

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА ПОИСКОВО-ОЦЕНОЧНОЙ ВЕРТИКАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ (ПЛАСТЫ ГРУППЫ НХ) НА НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (КРАСНОЯРСКИЙ КРАЙ)

УДК : 622.143:622.243.22:622.323(571.51)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6В	Мохамед Мохамед Диаб Мохамед Диаб		12.06.2020

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Глотова Валентина Николаевна	к.т.н.		18.06.2020

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Рыжакина Татьяна Гавриловна	к.э.н.		15.06.2020

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Черемискина Мария Сергеевна	-		15.06.2020

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна	—		18.06.2020

Томск – 2020 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</i> наук 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</i> для <i>экспериментально-исследовательской деятельности</i> в нефтегазовой отрасли
P10	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных <i>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 науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ 11.02.2020 _____
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6В	Мохамед Мохамед Диаб Мохамед Диаб

Тема работы:

Технологические решения для строительства поисково-оценочной вертикальной скважины (пласты группы нх) на нефтяном месторождении (Красноярский край)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 59-116/с от 28.02.2020

Срок сдачи студентом выполненной работы:	18.06.2020
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i>	1. Геологические условия бурения 2. Глубина по вертикали: по расчету 3. Объект испытания в процессе бурения: пласты группы Нх 4. Данные по профилю: вертикальный тип профиля 5. Глубина спуска эксплуатационной колонны: выбрать 6. Диаметр эксплуатационной колонны: выбрать 7. Способ цементирования: по расчету 8. Способ перфорации: кумулятивный 9. Минимальный уровень жидкости в обсадной колонне: до полного опорожнения 10. Способ вызова притока: сваби́рование
--	--

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i>	1. ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ 1.1. Геологические условия бурения 1.2. Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади) 1.3. Зоны возможных осложнений 2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ 2.1. Обоснование конструкции скважины 2.1.1. Обоснование конструкции эксплуатационного забоя 2.1.2. Построение совмещенного графика давлений 2.1.3. Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска 2.1.4. Выбор интервалов цементирования 2.1.5. Расчет диаметров скважины и обсадных колонн 2.1.6. Разработка схем обвязки устья скважины 2.2. Углубление скважины 2.2.1. Выбор способа бурения 2.2.2. Выбор породоразрушающего инструмента 2.2.3. Выбор типа калибратора 2.2.4. Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород 2.2.5. Расчет частоты вращения долота 2.2.6. Выбор и обоснование типа забойного двигателя 2.2.7. Выбор компоновки и расчет бурильной колонны 2.2.8. Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов 2.2.9. Выбор гидравлической программы промывки скважины 2.3. Проектирование процессов заканчивания скважин 2.3.1. Расчет обсадных колонн 2.3.1.1. Расчет наружных избыточных давлений 2.3.1.2. Расчет внутренних избыточных давлений 2.3.1.3. Конструирование обсадной колонны по длине 2.3.2. Расчет процессов цементирования скважины 2.3.2.1. Выбор способа цементирования обсадных колонн 2.3.2.2. Расчет объема тампонажной смеси, буферной и продавочной жидкостей и количества составных компонентов 2.3.2.3. Выбор типа и расчет необходимого количества цементировочного оборудования 2.3.3. Проектирование процессов испытания и освоения скважин 2.4. Выбор буровой установки
Перечень графического материала	1. ГТН (геолого-технический наряд)
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Консультант Рыжакина Татьяна Гавриловна, к.э.н., доцент отделения социально-гуманитарных наук
Социальная ответственность	Черемискина Мария Сергеевна, ассистент отделения общетехнических дисциплин

Названия разделов, которые должны быть написаны на русском языке:
1. Общая и геологическая часть
2. Технологическая часть
3. Анализ технологии строительства разведочных скважин на шельфе
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение
5. Социальная ответственность

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	11.02.2020
---	-------------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Глотова Валентина Николаевна	к.т.н.		18.06.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6В	Мохамед Мохамед Диаб Мохамед Диаб		18.06.2020

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность): «Нефтегазовое дело»
 Уровень образования: бакалавриат
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения: осенний / весенний семестр 2019/2020 учебного года

Форма представления работы

Бакалаврской работы

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	18.06.2020
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
03.03.2020	Общая и геологическая часть	5
24.03.2020	Технологическая часть	40
21.04.2020	Применение технологии бурения на обсадных трубах	15
05.05.2020	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
19.05.2020	Социальная ответственность	15
01.06.2020	Предварительная защита работы	10

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Глотова Валентина Николаевна	к.т.н.		18.06.2020

СОГЛАСОВАНО:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна	—		18.06.2020

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕДИНЕНИЕ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6В	Мохамед Мохамед Диаб Мохамед Диаб

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело/Бурение нефтяных и газовых скважин

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

Нормы и нормативы расходования ресурсов	1. Литературные источники; 2. Методические указания по разработке раздела; 3. Сборник сметных норм на геологоразведочные работы; 4. Налоговый кодекс РФ
Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности проведения поисковых ГРП с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	1. Основные технико-экономические показатели поисковых ГРП
2. Планирование и формирование бюджета поисковых ГРП	2. Расчет затрат времени, труда, материалов и оборудования по видам работ
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности поисковых ГРП	3. Общий расчет сметной стоимости строительства скважины

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	31.01.2020
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рыжакина Татьяна Гавриловна.	к.э.н.		31.01.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6В	Мохамед Мохамед Диаб Мохамед Диаб		31.01.2020

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА

«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6В	Мохамед Мохамед Диаб Мохамед Диаб

Школа	Природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело/Бурение нефтяных и газовых скважин

Тема ВКР:

Технологические решения для строительства поисково-оценочной вертикальной скважины (пласты группы нх) на нефтяном месторождении (Красноярский край)	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объект исследования: строительства поисково-оценочной вертикальной скважины (пласты группы нх) на нефтяном месторождении (Красноярский край)
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	– Федеральные законы и постановления правительства; – Приказ № 101 Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»; – «Система стандартов безопасности труда» (ССБТ); – Трудовой кодекс РФ от 30.12.2001 № 197-ФЗ.
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	2.1. Проанализировать возможные вредные факторы при строительстве эксплуатационной наклонно-направленной скважины: – неудовлетворительные показатели метеоусловий на открытом воздухе; – повышенные уровни шума и вибрации; – недостаточное освещение рабочей зоны; – повышенная запыленность и загазованность; – необходимые средства защиты от вредных факторов. 2.2 Проанализировать возможные опасные факторы при строительстве эксплуатационной наклонно-направленной скважины проектируемого решения:

	– движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования; – поражение электрическим током; – пожаровзрывоопасность; – необходимые средства защиты от опасных факторов; – работы на высоте.
3. Экологическая безопасность:	3.1 Провести анализ влияния процесса строительства скважины на окружающую среду: – на атмосферу (газы); – на гидросферу (отходы бурения); – на литосферу (отходы бурения). 3.2 Обосновать решения по обеспечению экологической безопасности.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	4.1 Провести анализ возможных и часто встречающихся ЧС, возникающих при строительстве скважин, привести перечень возможных ЧС на объекте: - техногенного характера (пожары и взрывы в зданиях); - природного характера (лесные пожары). 4.2 Сделать выбор наиболее типичной ЧС (ГНВП), разработать превентивные меры по предупреждению ЧС и мероприятия по ликвидации её последствий.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	11.02.2020
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна	-		11.02.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6В	Мохамед Мохамед Диаб Мохамед Диаб		11.02.2020

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 113 с. (84 с. без учета приложений), 24 рис., 41 табл., 50 литературных источников, 11 прил.

Ключевые слова: бурение, скважина, нефть.

Объектом исследования является нефтяное месторождение, расположенное на территории Красноярского края.

Цель работы – проектирование строительства поисково-оценочной вертикальной скважины на нефтяном месторождении.

В процессе исследования был составлен технологический проект на строительство поисково-оценочной вертикальной скважины на нефтяном месторождении Красноярского края.

Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

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

– **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.

В данной работе применены следующие обозначения и сокращения с соответствующими расшифровками

ВЗД – винтовой забойный двигатель;

ГНВП – газонефтеводопроявление;

ПАЦ – полианионная целлюлоза;

РУО – раствор на углеводородной основе;

РУС – роторная управляемая система;

СИЗ – средства индивидуальной защиты;

СНС – статическое напряжение сдвига;

СПО – спуско-подъемные операции;
УБТ – утяжеленные бурильные трубы;
ГРП – гидроразрыв пласта;
ОЗЦ – ожидание затвердевания цемента;
ДРУ – двигатель с регулятором угла;
КНБК – компоновка низа бурильной колонны;
ОПО – опасный производственный объект;
ИТР – инженерно-технический работник;
ТК РФ – трудовой кодекс Российской Федерации;
БУ – буровая установка;
ПБНПП – правила безопасности нефтяной и газовой промышленности;
ГСМ – горюче- смазочные материалы;
ЭК – эксплуатационная колонна.
МГРП – многостадийный гидроразрыв пласта

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. - свыше; см. - смотри; включ. - включительно и др.

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

Содержание

Введение	15
1 Общая и геологическая часть	16
1.1 Геологические условия бурения	16
1.2 Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади).....	16
1.3 Зоны возможных осложнений	16
2 Технологическая часть.....	19
2.1 Обоснование конструкции скважины	19
2.1.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя и выбор способа заканчивания скважин	19
2.1.2 Построение совмещенного графика давлений	19
2.1.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска	20
2.1.4 Выбор интервалов цементирования.....	20
2.1.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн	20
2.1.6 Разработка схем обвязки устья скважины	21
2.2 Углубление скважины	22
2.2.1 Выбор способа бурения	22
2.2.2 Выбор породоразрушающего инструмента.....	23
2.2.3 Выбор типа калибратора	24
2.2.4 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород	24
2.2.5 Расчет частоты вращения долота	25
2.2.6 Расчет требуемых расходов бурового раствора	26
2.2.7 Выбор и обоснование типа забойного двигателя.....	28
2.2.8 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны	29
2.2.9 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов ..	32
2.2.10 Выбор гидравлической программы промывки скважины	35
2.3 Проектирование процессов заканчивания скважин	38
2.3.1 Расчет обсадных колонн	38
2.3.1.1 Расчет наружных избыточных давлений	38
2.3.1.2 Расчет внутренних избыточных давлений	40
2.3.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине.....	42

2.3.2	Расчет процессов цементирования скважины	42
2.3.2.1	Выбор способа цементирования обсадных колонн	42
2.3.2.2	Расчёт объёма тампонажной смеси, буферной и продавочной жидкостей и количества составных компонентов	42
2.3.2.3	Выбор типа и расчёт необходимого количества цементирующего оборудования.....	43
2.3.3	Проектирование процессов испытания и освоения скважин	45
2.4	Выбор буровой установки	47
3	Применение технологии бурения на обсадных трубах.....	48
3.1	Система бурения на обсадных трубах (технология DwC).....	49
3.2	Передовая технология Direct XCD (инновации в бурении на обсадных трубах)	54
3.3	Выводы	58
4	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение....	60
4.1	Основные направления деятельности и организационная структура управления предприятия АО «ССК»	60
4.1.1	Основные направления деятельности предприятия	60
4.1.2	Организационная структура управления предприятием	60
4.2	Расчет нормативной продолжительности строительства скважины.....	62
4.2.1	Нормативная карта выполнения работ по строительству скважины	62
4.2.2	Линейный календарный график выполнения работ	63
4.3	Сметная стоимость строительства скважины в нефтегазовой отрасли (НГО)	64
5	Социальная ответственность при строительстве скважины.....	65
5.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	65
5.1.1	Специальные правовые нормы трудового законодательства	65
5.1.2	Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.....	66
5.2	Производственная безопасность	67
5.2.1	Анализ опасных и вредных производственных факторов.....	67
5.2.2	Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных факторов на исследователя (работающего)	70
5.3	Экологическая безопасность	71

5.4	Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	73
5.4.1	Анализ возможных ЧС, возникающих при строительстве скважин .	73
5.4.2	Обоснование мероприятий по предупреждению и ликвидации ЧС .	74
	Заключение	76
	Список использованных источников	79
	Приложение А Геологические условия бурения	84
	Приложение Б Возможные осложнения по разрезу скважины	89
	Приложение В Обоснование конструкции скважины.....	90
	Приложение Г Углубление скважины	91
	Приложение Д Потребное количество компонентов	94
	Приложение Е Расчет обсадных колонн	97
	Приложение Ж Специальная часть	99
	Приложение И Нормативная карта	103
	Приложение К Сметный расчет на бурение и крепление скважины	105
	БКМ-168.....	108
	Приложение Л Сводный сметный расчет	109
	Приложение М Социальная ответственность при строительстве скважины ...	111

Введение

Энергия — это ключевой компонент нашей повседневной жизни. Ежедневно мы пользуемся такими формами, как электроэнергия, тепло. Сегодня невозможно представить и минуты без ее использования.

На сегодняшний день самыми используемыми источниками энергии являются ископаемые, такие как уголь, нефть и газ. Добыча этих видов топлива – сложный и трудоемкий процесс, требующий больших временных и людских затрат.

Однако не обходится и без трудностей. Безопасное энергетическое будущее требует баланса между воздействием на окружающую среду и доступностью ее для потребителя. Нефтегазовая отрасль — это не только область, которая занимается математическими расчетами и физическими процессами. Она также включает в себя политические и экономические аспекты.

В настоящее время успешного для развития отрасли необходимо уметь понимать и решать важные задачи, которые приведут к энергетической безопасности. Поэтому профессия инженера-нефтяника востребована. Экономически выгодная и экологически безопасная добыча нефтяных ресурсов требует творческого применения широкого спектра знаний, включая математику, физику, геологию и химию. Нефтяное машиностроение пересекается со многими инженерными дисциплинами, такими как механическое, химическое и гражданское строительство, что еще раз подчеркивает ее необходимость и востребованность.

В данной работе представлено технологическое решение для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2820 метров на нефтяном месторождении (Красноярский край).

Данный проект включает в себя проектирование всех основных технических и технологических аспектов в процессе строительства скважины, обоснование, выбор и расчет конструкции, а также закачивание разведочной вертикальной скважины.

1 Общая и геологическая часть

1.1 Геологические условия бурения

Проектный стратиграфический разрез представлен в приложении А в таблице А.1.

Литологическая характеристика разреза представлена в таблице А.2 в приложении А.

В таблице 1 представлен прогноз физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины.

В таблице А.3 представлен прогноз давлений и температур по разрезу скважины.

1.2 Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)

Нефтеносность по разрезу скважины представлена в таблице 2.

1.3 Зоны возможных осложнений

Возможные осложнения по разрезу скважины представлены в приложении Б в таблице Б.1.

Таблица 1 – Прогноз давлений и температур по разрезу скважины

Индекс стратиг- графи- ческого подраз- деления	Интервал, м		Градиент давления												Температура в конце интервала	
			Пластового			порового			гидроразрыва пород			горного				
	от (верх)	до (низ)	кгс/см2 на м		источ- ник	кгс/см2 на м		источ- ник	кгс/см2 на м		источ- ник	кгс/см2 на м		источ- ник	градус	источ- ник
Q	0	75	0,100	0,100	РФЗ	0,000	0,100	РФЗ	0,000	0,165	ПАЗ	0	0,18	РФЗ	-1	РФЗ
K2 tn	75	505	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,165	0,165	ПАЗ	0,19	0,19	РФЗ	-1	РФЗ
K2 sp	505	540	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,165	0,165	ПАЗ	0,19	0,19	РФЗ	0	РФЗ
K2 ns	540	905	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,178	0,178	ПАЗ	0,20	0,20	РФЗ	5	РФЗ
K2 dr	905	1000	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,178	0,178	ПАЗ	0,21	0,21	РФЗ	8	РФЗ
K1 dl	1000	1350	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,178	0,178	ПАЗ	0,21	0,21	РФЗ	15	РФЗ
K1 jak	1350	1895	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,178	0,178	ПАЗ	0,21	0,21	РФЗ	37	РФЗ
K1 mch	1895	2040	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,178	0,178	ПАЗ	0,23	0,23	РФЗ	42	РФЗ
K1 cd	2040	2570	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,194	0,194	ПАЗ	0,27	0,27	РФЗ	47	РФЗ
K1 nch	2570	2912	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,199	0,199	ПАЗ	0,28	0,28	РФЗ	60	РФЗ

Таблица 2 – Нефтеводоносность по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал		Тип коллектора	Плот- ность, кг/м3	Свободный дебит, м3/сут	Газовый фактор (для нефтяных пластов), м3/м3	Относится ли к источникам водоснабжения, краткая характеристика химического состава (для водяных горизонтов)
	от	до					
Нефтеносность							
K1 jak Як III-VII	1650	1680	Поровый	0,846	80	27,9	-
K1 nch Нх I	2630	2640	Поровый	0,702	100	139	-
K1 nch Нх III-IV	2760	2795	Поровый	0,720	200	128	-
Водоносность							
K2 ns	850	890	Поровый	1010	50	—	Не относится, хлорнатриевый
K1 dl	1100	1200	Поровый	1010	307,2	-	Не относится, хлорнатриевый
K1 jak	1690	1700	Поровый	1010	15	-	Не относится, хлорнатриевый
K1 cd	2375	2385	Поровый	1010	15	-	Не относится, хлорнатриевый
K1 nch	2800	2823	Поровый	1010	15	-	Не относится, хлорнатриевый

2 Технологическая часть

2.1 Обоснование конструкции скважины

2.1.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя и выбор способа заканчивания скважин

Так как скважина поисково-оценочная, то выбираем закрытый тип забоя скважины.

2.1.2 Построение совмещенного графика давлений

Построим график совмещенных давлений (Рисунок 1).

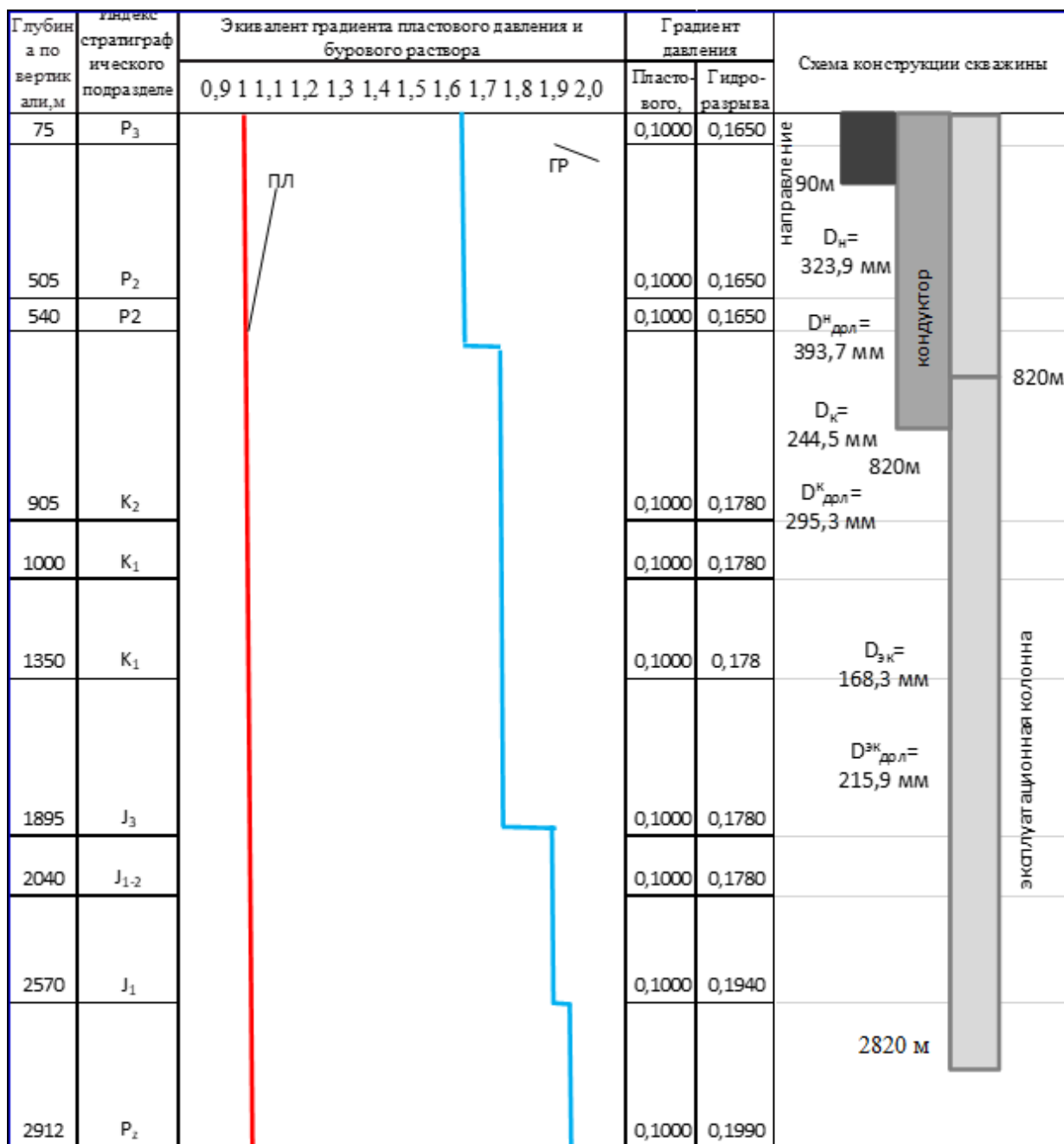


Рисунок 1 – Совмещенный график давлений

2.1.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

Для обеспечения циркуляции бурового раствора с помощью вертикальных шламовых насосов, в процессе бурения интервалов под направление и кондуктор необходимо предусмотреть раскопку шахты (стандартный размер 2х2х1,5) с установкой в него металлического короба (деревянной опалубки).

