагрузки до 9 тонн. Система работает как вспомогательный механизм для создания дополнительной нагрузки на долото и принудительного спуска обсадных колонн в скважину [29].

3.4.2 Компоновки бурильной колонны

При бурении скважин для добычи тяжелой нефти и природного битума применяются стандартные компоновки бурильной колонны. Как правило они могут включать: долото; центраторы и калибраторы; гидравлический забойный двигатель; телесистема; отклонитель.

3.4.3 Отличительные особенности применяемых обсадных колонн и насосно-компрессорных труб

Применение скважинных способов добычи тяжелых высоковязких нефтей и природных битумов завязана на тепловых методах воздействия на пласт. В настоящее время в России и за рубежом разработан ряд теплоизолированных насосно-компрессорных труб для прокачки пара с температурой до 350°C. На пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения Республики Коми при закачке пара в скважину были проведены испытания теплоизолированных насосно-компрессорных труб конструкции «Союзтермнефти» и фирмы «Дженерал Электрик» Термокейс-650-127/73. Принципиально общим этих конструкций является то, что для снижения температурных напряжений, возникающих при закачке пара, секции собираются с предварительным натягом.

В таблице 3.4.3.1 представлены основные технические характеристики этих труб.

Наряду с применением теплоизолированных насосно-компрессорных труб, также имеет место и теплоизолированные колонны обсадных труб. Главной отличительной особенностью таких труб является так называемая система «труба в трубе».

Секция колонны, представленная на рисунке 3.4.3.1, содержит внутреннюю трубу 1, расположенную на ней экранную изоляцию 2, между слоями которой размещены газопоглотители 3, центраторы 4, установленные на отдельной изоляции, наружную трубу 5 с внешней резьбой на концах, соединительную муфту 9.

Таблица 3.4.3.1 – Технические характеристики теплоизолированных труб [26]

Показатели	Термокейс-650	50.61.02.00.000 СБ «Союзтермнефти»
Диаметр наружной трубы, м	0,127	0,114
Диаметр внутренней трубы, м	0,073	0,050
Длина секции, м	11,6...12,8	6,2
Диаметр соединительной муфты, м	0,141	0,132
Масса 1 м, кг	27,8	25,8
Теплопроводность, Вт/(м*К)	0,025	0,045
Глубина спуска, м	1220	2000
Номинальная температура, °С	343	350

Внутренняя 1 и наружная 5 трубы соединены между собой путем приваривания стальных вкладышей 6 к трубам 1, 5 вакуумно-плотными швами 7 и 8. Внутренняя труба 1 выполнена с усилениями 10 на концах. Внутренняя поверхность каждого из стальных вкладышей 6 частично сопрягается с поверхностью усилений 10 внутренней трубы 1, а наружная поверхность вкладышей 6 частично сопрягается с механически обработанной внутренней поверхностью наружной трубы 5 на участке, расположенном под концами наружной трубы 5 с выполненной внешней резьбой. Каждый стальной вкладыш

6 выполнен с проточкой 11, образующей полость 12 с наружной трубой 5, и приварен к наружной трубе 5 в месте выполнения внешней резьбы на ее концах на участке, расположенном под отрезком от первого витка до основной плоскости резьбы.

Каждый из центраторов 4 может быть выполнен в виде хомута, состоящего, по меньшей мере, из двух полуколец, жестко соединенных между собой, например, болтами 13. При этом внутренняя поверхность центраторов 4 выполнена с фрикционными свойствами.

В межтрубном пространстве 14 создается вакуум с помощью клапана 15, выполненного на наружной трубе 5 и обваренного вакуумно-плотным швом 16.

Наружные трубы 5 секции колонны соединяют муфтой 9, предварительно вставив в нее, например, уплотнительную втулку 17, изготовленную из теплоизоляционного материала.

Секцию теплоизолированной колонны изготавливают следующим образом. На внутреннюю трубу 1 на отдельную изоляцию устанавливают центраторы 4, каждый из которых выполнен в виде хомута, состоящего, например, из двух полуколец. Указанная изоляция устанавливается только под центраторами 4 и изолирует их от внутренней трубы 1. Предварительно внутренним поверхностям полуколец центратора 4 с помощью режущего инструмента придают фрикционные свойства. Полукольца хомутов жестко стягивают, например, болтами 13. Это исключает образование задиров и гофров и нарушение целостности изоляции.

Затем на внутреннюю трубу 1 между центраторами 4 наматывают экранную изоляцию 2, между слоями которой располагают газопоглотители 3. После этого внутреннюю трубу 1 с центраторами 4 вставляют в наружную трубу 5. Затем в межтрубное пространство 14 вставляют стальные вкладыши 6, привариваемые к наружной трубе в месте выполнения внешней резьбы на ее концах на участке, расположенном под отрезком от первого витка до основной плоскости резьбы, и расположенные таким образом, что проточка, выполненная на вкладыше, и наружная труба образуют полость.

Внутреннюю трубу 1 через стальные вкладыши 6 соединяют вакуумно-плотными сварными швами 7 и 8 с наружной трубой 5. При этом точность сборки труб и монтаж деталей, входящих в сварочный узел, обеспечивают проведение качественной сварки и необходимую жесткость концов наружных труб. Проточка 11 на вкладыше 6, образующая полость 12 с наружной трубой 5, позволяет снизить активную площадь контакта вкладыша с наружной трубой. Приварку вкладышей осуществляют на расстоянии Увеличенное изображение (открывается в отдельном окне) от торца наружной трубы в месте выполнения внешней резьбы на ее концах на участке, расположенном под отрезком от первого витка до основной плоскости резьбы. Это повышает жесткость резьбового соединения и колонны в целом, снижая вероятность ее разгерметизации во время эксплуатации. Далее из межтрубного пространства 14 откачивают воздух через клапан 15, создавая в нем вакуум, и активируют газопоглотители 3, что исключает накопление газа в межтрубном пространстве колонны во время ее эксплуатации.

Активация газопоглотителей 3 заключается в нагреве секции колонны в собранном виде до температуры, обеспечивающей разрушение оксидной пленки на поверхности газопоглотителя, и начала процесса поглощения влаги и газов.

После выполнения на них внешней резьбы наружные трубы 5 соединяют муфтой 9, предварительно вставив в нее, например, уплотнительную втулку 17, изготовленную из теплоизоляционного материала и надетую на стальной патрубке 18. Готовые для эксплуатации секции труб собирают в колонну, опускают в нагнетательную скважину и закачивают по колонне теплоноситель.

Недостатками вышеописанной теплоизолированной колонны являются высокие теплотери, связанные с наличием большого количества воздуха в межтрубном пространстве колонны, который обладает относительно высокой теплопроводностью. Кроме того, конструкция такой теплоизолированной колонны при эксплуатации не исключает проникновения теплоносителя в межтрубное пространство, что также ведет к повышению теплопроводности колонны [27].

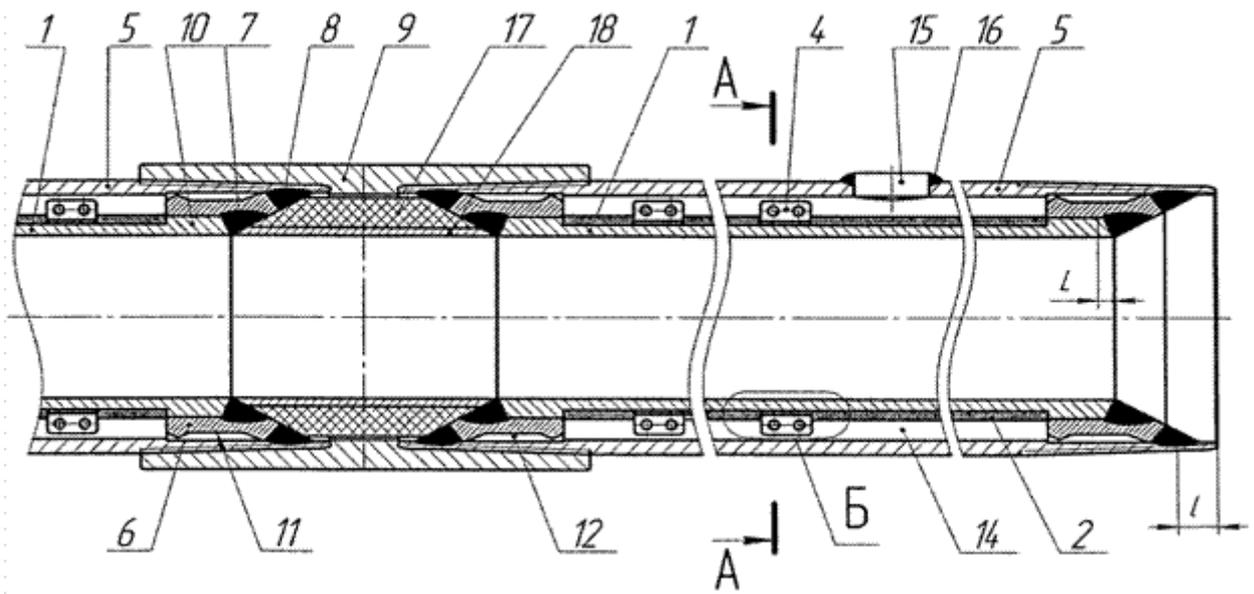


Рисунок 3.4.3.1 – Теплоизолированная колонна (1 – внутренняя труба, 2 – экранная изоляция, 3–газопоглотители, 4 – центраторы, 5 – наружная труба, 6– приварные стальные вкладыши, 7,8,16– вакуумно-плотные швы, 9 – соединительная муфта, 10 – поверхность усиления, 11– проточка, 12– образующая полость, 13–болты, 14–межтрубное пространство, 15–клапан, 17–уплотнительная втулка, 18–стальной патрубков [27]

3.4.4 Отличительные особенности заканчивания скважины

Так как при разработке месторождений тяжелых высоковязких нефтей и природных битумов скважинными способами происходит закачка теплоносителя в пласт, то появляется необходимость в использовании цементов способных выдерживать циклические изменения температур.

