

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 РАЗВЕДОЧНОЙ ВЕРТИКАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 3750 МЕТРОВ НА ГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТЮМЕНСКАЯ ОБЛАСТЬ)

622.143:622.243.22:622.324.5(24:181m3750)(571.12)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3–2Б7В	Хисматуллин Александр Марсович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ковалев Артем Владимирович	К.Т.Н.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Башкиров Иван Александрович	—		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Кашук Ирина Вадимовна	К.Т.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Мезенцева Ирина Леонидовна	—		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна	—		

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

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

Студенту:

Группа	ФИО
3–2Б7В	Хисматуллин Александр Марсович

Тема работы:

Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 3750 метров на газоконденсатном месторождении (Тюменская область)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 39-39/с от 08.02.2022

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Геолого-технические условия бурения скважины на газоконденсатном месторождении.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<ul style="list-style-type: none"> – Обоснование конструкции скважины: (Обоснование конструкции эксплуатационного забоя, построение совмещенного графика давлений, определение числа обсадных колонн и глубины их спуска, выбор интервалов цементирования, расчет диаметров скважины и обсадных колонн, разработка схем обвязки устья скважины); – Углубление скважины: (Выбор способа бурения; выбор породоразрушающего инструмента, расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород, расчет частоты вращения долота, выбор и обоснование типа забойного двигателя, выбор компоновки и расчет бурильной колонны, обоснование типов и компонентного состава буровых растворов, выбор гидравлической программы промывки скважины, технические средства и режимы бурения при отборе керна); – Проектирование процессов заканчивания скважин: (Расчет обсадных колонн, расчет процессов цементирования скважины, выбор технологической оснастки обсадных колонн, проектирование процессов испытания и освоения скважин); – Выбор буровой установки; – Анализ способов увеличения выноса шлама в наклонно-направленных скважинах.
Перечень графического материала	-

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент ОСГН ШБИП, Кащук Ирина Вадимовна
Социальная ответственность	Старший преподаватель ООД ШБИП, Мезенцева Ирина Леонидовна
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском языке:	
1. Горно-геологические условия бурения скважины	
2. Технологическая часть проекта	
3. Анализ способов увеличения выноса шлама в наклонно-направленных скважинах	
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
5. Социальная ответственность	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	09.02.2022
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ковалев Артем Владимирович	к.т.н.		09.02.2022

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б7В	Хисматуллин Александр Марсович		09.02.2022

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ
И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б7В	Хисматуллин Александр Марсович

Школа	Природных ресурсов	Отделение Школа	Бурение нефтяных и газовых скважин
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело

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

<i>1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Стоимость материальных ресурсов и специального оборудования определены в соответствии с рыночными ценами г. Томска Тарифные ставки исполнителей определены штатным расписанием НИ ТПУ
<i>2. Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Норма амортизационных отчислений на специальное оборудование
<i>3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Отчисления во внебюджетные фонды 30 %

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<i>1. Анализ конкурентных технических решений (НИ)</i>	Расчет конкурентоспособности SWOT-анализ
<i>2. Формирование плана и графика разработки и внедрения (НИ)</i>	Структура работ. Определение трудоемкости. Разработка графика проведения исследования
<i>3. Составление бюджета инженерного проекта (НИ)</i>	Расчет бюджетной стоимости НИ
<i>4. Оценка ресурсной, финансовой, бюджетной эффективности (НИ)</i>	Интегральный финансовый показатель. Интегральный показатель ресурсоэффективности. Интегральный показатель эффективности.

Перечень графического материала

<ol style="list-style-type: none"> 1. Оценка конкурентоспособности ИП 2. Матрица SWOT 3. Диаграмма Ганта 4. Бюджет НИ 5. Основные показатели эффективности НИ
--

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

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа		ФИО	
3-2Б7В		Хисматуллин Александр Марсович	
Школа	Природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Бурение нефтяных и газовых скважин

Тема ВКР:

Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 3750 метров на газоконденсатном месторождении
(Тюменская область)

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>Введение</p> <p>– Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения.</p> <p>– Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации</p>	<p><i>Объект исследования: способ бурения скважин</i> <i>Область применения: нефтедобыча</i> <i>Рабочая зона: полевые условия (климатическая зона*)</i></p> <p><i>В орографическом отношении площадь месторождения представляет собой слабопересеченную, сильно заболоченную равнину, приуроченную к пойме р. Оби. Климат района резко континентальный. Основной транспорт для массовой перевозки грузов — водный по рекам Обь и Вах. Сообщение с областным центром круглогодично осуществляется воздушным транспортом. Имеются автодороги с бетонным покрытием.</i></p> <p><i>Количество и наименование оборудования рабочей зоны: Буровая установка для бурения нефтяных скважин, устройство для регулировки подачи долота; механизмы, позволяющие автоматизировать спусковые и подъемные операции; клиновой пневматический захват для труб; буровой автоматический ключ; вспомогательная лебедка; пневматический раскрепитель; краны для проведения ремонта; пульт для контроля за процессами бурения; управляющие посты.</i></p> <p><i>• оборудование, обеспечивающее приготовление, регенерацию и очистку буровых растворов: устройство для приготовления раствора; комплект вибросит; отделители ила и песка; подпорные насосы; комплект емкостей для буровых растворов, воды и химреагентов. Манифольд, комплекс, осуществляющий спуск и подъем оборудования на скважине.</i></p> <p><i>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне: разрушение горных пород, формирование забоя и ствола скважины, гидромеханическое бурение, бурение и освоение скважин; бурение скважин и геофизические исследования и работы в скважинах в пределах кустовой площадки; бурение скважин, обустройство внутрикустовых коммуникаций и сетей; бурение скважин, гидравлический разрыв пласта; бурение скважин, сопровождение буровых растворов; бурение скважин, сопровождение буровых долот; бурение скважин, телеметрия; эксплуатация скважин, вышкомонтажные работы; эксплуатация скважин, монтаж передвижных агрегатов для освоения и ремонта скважин; эксплуатация и бурение скважин; эксплуатация и освоение скважин; эксплуатация и ремонт скважин; переработка бурового шлама; реконструкция скважин; эксплуатация скважин, геофизические исследования и работы в скважинах; эксплуатация скважин, геолого–промысловые и гидродинамические исследования в скважинах;</i></p>
---	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации:</p> <p>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</p> <p>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</p>	<p>- Федеральный закон No116-ФЗ от 21.07.1997 (редакция от 04.03.2013) «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»;</p> <p>- Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденные Приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору No101 от 12.03.2013, зарегистрированные Минюстом 19.04.2013 No28222;</p> <p>- Единые правила безопасности при взрывных работах, ПБ 13-407-01;</p> <p>- Инструкция по безопасности одновременного производства буровых работ, освоения и эксплуатации скважин на кусте, РД 08-435-02. Федеральный закон от 28 декабря 2013 г. N 426-ФЗ "О специальной оценке условий труда.</p>
--	---