Глубина бурения направления составляет 0 до 90 м, для перекрытия четвертичных отложений, бурение производится шарошечным долотом.

Глубина бурения под кондуктор составляет 0 до 820 м, для перекрытия участков с осложнениями (Обвал стенок скважины, прихват инструмента, кавернообразование) 0 до 535 м. Исходя из расчетов (таблица В.1, приложение В), было принято решение спускать кондуктор на 820 м.

Глубина бурения эксплуатационной колонны происходит после цементирования направления и кондуктора, составляет 820 до 2815 м., глубина ЗУМППФ составляет 20 м., диаметр эксплуатационной колонны выбирается исходя из дебита скважины он составляет 200 исходя из этого следует выбрать диаметр 168,3 мм.

2.1.4 Выбор интервалов цементирования

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

- Интервал цементирования направления 0-90 м;
- Интервал цементирования кондуктора: 0-820 метров;
- Интервал цементирования эксплуатационной колонны: 670-2820 метров.

2.1.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Эксплуатационная колонна

Исходя из суммарного дебита скважины, выбираем диаметр эксплуатационной колонны равный 168,3 мм.

Расчетный диаметр долота $D_{\text{эк д расч}}$ для бурения под эксплуатационную колонну рассчитывается по формуле (1):

$$D_{\text{эк д расч}} \geq D_{\text{эк м}} + \Delta, \quad (1)$$

где $D_{\text{эк м}}$ – наружный диаметр муфты обсадной трубы, мм;

Δ – разность диаметров ствола скважины и муфты колонны, мм.

$$D_{\text{эк д расч}} \geq 187,7 + 20 = 207,7 \text{ мм}$$

Диаметр кондуктора выбирается из условия проходимости долота для бурения под эксплуатационную колонну внутри него с рекомендуемыми зазорами. Диапазон варьирования внутреннего диаметра кондуктора $D_{\text{к вн}}$ определяется по формуле (2):

$$D_{\text{к вн}} = D_{\text{эк д}} + (10 \div 14), \quad (2)$$

где $D_{\text{эк д}}$ – диаметр долота под эксплуатационную колонну, мм;

$(10 \div 14)$ – зазор для свободного прохода долота внутри кондуктора.

$$D_{\text{к вн}} = 215,9 + 12 = 227,9 \text{ мм},$$

Выбор диаметра долота под кондуктор $D_{\text{к д}}$

$$D_{\text{к д расч}} \geq 269,9 + 20 = 289,9 \text{ мм},$$

$$D_{\text{к д}}^{\text{н}} = 295,3 \text{ мм}$$

Расчет колонны под направления;

$$D_{\text{н вн}} = 295,3 + 12 = 307,3 \text{ мм},$$

$$D_{\text{н н}}^{\text{н}} = 323,9 \text{ мм},$$

$$D_{\text{н м}}^{\text{н}} = 351,0 \text{ мм},$$

$$D_{\text{н д расч}} \geq 351,0 + 35 = 386,0 \text{ мм},$$

$$D_{\text{д н}}^{\text{н}} = 393,7 \text{ мм}.$$

Конструкция скважины приведена на рисунке В.1 в приложении В.

2.1.6 Разработка схем обвязки устья скважины

При выборе противовыбросового оборудования и колонной обвязки необходимо учитывать величину давления опрессовки колонны $P_{оп}$. В соответствии с п. 245 Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности величина давления опрессовки должно превышать не менее, чем на 10% возможное давление, возникающее при ликвидации газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов и определяется по формуле (3):

$$P_{оп} = k P_{ГНВП}, \quad (3)$$

где k – коэффициент запаса, принимаемый 1,1 (10%),
 $P_{ГНВП}$ – давление, необходимое для ликвидации ГНВП.

$$P_{оп} = 1,1 \cdot 9,02 = 9,92 \text{ МПа},$$

Давление, необходимое для ликвидации ГНВП, рассчитывается по формуле (4):

$$P_{ГНВП} = k P_{му}, \quad (4)$$

$$P_{ГНВП} = 1,1 \cdot 8,2 = 9,02 \text{ МПа},$$

где $P_{му}$ – максимальное давление на устье при флюидопроявлении, которое для нефтяной скважины рассчитывается по формуле (5):

$$P_{му} = P_{пл} - \rho_n \cdot g \cdot H_{кр}, \quad (5)$$

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

ρ_n – плотность нефти (см. «Нефтеносность по разрезу скважины»), кг/м³;

g – ускорение свободного падения, равное 9,81 м/с²;

$H_{кр}$ – глубина залегания кровли продуктивного пласта, м.

$$P_{му1} = 1650 \times 0,100 - 0,846 \times 9,81 \times 1650 = 2,9 \text{ МПа},$$

$$P_{му2} = 2630 \times 0,100 - 0,702 \times 9,81 \times 2630 = 8,2 \text{ МПа},$$

$$P_{му3} = 2760 \times 0,100 - 0,720 \times 9,81 \times 2760 = 8,2 \text{ МПа},$$

Колонная обвязка с шифром: ОКК1-21-168×245 К1 ХЛ.

По расчётным данным выбрано противовыбросное оборудование с шифром: ОП5-280/80×21.

2.2 Углубление скважины

2.2.1 Выбор способа бурения

Выбор способа бурения по интервалам производился с учетом исходных горно-геологических и технологических условий бурения. Запроектированные способы бурения приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Способы бурения по интервалам скважины

Интервал, м	Обсадная колонна	Способ бурения
0-90	Направление	Ротор
90-820	Кондуктор	С применением ВЗД
820-2820	ЭК	

2.2.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Для строительства проектируемой скважины выбраны три долота: при бурении под направление, кондуктор и эксплуатационную колонну используется шарошечное долото, данный выбор является оптимальным с точки зрения технико-экономических показателей. Характеристики выбранных долот представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Характеристики буровых долот по интервалам бурения

Интервал, м		0-60	60-520	520-2850
Шифр долота		393,7 М-ЦГВ - UT266	295,3 V- CS22-R1204	215,9 V-C22- R1357
Тип долота		Шарошечное долото	Шарошечное долото	Алмазное долото
Диаметр долота, мм		393,7	295,3	215,9
Тип горных пород		М	МС	С
Присоединительная резьба	3-152	3-152	3-117	Ниппель 3- 152
	6 5/8 REG	6 5/8Reg	4 1/2Reg	Pin 6 5/8 Reg
Длина, м		0,4	0,38	0,31
Масса, кг		122	56,6	26,0
G, т		1,5-21	9-24	7-17
n, об/мин		600-40	600-40	600-40

Для бурения интервала под эксплуатационную колонну проектируется алмазное долото диаметром 215,9 мм, которое обеспечит максимальную

механическую скорость бурения. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен средними горными породами со средней абразивностью.

Для бурения интервала под кондуктор проектируется шарошечное долото диаметром 295,3 мм которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен средними и мягкими по твердости породами и с средней абразивностью.

Для бурения интервала под направление проектируется шарошечное долото диаметром 393,7 мм, которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягкими и рыхлыми горными породами.

2.2.3 Выбор типа калибратора

Для сохранения номинального диаметра ствола по мере износа долота по диаметру, придания стволу цилиндрической формы включаем в КНБК калибратор, который так же участвует в центрировании КНБК в скважине, что улучшает работу долота и забойного двигателя.

Характеристики наддолотных калибраторов (центраторов) по интервалам бурения представлены в таблице Г.1 в приложении Г.

Для бурения этих интервалов можно проектироваться калибраторы диаметрами 393,7 мм; 295,3 мм и 215,9 мм, которые предназначены для калибровки ствола скважины, центрирования и улучшения работы долота и забойного двигателя, управления параметрами искривления ствола скважины. Калибраторы типа КЛН имеет прямые лопасти, а калибраторы типа КЛС - спиральные лопасти.

2.2.4 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород

Наиболее эффективное разрушение породы на забое происходит в том случае, когда осевая нагрузка обеспечивает на контакте долота с породой, напряжение, превышающие твердость горной породы. Для всех интервалов бурения выбираются нагрузки, исходя из известной методики расчета, приведенной в методическом материале.

Результаты расчетов приведены в таблице 5.

Таблица 5 –Результаты расчета осевой нагрузки на долото

Интервал, м	0-90	90-820	820-2820
Исходные данные			
α	1	1	1
$P_{ш}, \text{кг/см}^2$	2500	5000	15000
$D_d, \text{см}$	39,37	29,53	21,59
η	1	1	-
$\delta, \text{см}$	0,15	0,15	0,15
$q, \text{кН/мм}$	0,2	0,6	0,8
$G_{пред}, \text{кН}$	210	240	170
Результаты проектирования			
$G_1, \text{кН}$	7	16	13
$G_2, \text{кН}$	70	162	152
$G_3, \text{кН}$	168	192	136
$G_{проект}, \text{кН}$	70	162	136

Примечание: G – осевая нагрузка, индексы 1, 2, 3 – критерии выбора осевых нагрузок

2.2.5 Расчет частоты вращения долота

Для всех интервалов бурения проектируются частоты вращения породоразрушающего инструмента согласно известной методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород. В интервале бурения под направление (0-90 м) выбираем частоту 200 об/мин, так как это обеспечит эффективное бурение данного участка. В интервале бурения под кондуктор (90-820) выбираем частоту согласно расчётам. В интервале бурения под эксплуатационную колонну (820-2820 м) согласно расчётам. Это обеспечит сохранение опор долота, поскольку в обозначенном интервале преобладают средние горные породы с включениями пород с высокой образивностью, и они могут стать причиной повышенного износа.

Результаты расчета частоты вращения долота представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Результаты расчета частоты вращения долота

Интервал, м	0-90	90-820	820-2820
Исходные данные			
1	2	3	4
$V_L, \text{м/с}$	3	2,5	1,5

Продолжение таблицы 6

1		2	3	4
Дд	м	0,3937	0,2953	0,2159
	мм	393,7	295,3	215,9
τ, мс		6	6	6
z		24	24	20
α		0,8	0,7	0,6
Результаты проектирования				
N1, об/мин		164	177	150
N2, об/мин		274	277	315
N3, об/мин		583	467	342
Nпроект, об/мин		70	177	150

Примечание: N – частота вращения, индексы 1, 2, 3 – критерии выбора частоты вращения

2.2.6 Расчет требуемых расходов бурового раствора

Произведен расчет требуемого расхода бурового раствора, учитывая следующие условия проектирования: сохранение устойчивости стенок скважины, качественная очистка забоя, предотвращения прихватов, необходимость полного выноса шлама, недопущение гидроразрыва и интенсивного размыва стенок скважины. По результатам проектирования построены области допустимого расхода бурового раствора и выбраны итоговые значения с учетом дополнительных проверочных расчетов: обеспечение работы забойного двигателя, обеспечение производительности насосов. Результаты проектирования расхода бурового раствора по интервалам бурения приведены в таблицах 7.

Исходя из наших расчетов, можно сделать вывод, что при бурении под направление, максимальное значение расхода раствора Q_3 , при котором не происходит, размыв стенок скважины не является самым большим. Это нам говорит о том, что следует предпринять меры по обеспечению выноса шлама на поверхность и предотвращения прихватов. Для обеспечения выноса шлама на поверхность следует изменить параметры бурового раствора, одно из которых плотность, вязкость, не превышая при этом давления гидроразрыва. Для предотвращения прихватов следует также предпринять меры, такие как

использование промывочных жидкостей с минимальным содержанием твердой фазы, надежная и полная очистке раствора от выбуренной породы.

При бурении под эксплуатационную колонну также следует предпринять меры по выносу шлама. А также есть не соответствие, в условия создания необходимой скорости истечения из насадок долота Q_5 . Исходя из формулы, можно изменить всего два параметра n (число насадок) и $d_{н\max}$ (максимальный внутренний диаметр насадки), для данного случая гораздо будет проще выбрать другое долото.

Таблица 7 – Проектирование расхода бурового раствора

Интервал, м	0-90	90-820	820-2820
Исходные данные			
1	2	3	4
D_d , м	0,3937	0,2953	0,2159
K	0,65	0,65	0,45
K_k	1,3	1,25	1,2
$V_{кр}$, м/с	0,15	0,15	0,15
V_m , м/с	0,0111	0,0083	0,0055
$d_{бт}$, м	0,127	0,127	0,127
$d_{\max}$, м	0,240	0,240	0,165
$d_{н\max}$, м	0,025	0,020	0,015
n	3	3	6
$V_{к\min}$, м/с	0,5	0,5	0,5
$V_{к\max}$, м/с	1.3	1.3	1.5
$\rho_{см} - \rho_p$, г/см ³	0,02	0,02	0,02
ρ_p , г/см ³	1070	1070	1060
$\rho_{п}$, г/см ³	2000	2100	2200
Результаты проектирования			
Q_1 , л/с	79	37	12
Q_2 , л/с	63	29	20
Q_3 , л/с	51	39	19
Q_4 , л/с	60	29	14
Q_5 , л/с	44	35	26
Q_6 , л/с	30-50	30-50	24-30
Дополнительные проверочные расчеты			
$Q_{табл}$, л/с	-	30	30
$\rho_{табл}$, кг/м ³	1000	1000	1000
$\rho_{бр}$, кг/м ³	1078	1078	1061
M , Н*м	-	5624	3808

Продолжение таблицы 7

1	2	3	4
$M_{\text{табл}}, \text{Н*М}$	-	16190	5000
m	2	2	1
n	0,9	0,9	0,9
$Q_{\text{н}}, \text{л/с}$	46	46	22,24
$Q_{\text{пров1}}, \text{л/с}$	-	30,78	13,8
$Q_{\text{пров2}}, \text{л/с}$	41,3	41,4	20,7
Области допустимого расхода бурового раствора			
$\Delta Q, \text{л/с}$	30-79	29-50	12-30
Запроектированные значения расхода бурового раствора			
$Q, \text{л/с}$	79	50	30
Дополнительные проверочные расчеты (оценка создаваемого момента на забойном двигателе)			
$Q_{\text{тн}}, \text{л/с}$	—	39	19
$\rho_1, \text{кг/м}^3$	—	1000	1000
$\rho_{\text{бр}}, \text{кг/м}^3$	—	1070	1060,5
$M_{\text{тм}}, \text{Н*М}$	—	14480	4000
$M_{\text{тб}}, \text{Н*М}$	—	6538	5120

Примечание: Q – расход бурового раствора, 1, 2, 3, 4, 5, 6 – критерии выбора пределов варьирования расхода, Δ – диапазон изменения допустимого расхода, проект – запроектированная величина

2.2.7 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Для интервала бурения под направление исходя из глубины бурения в 160 метров, для экологического чистого бурения необходимо в скважину спустить ротор и произвести бурение ротором. Для интервала бурения 160-820 метров (интервал бурения под кондуктор) выбирается винтовой забойный двигатель Д-240.6.5000.56, который отвечает требованиям по диаметру забойного двигателя, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы. Для интервала бурения под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель Д-178.5000.56, который обеспечивает высокий рабочий момент на долоте, что актуально при разрушении средних горных пород.

Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей представлены в таблице 8.

Таблица 8 – Технические характеристики запроектированных винтовых 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
Д-240.6.5000.56	160-730	240	9,000	1900	30-75	120-200	18,0	110-250
Д-178.5000.56	730-2500	178	8,290	1200	19-38	120-230	8-12	70-200

Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения представлено в таблице Г.2 в приложении Г.

2.2.8 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

Расчет компоновки бурильной колонны производился для интервала бурения под эксплуатационную колонну, поскольку для остальных интервалов расчеты идентичные. Произведен выбор бурильных утяжеленных и стальных труб, требуемые расчеты бурильной колонны на прочность при нагрузках на растяжение, сжатие. Выбор оборудования произведен с учетом требуемого нормативного запаса. Результаты расчета бурильной колонны для интервала бурения под эксплуатационную колонну приведены в таблице Г.3 в приложении Г.

В таблице Г.4 в приложении Г приведены результаты расчета бурильной колонны на прочность. Компоновки низа бурильной колонны приведена в приложении Г таблице Г.5.

Проверочный расчет бурильных труб по запасу прочности в клиновом захвате

Значение $Q_{тк}$ для труб 127 группы прочности «Е» с толщиной стенки 9,19 составляет 148 и 155 (тс) (для клина 300 и 400 мм), с учетом коэффициента обхвата $C=0,9$

$$Q_{тк-300}=148 \cdot 0,9 = 133,2 \text{ т}$$

$$Q_{тк-400}=155 \cdot 0,9 = 139,5 \text{ т}$$

Вычисляем коэффициенты запаса прочности:

$$N_{300} = \frac{Q_{\text{ТК}}}{Q_{\text{КНБК}} + Q_{\text{б.т.}}} = \frac{133,2}{15 + 48} = 2,11 > 1,15$$

$$N_{400} = \frac{Q_{\text{ТК}}}{Q_{\text{КНБК}} + Q_{\text{б.т.}}} = \frac{139,5}{15 + 48} = 2,21 > 1,15$$

Результаты расчета бурильных труб на напряжения в клиновом захвате представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Результаты расчета бурильных труб на напряжения в клиновом захвате

Вид технологической операции (бурение скважины, спуск частей обсадной колонны, разбуривание цемента)	Интервал по стволу, м		Характеристика бурильной трубы					Длина секции, м	Масса, т		Коэффициент запаса прочности трубы на	
	от (верх)	до (низ)	Тип (шифр)	Наружный диаметр, мм	Марка (группа прочности) материала	Толщина стенки, мм	Тип замкового соединения		Секции	Нарастающая с учетом КНБК	В клиновом захвате (L=300 мм)	В клиновом захвате (L=400 мм)
бурение	0	90	СБТ-127х9,19	127	Е	9,19	3-133	90	1,5	9,75	13,73	14,31
бурение	90	820	СБТ-127х9,19	127	Е	9,19	3-133	820	15	32,56	4,09	4,28
бурение	820	2820	СБТ-127х9,19	127	Е	9,19	3-133	2820	48	62,24	2,11	2,21

2.2.9 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Направление

При бурении четвертичных отложений возможны интенсивные поглощения бурового раствора в насыпных образованиях кустовой площадки, активное поступление выбуренной породы (песка) в буровой раствор, размыв устья скважины, возможен гидроразрыв пород четвертичных отложений. На интервале строительства участка под направление встречаются водоносные горизонты, относящиеся к источнику питьевого водоснабжения. Также водоносные горизонты способствуют разжижению бурового раствора.

В условиях Западной Сибири технология бурение направлений является отработанной. Производство работ по строительству интервала быстрое и может производиться с использованием практически любых типов буровых растворов, включая техническую воду.

При бурении интервала песков четвертичных отложений для предотвращения поглощений и увеличения несущей способности поддерживать значения условной вязкости на уровне 100-120 с.

Учитывая все вышеперечисленное и осложнения, которые возможны на данном интервале (осыпи и обвалы), целесообразно использовать буровой раствор глинистого типа (бентонитовый раствор). Такой раствор в отложениях неустойчивых песков формирует стабилизирующую фильтрационную корку. Разбуhrиваемые глины частично переходят в раствор, вызывая повышение вязкости и СНС, которые легко снижаются до нужных значений разбавлением водой. Так же для регулирования щелочности глинистый раствор обрабатывается каустической содой. В качестве утяжелителя применяют барит. Примерный компонентный состав бентонитового бурового раствора приведен в таблице 10. После приготовления бентонитовый буровой раствор обеспечивает технологические свойства, приведенные в таблице 11.

Таблица 10 – Компонентный состав бурового раствора под направление

Состав раствора	Содержание, кг/м ³	Торговая марка реагента
Глинопорошок	60	M-I GEL SUPREME
Каустическая сода	1,1	SODA ASH
Барит	164,9	M-I WATE

Таблица 11 – Технологические свойства бентонитового раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,16
Условная вязкость, с	30-40
Содержание песка, %	< 2

Кондуктор

Породы, слагающие интервал под кондуктор, по литологическому строению и физико-химической активности взаимодействия с буровыми растворами относятся к третьей (глины) и четвертой (алевролиты) группам. Породы, имеющие пластинчатое строение, характеризуются неустойчивостью к осыпям и обвалам. Разбуhrивание глин сопряжено с большими трудностями, так как они могут легко переходить в раствор, увеличивая в нем содержание твердой фазы. Наибольшее влияние оказывает коллоидная составляющая разбуhrиваемых глин. Характерное для всего интервала бурения разбухание глинистых пород может привести к кавернообразованию и сужению ствола. Также возможны прихваты вследствие обвала неустойчивых пород, заклинки бурового инструмента. На основании перечисленных возможных осложнений при бурении интервала под кондуктор следует применить полимер-глинистый буровой раствор. Примерный компонентный состав полимерглинистого бурового раствора приведен в таблице 12.

Таблица 12 – Примерный компонентный состав полимерглинистых растворов

Состав раствора	Содержание, кг/м ³	Торговая марка реагента
Глинопорошок	40	M-I GEL SUPREME
Каустическая сода	0,5	SODA ASH
ПАВ ВВ	0,5	POLYPAC- R
ПАВ НВ	5	POLYPAC SUPREME UL
Ингибитор набухания глин	-	K-52
Смазывающая добавка	5	ULTRAFREE-L

После приготовления полимерглинистые растворы обеспечивают технологические свойства, представленные в таблице 13.