Для скважин разрабатываемых термическими способами воздействия на пласт применяются цементы типа ЦТПН – цемент тампонажный для паронагнетательных скважин.

Одним из представителей на рынке данных цементов является тампонажный цемент ТермоЛайт-1 (TermoLight-1) предназначен для цементирования скважин при разработке нефтяных месторождений термическими методами: нагнетание пара и паровоздушной смеси с

температурой рабочего агента до 350°C. Сверхлегкий тампонажный цемент плотностью 1,0 г/см³ изготавливается на базе стеклянных микросфер 3М, теплоупорного вяжущего и комплексных добавок Granulight. Тампонажные цементы ТермоЛайт устойчивы к термическому воздействию, обладают предельно низкой теплопроводностью. Параметры тампонажного раствора (плотность, объем, реология) стабильны и прогнозируемы как в атмосферных условиях, так и в баротермальных условиях скважины [28].

4 ОРГАНИЗАЦИОННО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

4.1 Структура и организационные формы работы бурового предприятия, анализ деятельности предприятия

ЗАО «Сибирская Сервисная Компания» основано 1 февраля 2000 г. Основными видами деятельности являются: поисково-разведочное и эксплуатационное бурение нефтяных и газовых скважин, наклонно-направленное бурение, зарезка боковых стволов, текущий и капитальный ремонт скважин, подбор рецептур, разработка и сопровождение применения буровых растворов, обеспечение систем очистки, тампонажные работы. На сегодняшний день в компании семь подразделений в регионах Российской Федерации, около 5 тысяч сотрудников, годовой объем поисково-разведочного и эксплуатационного бурения достигает полутора миллиона метров.

В Красноярском крае компания начала работать в 2002 г. Основные заказчики Красноярского филиала – дочерние предприятия ОАО «Газпром», ОАО «Роснефть», Управление по недропользованию по Красноярскому краю. В настоящее время предприятие также осуществляет свою деятельность на территории Иркутской области – ведёт строительство эксплуатационных скважин на Ичёдинском НМ, Западно-Аянском НГКМ, а также поисковых и разведочных скважин на Игнялинском, Тымпучиканском и Вакунайском лицензионных участках.

Годовая проходка Красноярского филиала составляет около 100000 м. Площади работ Красноярского филиала отличаются сложным горно-геологическим строением, характерным для Сибирской платформы в целом. Тем не менее, накопленный опыт работ, современное оборудование и технологии, высококвалифицированные специалисты позволяют успешно решать поставленные задачи.

Успешно пробурено и испытано значительное количество разведочных скважин на Собинском и Юрубчёно-Тохомском месторождениях. Огромный опыт получен при строительстве поисковых скважин на Берямбинском лицензионном участке, заложенных на локальных поднятиях в зоне Ангарских

складок. Скважинами вскрыты многочисленные геологические осложнения, не предусмотренные проектной документацией, которые зачастую приводили к возникновению серьёзных аварий. При ликвидации катастрофических поглощений были успешно применены оригинальные кольматирующие и тампонирующие смеси, профильные перекрыватели; при ликвидации ГНВП – буровые растворы высокой плотности с разработанными в компании рецептурами.

Руководство Компании берет на себя обязательство следовать Политике в области качества, соблюдать требования системы менеджмента качества, соответствующей международному стандарту ISO 9001 и постоянно повышать ее результативность.

Для реализации основных принципов менеджмента качества и выполнения своих обязательств перед заказчиками и партнерами Руководство Компании будет поддерживать и реализовывать следующие направления работ:

- постоянный анализ ситуации на рынке услуг в области бурения и ремонта скважин, учет складывающихся тенденций;
- внедрение новых технологий в бурении и ремонте скважин;
- развитие инфраструктуры Компании, в том числе внедрение новой, более производительной и эффективной техники;
- постоянное повышение квалификации персонала;
- вовлечение персонала в совершенствование менеджмента качества.

Организационная структура управления представлена на рисунке 4.1.1.

Предприятие возглавляет директор филиала, у которого есть пять заместителей: технический директор – первый заместитель директора, заместитель директора по экономике и финансам, заместитель директора по супервайзингу, заместитель директора по обеспечению производства, заместитель директора по работе с персоналом [30].

Организационная структура Красноярского филиала ЗАО «ССК» с 1.11.2011г.

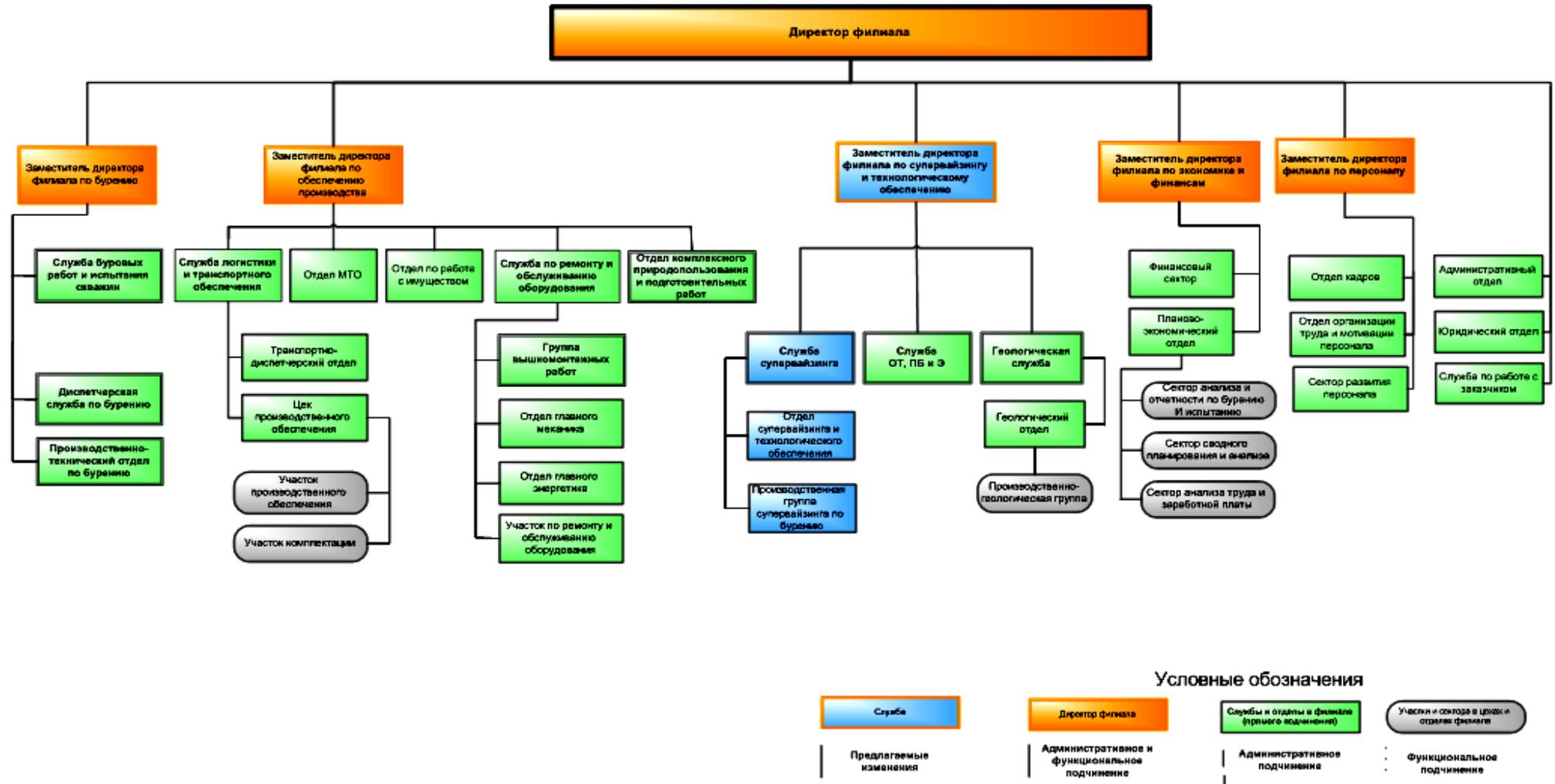


Рисунок 4.1 – Организационная структура управления [30]

Заместителю директора по супервайзингу подчиняются следующие руководители: главный технолог, главный геолог и заместитель технического директора по ОТ и ПБ.

Главный технолог возглавляет технологический отдел, технологическую группу по бурению и группу заключительных работ. Главной задачей этих подразделений является контроль и выполнение технологии строительства скважин.

Главный геолог возглавляет геологический отдел, в его подчинении находится группа геологов на месторождении. Задачей геологического отдела является предоставление информации, связанной с геологией при бурении и освоении скважин.

Заместителю директора по обеспечению производства подчиняется служба логистика и транспортного обеспечения, служба по ремонту и обслуживанию оборудования, отдел материально-технического обеспечения, отдел по работе с имуществом.

Заместитель директора по экономике и финансам руководит работой планово-экономического отдела и проектно-сметного отдела. Кроме того, ему подчиняется главный бухгалтер, который организует и планирует работу следующих секторов: по учету основных фондов, по учету материалов, по расчетам заработной платы, по налогам, по отчетности.

Заместитель директора по работе с персоналом руководит работой отдела кадров, отдела организации и мотивации труда, менеджера по обучению, менеджера по гражданской обороне и чрезвычайным ситуациям, сектором по социально-бытовым вопросам. Таким образом, созданная организационная структура позволила в полном объеме выполнить технико-экономические показатели планируемые в прошлом году.

4.2 Расчет нормативной продолжительности сооружения скважины

Перечень работ по строительству скважины включает в себя следующие виды:

- подготовительные работы к строительству скважины;

- вышкомонтажные работы;
- подготовительные работы к бурению;
- бурение скважины и ее крепление;
- опробование;

Нормативная карта – это документ, в котором указывается нормы времени на выполнение отдельных операций в процессе строительства скважины, а также общее время на строительство скважины.