<p>2. Производственная безопасность при эксплуатации:</p> <p>– Анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов</p>	<p>Опасные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Струи жидкости, воздействующие на организм работающего при соприкосновении с ним; 2. Производственные факторы, связанные с чрезмерно высокой температурой материальных объектов производственной среды, могущих вызвать ожоги тканей организма человека; 3. Неподвижные режущие, колющие, обдирающие, разрывающие части твердых объектов. 4. Ударные волны воздушной среды; 5. Производственные факторы, связанные с повышенным уровнем ионизирующих излучений; 6. Производственные факторы, связанные с электрическим током, вызываемым разницей электрических потенциалов, под действием которого попадает работающий; <p>Вредные факторы</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Повышенный уровень общей вибрации; 2. Повышенный уровень локальной вибрации; 3. Повышенный уровень шума; 4. Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения; 5. Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего; 6. Монотонность труда, вызывающая монотонию; 7. Длительное сосредоточенное наблюдение. <p>Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов: тепловая изоляция трубопроводов, использование защитных костюмов, виброизолирующие рукавицы, перчатки, виброизолирующая обувь, беруши, наушники, защитные ограждения.</p>
<p>3. Экологическая безопасность при эксплуатации:</p>	<p>Воздействие на селитебную зону повышенное шумовое загрязнение</p> <p>Воздействие на литосферу</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Загрязнения недр буровым раствором и его фильтратом 2. Гидроразрыв пород <p>Воздействие на гидросферу</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. возможное локальное загрязнение водной среды строительными, хозяйственно-бытовыми отходами и стоками, накапливаемыми на площадках строительства, в случае несоблюдения правил их временного хранения; - возможном локальном загрязнении водной среды, в связи с непреднамеренными проливами и утечками нефтепродуктов при неаккуратной смене масла и заправке топливом автостроительной техники в неположенных местах, а также при использовании в работе грязной автотехники; - возможном локальном загрязнении водной среды в связи с переполнением шламовых амбаров отходами бурения; 2. нарушении равновесия сложившегося микро- и мезорельефа при производстве земляных работ, что может привести к локальному изменению поверхностного стока распределения талых вод. <p>Воздействие на атмосферу _</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Наличие выбросов газов и продуктов сгорания при работе двигателей и испарении 2. легколетучих веществ. загазованность и запыленность воздуха за счет химических реагентов, тонкодисперсных порошков извести, цемента, глинопорошков, утяжелителей.
<p>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации:</p>	<p>Возможные ЧС</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. выброс пластового газа без воспламенения, распространение токсичной примеси. 2. горение шлейфа пластового флюида 3. Землетрясения по причине закачки пластовых вод 4. Взрывы газа влествии разгерметизации оборудования <p>Наиболее типичная ЧС</p> <ol style="list-style-type: none"> 5. выброс пластового газа без воспламенения, распространение токсичной примеси.

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Мезенцева Ирина Леонидовна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б7В	Хисматуллин Александр Марсович		

РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ ООП

Код результата	Результат освоения ООП
P1	Применять базовые естественнонаучные, математические, инженерные и специальные технические знания для решения прикладных инженерных задач, в области нефтегазового дела
P2	Применять базовые профессиональные знания в области нефтегазовых технологий для решения междисциплинарных инженерных задач нефтегазовой отрасли
P3	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные исследования в сложных условиях с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы
P4	Проявлять осведомленность о передовых знаниях и открытиях в области нефтегазовых технологий с учетом передового отечественного и зарубежного опыта
P5	Внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов
P6	Ориентироваться и выбирать оптимальные решения в многофакторных ситуациях, владеть методами и средствами технического моделирования производственных процессов и объектов
P7	Работать эффективно в качестве члена и руководителя команды, умение формировать задания и оперативные планы всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, нести ответственность за результаты работы
P8	Управлять технологическими процессами, обслуживать оборудование, использовать любой имеющийся арсенал технических средств, обеспечивать высокую эффективность при разработке и реализации проектов нефтегазовых объектов
P9	Повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности, соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда, выполнять требования по защите окружающей среды

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 93 страниц, 28 таблиц, 34 литературных источников, 33 приложений.

Ключевые слова: бурение, буровая установка, буровой раствор, породоразрушающий инструмент, скважина, конструкция скважины, цементирование, нефть, заканчивание скважин.

Цель работы – проектирование и строительства разведочной скважины с отбором керна глубиной 3750 метров.

В процессе выполнения работы был составлен проект на строительство разведочной скважины на газ с отбором керна глубиной 3750 м (по вертикали).

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

Дипломная работа выполнена с учетом современных достижений в области техники и технологии строительства нефтегазовых скважин.

Выпускная квалификационная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word. Расчеты проведены с помощью электронных таблиц Microsoft Excel, презентация представлена в программе Microsoft Office PowerPoint, графический материал выполнен в программе «CoreIDRAW» (представлены вместе с ВКР).