Таблица 13 – Технологические свойства полимерглинистого раствора

Регламентируемые свойства	Значения
Плотность, г/см ³	1,16
Условная вязкость, с	35
Пластическая вязкость, сПз	18
ДНС, дПа	60
СНС 10 сек/10 мин, дПа	10-40/20-60
Водоотдача, см ³ /30 мин	<6
рН	8-9
Содержание песка, %	< 0,5

Для предупреждения осыпей и обвалов необходимо химически обработать буровой раствор для достижения минимальной водоотдачи и максимально возможно высокой плотности утяжелителем барит.

Эксплуатационная колонна

При бурении под эксплуатационную колонну основные проблемы, которые требуется решать, следующие: предупреждение поглощения раствора и нефтегазоводопроявлений, осыпи и обвалы, предупреждение прихвата бурильного инструмента при прохождении через проницаемые пласты. Данные проблемы решаются с использованием KCL/полимерного (биополимерного) бурового раствор. Примерный компонентный состав биополимерного бурового раствора приведен в таблице 14.

Таблица 14 – Примерный компонентный состав KCL/полимерного (биополимерного) раствора

Состав раствора	Содержание, кг/м ³	Торговая марка реагента
Ксантановая смола	3,6	DUO-TEC
Каустическая сода	0,5	SODA ASH
Карбонат кальция	50	CALCIUM CARBONATE
ПАВ НВ	5	POLYPAC SUPREME UL
Ингибитор набухания глин	50	K-52
Смазывающая добавка	22	ULTRAFREE-L
Защита от микробиологической деструкции	0,5	Септор БДУ-500
Предотвращение пенообразования	0,5	BUBBLE BUSTER

Данный раствор после приготовления обеспечивает следующие технологические свойства, представленные в таблице 15.

Таблица 15 – Примерные технологические свойства KCL/полимерного (биополимерного) раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,09
Условная вязкость, с	40
Пластическая вязкость, сПз	2
ДНС, дПа	8
СНС 10 сек/10 мин, дПа	20/40
Водоотдача, см ³ /30 мин	<6
рН	8-9
Содержание песка, %	< 0,5

Потребное количество бурового раствора под интервал 0-2820 м приведено в приложении Д таблице Д.1. Потребное количество химических реагентов для приготовления буровых растворов представлено в приложении Д таблице Д.2. На рисунке Д.1 в приложении Д приведена схема очистки бурового раствора.

2.2.10 Выбор гидравлической программы промывки скважины

Под гидравлической программой бурения скважин понимается рациональный выбор регулируемых параметров гидромеханических и типовых процессов промывки ствола скважин. Производится расчет гидравлической программы промывки для интервала бурения под эксплуатационную колонну. Для остальных интервалов бурения – расчеты идентичные. Расчет гидравлической программы промывки скважин был выполнен в программе обеспечения для решения проектных, инженерных задач и задач оперативного контроля процесса строительства скважин (бурсофтпроект). Результаты расчета представлены в таблицах 16-18.

Таблица 16 – Гидравлические показатели промывки скважины

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с на см2 к.п.	Схема промывки	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность срабатываемая на долоте, л.с./дм2
от (верх)	до (низ)					кол-во	диаметр		
Под направление									
0	90	бурение	0,323	0,038	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	9	119,6	455,9
Под кондуктор									
90	820	бурение	0,547	0,056	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	5	9	119,7	367,7
Под эксплуатационную колонну									
820	2820	бурение	0,976	0,084	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	5	9	74,8	88,2

Таблица 17 – Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Количество	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
от (верх)	до (низ)				КПД	диаметр цилиндрических втулок, мм	допустимое давление, кгс/см ²	коэффициент наполнения	число двойных ходов в мин.	производительность, л/с	
0	90	бурение	УНБТ-950А	2	0,95	140	293,4	0,9	120	22,85	45,7
90	820	бурение	УНБТ-950А	2	0,95	140	293,4	0,9	100	19,04	38,08
820	2820	бурение	УНБТ-950А	1	0,95	140	264,1	0,9	125	23,8	23,8

Таблица 18 – Распределение потерь давлений в циркуляционной системе

Интервал по стволу, м		Вид техно- логической операции	Давление на стояке в конце интервала, кгс/см2	Потери давления (в кгс/см2) для конца интервала в				
				элементах КНБК		бурильной колонне	кольцевом пространстве	Обвязке буровой установки
от (верх)	до (низ)			насадках долота	забойном двигателе			
0	90	бурение	116,1	99,8	0	6,2	0,2	10
90	820	бурение	175	96,6	61,7	4,2	2,5	10
820	2820	бурение	150,1	37,1	64	25,5	17,2	6,4

2.3 Проектирование процессов заканчивания скважин

2.3.1 Расчет обсадных колонн

Продавочная жидкость: в качестве продавочной жидкости для расчетов будем применять техническую воды ($\rho_{\text{прод}} = 1000 \text{ кг/м}^3$).

Буферная жидкость: согласно рекомендации, к выбору буферной жидкости, представленной в РД 39-00147001-767-2000 при данных геологических условиях и возможных осложнениях необходимо использовать вязкоупругие буферные жидкости. Применяются для цементирования наклонно-направленных скважин, интервалов повышенной кавернозности и желобов, пластов, склонных к интенсивному поглощению.

Так как данный тип буферной жидкости обычно обладает повышенной вязкостью относительно других, то будем использовать плотность 1050 кг/м^3 .

Облегченный тампонажный раствор: плотность примем равной из диапазона рекомендуемых значений 1500 кг/м^3 .

Тампонажный раствор нормальной плотности: плотность примем равной из диапазона рекомендуемых значений 1920 кг/м^3 .

Определение интервалов цементирования тампонажными растворами различной плотности:

Направление: цементируется раствором нормальной плотности 0-90 м.

Кондуктор: цементируется раствором нормальной плотности на интервале 720 -820 м, облегченным 0-720 м.

Эксплуатационная колонна: цементируется раствором нормальной плотности на интервале 1550-2820 м, облегченным 670-1550 м.

2.3.1.1 Расчет наружных избыточных давлений

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

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

Случай 2: конец эксплуатации скважины

На рисунке Е.2 в приложении Е представлена схема расположения жидкостей в конце эксплуатации нефтяной скважины.

Кондуктор

Результаты расчета наружных избыточных давлений при цементировании кондуктора в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении представлены на рисунке 2.



Рисунок 2 – Эпюра наружных избыточных давлений для кондуктора

Эксплуатационная колонна

Результаты расчета наружных избыточных давлений при цементировании эксплуатационной колонны в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении, а также в конце эксплуатации нефтяной скважины представлены на рисунке 3.

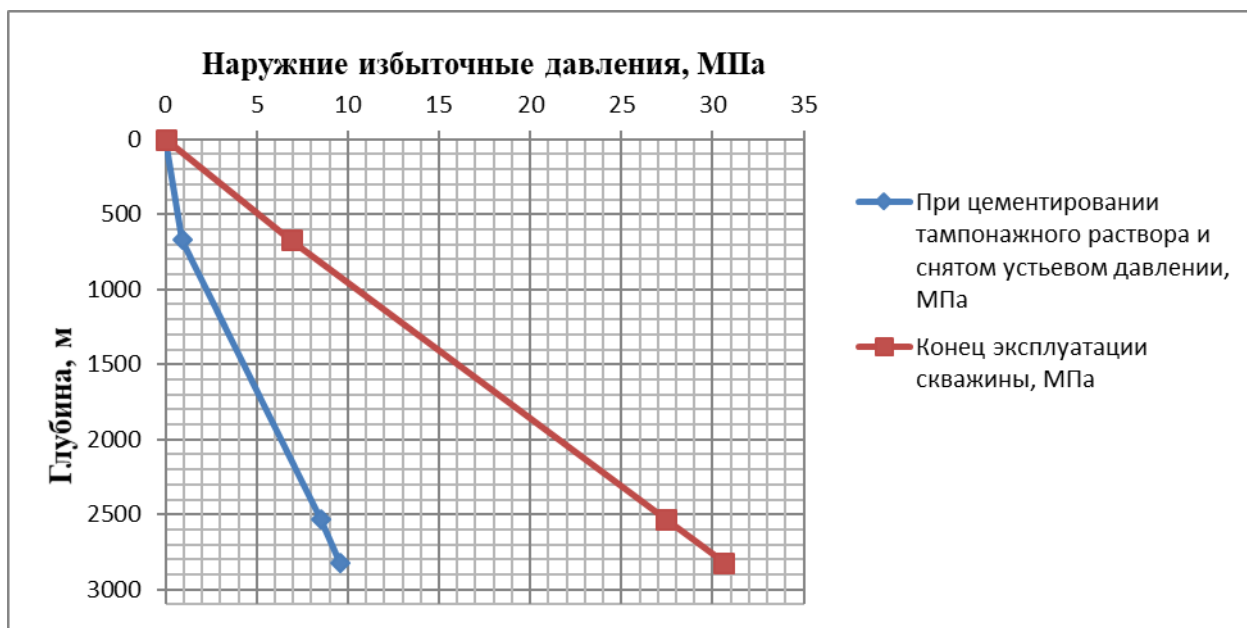


Рисунок 3 – Эпюра наружных избыточных давлений для эксплуатационной колонны

2.3.1.2 Расчет внутренних избыточных давлений

1 случай: при цементировании в конце продавки тампонажного раствора

На рисунке Е.3 в приложении Е представлена схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности).

2 случай: опрессовка обсадной колонны

На рисунке Е.4 в приложении Е представлена схема расположения жидкостей при опрессовке обсадной колонны (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности).

Кондуктор

Результаты расчета внутренних избыточных давлений при цементировании кондуктора в конце продавки тампонажного раствора и опрессовке обсадной колонны представлены на рисунке 4.

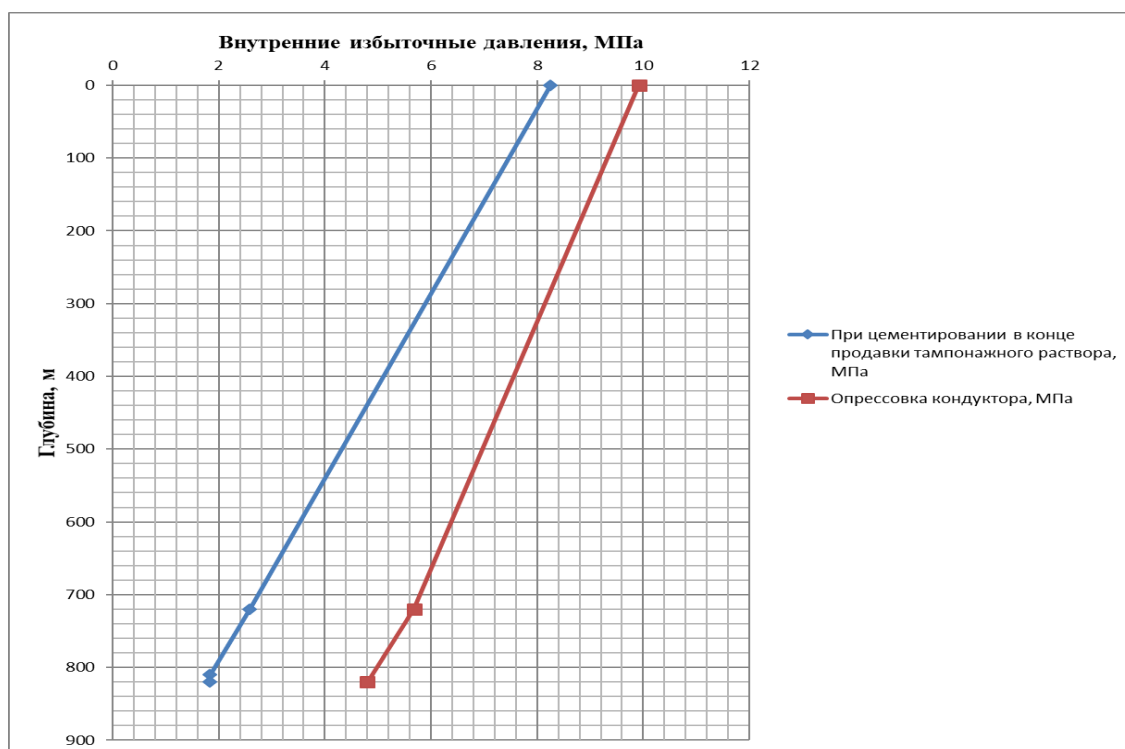


Рисунок 4 – Эпюры внутренних избыточных давлений для кондуктора

Эксплуатационная колонна

Результаты расчета внутренних избыточных давлений при цементировании эксплуатационной колонны в конце продавки тампонажного раствора и опрессовке обсадной колонны представлены на рисунке 5.

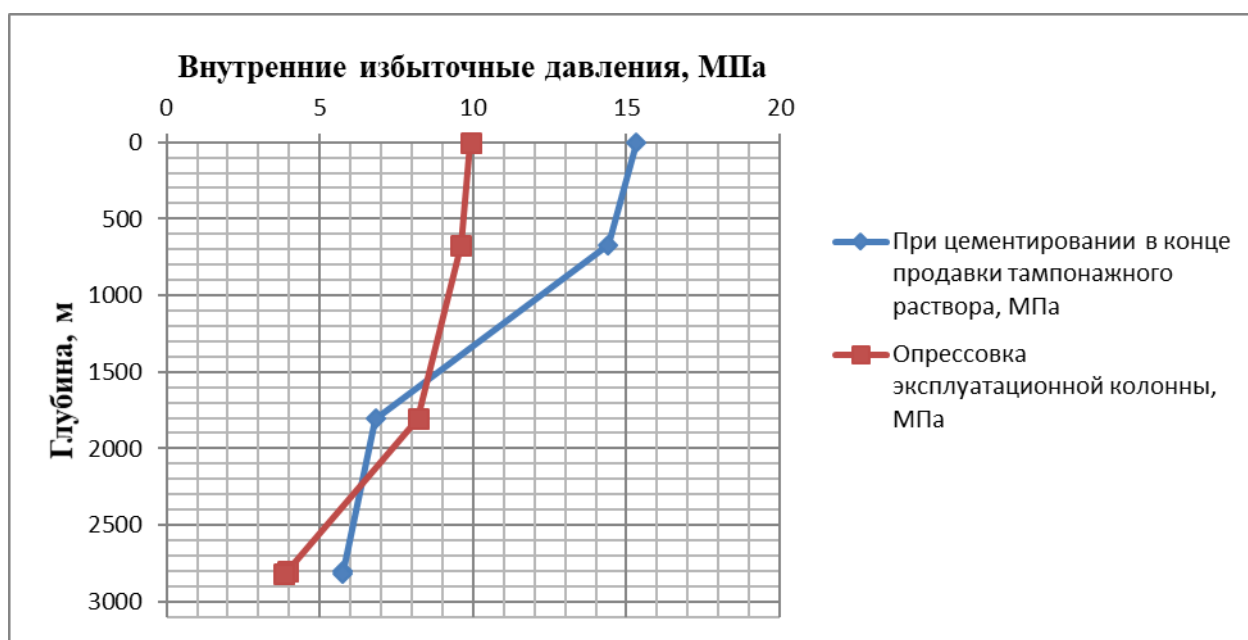


Рисунок 5 – Эпюры внутренних избыточных давлений для эксплуатационной колонны

2.3.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине

Характеристика рассчитанных секций обсадных колонн представлена в таблице 19.

Таблица 19 – Характеристика секций обсадных колонн

№ секций	Тип резьбо- вого соединения	Группа прочнос- ти	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
					1 м трубы	секций	суммар- ный	
	Направление							
1	Треугольная	Д	8,5	60	67	6030	6030	0-90
	Кондуктор							
1	ОТТМ	Д	7,9	820	47	38540	38540	0-820
	Эксплуатационная колонна							
1	ОТТМ	Е	10,6	1220	41,4	66240	102108	1600-2820
2	ОТТМ	Д	7,9	1600	29,4	35868		0-1600

2.3.2 Расчет процессов цементирования скважины

2.3.2.1 Выбор способа цементирования обсадных колонн

Проверим условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора (6):

$$0,95 * P_{гр} > P_{гс\ кп} + P_{гд\ кп}, \quad (6)$$

$46,28 \text{ МПа} > 52,18 \text{ МПа}$. Условие выполняется, следовательно, проектируется одноступенчатое цементирование.

2.3.2.2 Расчёт объёма тампонажной смеси, буферной и продавочной жидкостей и количества составных компонентов

В качестве тампонажного раствора нормальной плотности примем ПЦТ-II-100 с водоцементным отношением $m_n = 0,5$. Для облегченного тампонажного раствора примем ПЦТ-III-Об(4-6)-100 с водоцементным отношением $m_{обл} = 1$.

В качестве буферной жидкости рекомендуется использовать водные растворы материалов буферных порошкообразных «МБП-СМ» (обладает

хорошей моющей способностью) и «МБП-МВ» (обеспечивает улучшенный смыв глинистой корки со стенок скважин) в пропорции 1 к 4 по объему буферной жидкости. Причем расход «МБП-СМ» составляет 70 кг/м³, а «МБП-МВ» – 15 кг/м³.

По опыту цементируемых работ в рецептуру тампонажных растворов необходимо включать Нитрилотриметилфосфоновую кислоту (НТФ), являющейся добавкой, повышающей время загустевания тампонажного раствора. Рекомендуемый расход НТФ составляет 0,41 кг/м³.

Результаты расчета объемов тампонажных растворов и количества компонентов, формирующих их, сведем в таблицу 20.

Таблица 20 – Количество основных компонентов тампонажной смеси и необходимых объемов технологических жидкостей

Наименование жидкости	Объем жидкости, м ³		Плотность жидкости, кг/м ³	Объем воды для приготовления, м ³	Наименование компонента	Масса компонента, кг
Буферная жидкость	6,69	5,35	1050	5,01	МБП-МВ	80,25
		1,33		1,26	МБП-СМ	93,1
Продавочная жидкость	50,94		1000	50,94	-	-
Облегченный тампонажный раствор	35,72		1500	27,81	ПЦТ-III-Об(4-6)-100	53580
					НТФ	14,6
Нормальной плотности тампонажный раствор	27,55		1920	19,41	ПЦТ-II-100	52896
					НТФ	11,3

2.3.2.3 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементирующего оборудования

По формуле (7) рассчитывается необходимое число цементосмесительных машин исходя из суммарной массы тампонажной смеси, расположенной в их бункерах:

$$m = G_{сyx} / G_{б} \quad (7)$$

Для цемента нормальной плотности:

$m = 35,95/13=2,76$ (требуется 3 цементосмесительных машины).

Для облегченного:

$m = 25,75 / 10=2,57$ (требуется 3 цементосмесительных машины
требуется 1 дозаторка цемента во время приготовления)

В соответствии с выбором цементирующей техники и проведенными расчетами ее количества разработана технологическая схема обвязки цементирующего оборудования, изображенную на рисунке 6.

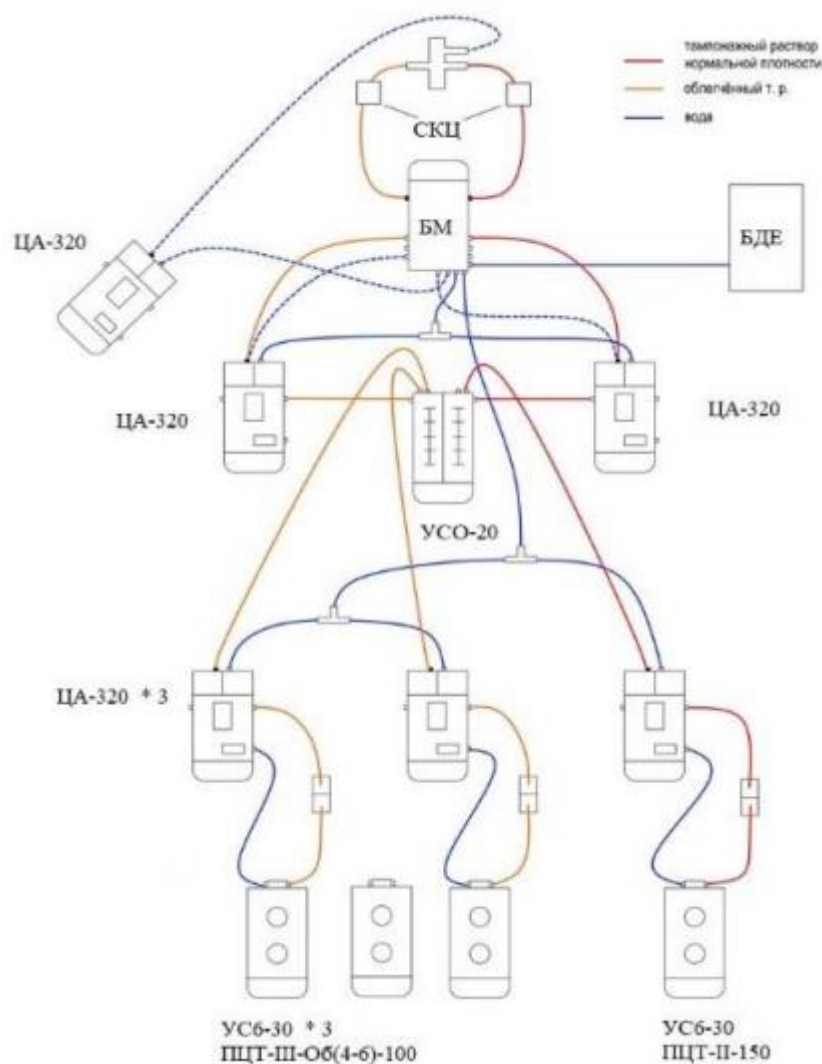


Рисунок 6 – Схема обвязки цементирующей техники с применением цементосмесительных установок и бачка затворения

В схему обвязки входят: 1 – цементосмесительная машина УС6-30; 2 – бачок затворения; 3 – цементирующий агрегат ЦА-320М; 4 –

осреднительная емкость УО-16; 5 – цементируемый агрегат ЦА-320М (резервный); 6 – подводящая водяная линия; 7 – автоцистерна; 8 – станция КСКЦ 01; 9 – блок манифольдов СИН-43; 10 – устье скважины

2.3.3 Проектирование процессов испытания и освоения скважин

Выбор жидкости глушения

Перед проведением операции по вторичному вскрытию скважины (перфорации пласта), необходимо обеспечить наличие жидкости глушения в стволе скважины, для предотвращения неконтролируемого флюидопроявления.