При расчете нормативной карты следует иметь в виду, что весь комплекс работ можно разделить на 4 группы.

1-я группа. Работы, связанные с рейсом долота. Объем их определяется количеством долблений:

- а) смена долота, колонкового снаряда;
- б) установка за палец и вывод из-за пальца УБТ;
- в) подготовительно-заключительные работы к спуско-подъемным операциям в процессе бурения;
- г) проверка превентора (если эта работа предусмотрена при смене долота, а не при смене вахт).

2-я группа. Работы, связанные с рейсом долота и глубиной скважины:

- а) спуск и подъем бурильного инструмента;
- б) промывка скважины после спуска и перед подъемом бурильного инструмента (если она не включена в нормы на механическое бурение)

3-я группа. Работы, связанные с глубиной бурения:

- а) работа долота на забое скважины (собственно процесс механического бурения или углубка скважины);
- б) наращивание инструмента;
- в) разборка бурильных труб.

4-я группа. Работы, не связанные с тремя предыдущими группами, объем которых определяется для каждой скважины в зависимости от геологических, технических и технологических условий (приводятся основные виды работ):

- а) смена (разборка, сборка) забойного двигателя;
- б) геофизические исследования, замеры отдельных параметров;
- в) переоснастка талевой системы, смена и перетяжка талевого каната;
- г) крепление скважины (весь комплекс работ: проработка, спуск обсадных труб, цементирование, ОЗЦ и др.);
- д) работа испытателем пластов;
- е) смена бурильных труб в связи с выходом из строя или изменением диаметра или материала изготовления;
- ж) смена бурового и силового оборудования;
- з) работы по предупреждению возникновения осложнений в скважине;
- и) приготовление, утяжеление и обработка бурового раствора (если эти работы не включены в нормы на механическое бурение);
- к) сборка и разборка элементов компоновки бурильного инструмента: переводников, калибратора, центризатора, стабилизатора и др.;
- л) отсоединение бурового шланга от вертлюга для слива раствора и присоединение к вертлюгу в зимнее время.

Расчет нормативной карты производится по следующему плану

Нормативного времени на механическое бурение рассчитывается по формуле 4.2.1.

$$T_{.m} = T_M^{1M} \cdot H, \quad (4.2.1)$$

где $T_{.m}$ – нормативное время на механическое бурение рассчитываемого интервала; T_M^{1M} – нормативное время на механическое бурение одного метра данного интервала (из местных норм), час.; H – количество метров в интервале, м.

Согласно «Единые нормы времени на бурение скважин на нефть и газ, и другие полезные ископаемые» нормативное время на механическое бурение одного метра составляют: для интервала под направление (0-20 м) – 0,03 ч; для интервала под кондуктор (20-1097 м) – 0,1 ч; для интервала под

эксплуатационную колонну (1097-3489 м) – 0,1 ч; для интервала открытого ствола (3489-3557 м) – 0,12 ч [31].

Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

Нормативное количество долблений по каждому интервалу рассчитывается по формуле 4.2.2.

$$n = \frac{H}{H_d}, \quad (4.2.2)$$

где n – нормативное количество долблений;

H – количество метров в интервале, м;

H_d – проходка на долото (из местных норм).

Количество долблений составляет 1 на каждый интервал, т.е. предполагается, что интервалы будут пробуриваться без смены долота.

Количество спускаемых по интервалам свечей (N_c) определяется исходя из рассчитанной ранее длины колонны бурильных труб для бурения каждого интервала. Для бурения интервала под направление бурильные трубы не используются, для бурения интервала под кондуктор – 24 шт., для бурения интервала под эксплуатационную колонну – 133 шт., для бурения интервала открытого ствола – 128 шт. Количество поднимаемых по интервалам свечей равно количеству спускаемых свечей для каждого интервала.

Нормативное время на спуск свечей рассчитывается по интервалам по формуле 4.2.3, на подъем свечей рассчитывается по формуле 4.2.4.

$$T_c = T_c^{1c} \cdot \frac{N_c}{60}, \quad (4.2.3)$$

$$T_{\Pi} = T_{\Pi}^{1c} \cdot \frac{N_{\Pi}}{60}, \quad (4.2.4)$$

где T_c^{1c} и T_{Π}^{1c} – нормативное время соответственно на спуск и подъем одной свечи, мин.

При оснастке талевой системы 5х6

$$T_C^{1C} = 1,5 \text{ мин}; T_H^{1C} = 1,5 \text{ мин.} [31]$$

При глубине залегания интервала более 2500 м, к нормам времени на спуск и подъем одной свечи добавляется 0,1 мин. [31].

Расчет нормативного времени на наращивание труб.

Нормативное время на наращивание труб рассчитывается по формуле 4.2.5.

$$T_H = T_H^{1T} \cdot N_H, \quad (4.2.5)$$

где T_H^{1T} – нормативное время на одно наращивание 0,2 ч [31]; N_H – количество наращиваний, которое равно количеству свечей в каждом интервале.

Время на подготовительно – заключительные работы

Нормативное время на подготовительно – заключительные работы при спускоподъемных операциях рассчитывается по интервалам, суммируется с нормативным временем на смену долота и заносится в нормативную карту. Расчет для каждого интервала по формуле 4.2.6.

$$T_{нзр} = T_{нзр} \cdot n, \quad (4.2.6)$$

где $T_{нзр}$ – норма времени одного цикла подготовительно – заключительных работ, равная в сумме 0,45 часа [31]; n – нормативное количество долблений в интервале.

Время на проверку превентора

Нормативное время на проверку превентора рассчитывается по формуле 4.2.7.

$$T_m = T_{1m} \cdot N, \quad (4.2.7)$$

где T_{1m} – норма времени одной проверки превентора, равная 0,25 часа [2]; N – общее по скважине количество долблений.

Время на переоснастку талевого системы

Нормативное время на переоснастку талевого системы составляет 2,37 часа [31].

Время на сборку и разборку УБТ

Время на сборку и разборку свечей УБТ рассчитывается по формуле 4.2.8.

$$T_{cp} = T_{cb}^{1ce} \cdot N_{ce} \cdot N, \quad (4.2.8)$$

где N_{cb} – количество свечей; N – общее количество долблений; T_{cb}^{1ce} – норма времени на установку и вывод из-за пальца одной свечи УБТ равная 0,17 ч [31].

Для бурения интервала под направление количество свечей УБТ будет равно 1, для бурения интервал под кондуктор 8 свечей, для бурения интервала под эксплуатационную колонну 6 свечей, для бурения интервала открытого ствола 13 свечей.

Расчет нормативного времени на ремонтные работы

Нормативное время на ремонтные работы вычисляется следующим образом. Вычисляется нормативное время на бурение скважины без учета ремонтных работ, как сумма значений в графе «Итого времени» нормативной карты, и заносится в этой графе по строке «Итого по скважине». Затем это время переводится в сутки.

Затем вычисляется нормативное время на ремонтные работы в процентном отношении от графы и записывается в нормативную карту. Для нашей скважины норма времени на ремонтные работы составляет 5 %, от времени бурения и крепления скважины.

В монтажные работы включаются: сборка оснований вышечно-лебедочного блока, монтаж оборудования и приспособлений вышечного блока, сборка вышки, монтаж бурового, силового оборудования и привышечных сооружений, сборка оснований насосного блока, монтаж буровой установки.

Нормативное время на сборку оснований вышечно-лебедочного блока – 70,5 часов; на монтаж оборудования и приспособлений вышечного блока – 173,4 часа; на сборку вышки – 314,5 часов; на монтаж бурового, силового оборудования привышечных сооружений – 230,2 часа; на сборку оснований насосного блока – 288,7 часа; на монтаж буровой установки – 91,4 часа. Суммарное время на строительно-монтажные работы составляет 1168,7 часа или

48,7 суток [32]. В таблице 4.2.1 показана продолжительность строительства скважины, в таблице 4.2.2 показана продолжительность бурения и крепления по интервалам глубин.

Таблица 4.2.1 – Продолжительность строительства скважины

№	Наименование работ	Ед-ца изме.	Продолжительность
1	Подготовительные работы к строительству скважины	сут	20,0
2	Строительно-монтажные работы	сут	48,7
3	Подготовительные работы к бурению	сут	4,0
4	Бурение скважины:		
4.1	0-20 м	сут	0,03
4.2	20-1097 м	сут	4,7
4.3	1097-3489 м	сут	11,4
4.4	3489-3557 м	сут	1,6
	Итого бурение:	сут	17,73
5	Крепление скважины:		
5.1	0-20 м	сут	1,8
5.2	20-1097 м	сут	2,4
5.3	1097-3489 м	сут	3,7
	Итого:	сут	7,9
6	Освоение скважины		15

Таблица 4.2.2 – Продолжительность бурения и крепления по интервалам глубин

№	Наименование колонны или интервала	Интервал бурения, м		Продолжительность бурения, сут	Продолжительность крепления, сут	ИТОГО
		От (верх)	До (низ)			
1	Направление	0	20	0,03	1,8	1,83
2	Кондуктор	20	1097	4,7	2,4	7,1
3	Эксплуатаци-онная	1097	3489	11,4	3,7	15,1
4	Открытый ствол	3489	3557	1,6	-	1,6
	ИТОГО:			17,7	7,9	25,63
	Скорость коммерческая, м/ст.мес				133,6	

4.3 Разработка календарного план – графика строительства скважины

При составлении линейно–календарного графика выполнения работ учитывается то, что буровые бригады должны работать непрерывно, без

простоев и пробурить все запланированные скважины 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. При составлении графика учитывается тип буровой установки, месячная производительность, то есть число скважин, законченных за месяц буровой бригадой и количество календарных часов для бурения. В таблице 4.3.1 представлена продолжительность бурения и крепления по интервалам.

Таблица 4.3.1 – Продолжительность бурения и крепления по интервалам

Вид работ	Месяцы												
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
1.Вышкомонтаж (48,7 суток)													
2.Бурение (17,7 суток)													
3.Освоение (15 суток)													

4.4 Расчет сметной стоимости сооружения скважины

В таблице 4.4.1 представлена сводная смета на строительство скважины.