Определения, обозначения, сокращения

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 в ствол скважины, не предусмотренное технологией работ.

В данной работе применены следующие сокращения с соответствующими расшифровками:

ГТН – геолого-технический наряд;

СНС – статическое напряжение сдвига;

ДНС – динамическое напряжение сдвига;

СПО – спуско-подъемные операции;

КНБК – компоновка низа бурильной колонны;

НКТ – насосно-компрессорные трубы;

УБТ – утяжеленная бурильная труба;

ТБТ – толстостенная бурильная труба;

ЦКОД – цементировочный клапан обратный дроссельный;

ГНВП – газонефтеводопроявление;

ОЗЦ – ожидание затвердевания цемента;

ПЦН – пробка цементировочная нижняя;

СКЦ – станция контроля цементирования;

ПЗП – призабойная зона пласта;

ПВО – противовыбросовое оборудование;

БУ – буровая установка;

ЦА – цементировочный агрегат

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	13
1. ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ.....	14
1.1 Геологическая характеристика разреза скважины	14
1.2 Характеристика нефтеводоносности месторождения (площади).....	14
1.3 Зоны возможных осложнений.....	15
2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА.....	15
2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины.....	15
2.2 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя и выбор способа заканчивания скважин	15
2.3 Построение совмещенного графика давлений	15
2.3.1 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска	15
2.3.2 Выбор интервалов цементирования	16
2.3.3 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн	17
2.3.4 Проектирование обвязки обсадных колонн	17
2.4.1 Выбор способа бурения.....	17
2.4.2 Выбор породоразрушающего инструмента.....	18
2.4.3 Выбор типа калибратора	19
2.5.1 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород.....	20
2.5.3 Расчёт необходимого расхода бурового раствора	22
2.5.4 Выбор и обоснование типа забойного двигателя.....	23
2.5.5 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны	24
2.6 Проектирование КНБК	25
2.6.1 Выбор буровой установки	25
2.6.2 Проверочный расчет бурильных труб по запасу прочности в клиновом захвате	25
2.6.3 Выбор гидравлической программы промывки скважины.....	26
2.6.4 Выбор типа бурового раствора	26
2.6.5 Расчет наружных избыточных давлений	29
2.6.6 Расчет внутренних избыточных давлений.....	30
2.6.7 Конструирование обсадной колонны по длине.....	31
2.7 Цементирование.....	32
2.7.1 Обоснование способа цементирования.....	32
2.7.2 Расчёт объёмов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости	33
2.7.3 Определение необходимого количества компонентов буферной жидкости и тампонажного раствора.....	34
2.7.4 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования.....	36

2.7.5 Выбор жидкости глушения	36
2.7.6 Выбор типа перфоратора и расчет количества рейсов	37
2.7.7 Выбор типа пластоиспытателя	38
2.7.8 Выбор типа фонтанной арматуры	39
3. СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ БЕЗАМБАРНОГО БУРЕНИЯ СКВАЖИН.....	40
Заключение	47
4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	48
Введение	48
4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	48
4.1.1 Анализ конкурентных технических решений	48
4.1.2 SWOT-анализ	50
4.2 Планирование научно-исследовательских работ	55
4.2.1 Структура работ в рамках научного исследования	56
4.2.2 Определение трудоемкости выполнения работ и разработка графика проведения	57
4.3 Бюджет научно-технического исследования	61
4.3.1 Расчет материальных затрат научно-технического исследования	62
4.3.2 Расчет амортизации специального оборудования	62
4.3.3 Основная заработная плата исполнителей темы	64
4.3.4 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)	66
4.3.5 Накладные расходы	67
4.4 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	68
Выводы по разделу	71
Введение	73
5.1 Правовые и организационные вопросы	73
5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	83
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	87
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ.....	90
Приложение 1	94

ВВЕДЕНИЕ

Основным приоритетом на сегодняшний день является щадящий режим природопользования, направленный на сохранение лесов, сохранение рек и озер, обеспечение воспроизводства флоры и фауны. Для того чтобы вести бурение в заповедных зонах без ущерба для окружающей среды, необходимо в первую очередь выявить источники экологических ситуаций. К источнику относятся процессы, воздействующие на окружающую среду при строительстве скважин. Рабочий процесс необходим для идентификации активных действий. Существующая технология бурения предусматривает сбор и хранение промышленных и технологических отходов в специальных амбарах на территории месторождения. Отходы бурения: буровой шлам, отработанные буровые растворы, отходы бурения и так далее. В соответствии с положением о сборе отходов бурения на нефтедобывающих предприятиях при одном проекте бурения скважин сооружают один шурф, а при количестве скважин более десяти - несколько шурфов. Шламохранилище – специальное сооружение, предназначенное для сбора, обезвреживания и утилизации поглощающих промышленных отходов бурения, включающие в себя буровых сточных вод, буровых шламов, и отработанных буровых растворов.

1. ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ

1.1 Геологическая характеристика разреза скважины

В подразделе приводятся стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов, литологическая характеристика и физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины, сведения по градиентам пластового, порового, горного давлений и давления гидроразрыва пород, приведенных к глубине исследования, данные представлены в приложении.

Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности интервалов представлен в таблице А.1 приложения.

Литологическая характеристика разреза скважины – в таблице А.2 приложения.

Физико-механические свойства пород по разрезу скважины – в таблице А.3 приложения.

Физико-механические свойства. Продуктивный пласт в интервале 3731–3740 метров представлен песчаником (плотностью 2300 кг/м^3), алевролитом (плотностью 2300 кг/м^3), аргиллитом (плотностью 2300 кг/м^3).

Давление по разрезу скважины представлено в таблице А.4 в приложении.

1.2 Характеристика нефтеводоносности месторождения (площади)

Характеристика нефтеводоносности, нефтеносности, газоносности месторождения (площади) представлены в таблице А6 в приложении. Характеристика нефтеводоносности таблица А.5 в приложении.