Для предотвращения набухания глин и в последствии кольтмации призабойной зоны пласта целесообразно использовать жидкость глушения на основе хлористого калия KCl.

Плотность жидкости глушения определяется для каждого нефтяного и газового пласта, который будет подвержен испытанию по формуле (8).

$$\rho_{ж.г.} = \frac{(1+k) \cdot P_{пл}}{g \cdot h}, \quad (8)$$

Где k – коэффициент, учитывающий превышение гидростатического давления над пластовым,

$P_{пл}$ – Пластовое давление испытываемого пласта, Па,

h – глубина испытываемого пласта, м.

$$\rho_{ж.г.} = \frac{(1 + k) \cdot P_{пл}}{g \cdot h} = 1070,65 \text{ кг/м}^3$$

Согласно пункта 295 «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» при производстве работ по испытанию (освоению) скважин необходимо иметь запас жидкости глушения в количестве не менее двух объемов скважины.

Требуемый объем жидкости глушения определяется как объем обсаженного ствола скважины и умножается на 2 по формуле (9).

$$V_{ж.г.} = 2 V_{внзк.} = 2 * 48,74 = 97,49 \text{ м}^3 \quad (9)$$

Где $V_{внзк.}$ – внутренний объем ЭК, м³.

Выбор муфт ГРП и расчет их количества

Гидравлический разрыв пласта (ГРП) – один из методов интенсификации работы нефтяных и газовых скважин и увеличения приёмистости нагнетательных скважин. Отличие МГРП от 1-стадийного ГРП в том, что МГРП проводится поочередно, цикл за циклом, несколько гидроразрывов пласта.

Сущность метода ГРП заключается в нагнетании в призабойную зону пласта жидкости под высоким давлением, в результате чего происходит разрыв горной породы и образование новых или расширение существующих трещин. В закачиваемую жидкость добавляется расклинивающий материал – проппант: песок, керамические шарики или агломерированный боксит. Основное назначение этого материала заключается в удержании созданной трещины в раскрытом состоянии после сброса давления нагнетания жидкости. Таким образом, создается новый, более просторный канал притока, объединяющий существующие природные трещины и создает дополнительную площадь дренирования скважины.

Для проведения МГРП на данной скважине используются муфта гидравлическая МГ–139,7. Она спускается в скважину как составляющая часть обсадной колонны. Активация муфты происходит посредством создания определенного давления внутри колонны. Количество муфт проектируется исходя из длины горизонтального участка, которая составляет 502 метра. Муфты устанавливаются с интервалом в 90 метров, то есть понадобится 5 муфт МГ–139,7.

Для разобщения зон МГРП друга от друга в заколонном пространстве используются 2 набухающих пакера Б-П-НК 140 на одну муфту, значит потребуется 10 пакеров

Выбор типа фонтанной арматуры

В соответствии с ГОСТ 33846-89 существует 6 схем фонтанных арматур для добывающих нефтяных и газовых скважин. Данные схемы

различаются количеством запорных устройств и типом (тройниковые и крестовые).

Поскольку скважина является нефтяной и устьевое давление при ГРП достигает 700 атм – принимаем фонтанную арматуру по типовой схеме 6, с автоматическим управлением, с условным проходом ствола 80 мм и боковых отводов 65 мм, на рабочее давление 70 МПа: Арматура фонтанная АФ6-80/65х70.

2.4 Выбор буровой установки

Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины представлены в таблице 21.

Таблица 21 – Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины

БУ 3200/200 ЭУ			
Максимальный вес бурильной колонны, тс (Q _{бк})	68,7	[G _{кр}] / Q _{бк}	2,97
Максимальный вес обсадной колонны, тс (Q _{об})	91	[G _{кр}] / Q _{об}	2,25
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс (Q _{пр})	118,3	[G _{кр}] / Q _{пр}	1,73
Допустимая нагрузка на крюке, тс (G _{кр})	200		
Расчет фундамента буровой установки			
Вес вышечно-лебёдного блока, т (Q _{влб})	185	k _{по} = P _о / P _{бо} (k _{по} >1,25)	5,16
Вес бурильной колонны, т (Q _{бк})	68,7		
Вес обсадной колонны, т (Q _{ок})	91		
Коэффициент, учитывающий возможность прихвата (K _п)	1,3		
Вес бурового раствора для долива, т (Q _{бр})	12		
Площадь опорной поверхности фундаментов, м ² (F _{бо})	325		
Расчет режимов СПО			
Скорость	Количество свечей	Поднимаемый вес, кН	
1	-	-	
2	-	-	
3	-	-	
4	1	864	
5	37	564	
6	43	368	

3 Применение технологии бурения на обсадных трубах

Сооружение скважин является комбинированной технологией, которая состоит из таких фаз: проходка в толще пласта и спуск обсадной колонны, затем цементирование.

Данная отрасль пытается применять инновационные решения чтобы быстрее пробурить скважину, затраты времени на вторую фазу не учитывают. Оптимизации подвергают только проходку.

Очень быстрое развитие началось в отрасли нефте- и газодобычи на границе двух столетий. Инновации пришли на буровые такие, как телесистемы с гидравлическим каналом связи, роторно-управляемые системы, винтовые забойные двигатели с регулируемым углом перекоса, а также долота PDC.

Данные приборы и инструменты способствовали более глубокому бурению, а также бурению под углом со сложным профилем наклона.

Бурение на обсадной колонне DwC Weatherford стало очень востребованной технологией, которую используют для вертикальной проходки или для прямых отрезков скважин под углом с определённой спецификой, например, когда оползают стенки скважин.

Процесс требуется при этом завершить как можно скорее и пробурить на запланированную глубину.

При использовании способа бурения DwC инструмент при проходке не поднимают, применяя обсадную трубу, достигают нужной глубины с достаточно большой скоростью и цементируют скважину.

Целью реферативной исследовательской работы является изучение применения технологии DwC при бурении под хвостовик.

В работе необходимо решить следующие задачи:

- изучить систему бурения на обсадных трубах (технология DwC);
- рассмотреть передовую технология Direct XCD (инновации в бурении на обсадных трубах).

При исследовании будут использоваться статьи, учебные материалы, ресурсы сети Интернет.

3.1 Система бурения на обсадных трубах (технология DwC)

Способ проходки CwD на обсадных трубах очень востребован на сегодняшний день. Он характерен одновременным бурением и обсаживанием ствола скважины трубами для обсадки [1]. Технология инновационная, дающая возможность работать в сложных геологических и климатических условиях.

В условиях вечной мерзлоты, возможна просадка грунтовых пород, когда происходит размерзание почвы. При этих обстоятельствах необходимы действия на усиление основания буровых агрегатов. Такие обстоятельства возможны на Крайнем Севере, там учитываются суровые условия вечной мерзлоты. Температура породы может быть минус семь градусов, поэтому в структуре скважины добавляется ещё один проход от тридцати до семидесяти метров [1].

При способе бурения на обсадных трубах, ни каких новых проходов не делают. Процесс проходки CwD можно использовать в разных скважинах, где возникают затруднения из-за нестандартных геологических или климатических условий.

На современном этапе развития нефтедобывающей промышленности применяют для бурения скважин агрегаты с системой верхнего привода, которые производятся в России и за рубежом. Данная система механизмов имеет большой потенциал для реализации процесса бурения.

Конструкция верхнего привода состоит из вращателя, который имеет сальник-вертлюг (СПО-силовой вертлюг). Этот механизм осуществляет операции спуска и подъёма, а при сборке используются типовые ключи для обсадных колонн.

Прямо перед башмаком трубы для обсадки стоит стабилизатор, который предназначен для снятия поперечной деформации основания конструкции колонны для бурения изнутри. Центраторы, которые

размещены на колоннах для обсадки, придают системе устойчивость, амортизируют муфты (Приложение Ж, рисунок Ж.1).

Процесс проходки с помощью обсадных колонн имеет очень много достоинств. В ходе него разбуриваются участки, которые представляют большую проблему при старых способах бурения. Долото при данной технологии опускают и поднимают гораздо реже, скорость бурения в разы больше, чем при традиционных методах. Так же возможна проходка на участках, где происходит перепад давления, а также, где забойное давление очень низкое.

Технология CwD предусматривает одновременное введение в скважину обсадной колонны и долота, процесс подготовки скважины для проходки отсутствует, что экономит массу времени при эксплуатации бурового агрегата.

Как пример такого бурения можно рассмотреть Баваненковский нефтегазоконденсатный промысел, который находится в зоне вечной мерзлоты [1].

Очень жёсткие климатические условия отличают север Тюменской области, где ведётся нефтегазодобыча. Полярная ночь, вечная мерзлота, постоянные сильные ветка из-за равнинной местности и небольшого расстояния до Карского моря.

Снег лежит в тех краях, как правило, около двухсот сорока суток, сильно пониженная температура двести двадцать суток. Очень сильные ветра на берегу моря в межсезонье достигают в среднем девяти метров в секунду, хотя бывают и более сильные ветра-ураганы, сорок метров в секунду.

Вечная мерзлота Бованенковского нового газоконденсатного промысла очень создаёт очень серьёзные проблемы при бурении.

В разрезе южной (разбуриваемой) части Бованенковского НГКМ преобладают мощные эпигенетические толщи, повсеместно перекрытые сильнольдистыми сингенетическими отложениями [2].

На Бованенковском нефтегазоконденсатном месторождении в качестве испытание бурили интервал под кондуктор диаметром 324 мм колонной обсадных труб с буровым башмаком диаметром 393,7 мм, наворачиваемым на низ обсадной колонны.

Лопasti башмака произведены из титаноалюминиевого сплава и имеют в своём комплекте резцы PDC. Бурение и обсаживание ствола скважины идёт без использования бурильных труб и спускоподъемных операций, а обсадная колонна является каналом для циркуляции бурового раствора и средством передачи механического вращения на буровой башмак.

Сейчас на месторождении Бованенковского НГКМ к инновационной технологии прибегают в интервале 0—450 мм при бурении под кондуктор диаметром 324 мм на трех скважинах. Во время проходки скважины № 6314, дошли до запланированного расстояния погружения обсадной колонны, быстрота разбурки оставалась постоянной, как и было рассчитано. Сейчас на наблюдаемой скважине проходят геофизические эксперименты.

Итогом использования данного метода согласно заключению экспертов ТюменНИИгипрогаза будет сокращение издержек на эксплуатацию каждой скважины около четырёх миллионов рублей. Так же повысится надёжность инструмента и труб для бурения. Подготовка оборудования скважины для начала бурения теперь требует меньше на двое суток времени, чем раньше. Способ бурения на обсадной трубе апробировали на Урманском промысле, там геологически сложный участок, карбонатные и глинисто-карбонатные напластования. Бурение на обсадной трубе/хвостовике послужило отличным подспорьем для завершения одновременно ряда проходок.

Применили новый метод бурения на обсадной трубе в карбонатных и глинисто-карбонатных слоях на Урманском промысле Томской области. [3]. При этом категория промысла является мелкой, а ресурсная база имеет категорию C1 и исчисляется 3,1 млн т.

Проектор освоения промысла Газпромнефть-Восток. В скважине № 209 длина открытого ствола, пробуренная хвостовиком диаметром 127 мм, составила 254 м. В ходе бурения были вскрыты три зоны поглощения, при этом количество осложнений в процессе бурения снизилось, а средняя продолжительность строительства составила 20 суток на скважину. Стоит отметить тот факт, что при бурении скважин стандартными методами средний срок строительства здесь составляет 35 дней.

Положительный итог на Урманском месторождении получился не сразу, изначально возникло много трудностей. Нужно было определиться с подготовительными работами по экспериментальному бурению хвостовиком с углом входа в коллектор 60–70°.

При бурении на обсадной колонне возможно продолжение бурения ниже хвостовика в случае прихвата.

Используют способ бурения на обсадной трубе нефтяном месторождении “Thestag” (Тхестаг) на северо-западном шельфе Австралии.

Строение пластов промысла “Thestag” на шельфе обладает такими свойствами, как огромная глубина карбонатных пород. Оно содержит разрозненные песчаные породы с большой степенью проницаемости. Очень много препятствий для бурения возникло за последнее время на данном месторождении. В скважину поступал песок, прорывалась вода, а так как бурились мягкие породы, то происходило обсыпание стенок скважины.

Использование новой технологии было просто необходимо. На трех последних скважинах промежуточные 31,1 сантиметровые интервалы были пробурены и обсажены с использованием технологии бурения на обсадной колонне. Одним из основных элементов технологии является бурильный башмак-долото, наворачиваемый на низ обсадной колонны.

Мягкие породы имеют свою специфику, поэтому ММП Самбургского НГКМ по заявке ОАО «Арктикгаз» произвели бурильные башмаки 431,8 мм и 406,4 мм без клапана с пятью алюминиевыми лопастями, которые имеют семь медных или керамических насадок.

Самбургский газонефтеконденсатный промысел имеет 3 колонны, триста сорок миллиметров размер кондуктора, который доходит вниз на четыреста пятьдесят метров для изоляции участков многолетнемерзлых пород, они расположены в трёх ста восьмидесяти метрах от поверхности земли. Опускаясь вниз, на двести сорок пять метров, техническая колонна закрывает участок сеноманских пластов, и идёт дальше по вертикали тысячу двести метров. Обсадная труба имеет размер сто семьдесят восемь миллиметров, функционируя в проблемных валанжинских пластах в вертикальном положении на расстоянии три тысячи шестьсот метров вглубь, а по вертикали около тысячи метров [4].

Сильно уменьшили сеанс проходки при использовании обсадных колонн на скважине № 1018 (Приложение Ж, рисунок Ж.2), традиционные типовые технологии не давали такой возможности. На пятнадцать суток раньше закончили бурение три тысячи пятьсот пятьдесят шести метров валанжинской скважины, которая к тому же была направлена под наклоном восемьсот пятьдесят метров. Дальнейшее исследование проходки на обсадных колоннах ведёт ОАО «Арктикгаз».

Основными задачами, которые стоят перед технологией бурения на обсадной колонне на морских месторождениях Азии, являются: 1. Обеспечение достойной альтернативы традиционным методам бурения на морских месторождениях. 2. Сокращение времени бурения, экономия на времени работы буровой установки. 3. Безопасное и эффективное перекрытие верхних интервалов. 4. Предотвращение поступления в скважину пластовых вод. 5. Бурение на обсадных трубах нескольких скважин до проектной глубины с морской буровой платформы, с целью быстрого и безаварийного проведения работ [4]. Результаты применения технологии DwC в Азии приведены на рисунке 7.

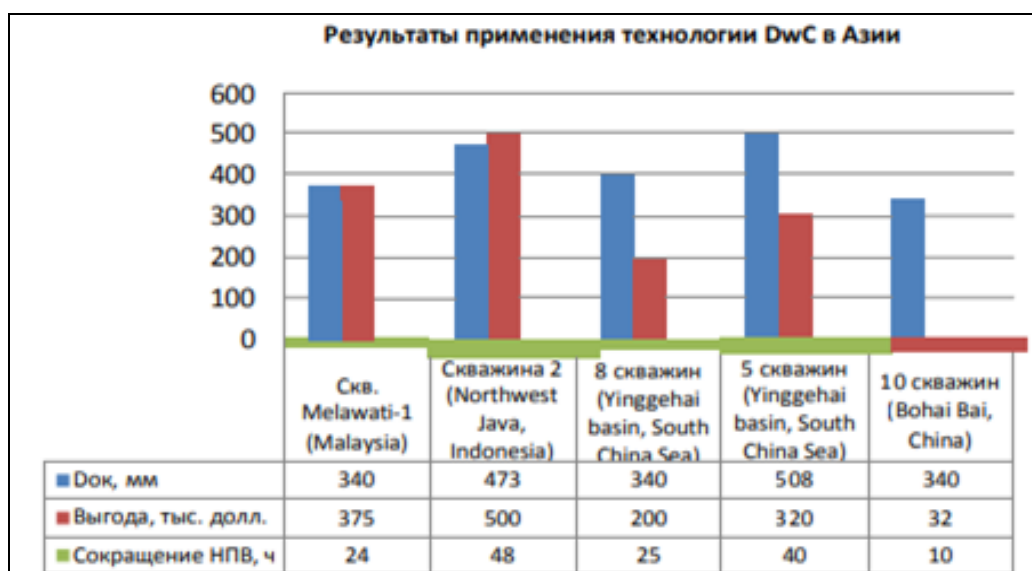


Рисунок 7 – Результаты применения технологии DwC в Азии

В большинстве случаев, бурение на обсадной колонне обладает следующими преимуществами:

1. Стабильное достижение проектной глубины при бурении на обсадной колонне.
2. Быстрое и безаварийное бурение интервалов, имеющих зоны с различными осложнениями.
3. Высокая механическая скорость бурения.
4. Безопасное и эффективное перекрытие верхних интервалов.
5. Значительное сокращение непроизводительного времени.
6. Значительная экономия средств заказчика.

Анализ практических результатов применения технологии бурения на обсадной колонне в различных горно-геологических условиях наглядно показывает ее эффективность и целесообразность, что указывает на большой потенциал для дальнейшего развития данной технологии, и ее повсеместного использования в будущем.

3.2 Передовая технология Direct XCD (инновации в бурении на обсадных трубах)

Громадный скачок в нефтегагодобывающей отрасли, связанный с новыми технологиями, механизмами и инновационными инструментами

(Приложение Ж, рисунок Ж.3), дал возможность увеличить добычу топлива, сделал процесс бурения более экологичным и экономичным.

В последние годы произошли качественные изменения в бурении на обсадной трубе. Прежняя технология была усовершенствована за счёт внедрения инновационной разработки, которую произвела фирма «Шлюмберже». Её используют нефтегазодобывающие компании и в России.

Эта новинка носит название Direct XCD (Приложение Ж, рисунок Ж.4). Она применяется для глубокого бурения на обсадной трубе или под хвостовиком.

Механизм верхнего привода служит для сопряжения с устройством спуска обсадной колонны (CRT), в состав конструкции которой входит винтовой клиновой захват, он фиксирует обсадные колонны изнутри, сообщая им крутящий момент. Мостовая пробка служит для устойчивой гидрозащиты и даёт возможность проходить промывочной жидкости сквозь обсадную колонну [5].

Как правило, обсадные колонны имеют типовые резьбы ОТТМ или Buttress, к ним можно приложить большую силу на растяжение, но момент её сильно ограничен. Данную проблему устраняют приспособления, которые увеличивают допуски по моменту. Многомоментные разгрузочные кольца (MLT) служат для сопряжения с упором металл-металл и повышают пороговый крутящий момент (Приложение Ж, рисунок Ж.5).

На саму обсадную трубу монтируют центраторы из цельного металла (Приложение Ж, рисунок Ж.6), обеспечивают ей надёжность и твёрдость. При воздействии значительных сил внутри скважины колонна сохраняет зазор, который остаётся неизменным при изгибающих и поперечных воздействиях на неё при бурении скважины.

Механизм центраторов имеет очень интересную структуру, они фиксируются на обсадных трубах с наружной поверхности. Разбуриваемое долото XCD (Приложение Ж, рисунок Ж.7) является универсальной

разработкой Direct XCD, ни одна фирма не может предложить подобную конструкцию.

Резцы PDC применяют премиальные, само долото сделано из сплава меди, которое легко разбурируется долотами PDC (рисунок 8). На каждом месторождении можно приспособить резательную систему под конкретное бурение и обеспечить отличную проходку.



Рисунок 8 – Долото XCD разбуренное в лабораторных тестах; долото SDi516 без износа после разбурки XCD на месторождении Западной Сибири

Области использования современных способов бурения в нашей стране расширяются. В регионах Волго-Уральском, Тимано-Печорском, Западной и Восточной Сибири очень активно внедряются инновационные технологии, на сегодняшний день в России разработано более шестидесяти скважин с Direct XCD - технологией [6].

В нашей стране способ бурения на обсадной трубе TDDirect CD (с извлекаемой компоновкой) внедрили совсем недавно, полтора года назад. Фирма «Шлюмберже» совершила прорыв в технологии бурения с использованием обсадных колонн, хотя были ранее исследования в этой области и запатентованные инновационные решения. Бурение возможно вертикальное и под наклоном, благодаря находящейся вместо долота извлекаемой компоновке низа бурильной колонны. Крепится она замком-фиксатором (DLA).

Замок жёстко закреплён в трёх осях на стыке КНБК и обсадной колонной, но при необходимости быстро снимается на любой фазе проходки

(чтобы вынуть КНБК). Если нужно, то можно снова опустить конструкцию для дальнейшей проходки.

Конструкция компоновки можно рассмотреть по частям. Первую часть возьмём от замка-фиксатора до долота внутри колонны, а другая часть будет на этом же участке, только снаружи. Находятся во внутренней части трубы калибраторы и переводники, тут размещён силовой сегмент двигателя винтового забойного (Приложение Ж, рисунок Ж.8).