Таблица 4.4.1 – Сводная смета на строительство скважины

№	Наименование работ или затрат	Стоимость в ценах 1984 г, руб	Стоимость в текущих ценах, руб. (коэффициент удорожания на 2016 г. составляет 178,9)
1	2	3	4
I. Подготовительные работы к строительству скважины			
1	Подготовка площадки, строительство подъездного пути, трубопроводов, линий передач и др.	78 979	14129343
2	Разборка трубопроводов, линий передач и др.	2295	410576
3	В т.ч. работы, не учитываемые нормами зимнего удорожания	1401	250639
4	Техническая рекультивация	12192	2181149
5	Разборка при технической рекультивации	116	20752
	Итого	93582	16741820
II. Строительство и разборка вышки, привышечных сооружений, монтаж и демонтаж бурового оборудования			
6	Строительство и монтаж, перетаскивание	177954	31835971
7	Разборка и демонтаж	11351	2030694
8	В т.ч. работы, не учитываемые нормами зимнего удорожания	192	34349
	Итого	189497	33901013

Продолжение таблицы 4.4.1

1	2	3	4
III. Бурение и крепление скважины			
9	Бурение скважины	268643	48060233
10	Крепление скважины	249324	44604064
	Итого	517967	92664296
IV. Промыслово-геофизические работы			
11	Затраты на промыслово-геофизические работы, 9 % от пункта III	44617	7981981
V. Дополнительные затраты при строительстве скважин в зимнее время			
12	Дополнительные затраты при производстве строительных и монтажных работ в зимнее время, 5,4 % (ВСН-39-86 [33])	14539	2585034
13	Снегоборьба, 0,4% (ВСН-39-86 [33])	1083	192557
14	Эксплуатация котельной установки	31464	5594299
	Итого	47086	8371891
VI. Прочие работы и затраты			
15	Премии и прочие доплаты, 24,5%	302547	53792857
16	Вахтовые надбавки, 4,4%	54335	9660763
17	Добровольное страхование, 0,9%	11114	1976069
18	Топографо-геодезические работы	76360	13576808

Продолжение таблицы 4.4.1

1	2	3	4
19	Платежи за выбросы в атмосферу		1300
20	Платежи за ущерб промышленным животным		4080
21	Платежи за воду		1025
22	Платежи за размещение отходов		722708
23	Авиатранспорт		3975314
24	Биологическая рекультивация	607	108523
	Итого	444963	83819447
25	Затраты на авторский надзор - 0,2% от итога по расчетам выше (ВСН-39-86 [33])	2470	441843
	Итого по всем разделам	1337712	243480449
	НДС 18%	240788	43826481
	Итого с НДС	1578500	287306929

Общая сумма на строительство скважины составила 287 306 929 рублей [34]. Амортизация считается исходя из классификации основных фондов из Постановления правительства Российской Федерации №640 от 07 июля 2016 года [35] методом начисления амортизации пропорционально объему выполненных работ. Это объясняется тем, что бурение имеет сезонный характер выполнения работ.

4.5 План организационно-технических мероприятий (ОТМ) по повышению технико-экономических показателей

Технико-экономические показатели работы КФ ЗАО «ССК» за 2015-2016 год приведены в таблице 4.5.1 [30].

Таблица 4.5.1 - Технико-экономические показатели

№ п/п	Показатели	Ед. измер.	2015г.	2016г.	Отклонение	
			факт	факт	+,-	%
I	Бурение					
1.	Проходка, Всего	м	37961	62734	24773	165
2.	Закончено строительством, Всего	шт.	8	9	1	100
3.	Станко-месяцы, Всего (С Н/Г)	ст-мес	7,8	28,2	20,4	363
4.	Коммерческая скорость, Всего (С Н/Г)	м/ст-мес	1362	1537	175	571
5.	Начато бурением, Всего	скв	6	8	2	171
6.	Закончено бурением, Всего	скв	10	13	3	175
7.	Количество долот	шт.	85	396	283	433
8.	Количество долблений	шт.	92	413	321	449
9.	Количество допущенных Аварий	шт.		5	5	
10.	Время на Ликвидацию Аварий	час		408,5	408,5	
13.	Количество буровых бригад, Всего	шт.	2	3	1	150
	(В т.с. Работающих по оказанию услуг буровой бригадой)	-«-	1,3	0,2		15
14.	Проходка на буровую бригаду	м	15426	20911	5485	136
15.	Продолжительность стр-ва 1 скважины	сут	205,1	154,9	-50,2	82

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Целью данной выпускной квалификационной работы студента является проектирование строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины глубиной 2700 метров на нефтяном месторождении (Иркутская область, Катаганский район). Под проектированием понимается определение основных технологических параметров, таких как: обоснование конструкции скважины, расчет числа, глубин спуска обсадных колон и колонны бурильных труб, выбор способа бурения и другие параметры, техника и технологии необходимые для грамотного и рентабельного сооружения скважины при имеющихся геологических условиях. Выбор каждого технологического параметра также обоснован с технико-экономической точки зрения.

Возможные пользователи разрабатываемого технологического проекта – сервисные буровые компании, сфера деятельности которых направлено на строительство скважин, предоставление услуг по заканчиванию и освоению скважин.

5.1 Производственная безопасность

Охрана труда занимает особое место как мире, так и в Российской Федерации. Реализация охраны труда организуется за счет уменьшения доли физического труда, улучшения качества рабочего пространства и реализации мер по сокращению травматизма и вреда здоровью на рабочих местах. В таблице 5.1.1 представлены опасные и вредные факторы при выполнении работ по строительству эксплуатационной наклонно-направленной нефтяной скважины.

Таблица 5.1.1— Опасные и вредные факторы при выполнении работ по строительству эксплуатационной наклонно-направленной нефтяной скважины

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы по ГОСТ 12.0.003-74		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
<p>1 Бурение скважины и последующий спуск обсадной колонны: проведение спуско-подъемных операций, наращивание колонны, сборка и разборка компоновки низа бурильной колонны, приготовление и контроль за параметрами бурового раствора.</p> <p>2 Цементирование скважины: подготовка тампонажного раствора, техники, необходимой для закачивания цемента, а также контроль за необходимыми параметрами в процессе тампонирувания.</p> <p>3 Освоение продуктивного горизонта</p>	<p>1 Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны.</p> <p>2 Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны.</p> <p>3 Повышенный уровень шума на рабочем месте.</p> <p>4 Повышенный уровень вибрации на рабочем месте.</p> <p>5 Недостаточная освещенность рабочей зоны.</p> <p>6 Повреждения в результате контакта с насекомыми.</p>	<p>1 Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; передвигающиеся изделия, заготовки, материалы; разрушающиеся конструкции; обрушивающиеся горные породы.</p> <p>2 Повышенное значение напряжения в электрической цепи</p> <p>3 Расположение рабочего места на значительной высоте от земли.</p> <p>4 Пожарная безопасность</p>	<p>1 ГОСТ 12.0.002-80 [36].</p> <p>2 ГОСТ 12.0.003-74 [37].</p> <p>3 ГОСТ 12.1.005-88 [38].</p> <p>4 СНиП 2.04.05-91 [39].</p> <p>5 ГОСТ 12.1.012-90 [41].</p> <p>6 ГОСТ 12.1.003-83 [42].</p> <p>7 СНиП 23-05-95 [43].</p> <p>8 «Правила безопасности нефтяной и газовой промышленности» [44].</p> <p>9 ГОСТ 12.1.007-76 [45].</p> <p>10 ГОСТ 12.2.003-91 [46].</p> <p>11 ГОСТ 12.3.003-75 [47].</p> <p>12 РД 34.21.122-87 [48].</p> <p>13 СНиП 4557-88 [49].</p> <p>14 ГОСТ 12.1.008-76 [50].</p> <p>15 МР 2.2.8.2127-06 [51].</p> <p>16 ГН 2.2.5.1313-03 [52].</p>

5.1.1 Вредные факторы

Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны

Для контроля за запыленностью и загазованностью используют специальные приборы (газоанализаторы). Количество вредных примесей в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно-допустимых концентраций.

Количество вредных веществ, содержащихся в воздухе рабочей зоны должно быть не больше предельно допустимых концентраций (ПДК). ПДК транспортируемых газов, вредных примесей и некоторых применяемых веществ [54]:

- метан по санитарным нормам относится к 4-му классу опасности (малоопасные вредные вещества со значением ПДК в пересчете на углерод) – 300 мг/м^3 ;
- нефть по санитарным нормам относится к 3-му классу опасности – 10 мг/м^3 ;
- ПДК сероводорода в присутствии углеродов ($\text{C}_1\text{-C}_5$) – 3 мг/м^3 (2-ой класс опасности);
- ПДК сернистого газа (SO_2) в воздухе рабочей зоны 10 мг/м^3 (3 класс – умеренно опасные вредные вещества);
- ПДК метанола (CH_3OH) в воздухе рабочей зоны (по санитарным нормам) – 5 мг/м^3 .

В случае превышения ПДК, работники должны быть обеспечены индивидуальными средствами защиты, такими как противогазы и респираторы. В качестве коллективной защиты применять средства вентиляции.

Микроклимат рабочих мест должен отвечать требованиям ГОСТ 12.1005-88 ССБТ "Воздух рабочей зоны. Общие санитарно-гигиенические требования" [38]. Для исключения нежелательных последствий от запыленности и загазованности используются: индивидуальные средства

защиты (респираторы) и коллективные средства защиты (вентиляция). Вентиляция должна соответствовать требованиям, изложенным в СНиП 2.04.05-91 "Отопление, вентиляция, кондиционирование" [39]. При приготовлении бурового раствора необходимо использовать респираторы, очки и рукавицы.

Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны

Работа на буровой сопряжена с работой на открытом воздухе, что приводит к заболеваниям рабочего персонала. Температура воздуха рабочей зоны оказывает непосредственное влияние на тепловое самочувствие человека и его работоспособность.