1.3 Зоны возможных осложнений

Поглощение бурового раствора, осыпи и обвалы стенок скважины, нефтегазоводопроявление, прихватоопасные зоны осложнения представлены в таблице А.7 в приложении.

2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА

2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины

По геологическому условию проектируется разведочная скважина, поэтому профиль скважины принимается вертикальным и проектировочные расчеты не производятся.

2.2 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя и выбор способа заканчивания скважин

В связи с недостаточной геологической изученностью разреза месторождения и для последующего испытания пласта в закрытом стволе скважины для всех разведочных скважин принимается забой закрытого типа.

2.3 Построение совмещенного графика давлений

Совмещенный график давлений иллюстрирует изменение по глубине скважины градиентов пластовых давлений, градиентов давлений гидроразрыва пород и градиентов давлений столба бурового раствора. Совмещенный график давлений представлен на рисунке 1 в приложении.

2.3.1 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

Из анализа графика градиентов пластового давления и гидроразрыва пласта видно, что несовместимых интервалов по условию бурения не наблюдается, необходимость в спуске промежуточной (технической) колонны присутствует.

Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

1. Направление спускается на глубину 220 м, так как мощность четвертичных отложений составляет 220 м и с учетом величины перекрытия 10 м для посадки башмака в устойчивые породы.

2. Кондуктор спускается на глубину 880 м для перекрытия интервала неустойчивых глин 0–880 м, с учетом величины перекрытия 50 м для посадки башмака в устойчивые породы.

3. Техническая колонна спускается на глубину 2200 м для перекрытия интервала неустойчивых глин 880–2200 м, с учетом величины перекрытия 50 м для посадки башмака в устойчивые породы.

4. Эксплуатационная колонна спускается на глубину 3750 м. С учетом вскрытия продуктивного пласта 2200–3750 м и бурения интервала под ЗУМППФ, величина перекрытия составляет 10 м.

2.3.2 Выбор интервалов цементирования

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

1. Направление: интервал цементирования 0–220 м;
2. Кондуктор: интервал цементирования 0–880 м;
3. Техническая: интервал цементирования 880–2200 м;
4. Эксплуатационная колонна: интервал цементирования 2200–3750 м (цементируются с учетом перекрытия башмака предыдущей колонны на высоту 150 м для нефтяной скважины).

2.3.3 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Эксплуатационная колонна.

Исходя из максимального дебита скважины, выбираем диаметр эксплуатационной колонны равный 168,3 мм. Для данного диаметра эксплуатационной колонны соответствует долото диаметром 215,9 мм.

Техническая колонна

Диаметр технической колонны составляет 244,5 мм. Для данного диаметра колонны соответствует долото диаметром 295,3 мм.

Кондуктор

Диаметр кондуктора составляет 323,9 мм, и диаметр долота 393,7 мм.

Направление

Диаметр колонны составляет 426 мм, а диаметр долота 508 мм.

2.3.4 Проектирование обвязки обсадных колонн

При выборе противовыбросового оборудования и колонной обвязки необходимо учитывать величину максимального устьевого давления $P_{му}$:

$$P_{му} = 33,71 \text{ Мпа} \quad (1)$$

1. Колонная головка, соответствующая максимальному устьевому давлению: ОКК2-35-324*245*168 К1 ХЛ.

2. ПВО, соответствующее высокому пластовому давлению: ОП5-350/346-296-216*35.

2.4 Углубление скважины

2.4.1 Выбор способа бурения

Исходя из геологических данных, под направление выбирается роторный способ бурения, так как четвертичные отложения сложены из

мягких пород. Под кондуктор и эксплуатационную колонну выбирается способ бурения с применением винтовых забойных двигателей, чтобы улучшить скорость проходки и обеспечить максимальную механическую скорость в таблице 1.

Таблица 1 – Способы бурения по интервалам

Интервал бурения по вертикали, м		Способ бурения
от	до	
0	220	Роторный
220	880	ВЗД
880	2200	ВЗД
2200	3520	ВЗД
3520	3740	Роторный

2.4.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Из анализа физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины по степени абразивности и по категории буримости для строительства проектируемой скважины выбраны трехшарошечные долота для интервала бурения под направления и PDC для интервала бурения под кондуктор, техническую и эксплуатационную колонну, так как они позволяют обеспечить максимальное значение величины механической скорости бурения при минимальном количестве рейсов. Данные о типоразмерах используемых долот приведены в таблице А.7 в приложении.

Для бурения интервала под направление проектируется шарошечное долото марки МС (по типу горных пород), которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягко-средними горными породами, а проектирование долота типа PDC для заданного диаметра скважины не рентабельно.

Для бурения интервала под кондуктор проектируется долото PDC марки МС (по типу горных пород), которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долота. Выбор

долота обусловлен тем, что интервал сложен мягко-средними горными породами.

Для бурения интервала под техническую колонну проектируется долото PDC марки С (по типу горных пород), которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долота. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягкими, мягко-средними, средними горными породами.

Для бурения интервала под эксплуатационную колонну проектируется долото PDC марки С (по типу горных пород), которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долота. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен средними горными породами.

Для интервала для отбора керна проектируется буровая головка марки PDS марки С (по типу горных пород), которое обеспечит максимальную скорость отбора керна. Выбор буровой головки обусловлен тем, что интервал сложен средними горными породами.

2.4.3 Выбор типа калибратора

Калибратор включается в компоновку низа бурильной колонны над долотом для сохранения номинального диаметра ствола по мере износа долота по диаметру, придания стволу цилиндрической формы, так как при бурении трехшарошечными долотами скважина в поперечном сечении имеет сложную форму. Кроме того, калибратор центрирует КНБК в скважине, что улучшает условия работы долота, забойного двигателя.

1. Для бурения интервала под направление 0–220 м с шарошечным долотом, выбор типа калибратора обусловлен тем, что интервал сложен мягко-средними горными породами.