Долото получает от этого сегмента в дополнение крутящий момент и обороты. Гидравлический расширитель находится на входе в колонну, это обусловлено тем, что обсадная труба и внутри и с наружи обладает диаметром достаточным для удаления из неё инструмента.

Он расширяет ствол с тестового, который делает долото до нужного диаметра коридора проходки и дальнейшей цементации обсадной колонны (Приложение Ж, рисунок Ж.9). После гидравлического расширителя находится калибраторы, телесистема, роторно-управляемая система и долото.

Способ бурения TDDirect CD впервые был применён в Тимано-Печорской провинции, в этой области очень сложные геологические условия.

В процессе бурения на Лабаганском промысле происходили всевозможные неприятности: проблемы со стабильностью стенок скважины, прихват обсадной колонны в процессе спуска. Хотя скорость бурения под наклоном была очень велика.

Промысел экспериментальным стал при взаимном соглашении инженеров «РН-Северная Нефть» и инженеров фирмы «Шлюмберже», которые запланировали исследование проходки на обсадной трубе с поднимаемой компоновкой низа бурильной колонны. Среди множества скважин нашли одну подходящую, с помощью компьютерного моделирования, выбрали нужное долото, учитывая геологию промысла. Так же была применена компьютерная система iDrill для эффективного подбора компоновки низа бурильной колонны.

Когда шёл процесс бурения, то система устойчивость не теряла, линия движения изображается планомерно, с нужным увеличением угла (рисунок 9). В итоге экспериментального бурения, достигнуты важные знания по новой инновационной технологии в реальных условиях, составлен перспективный план дальнейшего развития данного направления.

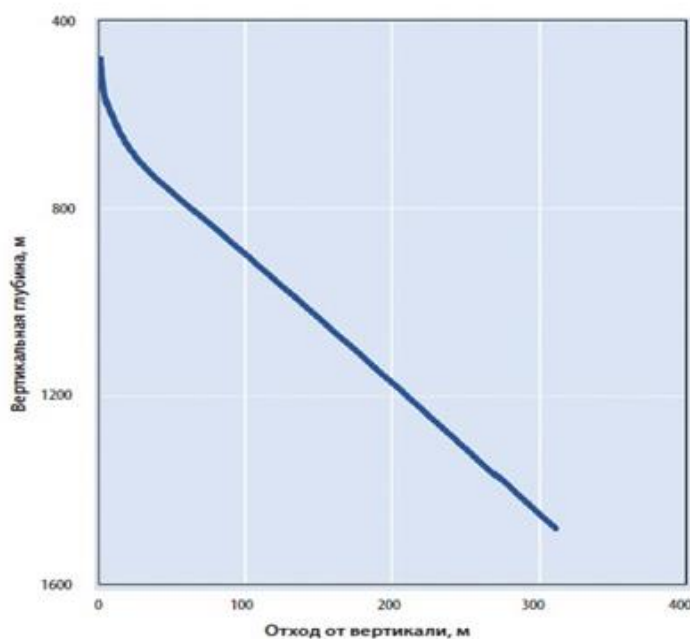


Рисунок 9 – Вертикальная проекция секции, пробуренной при помощи TDDirect CD

В связи с тем, что каждый промысел имеет свои нюансы, то буровики каждый раз при разработке новых месторождений, да и уже ранее эксплуатируемых, встречаются с трудностями. Каждый раз при новой проходке встаёт задача обеспечения безопасности бурения.

3.3 Выводы

В результате исследования в реферативной работе была достигнута цель, изучено применение технологии DwC при бурении под хвостовик.

В работе были решены следующие задачи:

1. Изучена система бурения на обсадных трубах (технология DwC);
2. Рассмотрена передовая технология Direct XCD (инновации в бурении на обсадных трубах).

При исследовании использовались статьи, учебные материалы, ресурсы сети Интернет.

Мероприятия, которые проходили во время тестирования системы бурения на обсадных трубах CWD, позволили сделать вывод по поводу результативности ее использования.

Применение данной технологии даёт хорошую производительность в вертикальных скважинах, а также в скважинах под наклоном и горизонтальнонаправленных.

Хотя можно привести систему, ставшую востребованной в последние годы, которая обладает большим преимуществом.

Технологии Direct XCD отличается от CWD уникальным разбуриваемым долотом XCD. В нем применяются инновационные решения фирмы Smith Bits.

Метод бурения на обсадной трубе был предложен почти уже сто лет назад, но инновационная технология CwD и прогрессивный метод фирмы «Шлюмберже» значительно ускорили процесс развития мировой нефтегазодобычи, в частности в нашей стране.

4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

4.1 Основные направления деятельности и организационная структура управления предприятия АО «ССК»

4.1.1 Основные направления деятельности предприятия

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

АО «ССК» на протяжении всей своей истории сохраняет репутацию надежного партнера, эффективно сочетающего профессионализм, современное оборудование и собственные технологии работы. Серьезным конкурентным преимуществом является мобильность, способность реализовывать работы любой сложности в любых регионах интереса заказчиков, а также нацеленность на создание новых продуктов и идей, развитие любых востребованных заказчиком дополнительных сервисов.

Ключевыми партнерами Сибирской Сервисной Компании являются: ОАО Нефтяная компания «Роснефть», ОАО «Газпром», ОАО «Газпромнефть», ОАО «ЛУКОЙЛ», ОАО «НОВАТЭК», МГК «ИТЕРА», ОАО Нефтегазовая компания «Русснефть», ОАО АНК «Башнефть», Компания «Салым Петролеум Девелопмент Н. В.», Иркутская Нефтяная Компания, ОАО «Новосибирскнефтегаз».

4.1.2 Организационная структура управления предприятием

На сегодняшний день в компании восемь подразделений в регионах Российской Федерации, порядка 5 тысяч сотрудников, годовой объем поисково-разведочного и эксплуатационного бурения достигает полутора

миллионов метров, 3100 выполняемых текущих и капитальных ремонтов скважин в год (стабильный ежегодный прирост данных показателей составляет 5-7%).

1. История Отрадненской нефти идет с 1946 года, когда начались первые работы на Мухановском месторождении. В 1957-м в Отрадном сформирован трест «Первомайбурнефть», на базе которого впоследствии создано Отрадненское управление буровых работ. В 2000-м коллектив УБР становится филиалом ССК. Сегодня работы идут в Самарской, Оренбургской, Ульяновской, Саратовской и других областях;

2. Нефтеюганский филиал создан на базе четырех сервисных предприятий региона, входивших в состав Нефтеюганского УБР. В самом начале здесь работало 8 бригад бурения и 22 – капитального ремонта скважин. Наиболее крупные проекты – на Приобском и Салымском месторождениях.

3. Филиал «Управление цементирование скважин» образован в конце 2005 года. Каждое региональное подразделение УЦС (в Нефтеюганске, Стрежевом, Отрадном) представляет собой мощный производственный блок. Виды деятельности: подбор рецептур тампонажных растворов, цементирование обсадных колонн, ремонтно-изоляционные работы на скважинах и предоставление услуг спецтехники, как для бурения, так и для ремонта скважин. УЦС выполняет работы как в интересах филиалов ССК, так и для сторонних заказчиков.

4. Филиал «Ремонт скважин» создан на базе мощностей по ремонту скважин, входящих в филиалы АО «ССК». Как самостоятельное подразделение начал функционировать 1 января 2017 года в продолжение реализации политики Компании по специализации собственных бизнес-направлений и усилению акцента на уникальности каждого вида услуг, специфичности в организации и проведении соответствующих работ, в том числе, географически.

4.2 Расчет нормативной продолжительности строительства скважины

4.2.1 Нормативная карта выполнения работ по строительству скважины

Производственные работы по сооружению скважин состоят из нескольких этапов, нормативная продолжительность определяется, как сумма нормативной продолжительности всех этапов:

- строительно-монтажные работы;
- подготовительные работы;
- бурение и крепление скважины.

При расчете принимаются во внимание:

- данные геологические, технические и технологические согласно проекту;
- нормы проходки 1 метра, нормы проходки на долото;
- нормирование спускоподъемных операций, вспомогательных работ, связанных с креплением и цементированием скважины.

Нормативное время на механическое бурение по отдельным нормативным интервалам определяется по формуле (10):

$$T_{\text{б}} = T_{\text{бн}} \cdot h, \quad (10)$$

где $T_{\text{бн}}$ – норма времени на бурение одного метра, час;

h – величина нормативного интервала, м.

Нормативное время на выполнение остальных операций рассчитывают на основании объема этих работ и норм времени по ЕНВ [7, 8].

После определения продолжительности цикла строительства скважины, определяются по формулам:

Механическая скорость бурения (м/час) (11):

$$V_M = \frac{H}{t_m}, \quad (11)$$

где H – глубина скважины, м;

t_m - продолжительность механического бурения, час.

Рейсовая скорость бурения (м/час) (12):

$$V_p = \frac{A}{t_m + t_{\text{спо}}}, \quad (12)$$

Коммерческая скорость (м/ст.мес) (13):

$$V_k = \frac{H \cdot 720}{T_k}, \quad (13)$$

где T_k - календарное время бурения, час

Средняя проходка на долото по скважине(м) (14):

$$h_{\text{ср}} = \frac{H}{n}, \quad (14)$$

где n – количество долот, необходимых для бурения скважины;

Все расчеты сведены в нормативной карте в приложении И таблице И.1.

4.2.2 Линейный календарный график выполнения работ

В компании «ССК» режим работы вахт следующий: 30 дней сменной работы, по 12 сменных часов в сутки. Буровая бригада работает непрерывно, все работы выполняются согласно запланированному времени. Все работы распределяются в зависимости от задач по различным бригадам:

- вышкомонтажная бригада (монтаж и демонтаж буровой)
- буровая бригада (буровые работы)
- бригада испытания (работы по испытанию скважины)

Всего на сооружение скважины необходимо 310,92 часов

Линейный календарный график наглядно показывает занятость бригады и позволяет оценить возможность распределения, что позволяет избежать простоев. Линейный календарный график проведения работ на объекте приведен в таблице 22.

Таблица 22 – Линейный календарный график проведения работ на объекте

Бригады	Сутки	Месяцы								
		1			2			3		
Вышкомонтажная	35									
Буровая	18									
Испытания	5									

4.3 Сметная стоимость строительства скважины в нефтегазовой отрасли (НГО)

Стоимость строительства скважины определяет сумму всех затрат, которые необходимо произвести, для выполнения полного объема работ по строительству скважины, а также все затраты по каждому отделению входящему в состав бурового предприятия. Для этого определяют:

- сметную цену всего объема буровых работ;
- накладные расходы всех производств, в том числе административно-хозяйственные;
- свод затрат по строительству скважины.

Основой определения стоимости работ являются сметы к техническим проектам.

Расчеты основываются на единых районных единичных расценках (ЕРЕР), которые для эксплуатационных скважин определяются с помощью «СНиП IV-5-82. Сборник 49» [9].

Все расчеты проводятся в ценах 1984 года согласно СНиП IV-5-82 [9], для перевода используется индекс изменения сметной стоимости. Для Красноярского края на апрель 2020 года индекс составляет 218

Сводный расчет в ценах 1984 года приведен в приложении К таблицах К.1 и К.2. Сводный сметный расчет представлен в приложении Л в таблице Л.1.

5 Социальная ответственность при строительстве скважины

Целью данной выпускной квалификационной работы является проектирование строительства Технологические решения для строительства поисково-оценочной вертикальной скважины (пласты группы Нх) на нефтяном месторождении (Красноярский край). При проектировании определяются все необходимые технологические параметры, необходимые для безопасного и эффективного сооружения скважины.

Буровая вышка является сооружением повышенной опасности и согласно приложению, к Федеральному закону от 21.07.97 № 116 – ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» [10] относится к опасным производственным объектам. Производство работ повышенной опасности должно осуществляться в соответствии с инструкциями, устанавливающими требования к организации и безопасному проведению таких работ, утвержденными техническим руководителем организации.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

5.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства

Организация труда на нефтяном месторождении предусматривает применение вахтового метода работы.

Работа на буровой установке характеризуется вахтовым методом работы и наличием определенных ограничений на список лиц, допущенных к осуществлению работ, которые регламентируются ТК РФ [11]. Лица женского пола не могут включаться в состав буровых бригад также согласно ПП РФ от 25.02.2000 г. №162 [12].

Статья 299 ТК РФ регламентирует продолжительность вахты. Она не должна превышать одного месяца, однако в исключительных случаях продолжительность вахты может быть продлена до 3 месяцев. Статья 300 ТК РФ определяют учет рабочего времени при работе вахтовым методом. «При вахтовом методе работы устанавливается суммированный учет рабочего

времени за месяц, квартал или иной более длительный период, но не более чем за один год». Статья 301 ТК РФ регламентирует режимы труда и отдыха при работе вахтовым методом. Каждый день отдыха в связи с переработкой рабочего времени в пределах графика работы оплачивается в размере дневной тарифной ставки. Статья 302 ТК РФ регламентирует «гарантии и компенсации лицам, работающим вахтовым методом». Работникам, работающим в районах Крайнего Севера и приравненным к ним местностям, устанавливается районный коэффициент и выплачиваются процентные надбавки к заработной плате, также предоставляется ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск в размере 24 календарных дней [11].

Согласно закону от 28.12.2013 № 426 «О специальной оценке условий труда» [13], люди, работающие на вредных производствах, имеют право на государственные льготы компенсации.

Работник, занятый непосредственно на буровой, также имеет право на досрочную пенсию по старости по достижении возраста 55 лет, если он проработал на работах с тяжелыми условиями труда не менее 12 лет 6 месяцев и имеет страховой стаж не менее 25 лет, согласно Федеральному закону от 17.12.2001 №173-ФЗ (ред. от 04.06.2014, с изм. от 19.11.2015) «О трудовых пенсиях в Российской Федерации. Статья 27. Сохранение права на досрочное назначение трудовой пенсии» [14].

5.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Работа буровой бригады выполняется стоя, следовательно, рабочие места оборудуются в соответствии с ГОСТ 12.2.033-78 [15]. Основные положения, применимые при работе на буровой:

- при работе двумя руками, органы управления размещают с таким расчетом, чтобы не было перекрещивания рук;
- органы управления, используемые до 5 раз в смену, допускается располагать за пределами зоны досягаемости моторного поля;

– редко используемые средства отображения информации допускается располагать в вертикальной/горизонтальной плоскости под углом $\pm 60^\circ$ от нормальной линии взгляда.

При наличии на буровой установке системы ВСП (верхний силовой привод) рабочее место бурильщика оборудуется сидением. В таком случае рабочее место оборудуется в соответствии с ГОСТ 12.2.032-78 [16].

5.2 Производственная безопасность

Результаты анализа опасных и вредных производственных факторов представлен в приложении М таблице М.1. Для анализа был использован ГОСТ 12.0.003-2015 [17]. Основополагающим документом, регулирующим нормы промышленной безопасности в нефтяной и газовой промышленности, является «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (ПБНГП) [18].

5.2.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов

Падение объектов на работающего. Данный фактор может возникнуть в результате невыполнения требований безопасности, неквалифицированности членов буровой бригады, а также в случае возникновения неисправности. Мероприятия, направленные на предотвращение возникновения данного фактора, регламентируются ПБНГП [18].

Падение работающего с высоты. Данный фактор может возникнуть при выполнении работ в сложных метеорологических условиях, неквалифицированности верхового рабочего, а также в результате нарушения техники безопасности. Падение работающего с высоты может привести к тяжелым травмам, вплоть до летального исхода. Для предотвращения возникновения данного фактора в ПБНГП [18] указаны необходимые правила работы для верхового рабочего.

Согласно ГОСТ Р 12.3.050-2017 [21] к работам на высоте допускаются работники, признанные годными для выполнения работ на высоте, а также прошедшие специальное теоретическое и практическое обучение в специализированных учебных организациях и имеющие соответствующее удостоверение.

Движущиеся машины и механизмы. Данный фактор возникает при большинстве выполняемых технологических операциях при невыполнении требований безопасности, неквалифицированности персонала буровой бригады, также в случае возникновения неисправностей. Для устранения причин возникновения механических травм необходимо все работы проводить в соответствии с ПБНГП [18].

Потенциально-опасные разрушительные свойства технологического оборудования. При взаимодействии человека с технологическим оборудованием возможно получение травм. Для устранения причин возможных повреждений необходимо руководствоваться ПБНГП [18], в которых указаны «общие требования к применению технических устройств и инструментов».

Отклонение показателей микроклимата. При осуществлении работ в холодное время года необходимо руководствоваться МР 2.2.7.2129-06 [25]. Для Красноярского края (2-ой климатический регион) допустимая продолжительность непрерывного пребывания на открытом воздухе при температуре -20°C и производстве работ средней тяжести составляет 84 минуты, таким образом, число 10-ти минутных перерывов для обогрева составляет, как минимум, 6 в смену.

При определенной температуре воздуха и скорости ветра в холодное время работы приостанавливаются согласно СанПиН 2.2.4.548-96 [27].

Повышенный уровень вибрации. Согласно ГОСТ 12.1.012-2004 [29] машину не относят к виброопасным, если в любых режимах работы и любых условиях ее нормального применения максимальное полное среднеквадратичное значение скорректированного виброускорения не превышает $0,5 \text{ м/с}^2$ для локальной и $0,1 \text{ м/с}^2$ для общей вибрации. В таблице 23 указаны предельно допустимые уровни колебательной скорости на рабочем месте.

Таблица 23 – Предельно допустимые уровни колебательной скорости вибрации согласно СН 2.2.4/2.1.8.566-96 [30]

Вибрация м/с·10 ⁻² , дБ	Направление формирования Вибрации	Среднегеометрические частоты, Гц									
		1	2	4	8	16	31,5	63	125	250	500
Общая	Вертикальное (по оси)	20 132	7,1 123	2,5 114	1,3 108	1,1 107	1,1 107	1,1 107	1,1 107	-	-
Локальная	По каждой оси	-	-	-	5,0 120	5,0 120	3,5 117	2,5 114	1,8 111	1,3 108	0,9 105

Повышенный уровень шума. Шум на рабочем месте возникает в результате работы бурового оборудования (буровые насосы, двигатели машин, дизельные генераторы и пр.). В соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ [28] уровень широкополосного шума не должен превышать 80 дБ, а тонального и импульсного – 75 дБ для данного вида работ.

Статическое электричество. Для предотвращения поражений электрическим током необходимо оборудовать рабочие места и технологическое оборудование, несущее угрозу получения работником поражений электрическим током согласно ГОСТ 12.4.124-83 ССБТ [31].

Недостаток искусственного и/или естественного освещения. Освещение должно быть постоянным во времени, без пульсации, иметь спектр, близкий к естественному. Нормы освещенности рабочих мест на буровой приводятся в ПБНПП [18].

Пожаровзрывоопасность. Для обеспечения пожарной безопасности на буровых установках должны соблюдаться требования ППБО-85 [36]. В целях предотвращения пожара на буровой установке проводятся следующие мероприятия:

- перед взрывоопасными объектами должны быть вывешены таблички с указанием местонахождения средств пожаротушения, которое обязаны знать все работающие;
- курение на предприятиях допускается в специально отведенных местах, оборудованных урнами для окурков и емкостями с водой.

Воздействие химических/газообразных агентов. Воздействие химических или газообразных агентов может проявляться в процессе

приготовления и обработки буровой промывочной жидкости, в процессе затворения тампонажных растворов, при ГНВП и т.д. Предельно допустимые концентрации вредных веществ и мероприятия по обеспечению безопасности труда приведены в ГОСТ 12.1.007-76 [37].

Патогенные/условно патогенные микроорганизмы и насекомые. В процессе осуществления буровых работ в открытом пространстве необходимо вести контроль за концентрацией микроорганизмов-продуцентов в воздухе рабочей зоны. Превышение данного параметра может привести к заболеваниям различной степени сложности. Нормы ПДК представлены в ГН 2.2.6.1762-03 [39].

Одним из наиболее распространенных природно-очаговых заболеваний, характерное для района проведения работ является клещевой энцефалит. Главным профилактическим мероприятием от заболевания являются противозенцефалитные прививки.

Защита людей от клещевого энцефалита включает в себя:

- соблюдение правил поведения на территории, эндемичной по клещевому вирусному энцефалиту;
- ношение специальной одежды, соответствующей требованиям ГОСТ Р 12.4.296-2013 [40];
- применение химических средств защиты от клещей.

Физические перегрузки. Бурение относится к работам средней тяжести. Работы, связанные с постоянной ходьбой, перемещением тяжестей и сопровождается умеренным физическим напряжением. Данный фактор регулируется ТК РФ [11].

5.2.2 Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных факторов на исследователя (работающего)

Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования. Источниками опасного фактора на рабочих площадках при строительстве скважины являются: механическое движение свечи бурильных труб во время СПО, падения различных предметов с полати

верхового, механическое движение автоматического ключа бурильщика (АКБ), подъем обсадных колонн с приемных мостков.

Мероприятия по устранению опасного фактора включают в себя проведение работ согласно ПБНГП [18], а также проведение инструктажей по ТБ, обеспечение рабочего персонала СИЗ.

Электрический ток. ГОСТ 12.1.019 [41] устанавливает общие требования по предотвращению опасного и вредного воздействия на персонал электрического тока. Для предупреждения поражения электрическим током на буровых проектирование, монтаж, наладка, испытание и эксплуатация электрооборудования должны осуществляться согласно ПУЭ [42].

Пожаровзрывоопасность. В целях предотвращения пожара на буровой установке, которые чаще всего возникают посредством ГНВП, проводятся следующие мероприятия:

- запрет на расположение электропроводки в местах возможного повреждения и хранение ГСМ ближе 20 метров от установки;
- отведение специальных мест для курения и разведения огня;
- установка защитного заземления для исключения возможного возгорания от статического электричества;
- оборудование буровой средствами пожарными щитами согласно ПП РФ от 25 апреля 2012 года № 390 «О противопожарном режиме» [43].