В летний период времени при проведении полевых работ и длительном пребывании человека на открытом воздухе большая вероятность получения солнечного удара, в результате получения повышенной дозы ультрафиолетового излучения. Последствиями солнечного удара являются потеря сознания и пребывание в шоковом состоянии. Допустимая интенсивность ультрафиолетового облучения работающих при незащищенных участках поверхности кожи не более $0,2 \text{ м}^2$ (лицо, шея, кисти рук) общей продолжительностью воздействия излучения 50% рабочей смены не должна превышать 10 Вт/м^2 [51].

С целью профилактики перегревания организуют рациональный режим труда и отдыха путем сокращения рабочего времени для введения перерывов для отдыха в зонах с нормальным микроклиматом. От перегрева головного мозга солнечными лучами предусматривают головные уборы.

В зимнее время температура воздуха понижается до -50°C , при проведении работ может произойти обмороживание конечностей и открытых частей тела. К спецодежде, предназначенной для защиты от пониженных температур, предъявляются особые технические требования, приведенные в ГОСТ Р 12.4.236–2011 [56]. Согласно им, вся зимняя специальная одежда делится на четыре класса защиты, каждый из которых используется в определенном климатическом поясе. Климатические зоны различаются по

температуре воздуха, влажности и скорости ветра. Для данной местности используется спецодежда четвертого класса. Для нее характерна температура воздуха минус 41 °С и скорости ветра 1,3 м/с.

Основное требование к зимней спецодежде — это сохранение работоспособности и здоровья сотрудников предприятия при нахождении на морозе в течение двух часов. Согласно ГОСТ Р 12.4.218-99 [57], зимняя спецодежда должна быть максимально комфортна. Необходимыми деталями зимней спецодежды являются:

- утепленные воротники и капюшоны;
- трикотажные манжеты на рукавах;
- ветрозащитные планки;
- утепленная область поясницы.

Переохлаждение организма ведёт к простудным заболеваниям, ангине, пневмонии, снижению общей иммунологической сопротивляемости.

Для защиты от переохлаждения при проведении полевых работ в зимнее время года предусматривает следующие меры:

- Создание укрытий рабочих мест.
- Обеспечение работников тёплой спецодеждой.
- Сокращение продолжительности рабочей смены.
- Прекращение работ в зависимости от погодных условий.

В холодное время года работникам, работающим на открытом воздухе или в закрытых необогреваемых помещениях, предоставляются специальные перерывы для обогрева и отдыха, которые включаются в рабочее время. Работодатель обязан обеспечить оборудование помещений для обогрева и отдыха работников. [40].

В комплект средств индивидуальной защиты от включены все предметы, надетые на человека: комнатная одежда, спецодежда, головной убор, рукавицы, обувь. Основной материал должен обладать защитными свойствами, соответствующими условиям трудовой деятельности, быть

стойким к механическим воздействиям, атмосферным осадкам, воздействию света, различного рода загрязнителям, легко очищаться от последних. Он должен быть способным пропускать влагу из пространства под одеждой в окружающую среду и иметь воздухопроницаемость, адекватную скорости ветра [53].

Повышенный уровень вибрации

Источниками вибрации могут являться вибростанки, необходимые для очистки бурового раствора, центрифуги, работающие насосы. Для борьбы с вибрацией на объекте производят балансировку, установку амортизаторов, виброфундамент, увеличивают массу основания. При коллективных средствах защиты используют амортизационные подушки в соединениях блоков, оснований, эластичные прокладки, виброизолирующие хомуты на напорных линиях буровых насосов. В качестве индивидуальных средств защиты применяются: специальные виброгасящие коврики под ноги у пультов управления различными механизмами, виброобувь и виброручкавицы. Вибрация при частоте 16 Гц не должна превышать амплитуду $0 \div 28$ мм.

Вибрация должна отвечать требованиям ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ "Вибрация. Общие требования безопасности" [41].

Повышенный уровень шума

Источниками шума на буровой могут быть работающие насосы, вибростанки, необходимые для очистки бурового раствора. Шум на рабочем месте не должен превышать 85 дБА и соответствовать требованиям ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ "Шум. Общие требования безопасности" [42]. 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.

Недостаточная освещенность рабочей зоны

Освещение рабочих мест должно отвечать требованиям, изложенным в СНиП 23-05-95 "Естественное и искусственное освещение" [43]. Освещение должно равномерно распределять яркость, быть постоянным во времени, без пульсации, иметь спектр близкий к естественному. На буровой используется естественное и искусственное освещение, а также предусмотрено и аварийное. Также следует отметить, что освещенность регламентируется в соответствии с «Правила безопасности нефтяной и газовой промышленности» [44].

Существуют следующие нормы освещенности, измеряемые в люксах (лк):

- стол ротора – 100 лк;
- пути движения талевого блока – 30 лк;
- превенторные установки – 75 лк;
- полати верхового рабочего – 10 лк;
- приемные мостки – 30 лк;
- пусковые ящики насосного блока – 50 лк;
- буровые насосы – 25 лк.

Повреждения в результате контакта с насекомыми

Буровая установка расположена в полевых условиях и поэтому в близлежащих окрестностях обитают кровососущие насекомые (клещи, комары, мошки и т.д.). Исходя из этого работники должны быть обеспечены за счет предприятия соответствующими средствами защиты, а также накомарниками [52].

Существует два основных способа защиты от нападения и укусов насекомых: защитная одежда и применение репеллентных средств.

В полевых условиях особо опасным насекомым является клещ, как переносчик клещевого энцефалита, поэтому необходимо уделить особое влияние противоэнцефалитным прививкам, которые помогают создать у

человека устойчивый иммунитет к вирусу. В случае укуса клеща необходимо немедленно обратиться в медицинское учреждение за помощью.

5.1.2 Опасные факторы

Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; передвигающиеся изделия, заготовки, материалы

Травмы, связанные с этими факторами в основном связаны с несоблюдением техники безопасности и неправильное выполнение технологических операций. Поэтому для недопущения их появления необходимо выполнять следующее:

- Проводить первичный инструктаж при приеме на работу.
- Проводить ежедневный инструктаж на рабочем месте в зависимости от выполняемых работ с личной росписью каждого инструктируемого в журнале правил безопасности;
- Вращающиеся части механизмов должны быть максимально огорожены для предотвращения попадания в них предметов и недопущения взаимодействия работников с ними во время работы.
- Весь персонал при нахождении в зоне производства работ должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты (каска, перчатки, спецодежда и др.), согласно нормам: "Типовые отраслевые нормы бесплатной выдачи спецодежды", утвержденных приказом Минтруда России от 09.12.2014 N 997н [58].
- Проводить проверку лебедки и частей подъемного механизма не реже 1 раза в смену.

Повышенное значение напряжения в электрической цепи

Поражение электрическим током является опасным производственным фактором. Поражение человека электрическим током или электрической дугой может произойти в следующих случаях:

- при прикосновении к токоведущим частям;

- при однофазном (однополюсном) прикосновении незащищенного от земли человека к незащищенным токоведущим частям электроустановок, находящихся под напряжением;
- при прикосновении к незащищенным частям, находящимся под напряжением, то есть в случае нарушения изоляции;
- при соприкосновении с полом и стенами, оказавшимися под напряжением;
- при возможном коротком замыкании.

Основными мероприятиями по обеспечению электробезопасности являются:

- своевременный осмотр технического оборудования, изоляции;
- применение средств индивидуальной защиты (резиновые перчатки, боты, инструмент с изолированными ручками) при обслуживании электроустановок;
- применение средств коллективной защиты: ограждающие, автоматического контроля и сигнализации, изолирующие устройства и покрытия, устройства защитного заземления и зануления, устройства автоматического отключения, плакаты по охране труда
- допускать к работе специально обученных лиц, имеющих группу по электробезопасности не ниже IV.

Расположение рабочего места на значительной высоте от земли

Работы непосредственно на буровой установке ведутся на определенном расстоянии от земли, которое зависит от применяемой установки. Поэтому должно быть исключено падение работников с высоты. Для этого необходимо проводить ряд мероприятий:

- Работы, проводимые на высоте должны, проводится с применением страховочного троса;

- в соответствии с «Правилами безопасности нефтяной и газовой промышленности» [45] палаты верхового должны быть оборудованы ограждениями высотой не менее 1 м.

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

Пожарная безопасность

Пожарная безопасность является наиболее важным фактором т.к. при несвоевременном его предупреждении и устранении пожар может перерасти в чрезвычайное происшествие. Причиной пожара на буровой площадке могут быть: открытый огонь, короткое замыкание, молния, статическое электричество.

Для непосредственного надзора за противопожарным состоянием на буровой перед началом бурения должна быть создана пожарная дружина из членов буровой бригады. Оборудование должно соответствовать ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ "Оборудование производственное. Общие требования безопасности" [47].

Все производственные, подсобные и жилые помещения должны иметь подъездные пути и не должны располагаться вблизи емкостей с горючими материалами и складов лесоматериалов.

Территория буровой должна быть очищена от мусора и не следует допускать замазучивания территории. В целях предотвращения пожара на буровой запрещается:

- располагать электропроводку на буровой вышке в местах ее возможного повреждения буровым инструментом;

- хранение ГСМ в металлических емкостях ближе 20 метров от буровой установки.

Буровая установка должна быть обеспечена средствами пожаротушения. Противопожарные щиты располагаются: в насосной – у входа на буровую, в котельной, в роторном сарае и на складе ГСМ. В двадцати метрах от культбудки должен быть оборудован инвентарный пожарный щит. Каждый пожарный щит должен содержать: огнетушитель пенный – 2 шт.; лопата – 2 шт.; багор – 2 шт.; топор – 2 шт.; ведро – 2 шт.; ящик с песком – 1 шт.; кашма 2×2 м – 1 шт.; бочка с водой 200 л – 1 шт.

Для исключения возгорания по причине короткого замыкания в электромеханизмах должны использоваться предохранители.

В электросетях необходимо использовать провода с достаточно большим сечением, чтобы исключить возможность возгорания от перегрева.

Для курения и разведения огня отводятся специальные места.