2. Для бурения интервала под кондуктор 220-880 м с PDC долотом планируется использование калибратора со спиральными

лопастями, который позволит уменьшить гидравлические сопротивления при промывке скважины и обеспечит более стабильную работу долота. Выбор типа калибратора обусловлен тем, что интервал сложен мягко-средними горными породами.

3. Для бурения интервала под техническую колонну 880-2200 м с PDC долотом планируется использование калибратора со спиральными лопастями, который позволит уменьшить гидравлические сопротивления при промывке скважины и обеспечит более стабильную работу долота. Выбор типа калибратора обусловлен тем, что интервал сложен мягкими, мягко-средними, средними горными породами.

4. Для бурения интервала под эксплуатационную колонну 2200-3750 м с PDC долотом планируется использование калибратора со спиральными лопастями, который позволит уменьшить гидравлические сопротивления при промывке скважины и обеспечит более стабильную работу долота. Выбор типа калибратора обусловлен тем, что интервал сложен средними горными породами.

5. Для отбора керна 3520-3750 м с PDC буровой головкой планируется использование калибратора со спиральными лопастями, который позволит уменьшить гидравлические сопротивления при промывке скважины и обеспечит более стабильную работу буровой головкой. Выбор типа калибратора обусловлен тем, что интервал сложен средними горными породами.

Характеристики наддолотных калибраторов (центраторов) по интервалам бурения представлены в таблице А.8 в приложении.

2.5 Проектирование режимов бурения

2.5.1 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород

При расчете осевой нагрузки на долото используют следующие методы:

1. Статистический анализ отработки долот в аналогичных геолого-технических условиях.

2. Расчет из условия допустимой нагрузки на долото.

Результаты расчетов приведены в таблице 2.

Таблица – 2 Результаты осевой нагрузки на долото

Интервал	0-220	220-880	880-2200	2200-3520	3520-3750
Исходные данные					
Порода	МС	МС	М+МС+С	С	С
D _д , см	49	39,37	29,53	21,59	21,59
G _{пред} , тс	40	10	10	10	10
Результаты проектирования					
G _{доп} , тс	32	8	8	8	8
G _{проект} , тс	8	8	7	7	5

2.5.2 Расчет частоты вращения долота

Для всех интервалов бурения частоты вращения породоразрушающего инструмента проектируются согласно методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород представлены в таблице А.9 в приложении.

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 (0-220 м) запроектировано меньшее значение частоты вращения по сравнению с расчетным. Это обусловлено задачей сохранения опор

долота, а также вследствие того, что ротор работает в пределах 60-80 об/мин. Для кондуктора, технической и эксплуатационной колонны были выбраны максимальные статистические нагрузки.

2.5.3 Расчёт необходимого расхода бурового раствора

Произведен расчет требуемого расхода бурового раствора, учитывая следующие граничные условия проектирования: сохранение устойчивости стенок скважины, качественная очистка забоя, необходимость полного выноса шлама, недопущение гидроразрыва и интенсивного размыва стенок скважины. По результатам проектирования построены области допустимого расхода бурового раствора и выбраны итоговые значения с учетом дополнительных проверочных расчетов: обеспечение работы забойного двигателя, обеспечение производительности насосов. Результаты проектирования расхода бурового раствора по интервалам бурения приведены в таблице А.6 в приложении.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под направления принимается 45 л/с исходя из возможностей оборудования буровой установки, для качественной очистки забоя и необходимого выноса шлама произведем промывку на забое.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под кондуктор принимается 70 л/с для обеспечения эффективной очистки забоя скважины, породоразрушающего инструмента, для стабильной работы ВЗД, выноса шлама и предотвращения осложнений.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под техническую колонну принимается 46 л/с, что обеспечит стабильную работу ВЗД.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под эксплуатационную колонну принимается 39 л/с, что обеспечит стабильную работу ВЗД.

2.5.4 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения представлено в таблице 3.

Таблица 3 – Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал		0-220	220-880	880-2200	2200-3520	3520-3750
Исходные данные						
Dд	м	0,49	0,3937	0,2953	0,2159	0,2159
	мм	490	393,7	295,3	215,9	215,9
Gос, кН		78	78	69	69	49
Q, Н*м/кН		1,5	1,5	1,5	1,5	2,5
Результаты проектирования						
Dзд, мм		–	315	236	173	173
Mр, Н*м		–	4022	2684	1990	1501
Mо, Н*м		–	197	148	108	108
Mуд, Н*м/кН		–	49	37	27	28

Для интервала бурения 220–880 метров (интервал бурения под кондуктор) выбирается винтовой забойный двигатель ДРУ-240РС который позволяет бурить прямолинейные интервалы, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы. Для интервала бурения под техническую колонну проектируется винтовой забойный двигатель ДРУ2-178РС, который обеспечивает высокий рабочий момент на долоте, что актуально при разрушении средних и твердых горных пород. Для интервала бурения под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель ДРУ2-178РС, который обеспечивает высокий рабочий момент на долоте, что актуально при разрушении средних и твердых горных пород. Технические характеристики запроектированных винтовых

забойных двигателей представлены в таблице 4.

Таблица 4 – 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
ДРУ-240РС	0-220	240	5	2577	30-75	50-270	17,75	121-522
ДРУ2-178РС	880-2200	240	6,7	1650	30-50	88-149	15,64	99-164
ДРУ2-178РС	2200-3750	178	5,0	1669	19-40	80-200	25,3	221-565

2.5.5 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

Бурильная колонна состоит из следующих элементов: утяжеленных бурильных труб, стальных или легкосплавных бурильных труб, ведущей бурильной тубы, резьбовых переводников, центраторов, обратных клапанов, переливных клапанов.

Проектирование бурильной колонны осуществляется в соответствии с методичкой.

Компоновки низа бурильной колонны выбираются из условия обеспечения реализации проектного профиля ствола скважины и ее конструкции. Компоновки низа бурильной колонны приведены в таблицах А.9, А.10, А.11, А.12, А13.