Расположение рабочего места на значительной высоте. Мероприятия по предупреждению падений с рабочих площадок проводятся согласно ПБНГП [18] и включают в себя:

- использование верховым рабочим страховочного троса;
- оборудование рабочего места ограждением высотой не менее 1 м;
- установка маршевых лестниц с уклоном не более 60 градусов (у резервуаров – не более 50 градусов) и шириной не менее 0,65 м.

5.3 Экологическая безопасность

Для рассмотрения классификации вредного влияния на атмосферу, гидросферу и литосферу источниками загрязнения от буровых работ и

мероприятий по обеспечению экологической безопасности была использована РД 39-133-94 [44].

Защита атмосферы. При строительстве скважин загрязнение атмосферного воздуха вредными веществами происходит на всех этапах строительства.

Источники загрязнения атмосферного воздуха приведены в таблице 24.

Таблица 24 – Источники загрязнения атмосферного воздуха и выделяемые вредные вещества

Наименование этапов работ	Источник выбросов	Наименование вредных веществ
Подготовительные работы	Автотранспорт, строительные и дорожные машины, ДВС	Оксид углерода, оксид азота, бенз(а)пирен
Бурение и испытание скважин	ДВС, котельная, топливо	Оксид углерода, окись азота, сернистый ангидрид
Испытание скважин (сжигание газа на факеле)	Факельная установка	Оксид углерода, окись азота, углеводороды
Бурение, ликвидация и консервация скважин	Неорганизованные выбросы: ЦС, блок приготовления БР, емкости ГСМ, шламовые амбары, устье оборудование	Углеводороды, пыль (барит), цемент, оксид углерода, окись азота, сернистый газ

При амбарном способе бурения скважин для снижения выбросов вредных веществ в атмосферу нейтрализация отходов бурения (БСВ, ОБР, шлам) осуществляется по мере поступления их в амбар.

Для уменьшения загрязнения атмосферного воздуха выхлопными газами двигателей внутреннего сгорания следует использовать в буровых установках электропривод.

В качестве нормативных документов защиты атмосферы необходимо руководствоваться ОНД-86 [45], РД 52.04.186-89 [46] и ГН 2.1.6.1338-03 [47].

Защита гидросферы. Бурение и освоение скважины на нефть и газ производят с соблюдением требований единых технических правил ведения работ при строительстве скважин и правил охраны поверхностных и подземных вод, утвержденных в установленном порядке. Мероприятия по очистке вод представлены в ОСТ 51-01-03-84 [48].

С целью защиты гидросферы необходимо проводить следующие мероприятия: сооружение водоотводов, накопителей и отстойников, очистные сооружения для буровых стоков и бытовых стоков (канализационные устройства, септики), 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.

Защита литосферы. Отрицательное воздействие на литосферу осуществляется при следующих воздействиях:

- порубка древесная при сооружении площадок, коммуникаций, жилых поселков;
- загрязнение почвы нефтепродуктами, химреагентами и другими веществами и т.д.
- засорение почвы производственными отходами и мусором.

При бурении и креплении скважины должны выполняться следующие мероприятия с целью предотвращения загрязнения литосферы:

- размеры земельных амбаров должны быть строго соблюдены, так как эти емкости должны обеспечить сбор отработанного бурового раствора, сточных вод и выбуренной породы (шлама) а весь период строительства скважины;
- при ликвидации скважины установить под последним объектом цементный мост высотой 50 метров [18].

Рекультивация нарушенных земель после бурения скважины осуществляется согласно ГОСТ 17.5.3.04-83 [49].

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

5.4.1 Анализ возможных ЧС, возникающих при строительстве скважин

Возможные чрезвычайные ситуации при строительстве скважин:

- лесные пожары;

- газонефтеводопроявления (ГНВП);
- взрывы;
- разрушение буровой установки;
- опасные метеорологические явления.

Из перечисленных выше ситуаций наиболее вероятным при бурении нефтяных и газовых скважин являются ГНВП.

Основными причинами возникновения ГНВП является несоблюдение требований ПБНГП [18]. Возможные причины, из-за которых происходят проявления: недостаточный вес бурового раствора; недостаточный долив бурового раствора в скважины при СПО, газированный буровой раствора, потеря циркуляции.

При наблюдении одного и/или более признаков ГНВП следует принять меры для закрытия скважины. Если есть какие-либо сомнения в том, что скважина проявляется, необходимо герметизировать ее и проверить давления. Важно помнить, что нет разницы между малым проявлением и полным фонтанированием скважины, потому что и то, и другое может очень быстро обернуться большим фонтаном.

5.4.2 Обоснование мероприятий по предупреждению и ликвидации ЧС

Мероприятия по предупреждению ГНВП включают в себя проведение работ согласно ПБНГП [18]. При появлении признаков поступления пластового флюида в скважину подается сигнал «Выброс». При этом буровая вахта обязана загерметизировать канал бурильных труб, устье скважины, информировать об этом руководство бурового предприятия и действовать в соответствии с планом ликвидации аварий согласно РД 08-254-98 [50].

В случае подозрения на ГНВП первым шагом необходимо закрыть скважину. В практике бурения существует два способа закрытия скважины. По методике жесткого закрытия универсальный превентор закрывается сразу после остановки насосов. По методике мягкого закрытия вначале открывается штуцер

на выкидной линии, затем закрываются превенторы, после чего штуцер закрывается.

Следующим шагом необходимо произвести замер давлений. Давления на устье будут расти до тех пор, пока сумма устьевого давления и гидростатического давления бурового раствора с приточным флюидом не сравняется с пластовым давлением.

После уравнивания давлений производятся расчеты плотности и объема бурового раствора для глушения скважины, а затем производится ликвидация ГНВП.

Выводы: В разделе «Социальная ответственность» проведен анализ производственной и экологической безопасности, а также безопасности при чрезвычайных ситуациях, рассмотрены правовые нормы законодательства. Предложенные меры по предупреждению ЧС возможно использовать в групповых проектах на строительство скважин.

Заключение

В данной выпускной квалификационной работы на тему: «Технологические решения для строительства поисково-оценочной вертикальной скважины глубиной 2820 метров на нефтяном месторождении (Красноярский край)» было выполнено: обоснование профиля и конструкции скважины, определены глубины спуска обсадных колонн и их число, выбраны интервалы цементирования, рассчитаны диаметр проектной скважины и диаметры обсадных колонн и разработана схема обвязки устья скважины.

Анализ горно-геологических условий бурения позволил спроектировать двухколонную конструкцию скважины. В связи с возможным гидроразрывом пласта под башмаком кондуктора на рассчитанной глубине проектируется спуск технической колонны на данную глубину, кондуктор спускается на глубину, позволяющую перекрыть интервал интенсивного поглощения бурового раствора.

Для качественному креплению стенок скважины и избежания заколонных перетоков, необходимо проектировать забой закрытого типа.

В целях экономии денежных средств для бурения интервалов под кондуктор и Эксплуатационную колонну проектируется ВЗД одного типоразмера и вида двигатель ДРУ-240.7/8.40, который позволяет бурить прямолинейные интервалы, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы.

Для интервала бурения под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель ДПР 165.7.55, который обеспечивает высокий рабочий момент на долоте, что актуально при разрушении средних и твердых горных пород.

При бурении под направление проектируется шарошечное долото, которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягкими горными породами,

Для бурения интервала под кондуктор и эксплуатационную колонну проектируется Шарошечное долото И Алмазное долото, которое обеспечит

максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долота.

Разработка гидравлической программы промывки позволила подобрать оптимальное количество, тип буровых насосов и режимы их работы. Под направление был выбран бентонитовый буровой раствор, для формирования наиболее качественной стабилизирующей фильтрационной корки. В связи с наличием глин по всему разрезу скважины для бурения интервалов под кондуктор запроектированы полимерные-глинистые буровые растворы, которые минимизируют процесс набухания глин. Для бурения под ЭК выбран биополимерный раствор, в состав которого входит ингибитор (соль) KCL, который предупредит набухание глинистых минералов в призабойной зоне и обеспечит сохранение коллекторских свойств пласта.

Для подбора необходимых характеристик труб был выполнен расчет обсадных колонн на прочность. Для снижения экономических затрат было принято решение запроектировать эксплуатационную колонну двухсекционной. В интервал продуктивного пласта спускаются обсадные трубы группой прочности Д, данный выбор обусловлен требуемой прочностью труб для реализации МГРП, для проведения которого создается давление 362 атм. Второй секцией ЭК спускаются трубы с группой прочности Д, обладающая подобными прочностными характеристиками, также использование труб с меньшей толщиной стенки облегчает спуск обсадной колонны и позволяет увеличить проходной диаметр. Ввиду большого коэффициента кавернозности в оснастку обсадных труб проектируются центраторы-турбулизаторы, которые центрируют колонну в скважине и обеспечивают турбулизацию потока тампонажного раствора в затрубном пространстве, что повышает качество цементирования. В качестве буферной жидкости используются порошки двух видов: МБП-СМ и МБП-МВ. Первый обладает хорошей моющей способностью, второй обеспечивает улучшенный смыв глинистой корки со стенок скважины.

Цементирование данной скважины выбрано одноступенчатое с двумя пробками.

Для вторичного вскрытия продуктивного пласта была использован кумулятивный перфоратор Скорпион 102.

Для низких и средних устьевых давлений применяли фонтанную арматуру по первой схеме АФ1-80/65х21.

Для строительства и эксплуатации скважины было выбрано следующее устьевое оборудование: ОКК1-21-168×245 К1 ХЛ, ОП5-280/80×21.

Для проведения буровых

работ была подобрана вышка БУ - 3000/200 ЭУк-1М

В ходе работы были исследованы прорабатывающие башмаки при спуске обсадных колонн. Изучены их характеристики, применение, рассмотрены реактивные прорабатывающие башмаки при спуске обсадных колонн и рассмотрены прорабатывающие башмаки с силовым приводом. Для снижения риска возникновения осложнений при спуске обсадных колонн специалистами различных компаний разрабатываются и совершенствуются системы прорабатывающих башмаков.

В разделе финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение приведена структура предприятия, которое проводит сервисные работы, в том числе бурение нефтяных и газовых скважин, а также сметная стоимость работ по строительству газовой скважины.

Раздел социальная ответственность содержит технику безопасности на буровой установке, также в данном разделе была рассмотрена охрана окружающей среды и правила безопасности в чрезвычайных ситуациях.

Список использованных источников

1. Малюков В.П. Применение технологии бурения на обсадных трубах для вскрытия продуктивных горизонтов углеводородных месторождений / В.П. Малюков, Траоре М.А. // Вестник Российского университета дружбы народов. Серия: «Инженерные исследования». – 2017. – Т.18, №4. – С. 472-479.
2. Каминский Е.Ю. Особенности сооружения скважин на нефть и газ бурением на обсадных трубах. [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://www.lib.tpu.ru/fulltext/c/2012/C11/V2/132.pdf>, свободный (дата обращения 12.02.2020).
3. Андреев Н.Л. Технология бурения обсадными трубами интервалов многолетнемерзлых горных пород // Наука и техника в газовой промышленности. – М: Газпром Экспо, 2010. – № 4. - С. 6-11.
4. Опыт, актуальные проблемы и перспективы развития нефтегазового комплекса: материалы Всероссийской научно-практической конференции студентов, аспирантов и ученых, посвященной 35-летию филиала ТИУ в г. Нижневартовске (Нижневартовск, 28 апреля 2016 г.). В 2-х томах / отв. ред. Ю. Б. Чебыкина. – Тюмень: ТИУ, 2016. – 344 с.
5. Михайличенко А.В. Инновационная технология Tesco – бурение на обсадной колонне Casing Drilling // Нефть. Газ. Новации. – Краснодар, 2011. – № 12. – С. 34-40. [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.tescocorp.com>, свободный (дата обращения 12.02.2020).
6. Фаткулин С.А. «Второе дыхание» технологии бурения на обсадной колонне. / С.А. Фаткулин, Д.П. Гумич, Забуга С.В. и др. // Бурение и нефть. – 2019. – №4. – С. 30-34.
7. Единые нормы времени на бурение скважины на нефть и газ и другие полезные ископаемые [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4293743/4293743208.pdf> (дата обращения 05.05.2020).

8. Единые нормы времени на монтаж и демонтаж вышек и оборудования для бурения [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://standartgost.ru/g/pkey-142937432> (дата обращения 05.05.2020).

9. СНиП IV-5-82. Сборник 49. Скважины на нефть и газ: в 3-х частях.

10. Федеральный закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21.07.1997 № 116-ФЗ.

11. Трудовой кодекс РФ от 30.12.2001 № 197-ФЗ (принят ГД ФС РФ 21.12.2001) (ред. от ред. от 24.04.2020).

12. Постановление Правительства РФ от 25 февраля 2000 г. № 162 «Об утверждении перечня тяжелых работ и работ с вредными или опасными условиями труда, при выполнении которых запрещается применение труда женщин».

13. Федеральный закон «О специальной оценке условий труда» от 28.12.2013 № 426-ФЗ.

14. Федеральный закон «О трудовых пенсиях в Российской Федерации» от 17.12.2001 № 173-ФЗ.

15. ГОСТ 12.2.033-78 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования.

16. ГОСТ 12.2.032-78 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования.

17. ГОСТ 12.0.003-2015 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

18. Приказ от 12 марта 2013 года № 101 Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

19. ГОСТ 12.4.125-83 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства коллективной защиты работающих от воздействия механических факторов. Классификация.

20. ГОСТ Р 12.4.205-99 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства индивидуальной защиты от падения с высоты, удерживающие системы. Общие технические требования. Методы испытаний.
21. ГОСТ Р 12.3.050-2017 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Строительство. Работы на высоте. Правила безопасности.
22. ГОСТ 12.4.125-83 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства коллективной защиты работающих от воздействия механических факторов. Классификация.
23. ГОСТ 12.2.003-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
24. ИПОТ 131-2008 Инструкция по промышленной безопасности и охране труда для оператора по подготовке скважин к капитальному и подземному ремонтам.
25. МР 2.2.7.2129-06 Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях.
26. СНиП 2.04.05-91 Отопление, вентиляция и кондиционирование.
27. СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
28. ГОСТ 12.1.003-83 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности.
29. ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования.
30. СН 2.2.4/2.1.8.566-96 Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий. Санитарные нормы.
31. ГОСТ 12.4.124-83 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства защиты от статического электричества. Общие технические требования.
32. ГОСТ 12.1.018-93 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Пожаровзрывобезопасность статического электричества. Общие требования.
33. СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение.

34. СНиП 23-05-95 Естественное и искусственное освещение.
35. ГОСТ 12.1.044-89 Система стандартов безопасности труда (ССБТ).
Пожаровзрывоопасность веществ и материалов.
36. ППБО-85 Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности.
37. ГОСТ 12.1.007-76 Система стандартов безопасности труда (ССБТ).
Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.
38. ГН 2.2.5.1313-03 Предельно допустимые концентрации (ПДК)
вредных веществ в воздухе рабочей зоны.
39. ГН 2.2.6.1762-03 Предельно допустимые концентрации (ПДК)
микроорганизмов-продуцентов, бактериальных препаратов и их компонентов в
воздухе рабочей зоны.
40. ГОСТ Р 12.4.296-2013 Система стандартов безопасности труда
(ССБТ). Одежда специальная для защиты от вредных биологических факторов
(насекомых и паукообразных). Общие технические требования. Методы
испытаний.
41. ГОСТ Р 12.1.019-2009 Система стандартов безопасности труда
(ССБТ). Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов
защиты.
42. Приказ Минэнерго России №204 от 08.07.2002 об утверждении
«Правил устройства электроустановок» (ПУЭ).
43. Постановление Правительства РФ от 25 апреля 2012 года №390 «О
противопожарном режиме».
44. РД 39-133-94 Инструкция по охране окружающей среды при
строительстве скважин на нефть и газ на суше.
45. ОНД-86. Методика расчета вредных веществ в атмосферном
воздухе, содержащихся в выбросах предприятий.
46. РД 52.04.186-89. Руководство по контролю загрязнения атмосферы.
47. ГН 2.1.6.1338-03 Предельно допустимые концентрации (ПДК)
загрязняющих веществ в атмосферном воздухе населенных мест

48. ОСТ 51-01-03-84. Охрана природы. Гидросфера. Очистка сточных вод в морской нефтедобыче. Основные требования к качеству очистки.

49. ГОСТ 17.5.3.04-83 Охрана природы (ССОП). Земли. Общие требования к рекультивации земель.

50. РД 08-254-98 Инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов при строительстве и ремонте скважин в нефтяной и газовой промышленности.

Приложение А

Геологические условия бурения

Таблица А.1 – Проектный стратиграфический разрез

Глубина залегания по вертикали, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания (падения) пластов по подошве		Коэффициент кавернозности в интервале
от (верх)	до (низ)	Название системы	индекс	угол, град.	азимут, град.	
0	75	четвертичная	Q	0	-	1,2
75	505	танамская	K2 tn	2	-	1,2
505	540	салпадаяхинская	K2 sp	2	-	1,2
540	905	насоновская	K2 ns	2	-	1,2
905	1000	дорожковская	K2 dr	2	-	1,3
1000	1350	долганская	K1 dl	2	-	1,2
1350	1895	яковлевская	K1 jak	2		1,2
1895	2040	малохетская	K1 mch	2		1,2
2040	2570	суходудинская	K1 cd	2		1,2
2570	2912	нижнехетская	K1 nch	2		1,3

Таблица А.2 – Прогноз литологической характеристики разреза скважины

Индекс стратигра- фического разреза	Интервал, м		Горная порода	Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.п.)
	от (верх)	до (низ)	краткое название	
1	2	3	4	5
Q	0	75	Пески, супеси, суглинки, глины	Пески, глины, супеси, суглинки с редкой галькой изверженных пород. Имеют место межледниковые и ледниковые отложения в виде валунно-галечниковых, моренных образований
K2 tn	75	505	Алевриты, пески, глины	Алевриты светло-серые, слюдистые с прослоями песков серых, желтовато-серых, плотных, мелкозернистых, глинистых и глин темно-серых, зеленовато-серых
K2 sp	505	540	Глины, алевриты, пески	Глины темно-серые, зеленовато-серые с прослоями алевритов светло-серых, слюдистых и песков серых, желтовато-серых, плотных, мелкозернистых, глинистых
K2 ns	540	905	Алевриты, пески, глины	Алевриты серые, серо-зеленые плотные с прослоями песков серых и глин темно-серых
K2 dr	905	1000	Глины, алевриты	Глины темно-серые, с зеленоватым оттенком, алевритистые, алевриты серые, зеленовато-серые, прослоями глауконитовые
K1 dl	1000	1350	Песчаники, алевролиты, аргиллиты	Чередование песчаников серых, светло-серых, разномзернистых, кварцполевошпатовых, косослоистых с алевролитами и аргиллитами зеленовато-серыми, кварцполевошпатовыми реже аркозовыми
K1 jak	1350	1895	Песчаники, аргиллиты, алевролиты, угли	Неравномерное переслаивание песчаников серых, желтовато-серых, мелкозернистых с прослоями углистых аргиллитов темно-серых, зеленовато-серых тонкослоистых, плитчатых и алевролитов серых тонкозернистых, плотных, массивных. Встречаются прослои углей бурых

Продолжение таблицы А.2

1	2	3	4	5
K1 mch	1895	2040	Песчаники, алевролиты, аргиллиты, угли	Песчаники светло-серые, мелко-среднезернистые, каолинитизированные, слабоцементированные . Алевролиты серые, тонкозернистые, плотные, массивные. Аргиллиты темно-серые, плотные, тонкослоистые, плитчатые. Угли бурые
K1 cd	2040	2570	Песчаники, алевролиты, аргиллиты	Песчаники серые, темно-серые цвета, мелко-среднезернистые, глинистые, местами известковистые. Алевролиты серые, темно-серые, плотные, сильно песчанистые. Аргиллиты темно-серые, плотные
K1 nch	2570	2912	Аргиллиты, алевролиты, песчаники	Переслаивание аргиллитов и алевролитов темно-серых, плитчатых, тонкослоистых, слюдистых, слабопесчанистых. Песчаники серые, светло-серые, мелко- и среднезернистые, слюдистые с глинистым

Таблица А.3 – Прогноз физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины

Индекс страти- графи- ческого подразде- ления	Интервал, м		Крат- кое назва- ние горной поро- ды	Плотность г/см ³	По- рис- тость %	Про- ни- ца- емость, м.Дарси	Гли- нис- тость %	Кар- бо- нат- ность %	Твёр- дость, кгс мм ²	Рассло- нность породы	Абра- зив- ность	Категория породы по промысловой классификации (мягкая, средняя и т.п.)
	от (верх)	до (низ)										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Q	0	75	супеси	1.5	30-35	1500	10	0	<10	1	10	мягкая
			суглинки	1.8	25-30	10	90	0	<10	2	4	мягкая
			пески	1.5	30-35	1500	5	0	<10	1	10	мягкая
			глины	2.0	25-30	0	95	0	<10	2	4	мягкая
K2 tn	75	505	алевриты	1.9	25-30	10	55	0	10	2	4	мягкая
			пески	1.8	30-35	1500	5	0	5	1	10	мягкая
			глины	2.0	25-30	0	95	0	10	2	4	мягкая
K2 sp	505	540	глины	2.0	15	0	95	0	10	2	4	мягкая
			алевриты	1.9	15	0	55	2	10	2	4	мягкая
			пески	1.8	25	10	10	0	5	1	10	мягкая
K2 ns	540	905	алевриты	1.9	15	0	55	2	10	2	4	мягкая
			пески	1.8	30-35	1500	5	0	5	1	10	мягкая
			глины	2.0	15	0	95	0	10	2	4	мягкая
K2 dr	905	1000	глины	2.2	10	0	100	0	10	3	4	мягкая
			алевриты	2.0	12	0	55	3	10	2	4	мягкая
K1 dl	1000	1350	песчаники	1.9	25	100-1500	5	до 18	20	2	10	мягкая
			алевролиты	2.1	12	20-50	35	5	15	3	6	мягкая
			аргиллиты	2.1	10	0	95	3	20	3	4	мягкая
K1 jak	1350	1895	песчаники	1.9	30	200-1950	5	5	30	2	10	средняя
			аргиллиты	2.2	10	0	95	3	35	3	4	средняя
			алевролиты	2.0	12	20-50	25	2	30	3	4	средняя
			угли	1.3	5	0	0	0	15	1	4	мягкая