Для проведения сварочных работ оборудуется сварочный пост. Сварочные работы проводятся согласно требованиям представленных в ГОСТ 12.3.003-75 ССБТ "Работы электросварочные. Общие требования безопасности" [48].

Для исключения возможного возгорания от статического электричества производится установка защитного заземления.

Чтобы предупредить возгорание от удара молнии все буровые установки оснащаются молниезащитой, которая должна соответствовать РД 34.21.122-87 "Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений" [49].

5.2 Экологическая безопасность

Охрана окружающей среды является по-настоящему важным и значимым процессом. Именно поэтому этим вопросам уделяют достаточно много времени и внимания. Охраной окружающей среды называется комплекс мер, направленных на предупреждение отрицательного влияния человеческой

деятельности на природу, обеспечение благоприятных и безопасных условий жизнедеятельности человека.

Создание условий для улучшения экологической обстановки – процесс долгий, требует согласованности и последовательности действий.

Приоритетными в экологической политике РФ сегодня следующие вопросы:

- обеспечение экологически безопасных условий для проживания;
- рациональное использование и охрана природных ресурсов;
- обеспечение экологической и радиационной безопасности;
- экологизация промышленности;
- повышение экологической культуры общества и формирование экологического сознания у людей.

Бурение скважин на нефть и газ является экологически опасным видом работ, может оказывать влияние на атмосферу, гидросферу и литосферу и сопровождается:

- химическим загрязнением почв, грунтов, горизонтов подземных вод, поверхностных водоемов и водотоков, атмосферного воздуха веществами и химреакентами, используемыми при проходке скважин, буровыми и технологическими отходами, а также природными веществами, получаемыми в процессе испытания скважин;
- физическим нарушением почвенно-растительного покрова, грунтов зоны аэрации, природных ландшафтов на буровых площадках;
- нарушением естественного режима многолетнемерзлых грунтов (ММП) в криолитозоне с возможной деградацией верхних горизонтов ММП;

Влияние на атмосферу

Атмосфера всегда содержит определенное количество примесей, поступающих от естественных и антропогенных источников. К числу примесей, выделяемых естественными источниками, относят: пыль (растительного и вулканического, космического происхождения), туман, дымы, газы от лесных и степных пожаров и др.

К вредным источникам воздействия на атмосферу относятся: выхлопные газы автотранспортной, строительной и дорожной техник.

Для предотвращения загрязнения атмосферы необходимо использовать только исправную технику с минимальными выхлопами углекислого газа в воздух.

Влияние на гидросферу

В процессе бурения происходит загрязнение подземных водоносных горизонтов производственными водами (буровой раствор, нефтепродукты, минеральные воды), бытовыми стоками. При вскрытии поглощающих горизонтов буровой раствор может поступить в водоносный горизонт, тем самым произойдет загрязнение водяного пласта. При негерметичности шламового амбара может произойти поступление бурового раствора в близко лежащие водяные пласты и тем самым так же произойдет загрязнение питьевой воды.

С целью защиты гидросферы необходимо проводить следующие мероприятия:

- Сооружение водоотводов, накопителей и отстойников;
- Очистные сооружения для буровых стоков и бытовых стоков (канализационные устройства, септики);
- Контроль за герметичностью амбара;
- Предотвращение поступления бурового раствора в поглощающие горизонты;
- Строго соблюдать разработанную конструкцию скважины, которая обеспечивает изоляцию водоносных горизонтов и перекрытие интервалов поглощения бурового раствора;
- Создать по всей длине обсадной колонны прочное цементное кольцо с целью исключения перетоков пластовых вод из одного пласта в другой.

Влияние на литосферу

Источниками загрязнения почвы могут быть: отработанный буровой раствор, выбрасываемый в амбар; различные масла, дизельное топливо нефть.

Также следует отметить, что при строительстве скважины может происходить разрушение плодородного слоя почвы. Для сохранения качества почвы необходимо:

- Использовать буровые растворы с малой фильтрацией, для предотвращения попадания фильтрата в почву.
- Сократить до минимума попадание различных масел, дизельного топлива и нефти на землю. Для этого необходимо производить их транспортировку только в герметичных металлических емкостях.
- После сооружения всех скважин на кусте необходимо разровнять кустовое основание, закопать шламовые амбары, произвести рекультивацию поверхностного слоя почвы.
- Необходимо исключить открытое фонтанирование для этого на устье должно устанавливаться противовыбросовое оборудование.

5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Во время проведения работ возможно, как чрезвычайные ситуации, которые могут происходить в любом месте (к таковым можно отнести стихийные бедствия – сильный ветер, лесные пожары, землетрясения и пр.), также и специфичные чрезвычайные ситуации.

Самым опасным и наиболее распространенным видом чрезвычайных ситуаций при бурении нефтяных и газовых скважин, является газонефтеводопроявления (ГНВП).

Проявление это самопроизвольный излив бурового раствора или пластового флюида (газ, нефть, вода, или их смесь) различной интенсивности (переливы, выбросы, фонтаны) через устье скважины, по кольцевому пространству, колонне бурильных труб, межколонному пространству, заколонному пространству и за пределами устья скважины (грифоны), не предусмотренный технологией работ при бурении, освоении или ремонте скважин.

Переливы – излив жидкости через устье скважины.

Выбросы – аperiodическое выбрасывание жидкости или газожидкостной смеси на значительную высоту.

Фонтаны – непрерывное интенсивное выбрасывание флюида.

Открытые фонтаны – самые тяжелые аварии при бурении скважин. На их ликвидацию тратятся значительные средства, кроме того, происходит потеря бурового оборудования, загрязнение окружающей среды, истощение месторождения. Нередки человеческие жертвы.

По статистике в нашей стране 89 % всех фонтанов – газовые, 11 % – нефтяные.

Основная причина газонефтеводопроявлений (ГНВП) – превышение пластового давления над давлением в скважине. Единными правилами безопасности [9] предусмотрено превышение гидростатического давления в скважине ΔP над пластовым давлением $P_{пл}$ в следующих пределах:

- для скважин глубиной до 1200 м $\Delta P=(10-15\%) P_{пл}$, но не более 1,5 МПа;
- для скважин глубиной свыше 1200 м $\Delta P=(5-10\%) P_{пл}$, но не более 2,5 МПа;

Давление в скважине может оказаться меньше пластового по следующим причинам:

- ошибки в определении пластового давления и глубины залегания продуктивного горизонта на стадии проектирования;
- снижение плотности бурового раствора из-за поступления флюида в скважину и при длительных остановках;
- недолив скважины при подъеме инструмента;
- эффект «поршневания» при подъеме инструмента;
- поглощение бурового раствора при высоких скоростях спуска инструмента;
- при неправильной установке жидкостных ванн.

Вместе с тем, ГНВП могут возникнуть и в случае, если давление в скважине больше пластового. Это возможно в результате:

- выделения флюида из выбуренной и осыпавшейся породы;
- гравитационного замещения;
- капиллярных сил;
- диффузии и осмоса;
- контракции, фильтрации.

Эти процессы, без сомнения, происходят и в случае, если давление в скважине ниже пластового, но они имеют подчиненное значение и опасны только при длительных остановках в процессе бурения при загерметизированном устье скважины.

Как показывает статистика, количество фонтанов в зависимости от причин их возникновения распределяется следующим образом:

- недостаточная изученность геологии – 10 %
- неправильная конструкция скважины, некачественное цементирование – 20 %
- внезапное поглощение – 10 %
- отсутствие или неисправность противовыбросового оборудования (ПВО) – 20 %
- нарушение технологии – 40 %.

Основные мероприятия по предупреждению ГНВП сводятся к следующим:

- установка противовыбросового оборудования (ПВО);
- проверка работоспособности ПВО раз в сутки;
- установка автоматической газокаротажной станции (АГКС);
- установка в КНБК клапана – отсекателя, а под ведущей трубой шарового крана;
- учебные тревоги раз в месяц;
- наличие запаса бурового раствора, равного объему скважины;
- контроль за циркуляцией раствора (расход на устье, уровень в приемных емкостях);

- при снижении плотности раствора необходимо довести ее до указанной в геолого-техническом наряде;
- выравнивание параметров раствора перед подъемом инструмента;
- снижение скорости спуско-подъемных операций;
- долив скважины при подъеме инструмента, если объем долива сокращается, то подъем необходимо прекратить, скважину промыть;
- при появлении признаков проявлений при поднятом инструменте, необходимо начать спуск его на максимально возможную глубину;
- при вынужденных остановках колонна бурильных труб должна быть поднята до башмака обсадной колонны, и раз в сутки должна опускаться до забоя для промывки скважины.

Действия буровой бригады при сигнале «Выброс»:

- Зафиксировать показания давления в трубном и затрубном пространствах, плотность бурового раствора, объем поступившего флюида;
- Загерметезировать канал бурильных труб и устье скважины (закрывать превенторы);
- Оповестить руководство предприятия о ГНВП;
- Далее действовать в соответствии с планом ликвидации аварии.

Ликвидация ГНВП проводится:

- уравновешиванием пластового давления;
- ступенчатой задавкой.

В первом случае поступление флюида из пласта предотвращается его вымывом и заполнением скважины буровым раствором с необходимой плотностью. Этот метод применяется в случае, если:

- пластовое давление невелико;
- гидроразрыв пластов ниже башмака последней спущенной колонны обсадных труб маловероятен;
- разрушение ПВО и обсадной колонны под действием давления, которое может возникнуть на устье скважины, невозможно.

На практике в зависимости от конкретных условий (наличие утяжелителя) используются два варианта этого метода:

- непрерывная задавка скважины;
- двухстадийная задавка.

При непрерывной задавке после герметизации устья сразу же в скважину закачивается раствор с постепенным увеличением его плотности до требуемой.

При двухстадийной задавке после герметизации устья начинается промывка скважины имеющимся раствором до выравнивания его параметров. Далее промывка прекращается, устье герметизируется, раствор утяжеляется, а затем закачивается в скважину.