2.6 Проектирование КНБК

2.6.1 Выбор буровой установки

Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Характеристики буровой установки

Выбранная буровая установка БУ 4000, 250ЭК БМ			
Максимальный вес бурильной колонны, тс (Q _{бк})	124,76	[G _{кр}]x 0,6 ≥ Q _{бк}	150>122,4
Максимальный вес обсадной колонны, тс (Q _{об})	90,0	[G _{кр}] x0,9 ≥ Q _{об}	225>90
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс (Q _{пр})	162	[G _{кр}] / Q _{пр} ≥ 1	250/159,1= 1,57>1
Допустимая нагрузка на крюке, тс (G _{кр})	50		

2.6.2 Проверочный расчет бурильных труб по запасу прочности в клиновом захвате

Табличное значение приведенные в таблице А.14 в приложении Q_{ТК} для труб 127 мм группы прочности «Л» с толщиной стенки 9,2 мм составляет 102 и 107 тс(для клина 300 мм и 400 мм), с учётом коэффициента обхвата C=0,9.

$$Q_{ТК-300} = 174 \cdot 0,9 = 156,6 \text{ Т} \quad (2)$$

$$Q_{ТК-400} = 183 \cdot 0,9 = 164,7 \text{ Т} \quad (3)$$

Вычисляем коэффициенты запаса прочности:

$$N_{300} = \frac{Q_{ТК}}{Q_{КНБК} + Q_{б.т.}} = 156,6/124,76=1,26 \quad (4)$$

$$N_{400} = \frac{Q_{ТК}}{Q_{КНБК} + Q_{б.т.}}$$

$$= 164,7/124,76=1,32 \quad (5)$$

2.6.3 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 таблице А.15 в приложении.

Режим работы буровых насосов и распределение потерь давлений в циркуляционной системе представлены в таблице А.16 и А.17 в приложении.

2.6.4 Выбор типа бурового раствора

Интервал бурения эксплуатационной колонны (2200-3750 м) сложен песчаниками, алевритами и алевролитами, глинами. На основании всего вышесказанного, можно сделать вывод, что наиболее оптимальным типом бурового раствора будет ингибирующий.

Ингибирующий буровой раствор, который применяется при бурении интервалов, сложенных активными глинами, склонными к гидратации и набуханию. Механизмами могут выступать: перевод натриевых глин в кальциевые, модифицирование поверхности глин, ингибирование ионами калия. Механизм ингибирования заключается в том, что молекулы модифицированных гликолей адсорбируются на активных участках

поверхности глин. В результате экранирования этих участков происходит подавление процессов гидратации и набухания глинистых минералов. Ингибирующий буровой раствор представленный в таблице 6.

Таблица 6 – Компонентный состав ингибирующего раствора.

Ингибирующий		
Класс	Назначение	Концентрация
Регулятор щелочности (pH)	Поддержание требуемого pH бурового раствора	1
Регулятор жесткости	Связывание ионов кальция и магния	0,8-1,2
Структурообразователь	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	30-40
Понижитель фильтрации	Регулятор фильтрации	8
Высоковязкий понижитель фильтрации	Регулятор фильтрации, реологических свойств	2
Понижитель фильтрации	Стабилизатор, регулятор, фильтрации, инкапсулятор	0,1-0,15
Ингибитор	Предотвращение набухания глин	50
Смазочная добавка	Снижение коэффициента трения в скважине	3-5
Пеногаситель	Предотвращение пенообразования	0,2
Утяжелитель	Регулирование плотности, кольматация каналов	0

Комплексный состав ингибирующий растворов и технологические свойства ингибирующих растворов представлены в таблице А.18 и А.19 в приложении.

Так же комплексный состав бентонитового раствора и технологические свойства базового не утяжелённого бентонитового раствора представлен в таблице А.20 и А.21 в приложении.

2.6.4 Расчет плотности бурового раствора

Обоснование плотности производится с учетом возможных осложнений по разрезу скважины и условий предупреждения проявления пластов. Расчет плотности бурового раствора осуществляется по формуле:

$$\rho_{бр} = \frac{(1+k)*P_{пл}}{g*H}, \text{ кг/м}^3 \quad (6)$$

где H – глубина скважины по вертикали, м;

g – ускорение свободного падения, м/с²;

k – коэффициент превышения забойного давления над пластовым (при $H < 3750$ м, $k \geq 0,1$; при $H > 1200$ м, $k \geq 0,05$);

$P_{пл}$ – пластовое давление, Па.

Пластовое давление определяется исходя из геологических условий:

$$P_{пл} = \text{grad } P_{пл} * H, \text{ кг/м}^3 \quad (7)$$

где $\text{grad } P_{пл}$ – градиент пластового давления, Па/м.

Таким образом, при известном градиенте пластового давления плотность бурового раствора определяется:

$$\rho_{бр} = \frac{k * \text{grad } P_{пл}}{g}, \text{ кг/м}^3 \quad (8)$$

Выбор градиента пластового давления для расчета плотности осуществляется на основании графика совмещенных давлений. Для этого график условно делится на секции (направление, кондуктор, эксплуатационная колонна и т.д.), и в пределах выбранной секции определяется максимальное значение градиента пластового давления. Это необходимо для предотвращения возможного флюидопроявления на всем протяжении секции. При этом в пределах секции плотность бурового раствора поддерживается постоянной и выбранной соответственно максимальному градиенту пластового давления. Полученное значение представляет собой минимально допустимую репрессию на пласт согласно Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности. Однако для предотвращения осыпей и обвалов стенок скважины особенно на верхних неустойчивых интервалах плотность принято увеличивать в соответствии со значениями, представленными в таблице 7.