Продолжение таблицы А.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
K1 mch	1895	2040	Песчаники	2.0	30	200-1950	5	5	30	2	10	средняя
			алевролиты	2.2	12	20-50	25	2	30	3	4	средняя
			аргиллиты	2.4	10	0	95	3	35	3	4	средняя
			угли	1.3	5	0	0	0	15	1	4	мягкая
K1 cd	2040	2570	песчаники	2.3	30	200-1950	5	5	40	2	10	средняя
			алевролиты	2.5	12	20-50	25	2	35	3	4	средняя
			аргиллиты	2.8	10	0	95	3	50	3	4	средняя
K1 nch	2570	2912	Аргиллиты	2.8	10	0	95	5	80	3	4	средняя
			алевролиты	2.7	12	20-50	25	10	60	3	6	средняя
			песчаники	2.8	30	100-1300	5	до 23	80	3	10	средняя

Приложение Б

Возможные осложнения по разрезу скважины

Таблица Б.1 – Возможные осложнения по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип осложнения	Характеристика и условия возникновения
	От	До		
Q- K2 tn	0	535	Обвал стенок скважины, прихват инструмента, кавернообразование	За счет растепления ММП
K1 dr	945	1050	Кавернообразование	При прохождении глинистых пород, их набухании и обваливании в следствии некачественного бурового раствора
K1 jak	1375	1875	Кавернообразование	
K1 cd	2075	2560	Сужение ствола	В интервалах поглощения за счет образования глинистой корки
K1 nch	2560	2912	Кавернообразование	В интервалах залегания глинистых пород, при их набухании и обваливании
Q- K2 tn- K2 sp	0	0	Поглощения бурового раствора	При прохождении песчаных пластов за счет естественной фильтрации в пласт. Увеличение плотности промывочной жидкости против проектной, репрессия на пласт более 20% гидростатического давления.
K2 ns	580	580		
K1 dl	580	580		
K1 mch	945	945		
K1 cd	1050	1050		
K2 ns	892	892	Газонефтево- допроявления	Несоблюдение параметров бурового раствора с скорости спуско- подъемных операций, снижение противодавления на пласт
K1 dl	942	942		
K1 jak Як III-VII	1050	1050		
K1 jak Як III-VII	1087	1087		
K1 nch Hx I	1678	1678		
K1 nch Hx III-IV	1724	1724		
K1 nch Hx III-IV	1724	1724		

Приложение В

Обоснование конструкции скважины

Таблица В.1 – Расчет глубины спуска кондуктора

Имя пласта	якIIIIVII	K1 пch Нх I	IIIIV
Лкр	1650	2630	2760
Гпл	0,100	0,1	0,1
Ггрп	0,178	0,178	0,178
рн	846	702	720
Расчетные значения			
Пластовое давление	165	263	276
Лконд min	320	810	820
Запас	1,08	1,08	1,09
Принимаемая глубина	820		

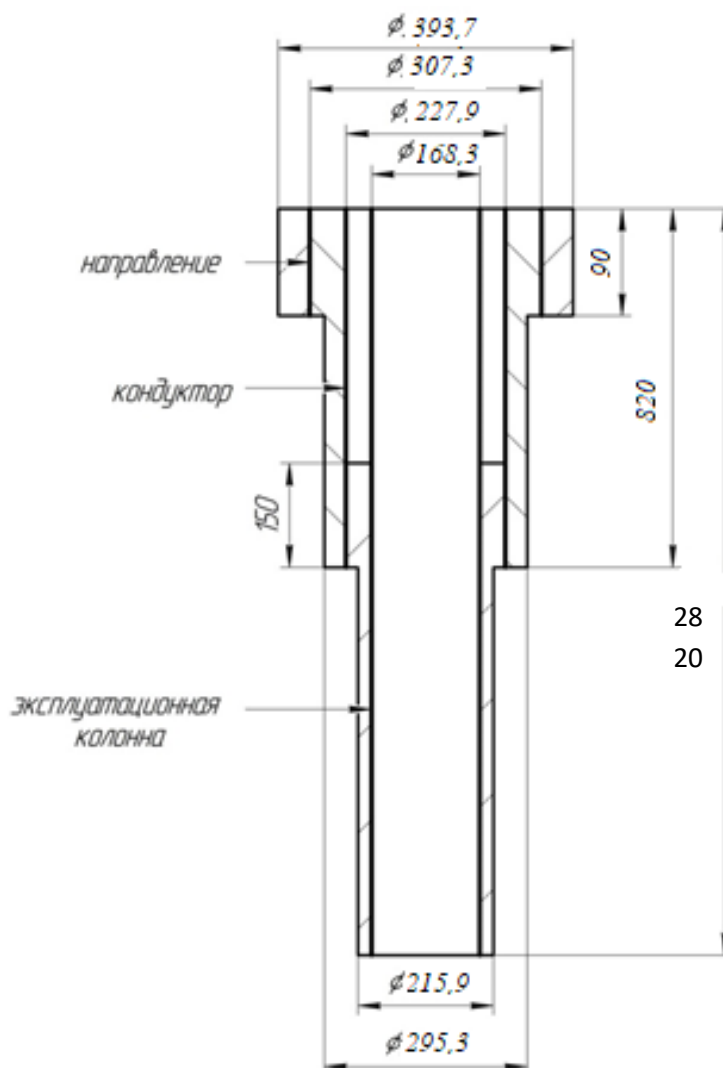


Рисунок В.1 – Конструкция скважины

Приложение Г

Углубление скважины

Таблица Г.1 – Характеристики наддолотных калибраторов (центраторов) по интервалам бурения

Интервал		0-90	90-820	820-2820
Шифр калибратора		КЛН 393,7 МС-4	КЛС-295,3 МС	КЛС-215,9 СТ
Тип калибратора		Лопастной с прямыми лопастями	Лопастной со спиральными лопастями	
Диаметр калибратора, мм		393,7	295,3	215,9
Тип горных пород		МС	МС	СТ
Присоединительная резьба	ГОСТ	3-171/ 3-171	3-147/ 3-147	3-117/ 3-117
	API	6 5/8 REG / 6 5/8 REG	4 1/2 REG / 4 1/2 REG	4 1/2 REG / 4 1/2 REG
Длина, м		1,32	0,490	0,432
Масса, кг		260	90	90

Таблица Г.2 – Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал		0-90	90-820	820-2820
Исходные данные				
D _д	м	0,3937	0,2953	0,2159
	мм	393,7	295,3	215,9
G _{ос} , кН		70	162	136
Q, Н*м/кН		1,5	1,5	1,5
Результаты проектирования				
D _{зд} , мм		-	229,4	161,9
M _р , Н*м		-	429,8	330,53
M _о , Н*м		-	134,95	95,25
M _{уд} , Н*м/кН		-	1,82	1,73

Таблица Г.3 – Проектирование бурильной колонны для интервала бурения под эксплуатационную колонну

УБТ				
№секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	УБТ 178	178	12	1600
Бурильные трубы				
№секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	ПК-127х9.19 Е	127	2560,3	67463,2

Таблица Г.4 – Расчеты на прочность бурильной колонны для интервала бурения под эксплуатационную колонну

Расчет на наружное избыточное давление					
P_H , кгс/мм ²	3,70	Выполняется условие запаса прочности (n>1,15) Да			
$P_{кр}$, кгс/мм ²	6,24				
$P_{кр} / P_H$	1,68				
Расчет на статическую прочности при отрыве долота от забоя					
В вертикальном участке ствола					
№секции	q, кгс/м	l, м	$\gamma_{бр}$, гс/см ³	$\gamma_{ст}$, гс/см ³	Q _Б , кгс
1	26,1	2581,8	1,065	7,800	58184
Σ					
Q _{КНБК} , кгс	21030	Выполняется условие запаса прочности (n>1,4) Да			
K	1,15				
ΔP, кгс	0,55				
F _к , мм ²	9263				
σ _т , кгс/мм ²	50				
Определение максимальной глубины спуска в клиновом захвате и максимальной секции бурильных труб					
№секции	q, кгс/м	l, м	$\gamma_{бр}$, гс/см ³	$\gamma_{ст}$, гс/см ³	Q _Б , кгс
1	26,1	2581,8	1,065	7,800	58184
Σ					
Q _{тк} ['] , кгс	158300	Максимальная глубина спуска в клиновом захвате, м		5168	
Q _{КНБК} , кгс	21030				
n	1,15				
q _м , кгс/м	26,13				
K _т	1				
K	1,15	Максимальная длина секции бурильных труб, м		4106	
n	1,45				
F _к , мм ²	9263				
σ _т , кгс/мм ²	50				

Таблица Г.5 – Проектирование КНБК по интервалам бурения

№ п/п	Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м	Назначение
	от	до				
1	0	90	393,7 (15 1/2) STD221	170	0,4	Бурение вертикального участка под направление, проработка ствола перед спуском направления
			Переводник М-171/177	77	0,415	
			Калибратор КЛН 393,7 МС-4	260	1,32	
			Переводник П-171/147	50	0,538	
			УБТС1-203 (3 шт)	7740	36	
			Переводник П-117/147	46,1	0,523	
			ПК-127х9.19 Е	1514,3	47	
2	н	820	295,3 (10 5/8) FD416SM	69	0,38	Бурение вертикального участка под кондуктор, проработка ствола перед спуском кондуктора
			Переводник П-147/152	50	0,517	
			КЛС 295,3	90	0,490	
			ДРУ-240.7/8.40	1980	8,375	
			КОБ-178-3-147	45	,41	
			УБТС1-203 (7 шт)	15480	84	
			Переводник П-117/147	46,1	0,523	
			ПК-127х9.19 Е	15137,3	579,3	
3	820	2820	215,9 FD713МН	35,6	0,38	Бурение вертикального участка под ЭК, проработка ствола перед спуском ЭК
			Калибратор КЛС-190,5 СТ	90	0,432	
			ДПР 165.7.55	1170	7,553	
			П-117/121	40	0,457	
			УБТ-178 (8 шт)	12800	96	
			Обратный клапан КОБ Т120-3-120	25	0,290	
			Переливной клапан ПК- 120	37,5	0,480	
			П-121/133	50	0,484	
			ПК-127х9.19 Е	47870	1832	
Σ				50251	1850	

Приложение Д

Потребное количество компонентов

Таблица Д.1 – Потребное количество бурового раствора

Направление интервал бурения, м		Длина интервала, м	Диаметр долота под интервал, мм	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м ³
От	до					
0	90	90	393,7	-	1,20	13,1
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						0,9
Расчетные потери бурового раствора при очистке						8,0
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						0,4
Объем раствора в конце бурения интервала						9,2
Объем раствора к приготовлению:						67,4
Кондуктор интервал бурения, м		Длина интервала, м	Диаметр долота под интервал, мм	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм	k каверн	Объем скважины в конце интервала, м ³
От	до					
90	820	730	259,3	245	1,2	68,3
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						5,3
Расчетные потери бурового раствора при очистке						42,0
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						3,1
Объем раствора в конце бурения интервала						50,5
Общая потребность бурового раствора на интервале:						163,8
Объем раствора к приготовлению:						163,8
Вперев, м3						29,1
Экс. колонна интервал бурения, м		Длина интервала, м	Диаметр долота под интервал, мм	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм	k каверн	Объем скважины в конце интервала, м ³
От	до					
820	2820	2000	215,9	168,3	1,25	129,0
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						26,8
Расчетные потери бурового раствора при очистке						86,3
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						11,3
Объем раствора в конце бурения интервала						124,4
Общая потребность бурового раствора на интервале:						387,5
Объем раствора к приготовлению:						358,4

Таблица Д.2 – Потребное количество химических реагентов

Наименование материала	Назначение	Упаковка ед. изм.	Потребное количество реагентов							
			направление		кондуктор		эксплуатационная колонна		итого	
		Кг	кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп
M-I GEL SUPREME	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	1000	6408	6.408	13584	13.584	–	–	19992	19.992
SODA ASH	Поддержание требуемого pH бурового раствора	25	118	4.72	170	6.8	388	15.52	676	27.04
M-I WATE	Регулирование плотности	1000	17612	17.612	–	–	–	–	17612	17.612
POLYPAC- R	Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств	25	–	–	170	6.8	–	–	170	6.8
POLYPAC SUPREME UL	Регулятор фильтрации	25	–	–	1700	68	3873	154.92	5573	222.92
ULTRAFREE-L	Снижение коэффициента трения в скважине	100	–	–	1700	17	17046	170.46	18746	187.46
DUO-TEC	Придание раствору тиксотропных свойств,	25	–	–	–	–	2790	111.6	2790	111.6
K-52	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	100	–	–	6792	67.92	38740	387.4	45532	455.32
CALCIUM CARBONATE	Регулирование плотности, кольматация каналов	1000	–	–	–	–	38740	38.74	38740	38.74
Септор БДУ-500	Защита от микробиологической деструкции	50	–	–	–	–	388	7.76	388	7.76
BUBBLE BUSTER	Предотвращение пенообразования	25	–	–	–	–	388	15.52	388	15.52

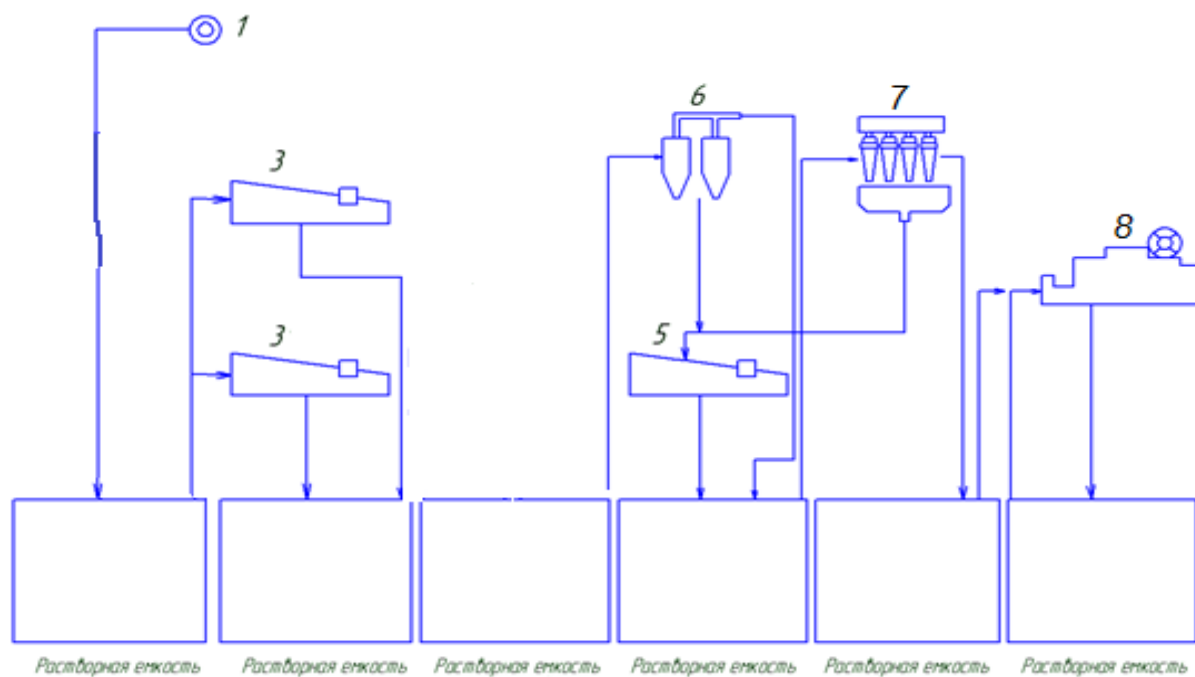


Рисунок Д.1 – Схема очистки бурового раствора: 1 – скважина; 3 – вибросито Swaco ALS-II Каскад; 5 – вибросито ВС-1; 6 – пескоотделитель ПЦК-360М; 7 – илоотделитель ИГ-45; 8 – центрифуга ОГШ-50

Приложение Е

Расчет обсадных колонн

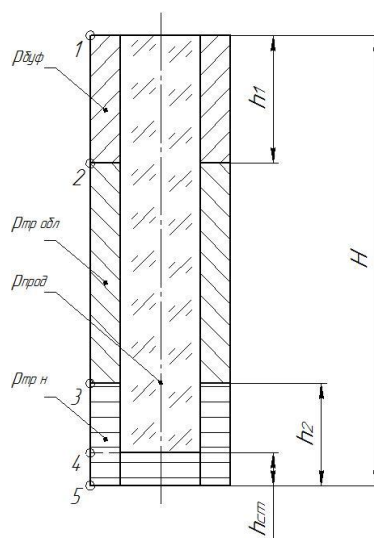


Рисунок Е.1 – Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении

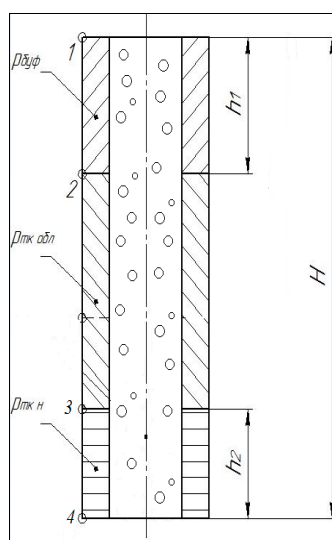


Рисунок Е.2 – Схема расположения жидкостей в конце эксплуатации нефтяной скважины

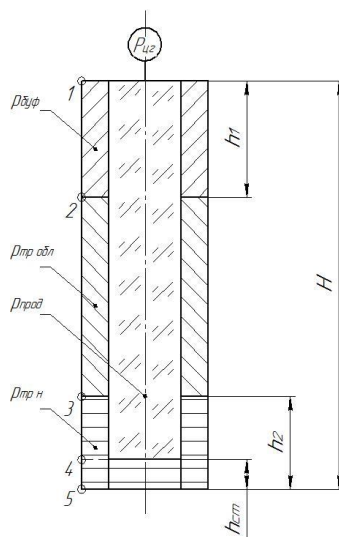


Рисунок Е.3 – Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения

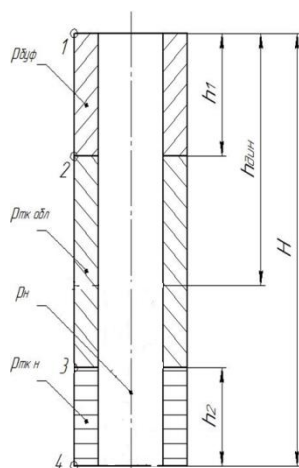


Рисунок Е.4 – Схема расположения жидкостей при опрессовке обсадной колонны

Приложение Ж

Специальная часть



Рисунок Ж.1 – Забойная компоновка для наклонно-направленного бурения на обсадных трубах

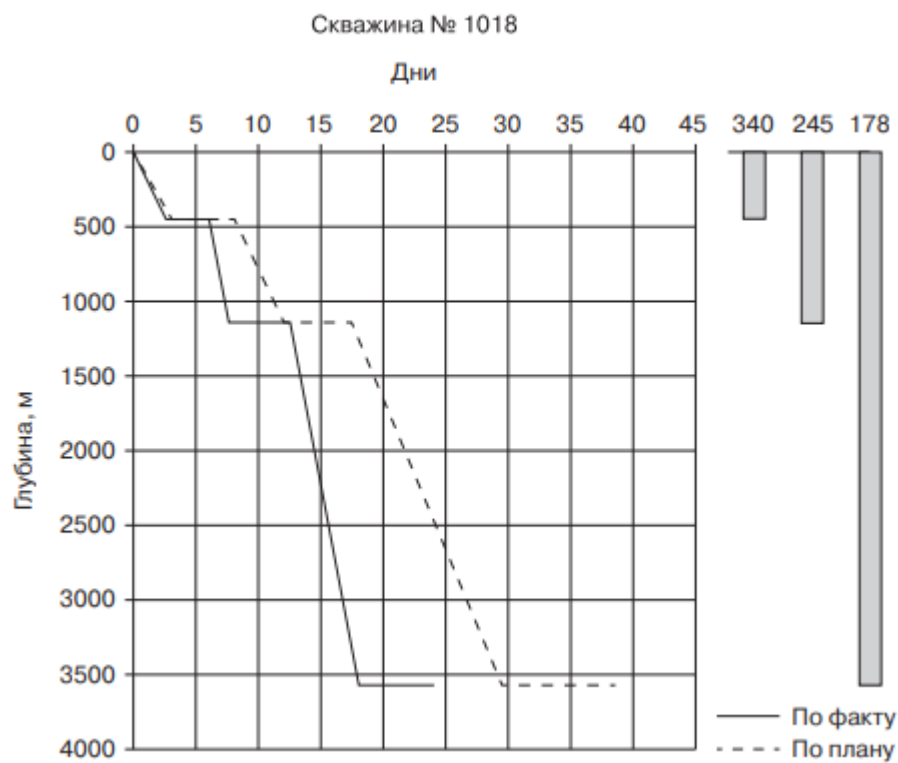


Рисунок Ж.2 – Сравнение затрат при бурении скважины №1018 методом CWD и классическим методом