В любом случае основные этапы работ следующие:

- при закрытом превенторе фиксируется давление на стояке и на устье скважины;
- включается насос, и при помощи регулируемого штуцера на выкидной линии ПВО (линия дросселирования) давление на устье поддерживается постоянным и равным давлению при закрытом превенторе.

Ступенчатая задавка применяется тогда, когда при загерметизированном устье давление в скважине может превысить допустимое (гидроразрыв, разрушение ПВО, обсадной колонны). В этом случае скважина пускается в работу по выкидным линиям превентора. Одновременно производится задавка утяжеленного бурового раствора с допустимым противодавлением на устье до тех пор, пока давление на забое скважины не станет равным пластовому.

5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Законодательством РФ регулируются отношения между организацией и работниками, касающиеся оплаты труда, трудового распорядка, социальных отношений, особенности регулирования труда женщин, детей, людей с ограниченными способностями и др.

Из-за труднодоступности мест сооружения скважин применяется вахтовый метод работы. Регулирование охраны труда производится трудовым кодексом РФ, вахтовые работы регламентируются согласно главе 47 настоящего кодекса [50].

5.4.1. Специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны)

К работам, выполняемым вахтовым методом, не могут привлекаться работники в возрасте до восемнадцати лет, беременные женщины и женщины, имеющие детей в возрасте до трех лет, а также лица, имеющие противопоказания к выполнению работ вахтовым методом в соответствии с медицинским заключением, выданным в порядке, установленном федеральными законами и иными нормативными правовыми актами Российской Федерации [50].

Продолжительность вахты не должна превышать одного месяца (ст. 299 ТК РФ [50]). В исключительных случаях на отдельных объектах работодателем может быть увеличена продолжительность вахты до трех месяцев, но с учетом мнения выборного органа первичной профсоюзной организации.

Из-за наличия вредных производственных факторов предусматриваются дополнительные компенсационные выплаты, также предусмотрена повышенная оплата труда из-за работы в особых климатических условиях [50].

К работе вахтовым методом допускаются лица, прошедшие медицинский осмотр в установленном порядке и не имеющие противопоказаний к выполнению данного вида работ, имеющие соответствующую квалификацию и допущенные к самостоятельной работе в установленном порядке. Перед допуском к самостоятельной работе рабочий проходит стажировку в течение 2-14 смен (в зависимости от характера работы, квалификации работника) под руководством специально назначенного лица.

Рабочий, выполняющий работу при помощи электроинструмента, должен иметь группу по электробезопасности не ниже II. Повторную проверку

знаний безопасных методов работ рабочий должен проходить не реже одного раза в 12 месяцев.

Внеочередную проверку знаний рабочий проходит в следующих случаях:

- при перерыве в работе по специальности более одного года;
- по требованию вышестоящей организации, ответственных лиц предприятия;
- при переходе с одного предприятия на другое;
- рабочий должен пройти инструктажи по безопасности труда:
- при приеме на работу – вводный и первичный на рабочем месте;
- в процессе работы не реже одного раза в 6 месяцев – повторный;
- при введении в действие новых или переработанных правил, инструкций по охране труда, замене или модернизации оборудования, приспособлений и инструмента, нарушении требований безопасности труда, которые могут привести или привели к травме или аварии, перерывах в работе более чем 60 календарных дней – внеплановый.

Рабочий должен:

- знать санитарно-гигиенические условия труда и соблюдать требования производственной санитарии;
- знать требования, изложенные в инструкциях (паспортах) заводоизготовителей оборудования и инструкции по охране труда;
- пользоваться при выполнении работ средствами индивидуальной защиты, выдаваемыми в соответствии с Типовыми отраслевыми нормами, бесплатной выдачи рабочим и служащим специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты. Рабочему выдаются: костюм х/б, рукавицы х/б с накладками из винила кожи, ботинки кожаные, каска защитная, очки защитные. На наружных работах зимой дополнительно выдаются: куртка х/б на утепляющей прокладке, брюки х/б на утепляющей прокладке, тёплая обувь, подшлемник;

- уметь оказывать доврачебную помощь пострадавшему;
- выполнять правила внутреннего трудового распорядка;
- иметь четкое представление об опасных и вредных производственных факторах, связанных с выполнением работ, и знать основные способы защиты от их воздействия: недостаточная освещенность рабочей зоны, повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны, повышенная концентрация вредных веществ в воздухе рабочей зоны, движущееся и вращающееся механизмы и оборудование.

Рабочий не должен подвергать себя опасности и находиться в местах производства работ, которые не относятся к непосредственно выполняемой им работе.

О каждом несчастном случае на производстве пострадавший или очевидец немедленно должен сообщить непосредственному руководителю работ, который обязан:

- организовать первую помощь пострадавшему и его доставку в медицинский пункт;
- сообщить о случившемся руководителю подразделения;
- сохранить до начала работы комиссии по расследованию обстановку на рабочем месте и состояние оборудования таким, каким они были на момент происшествия, если это не угрожает жизни и здоровью окружающих работников и не приведет к аварии.

Обо всех замеченных неисправностях оборудования, инструмента и приспособлений рабочий должен сообщить непосредственному руководителю работ и до их устранения к работе не приступать.

Рабочий несет ответственность за:

- выполнение требований инструкций (паспортов) заводов-изготовителей оборудования и инструкции по охране труда, правил пожаро и электробезопасности;
- соблюдение правил внутреннего трудового распорядка;

- качественное выполнение работ;
- сохранность закрепленного за ним оборудования, приспособлений и инструмента;
- аварии, несчастные случаи и другие нарушения, причиной которых явились действия рабочего, нарушающего требования инструкций (паспортов) заводов-изготовителей оборудования и инструкции по охране труда.

Рабочий должен оказывать содействие и сотрудничать с нанимателем в деле обеспечения здоровых и безопасных условий труда, немедленно извещать своего непосредственного руководителя или иное должностное лицо нанимателя о неисправности оборудования, инструмента, приспособлений, транспортных средств, средств защиты, об ухудшения своего здоровья [22].

5.4.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Рабочее место и взаимное расположение всех его элементов должно соответствовать антропометрическим, физическим и психологическим требованиям. Большое значение имеет также характер работы. В частности, при организации рабочего места должны быть соблюдены следующие основные условия: оптимальное размещение оборудования, входящего в состав рабочего места и достаточное рабочее пространство, позволяющее осуществлять все необходимые движения и перемещения.

Заключение

В данной выпускной квалификационной работе показан технологический проект, составленный для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины глубиной 2700 метров на нефтяном месторождении в Иркутской области, Катаганском районе. Работа включает в себя следующие части:

- Геологическая часть, включающая в себя общую геологическую информацию условий бурения, а также возможные осложнения.
- Технологическая часть, в которой производится выбор конструкции скважины, оборудования для бурения и заканчивания скважины.
- Специальная часть, в которой рассмотрен актуальный вопрос в условиях снижения запасов легкой нефти «Применение скважинных способов добычи высоковязких нефтей и природных битумов».
- Финансовый менеджмент, в которой рассмотрена организационная структура предприятия, составлен календарный план строительства скважины, рассчитаны коммерческая и механическая скорости бурения, а также сметная стоимость строительства скважины,
- Социальная ответственность, в которой рассмотрены вопросы связанные с техникой безопасности, охраны окружающей среды и техники безопасности.

Список использованной литературы

1. А.В. Епихин, А.В. Ковалев. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»). Томский политехнический университет. Томск, 2016.-152 с.
2. М.А. Самохвалов, А.В. Ковалев, А.В. Епихин. Заканчивание скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»). Томский политехнический университет. Томск, 2016. – 92 с.
3. Д.Ф. Болдендо, Ф.Д. Болденко, А.Н. Гноевых. Винтовые забойные двигатели. – М.: Недра, 1999.
4. Справочник специалиста ЗАО «ССК». Томск, 2010. 456 с.
5. Трубы нефтяного сортамента: Справочник/Под общей редакцией А.Е. Сарояна. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1987. – 488 с.
6. Балденко Ф.Д. Расчеты бурового оборудования. М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2012. – 428 с.
7. Крепление испытание и освоение нефтяных и газовых скважин: Учебное пособие /Л.Н.Долгих; Перм. гос. техн. ун-т. Пермь, 2007, - 189 с.
8. В.И. Нифатов. Вскрытие продуктивных пластов при строительстве и ремонта скважин. Под ред. К.М. Тагирова. – М.: изд. ООО «ИРЦ Газпром», - 2002. – 61 с.
9. С.И. Грачев, М.С. Бахарев. Технология бурения скважин в Западной Сибири. Раздел 15. 40 с.
10. А.Н. Попов, А.И. Спивак, Т.О. Акбулатов и др. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: Учеб. для вузов. Под общей редакцией А.И. Спивака. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 509 с.
11. Электронный ресурс. Режим доступа: <http://remoil.ru> [дата обращения 01.05.2017].