Таблица 7 – Величина репрессии для интервалов

Показатель	Интервал бурения			
	под направление	под кондуктор	под техническую колонну	под эксплуатационную колонну
Минимальная репрессия, %	10	10	10,1	10,1
Принимаемая репрессия, %	12	11,5	11	10,7

В таблице 8 представлены результаты расчета плотности бурового раствора.

Таблица 8 – Результаты расчёта плотности бурового раствора

	k принимаемой репрессии	grad Рпл, МПа/м	Плотность бурового раствора, г/см ³
Направление	1,2	0,0100	1,223 +/- 0,03
Кондуктор	1,15	0,0100	1,172 +/- 0,03
Техническая колонна	1,1	0,0118	1,323 +/- 0,03
Эксплуатационная колонна	1,07	0,0118	1,287 +/- 0,03

Согласно пункта 392 ФЕДЕРАЛЬНЫХ НОРМЫ И ПРАВИЛ В ОБЛАСТИ ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ «ПРАВИЛА БЕЗОПАСНОСТИ В НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ» от 15.12.2020 года, допускается отклонение от плотности бурового раствора (освобожденного от газа), закачиваемого в скважину в процессе циркуляции, более чем на +/- 0,03 г/см³ от установленной рабочим проектом величины.

Потребное количество бурового раствора под интервал 0–3780 м представлены в таблице А.22 в приложении.

2.6.5 Расчет наружных избыточных давлений

Наружное избыточное давление – разность между наружным давлением, действующим на обсадную колонну со стороны кольцевого пространства, и внутренним, действующим внутри обсадной колонны.

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

1. При цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении.

2. В конце эксплуатации за счет снижения уровня флюида для нефтяных скважин и снижения давления для газовых скважин.

На рисунках 2, 3 и 4 в приложении представлены эпюры наружных избыточных давлений 3-х самых опасных случаях в координатах «глубина-наружное избыточное давление» для эксплуатационной колонны, кондуктора и технической колонны соответственно.

2.6.6 Расчет внутренних избыточных давлений

Внутреннее избыточное давление – разность между внутренним давлением, действующим внутри обсадной колонны, и наружным, действующим на обсадную колонну со стороны кольцевого пространства.

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

1. При цементировании в конце продавки тампонажной смеси, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения.

2. При опрессовке колонны с целью проверки её герметичности.

скважин и снижения давления для газовых скважин.

На рисунках 5, 6 и 7 в приложении представлены эпюры внутренних избыточных давлений 3-х самых опасных случаях в координатах «глубина-внутреннее избыточное давление» для эксплуатационной колонны, кондуктора и технической колонны соответственно.

2.6.7 Конструирование обсадной колонны по длине

Направление

Рекомендуемый тип резьбового соединения:

Избыточное внутреннее давление, МПа- до 10, следовательно, для кондуктора: ОТТМ.

Выбирается для спуска трубы с условным диаметром 426 мм, группы прочности Д с толщиной стенки 10 мм.

Кондуктор

Рекомендуемый тип резьбового соединения:

Интенсивность искривления, град./10м - до 1,5;

Избыточное внутреннее давление эксплуатационной колонны, МПа- до 10, следовательно, для кондуктора: ОТТМ;

Техническая колонна

Рекомендуемый тип резьбового соединения:

Интенсивность искривления, град./10м - до 1,5;

Избыточное внутреннее давление эксплуатационной колонны, МПа- до 10, следовательно, для кондуктора: ОТТМ;

Эксплуатационная колонна

Рекомендуемый тип резьбового соединения:

Интенсивность искривления, град./10м - более 1,5;

Избыточное внутреннее давление, МПа-более 30, следовательно, для эксплуатационной колонны: ОТТГ;

Характеристика обсадных колонн представлена в таблице А.23 в приложении.

К элементам технологической оснастки обсадных колонн относятся все устройства, включаемые в состав обсадной колонны или монтируемые на ее внутренней или наружной поверхности являющиеся неотъемлемой частью

сформированной крепи скважины или выполняющие технологические функции для успешного спуска и цементирования обсадной колонны.

В состав технологической оснастки входят:

- башмак обсадной колонны;
- обратные клапаны;
- пробки продавочные;
- центраторы;
- турбулизаторы.

Результаты выбора элементов технологической оснастки обсадных колонн представлены в таблице А.24 в приложении.

2.7 Цементирование

2.7.1 Обоснование способа цементирования

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле:

$$P_{гс\ кп} + P_{гд\ кп} \leq 0,95 \cdot P_{гр}, \quad (9)$$

где $P_{гс\ кп}$ – гидростатическое давление в кольцевом пространстве в конце продавки тампонажного раствора, МПа;

$P_{гд\ кп}$ – гидродинамические потери давления в кольцевом пространстве, МПа;

$P_{гр}$ – давление гидроразрыва пород на забое скважины, МПа.

Гидростатическое давление составного столба жидкости в кольцевом пространстве в конце продавки тампонажного раствора $P_{гс\ кп}$ определяется по формуле:

$$P_{гс\ кп} = g \cdot (\rho_{буф} \cdot h_1 + \rho_{обл\ тр} \cdot (H - h_1 - h_2) + \rho_{н\ тр} \cdot h_2), \quad (10)$$

подставив значения из проведённых ранее расчётов, получим:

$$P_{гс\ кп} = (9,81 \cdot (1050 \cdot 1700 + 1400 \cdot (3750 - 1700 - 280) + 1820 \cdot 280)) / 10^6 = 46.819 \text{ МПа.}$$

Гидродинамические потери давления в кольцевом пространстве $P_{гд\ кп}$ определяются по формуле:

$$P_{гд\ кп} = \lambda \cdot L = 0,0013 \cdot 3750 = 4,875 \text{ МПа,} \quad (11)$$

где L – длина скважины по стволу (м);

λ – коэффициент гидравлических сопротивлений (МПа/м), выбирается из табличных значений, с учётом диаметра обсадной колонны.