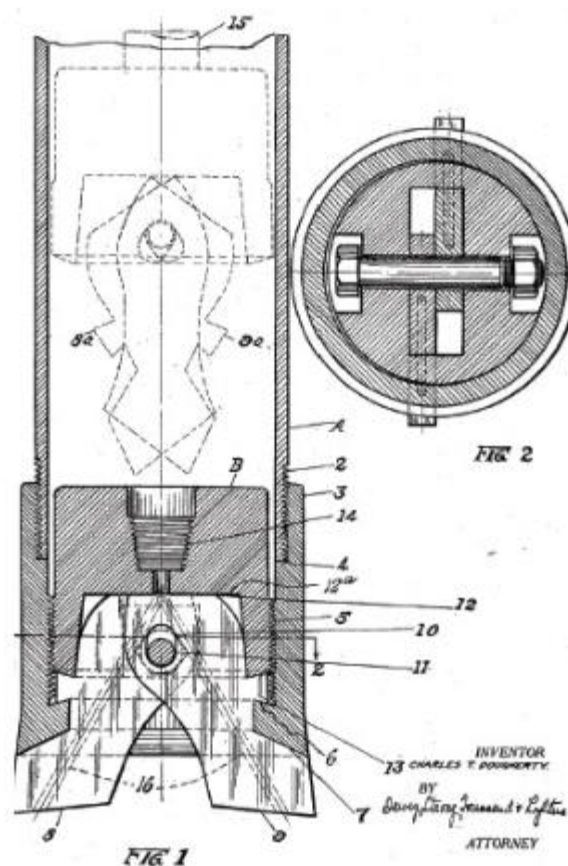


Рисунок Ж.3 – Извлекаемое долото для бурения на обсадной колонне



Рисунок Ж.4 – Системы компании «Шлюмберге» для бурения на обсадной колонне или хвостовике



Рисунок Ж.5 – Кольцо MLT в муфтовом соединении обсадочных труб

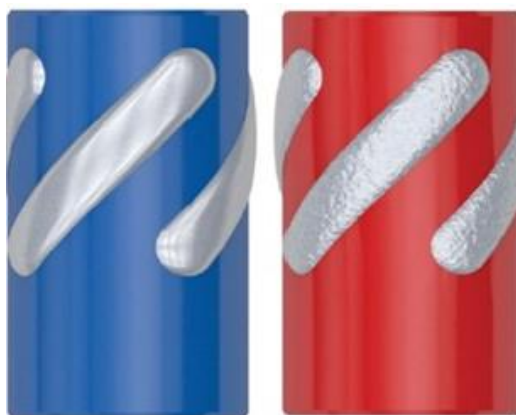


Рисунок Ж.6 – Цельнометаллические центраторы: синий-стандартный, красный с твёрдосплавным покрытием

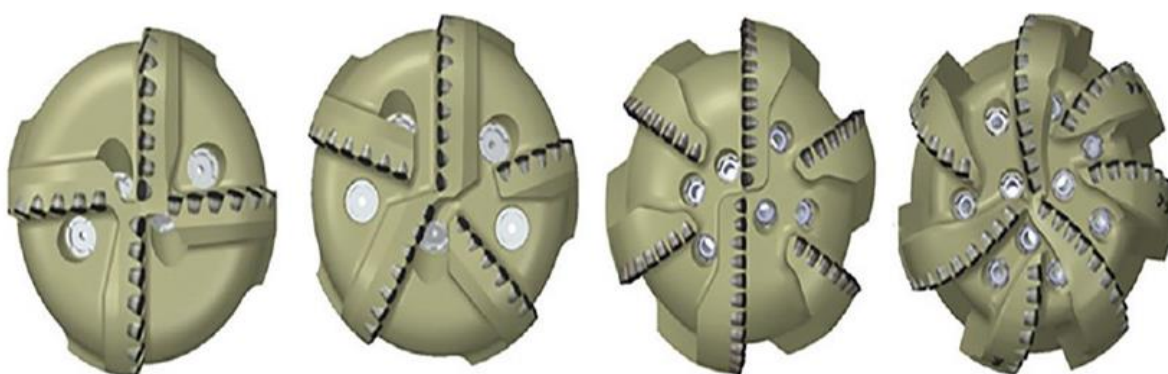


Рисунок Ж.7 – Различные дизайны долот серии XCD бурения на 245 мм обсадной колонне

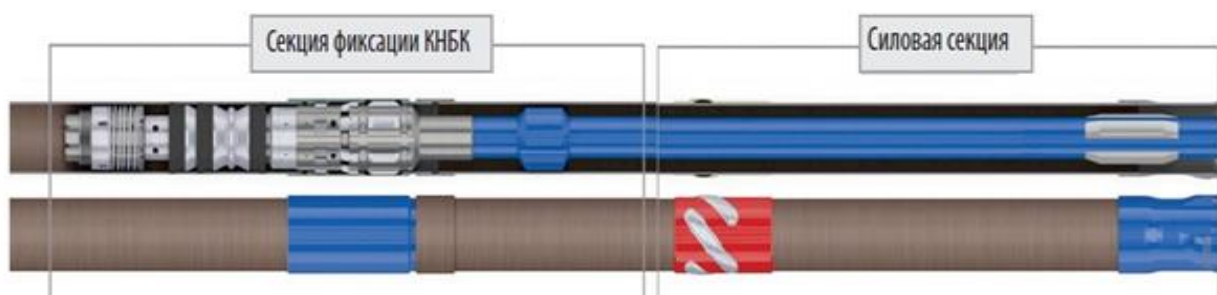


Рисунок Ж.8 – Замок-фиксатор и внутренняя часть КНБК



Рисунок Ж.9 – Гидравлический расширитель перед обсадной колонной

Приложение И
Нормативная карта

Таблица И.1 – Нормативная карта

Наименование работ	Тип и размер долота	Интервал бурения, м		Норма		Проходка в интервале, м	Количество долблений	Время механического бурения, час	СПО и наращивание, час	Промывка, час	Прочие работы, час	Всего, час
		от	до	Проходка на долото, м	Время бурения 1м, ч							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Бурение под направление	393,7 М-ЦГВ - UT266	0	90	400	0,03	90	1	2,4	0,63	0,03	1,21	4,27
Крепление направления							Продавка, час	ОЗЦ, час	Спуск колонны, час			
							1,64	12	2	0,03	0,5	16,17
Итого:		20,44										
Бурение под кондуктор	295,3 V- CS22- R1204	90	820	650	0,03	730	1	16	6,19	0,51	1,44	24,14
Крепление кондуктора							Продавка, час	ОЗЦ, час	Спуск колонны, час			
							3,26	16	11,43	1,32	0,6	32,61
Итого:												55,75

Продолжение таблицы И.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Бурение под эксплуатационную колонну	215,9 V-C22- R1357	820	2820	2000	0,026	2000	1	46,93	21,37	2,04	2,5	72,84
Крепление эксплуатационной колонны							Продавка, час	ОЗЦ, час	Спуск колонны, час			
							10	24	27,56	6,52	2,6	70,68
Итого:												143,52
Итоговое время на бурение, ч												101,25
Итоговое время на крепление, ч												119,46
Итоговое время на геофизические исследования, ч												90,21
Итого, ч												310,92

Приложение К

Сметный расчет на бурение и крепление скважины

Таблица К.1 – Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Единицы измерения	Стоимость единицы, руб	Подготовительные работы		Направление		Кондуктор		Эксплуатационная колонна	
			Кол-во	Сумма	Кол-во	Сумма	Кол-во	Сумма	Кол-во	Сумма
Затраты, зависящие от времени										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Повременная з/п буровой бригады	сут	129,15	35	4520,25	-	-	-	-	-	-
Социальные отчисления, 30%		-	-	-	-	-	-	-	-	-
Сдельная з/п буровой бригады	сут	138,19	-	-	0,57	75,77	1,43	197,61	3,61	498,87
Социальные отчисления, 30%	-	-	-	-	-	22,731	-	59,283	-	149,661
Сдельная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	12,60	35		0,57	7,182	1,43	18,02	3,61	45,486
Социальные отчисления, 30%						2,154		5,41		13,65
Содержание бурового оборудования	сут	252,86			0,57	144,13	1,43	361,59	3,61	91,825
Амортизация и износ бурового оборудования при бурении, креплении, испытании	сут	1443,0			0,57	822,51	1,43	2063,49	3,61	5209,23
Материалы и запасные части при бурении забойными двигателями и РУС	сут	244,60							3,61	883,01
Прокат ВЗД	сут	92,66								
Прокат ВЗД при наличии станков до 10 и пребывании на забое до 25%	сут	240,95								
Прокат РУС	сут	358,61							3,61	1294,58

Продолжение таблицы К.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Содержание полевой лаборатории по разработке рецептур приготовления и обработки бурового раствора	сут	7,54			0,57	4,3	1,43	10,78	3,61	27,22
Эксплуатация ДВС,	сут	8,9			0,57	5,073	1,43	12,73	3,61	32,13
Плата за подключенную мощность	кВт/сут	257,41			0,57	146,72	1,43	368,1	3,61	929,25
Эксплуатация спецтранспорта	сут	134,32	35	4701,2	0,57	76,56	1,43	192,078	3,61	484,9
Зависящие от объема работ										
Бентонит ПБМБ	уп	6,08	-	-	6	36,48	10	60,8	-	-
Карбонат натрия Na ₂ CO ₃	уп	20,5	-	-	4	338,25	16,5	338,25	-	-
NaOH	уп	4,59	-	-	3	13,77	15	68,85	-	-
LUBE-945	уп	15,45	-	-	-	-	103	1591,35	-	-
THINSMART	уп	8,24	-	-	4	32,96	-	-	-	-
POLYPAC R	уп	12,2	-	-	-	-	9	109,8	-	-
POLYPAC UL	уп	9,06	-	-	-	-	21	190,26	-	-
Ca(OH) ₂	уп	8,07	-	-	-	-	-	-	468	3776,76
M-I GEL SUPREME	уп	42,12	-	-	5	210,6	26	1095,12	-	-
MEGAMUL	уп	408,26	-	-	-	-	-	-	8	3266,03
ENVIROTREAT	уп	559,63	-	-	-	-	-	-	3	1678,89
Барит	уп	311,82	-	-	1	311,82	-	-	-	-
VERSAMOD	уп	32,08	-	-	-	-	-	-	4	128,32
OPTISEAL I	уп	21,70	-	-	-	-	-	-	63	1367,1
TRUVIS	уп	8,42	-	-	-	-	-	-	250	2105
Дизельное топливо	уп	183,03	-	-	-	-	-	-	3	549,09
Мраморная крошка	уп	21,1	-	-	-	-	-	-	443	9347,3
393,7 GRD 111 M	шт	2375,81	-	-	1	2075,87	-	-	-	-
295,3 (11 5/8) FD 268SM-A72 MC	шт	1112,52	-	-	-	-	2	2225,04	-	-
215,9 (8 1/2) FD 377MH-A170 CT	шт	2621,34	-	-	-	-	-	-	1	2621,34
155,6 (6 1/8) V-CLS33W-R1287 T	шт	915,62	-	-	-	-	-	-	-	-

Продолжение таблицы К.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Итого затрат на бурение, по этапам	руб			9221,45		4326,88		8968,56		34499,6
Итого затрат на бурение	руб	98370,017								

Таблица К.2 – Сметный расчет на крепление скважины

Наименование затрат	Единицы измерения	Стоимость единицы, руб	Направление		Кондуктор		Эксплуатационная колонна	
			Кол-во	Сумма	Кол-во	Сумма	Кол-во	Сумма
Затраты, зависящие от времени								
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Сдельная з/п буровой бригады	сут	138,19	0,7	96,733	1,44	198,99	3,17	438,06
Социальные отчисления, 30%	-	-	-	29,02	-	59,697	-	131,418
Сдельная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	9,95	0,7	6,965	1,44	14,328	3,17	31,542
Социальные отчисления, 30%				2,09		4,3		9,45
Содержание бурового оборудования	сут	252,86	0,7	177,02	1,44	364,12	3,17	801,57
Амортизация и износ бурового оборудования при бурении, креплении, испытании	сут	1443	0,7	1010,1	1,44	2077,92	3,17	4574,31
Содержание полевой лаборатории по разработке рецептур приготовления и обработки тампонажного раствора	сут	7,54	0,7	5,278	1,44	10,86	3,17	23,9
Эксплуатация ДВС,	сут	8,9	0,7	6,23	1,44	12,816	3,17	28,213
Плата за подключенную мощность	кВт/сут	257,41	0,7	180,19	1,44	370,67	3,17	815,99
Эксплуатация спецтранспорта	сут	134,32	0,7	94,024	1,44	193,42	3,17	425,8
Затраты, зависящие от объема работ								
БКМ-324	шт	66,97	1	66,97				

Продолжение таблицы К.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ЦКОД-324	шт	208,72	1	208,72				
ЦПЦ2-324/394	шт	12,39	2	24,78				
ПРП-Ц-324	шт	70,45	1	70,45				
БКМ-245	шт	66,97			1	66,97		
ЦКОД-245	шт	107,34			1	107,34		
ЦЦ-245/324	шт	11,01			37	407,37		
ПРП-Ц-245	шт	49,54			1	49,54		
БКМ-168	шт	54,95					1	54,95
ЦКОД-168	шт	83,49					1	83,49
ЦПЦ-168/215	шт	14,69					112	1645,28
ПРП-Ц-168	шт	26,36					1	26,36
БКОК-168P1	шт	101,38					1	101,38
МБП-СМ	кг	0,58	510	295,8	365	211,7	93	53,94
МБП-МВ	кг	0,64	437	279,68	313	200,32	80	51,2
Полицем Фрост	т	90,82	19	870,58				
ПЦТ-II-50	т	70,31			10,47	369,7		
ПЦТ-III-О6 (4-6)-50	т	62,19			18,79	586,1		
ПЦТ-III-О6 (4-6)-100	т	54,98					24,16	675,99
ПЦТ-II-150	т	84,38						
НТФ	кг	1,54	-	-	11,75	18,095	15,14	23,3156
Итого на крепление	руб	38490						

Приложение Л
Сводный сметный расчет

Таблица Л.1 – Сводный сметный расчет с индексом удорожания на апрель 2020 г.

Наименование работ и затрат	Сумма в ценах 1984 года, руб	Сметная стоимость в текущих ценах, руб
1. Подготовительные работы к строительству скважины		
1	2	3
Обустройство площадки	64 821	14 130 978
Рекультивация перед планировкой	13 364	2 913 352
Итого		17 044 330
2. Строительство и монтаж бурового оборудования		
Строительство и монтаж	169 457	36 941 626
Разборка и демонтаж	10 853	2 365 954
Итого		39 307 580
3. Бурение и крепление скважины		
Бурение скважины	98363,017	21 443 138
Крепление скважины	38471	8 386 678
Итого		29 829 816
4. Испытания скважины на продуктивность		
Испытание по окончанию бурения	42 595	9 285 710
5. Промыслово-геофизические работы		
Затраты на промыслово-геофизические работы	8809	1 920 362
6. Дополнительные затраты при строительстве скважин в зимнее время		
Дополнительные затраты при производстве строительных и монтажных работ в зимнее время (5,4% от пунктов 1 и 2)	13959	3 043 062
Снегоборьба; (0,4% от пунктов 1 и 2)	5584	1 217 312
Эксплуатация котельной и паровой установки	30 640	6 679 520
Итого		10 939 894
Итого прямых затрат		106 407 330

Продолжение таблицы Л.1

7. Накладные расходы		
1	2	3
Накладные расходы (25% на итог прямых затрат)		26 601 833
8. Плановые накопления;		
Плановые накопления (7% на суммарный итог прямых затрат и накладных расходов)		9 310 641
9. Прочие работы и затраты		
Зарплаты, надбавки	8827,95	1 924 493
Транспортировка буровых бригад	3945,89	8 60 204
Сооружение водяной скважины	4587,16	1000000,88
Затраты на авторский надзор, (0,2 % от пунктов 1-8)		306 589
Амортизация жилого городка	125,64	27 390
Итого		4 118 676
10. Резерв средств на непредвиденные расходы		
Затраты на непредвиденные работы и расходы (5% от пунктов 1-10, за вычетом транспортировки бригад)	34 027,26	7417942
ВСЕГО ПО СМЕТЕ		155 780 915
ВСЕГО с учетом НДС (20%)		186 937 104

Приложение М

Социальная ответственность при строительстве скважины

Таблица М.1 – Возможные опасные и вредные факторы

Факторы	Этапы работ							Нормативные документы
	Механическое бурение	СПО	Сборка-разборка КНБК	Приготовление и обработка БР	Эксплуатация и ремонт бурового оборудования	Крепление ствола и цементирование	Освоение скважины	
Физические								
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Падение объектов на работающего	+	+	+		+			ГОСТ 12.4.125-83 [19]
Падение работающего с высоты		+			+			ГОСТ Р 12.4.205-99 [20] ГОСТ Р 12.3.050-2017 [21]
Движущиеся машины и механизмы	+	+	+		+	+	+	ГОСТ 12.4.125-83 [22]
Потенциально-опасные разрушительные свойства технологического оборудования	+	+	+		+	+		ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ [23] ИПБОТ 131-2008 [24]
Отклонение показателей микроклимата	+	+	+	+	+	+	+	МР 2.2.7.2129-06 [25] СНиП 2.04.05-91 [26] СанПиН 2.2.4.548-96 [27]
Повышенный уровень вибрации и шума	+	+			+	+	+	ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ [28] ГОСТ 12.1.012-2004 [29] СН 2.2.4/2.1.8.566-96 [30]
Статическое электричество	+	+			+			ГОСТ 12.4.124-83 ССБТ [31] ГОСТ 12.1.018-93 [32]
Недостаток естественного и/или искусственного освещения	+	+	+	+	+	+	+	СП 52.13330.2011 [33] СНиП 23-05-95 [34]
Пожаровзрыво-опасность	+			+	+	+	+	ГОСТ 12.1.044-89 [35] ППБО-85 [36]

Продолжение таблицы М.1

Химические								
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Воздействие химических/газообразных агентов	+			+		+	+	ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ [37] ГН 2.2.5.1313-03 [29]
Биологические								
Патогенные/условно патогенные микроорганизмы и насекомые	+	+	+	+	+	+	+	ГН 2.2.6.1762-03 [38]
Психофизиологические								
Физические перегрузки	+	+	+	+		+		ТК Ч.3 Ст. 299, 300, 301 [11]

Приложение Н
Геолого-технический наряд
на бурение скважины глубиной 2820 метров

Цель бурения - поисково-оценочное
 Проектный горизонт - Нижнехетская свита
 Проектная глубина - 2795 метров
 Вид скважины - вертикальная

Оборудование
 Буровая установка - БУ-3200/200 ЭУ
 Система талевой системы - 5х6
 Лебедка - ЛБУ-750 Э-ОНГ
 Ротор - Р-700
 СВП - TDS-11SA
 Насосы - УНБТ-950 2 шт.

ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ										ТЕХНИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ												
Глубина	Осадка	Песок	Сила	Литология	Мощность	Краткое описание литологии	Ритм Р.тр. М/в	Конструкция скважины по вертикали (по стволу)				Важные события		Параметры бур. р.ра (плотность, устьевая вязкость, водородная, pH, RH)		Тип и размер долота	Тип заб. Двигателя	Интервалы и режимы бурения: L - проходка на долото, м; n - частота вращения, об/мин; G - нагрузка на долото, т; Q - производительность насоса, л/с		Примечания		
Четвертинная								75	Пески, супеси, суглинки, глины	0,74/ 121						$\rho=16 \text{ г/см}^3$ T=30-40 °C; pH=9	III 3337 МЛЦБ-У1266		0 - 90 0 - 90 L=90 G=7 n=70 Q=79 Число насосов: 2 Диаметр втулок: 140 мм			
МЕДОВАЯ								430	Алевриты, пески, глины							$\rho=16 \text{ г/см}^3$; B6 α/β 30 мн; T=35 °C; G=25-40; pH=9	III 2553 V-CS2-R204	Д-2406500055	90 - 820 90 - 820 L=710 G=16 n=177 Q=50 Число насосов: 2 Диаметр втулок: 140 мм			
								35	Глины алевр., пески	4,95/ 8,2	5,29/ 8,74											
								365	Алевриты, пески, глины	8,88/ 15,8												
								95	Глины алевриты	9,8/ 17,46												
								360	Песчаники, алевриты, аргиллиты	13,24/ 23,57												
								545	Песчаники, аргиллиты, алевриты, угли	18,59/ 33,09												
								145	Песчаники, алевриты, аргиллиты, угли	20,01/ 35,62												
								530	Песчаники, алевриты, аргиллиты	25,21/ 48,91												
								342	Аргиллиты, алевриты, песчаники	28,57/ 56,85												
2912																						
2570																						
1895																						
1350																						
1000																						
905																						
540																						
505																						

Условные обозначения:

- Алевриты - [Pattern]
- Аргиллиты - [Pattern]
- Глины - [Pattern]
- Пески - [Pattern]
- Песчаники - [Pattern]
- Суглинки, супеси - [Pattern]
- Алевриты - [Pattern]
- Угли - [Pattern]