12. Электронный ресурс. Режим доступа: <http://inrul-in.ru> [дата обращения 01.05.2017].
13. [Электронный ресурс] – Режим доступа: http://www.bp.com/en/global/corporate/energy_economics/statistical_review_of_world_energy/oil/oil_reserves.html [дата обращения 05.04.2017].
14. Журнал «Нефтяное хозяйство» 2012, №1, стр.70-73
15. И.Г. Ященко, Ю.М. Полищук Трудноизвлекаемые нефти: физико-химические свойства закономерности размещения
16. Особенности освоения месторождений тяжелых высоковязких нефтей и природных битумов Восточно-Европейской платформы / Р.С Хисамов, Н. С. Гатиятуллин, В. Н. Макаревич и др. — СПб.: ВНИИГРИ, 2009. — 212 с.
17. Липаев, А.А. Разработка месторождений тяжелых нефтей и природных битумов. — М.Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2013. — 484с.
18. Полищук Ю.М., Ященко Н.Г. Тяжелые нефти закономерности пространственного размещения // Нефтяное хозяйство. — 2007. — №2. — С.110-113.
19. Билалова Г.А., Билалова Г.М. Применение новых технологий в добыче нефти: учебное пособие. — Волгоград: Издательский Дом “Ин-Фолио”, 2009. — 272с:илл.
20. Пат. 2403382 РФ, МПК E 21 B 43/24. Способ разработки месторождения высоковязкой нефти / Ибатуллин Равиль Рустамович (RU), Рамазанов Рашит Газнавиевич (RU), Абдулмазитога Гульшат Сагитовна (RU), Страхов Дмитрий Витальевич (RU), Зиятдинов Радик Зязятович (RU), Оснос Владимир Борисович (RU). – 2 с: ил. [Электронный ресурс] – Режим доступа: : http://www1.fips.ru/fips_servl/fips_servlet?DB=RUPAT&DocNumber=2403382&TypeFile=html (дата обращения 01.05.2017).
21. Пат. 2399754 РФ, МПК E21 B 43/24. Способ добычи тяжелой или битуминозной нефти / Ибрагимов Наиль Габдулбариевич (RU), Ибатуллин Равиль Рустамович (RU), Кунеевский Владимир Васильевич (RU), Гнедочкин Юрий Михайлович (RU), Суханов Владимир Николаевич (RU), Оснос

Владимир Борисович (RU), Захарова Наиля Идрисовна (RU), Суханова Наталья Владимировна (RU), Гнедочкина Галина Леонидовна (RU). – 4 с: ил. [Электронный ресурс] – Режим доступа: http://www1.fips.ru/fips_servlet?DB=RUPAT&DocNumber=2399754&TypeFile=html (дата обращения 01.05.2017).

22. Пат. 2412342 РФ, МПК Е 21В 43/24. Способ разработки месторождения тяжелой нефти или битума с регулированием закачки теплоносителя в скважину / Ибрагимов Наиль Габдулбариевич (RU), Валовский Владимир Михайлович (RU), Амерханов Марат Инкилапович (RU), Страхов Дмитрий Витальевич (RU), Зиятдинов Радик Зяюзатович (RU), Оснос Владимир Борисович (RU). – 4 с: ил. [Электронный ресурс] – Режим доступа: http://www1.fips.ru/fips_servlet?DB=RUPAT&DocNumber=2412342&TypeFile=html (дата обращения 01.05.2017).

23. Пат. 2408781 РФ, МПК Е 21 В 43/24. Устройство для закачки теплоносителя и отбора высоковязкой нефти из наклонной скважины / Фархутдинов Гумар Науфалович (RU), Амерханов Марат Инкилапович (RU), Шестернин Валентин Викторович (RU), Страхов Дмитрий Витальевич (RU), Зиятдинов Радик Зяюзатович (RU), Оснос Владимир Борисович (RU). – 3 с: ил. [Электронный ресурс] – Режим доступа: http://www1.fips.ru/fips_servlet?DB=RUPAT&DocNumber=2408781&TypeFile=html (дата обращения 01.05.2017).

24. Пат. 2485304 РФ, МПК Е 21 В 43/24. Способ разработки залежи высоковязкой нефти и битума / Ибатуллин Равиль Рустамович (RU), Насыбуллин Арслан Валерьевич (RU), Салимов Вячеслав Гайнанович (RU), Салимов Олег Вячеславович (RU). – 4 с: ил. [Электронный ресурс] – Режим доступа: http://www1.fips.ru/fips_servlet?DB=RUPAT&DocNumber=2485304&TypeFile=html (дата обращения 01.05.2017).

25. Файзулина Н.В. Обоснование технологии строительства скважин для эффективной разработки месторождений природного битума республики

[Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.dissercat.com/content/obosnovanie-tekhnologii-stroitelstva-skvazhin-dlya-effektivnoi-razrabotki-mestorozhdenii-pri> (дата обращения 02.05.2017).

26. Кузнецов В.А. Развитие технологии проводки горизонтальных скважин и совершенствование теплоизолирующих экранов при термошахтной разработке месторождения тяжелой нефти – дис. Ухта. 160 с. [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.dissercat.com/content/razviti-tekhnologii-provodki-gorizontalnykh-skvazhin-i-sovershenstvovanie-teploizoliruyushc> (дата обращения 02.05.2017).

27. Пат. 2487228 РФ, МПК Е 21 В 17/00. Секция теплоизолированной колонны / Четвериков Сергей Геннадьевич (RU), Трутнев Николай Владимирович (RU), Грехов Александр Игоревич (RU), Тихонцева Надежда Тахировна (RU) и др. – 4 с: ил. [Электронный ресурс] – Режим доступа: http://www1.fips.ru/fips_servl/fips_servlet?DB=RUPAT&DocNumber=2487228&TypeFile=html (дата обращения 01.05.2017).

28. [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.granular.ru/produce/cement/termolight> (дата обращения 01.05.2017).

29. Вакула А.Я., Бикбулатов Р.Р. Применение горизонтальных технологий при разработке месторождений ОАО «Татнефть» // Бурение и нефть. — 2009. — №10.

30. Сибирская Сервисная Компания. [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.sibserv.com/about/info/> (дата обращения: 17.05.2017).

31. Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые [Электронный ресурс] Режим доступа: http://www.libussr.ru/doc_ussr/usr_13204.html (дата обращения: 14.05.2017).

32. Единые нормы времени на монтаж и демонтаж вышек и оборудования для бурения – М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2001. - 183 с.

33. «Ведомственные строительные нормы инструкция о составе, порядке разработки, согласования и утверждения проектно-сметной документации на строительство скважин на нефть и газ» ВСН 39-86. [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://txt.g-ost.ru/55/55328/> (дата обращения: 14.05.2017).
34. «Строительство эксплуатационных скважин на кп№№16, 33, 36, 39, 41 ярактинского нефтяного месторождения» Проектная документация. 2016 г.
35. Постановление правительства Российской Федерации №640 от 07 июля 2016 года “О внесении изменений в постановление правительства Российской Федерации от 01 января 2002 г. №1”. [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.consultant.ru/cons/cgi/> (дата обращения 18.05.2017).
36. ГОСТ 12.0.002-80. Система стандартов безопасности труда. Термины и определения. [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.internet-law.ru/gosts/gost/23141/> (дата обращения 17.05.2017).
37. ГОСТ 12.0.003-74. Система стандартов безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.internet-law.ru/gosts/gost/41131/> [дата обращения 17.05.2017].
38. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. [Электронный ресурс] – Режим доступа: https://znayt-ovar.ru/gost/2/GOST_12100588_SSBT_Obshhie_san.html (дата обращения 17.05.2017).
39. СНиП 2.04.05 91 "Отопление, вентиляция, кондиционирование". [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.vashdom.ru/snip/20405-91/> (дата обращения 17.05.2017).
40. Назаренко О.Б.. Безопасность жизнедеятельности: Учебное пособие. – Томск: Изд. ТПУ, 2001. - 87 с.
41. ГОСТ 12.1.012-90 «ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования». [Электронный ресурс] – Режим доступа: https://www.ohranatruda.ru/ot_biblio/normativ/data_normativ/4/4659/ (дата обращения 17.05.2017).

42. ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ "Шум. Общие требования безопасности". [Электронный ресурс] – Режим доступа: http://www.rosteplo.ru/Npb_files/npb_shablon.php?id=838 (дата обращения 17.05.2017).
43. СНиП 23-05-95 "Естественное и искусственное освещение". Электронный ресурс – Режим доступа: <http://base.garant.ru/2306278/> (дата обращения 17.05.2017).
44. «Правила безопасности нефтяной и газовой промышленности». [Электронный ресурс] – Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_146173/ (дата обращения 17.05.2017).
45. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ "Вредные вещества, классификация и общие требования безопасности". [Электронный ресурс] – Режим доступа: https://www.ohranatruda.ru/ot_biblio/normativ/data_normativ/4/4655/ (дата обращения 17.05.2017).
46. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ "Оборудование производственное. Общие требования безопасности". [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://stroysvoimirukami.ru/gost-122003-91/> (дата обращения 17.05.2017).
47. ГОСТ 12.3.003-75 ССБТ "Работы электросварочные. Общие требования безопасности". [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://weldzone.info/norms/44-defend/689-gost-123003-86-sistema-standartov-bezopasnosti-truda-raboty-elektrosvarochnye-trebovaniya-bezopasnosti> (дата обращения 17.05.2017).
48. РД 34.21.122-87 "Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений". [Электронный ресурс] – Режим доступа: https://ohranatruda.ru/ot_biblio/normativ/data_normativ/2/2794/ (дата обращения 17.05.2017).
49. Трудовой кодекс Российской Федерации. [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.consultant.ru/cons/cgi/online.cgi?req=doc&base=LAW&n=201079&fld=134&dst=101762,0&rnd=0.3552368737169489#0> (дата обращения 17.05.2017).

50. [СНиП 4557-88 Санитарные нормы ультрафиолетового излучения в производственных помещениях. [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 17.05.2017).
51. ГОСТ 12.1.008-76. ССБТ. Биологическая безопасность. Общие требования. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 17.05.2017).
52. МР 2.2.8.2127-06 Гигиенические требования к теплоизоляции комплекта средств индивидуальной защиты от холода в различных климатических регионах и методы ее оценки. [Электронный ресурс] – Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_100462/ (дата обращения 17.05.2017).
53. ГН 2.2.5.1313-03 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 17.05.2017).
54. Инструкция по охране труда рабочих при бурении скважин. [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://businessforecast.by/partners/646/1142> (дата обращения 17.05.2017 г.).
55. ГОСТ Р 12.4.236-2011 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Одежда специальная для защиты от пониженных температур. Технические требования. [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200085214> (дата обращения 17.05.2017 г.).
56. ГОСТ Р 12.4.218-99 ССБТ. Одежда специальная. Общие технические требования. [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200008470> (дата обращения 17.05.2017 г.).
57. Приказ Минтруда России от 09.12.2014 N 997н [Электронный ресурс] – Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_175841/ (дата обращения 17.05.2017 г.).

ПРИЛОЖЕНИЕ А

(обязательное)

Совмещенный график давлений и конструкция скважины