Проверяем условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора:

$$P_{гс\ кп} + P_{гд\ кп} \leq 0,95 \cdot P_{гр}, \quad (12)$$

$$46.819 + 4,875 \leq 0,95 \cdot 0,019 \cdot 3750,$$

$$51,694 \leq 67,687,$$

условие выполняется, соответственно можно производить прямое одноступенчатое цементирование.

2.7.2 Расчёт объёмов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости

Объём буферной жидкости для цементирования эксплуатационной колонны зависит от времени контакта для эффективной очистки затрубного пространства от бурового раствора и определяется по формуле:

$$V_{б.ж} = S_{к.п.ос} \cdot V_{в.п} \cdot t \quad (13)$$

где $S_{к.п.ос} = 0,01802 \text{ м}^2$ – площадь затрубного (кольцевого) пространства в открытом стволе;

$V_{кп} = 0,5 \text{ м/с}$ – скорость восходящего потока (0,5–0,8 м/с);

$t = 600 \text{ с}$ – время контакта, с (в соответствии с РД 39-00147001-767-2000 принимается равным $600 \div 720 \text{ с}$ при ламинарном течении

$$V_{б.ж} = 0,01802 \cdot 0,5 \cdot 600 = 5,405 \text{ м}^3$$

Объём тампонажного раствора $V_{\text{тр}}$ (в м^3) определяется как сумма объёма кольцевого пространства в межтрубном пространстве (техническая колонна – эксплуатационная колонна), объёма кольцевого пространства между стенками скважины и наружными стенками обсадной колонны с учётом коэффициента кавернозности и объёма цементного стакана, который оставляют в колонне:

$$V_{\text{тр}} = \pi \cdot [(D_{\text{эк д}}^2 \cdot k_{\text{срвзв}} - D_{\text{эк н}}^2) \cdot (L - L_{\text{тк}}) + (D_{\text{тк вн}}^2 - D_{\text{эк н}}^2) \cdot (L_{\text{тк}} - L_1) + D_{\text{эк вн 1}}^2 \cdot l_{\text{ст}}] / 4 \quad (14)$$

Общий объём тампонажного раствора складывается из объёмов облегчённого раствора и раствора нормальной плотности:

$$V_{\text{тр}} = V_{\text{тр обл}} + V_{\text{тр норм}} \quad (15)$$

Расчитаем объёмы облегчённого раствора и раствора нормальной плотности:

$$V_{\text{тр обл}} = \pi \cdot [(D_{\text{тк вн}}^2 - D_{\text{эк н}}^2) \cdot (L_{\text{тк}} - L_1) + (D_{\text{эк д}}^2 \cdot k_{\text{срвзв}} - D_{\text{эк н}}^2) \cdot (L - h_2 - L_{\text{тк}})] / 4 \quad (16)$$

$$V_{\text{тр обл}} = 0,785 \cdot [((0,2287^2 - 0,1683^2) \cdot (2200 - 1700)) + ((0,2159^2 \cdot 1,1 - 0,1683^2) \cdot (3740 - 280 - 2200))] = 38,56 \text{ м}^3$$

$$V_{\text{тр норм}} = \pi \cdot [(D_{\text{эк д}}^2 \cdot k_{\text{срвзв}} - D_{\text{эк н}}^2) \cdot h_2 + D_{\text{эк вн 1}}^2 \cdot l_{\text{ст}}] / 4 \quad (17)$$

$$V_{\text{тр норм}} = 3,14 \cdot [(0,2159^2 \cdot 1,2 - 0,1683^2) \cdot 280 + 0,1471^2 \cdot 10] / 4 = 6,24 \text{ м}^3$$

$$V_{\text{тр}} = 38,56 + 6,24 = 44,80 \text{ м}^3$$

Расчёт необходимого количества продавочной жидкости $V_{\text{прод}}$ (м^3) выполняется по формуле:

$$V_{\text{прод}} = k_{\text{прод}} \cdot \pi \cdot [(D_{\text{эк вн}}^2 \cdot L) - (D_{\text{эк вн 1}}^2 \cdot h_{\text{ст}})] / 4 \quad (18)$$

$$V_{\text{прод}} = 1,03 \cdot 3,14 \cdot [(0,1471^2 \cdot 3740) - (0,1471^2 \cdot 10)] / 4 = 65,26 \text{ м}^3$$

2.7.3 Определение необходимого количества компонентов буферной жидкости и тампонажного раствора

Учитывая температуры на интервалах цементирования и используемые значения плотности тампонажного раствора нормальной

плотности и облегченного, выбираем для цементировании скважины следующие марки цемента:

Для облегченного тампонажного раствора – ПЦТ-III-Об(4-6)-50

Для тампонажного раствора нормальной плотности – ПЦТ-II-50

Общая масса сухого тампонажного материала (в тоннах) для приготовления требуемого объема тампонажного раствора определяется по формуле:

$$G_{\text{сух}} = (K_{\text{ц}} \cdot \rho_{\text{тр}} \cdot V_{\text{тр}} \cdot 10^{-3}) / (1 + m) \quad (19)$$

- Для цемента нормальной плотности

$$G_{\text{сух}} = (1,03 \cdot 1820 \cdot 6,24 \cdot 10^{-3}) / (1 + 0,48) = 7,9 \text{ т}$$

- Для облегченного

$$G_{\text{сух}} = (1,03 \cdot 1400 \cdot 38,56 \cdot 10^{-3}) / (1 + 1,17) = 27,80 \text{ т}$$

Полный объем воды для затворения общей массы сухого тампонажного материала (в м³) определяется по формуле:

$$V_{\text{в}} = K_{\text{в}} \cdot G_{\text{сух}} \cdot m \quad (20)$$

- Для цемента нормальной плотности

$$V_{\text{в}} = 1,08 \cdot 7,9 \cdot 0,48 = 4,10 \text{ м}^3$$

- Для облегченного

$$V_{\text{в}} = 1,08 \cdot 27,80 \cdot 1,17 = 30,02 \text{ м}^3$$

Для повышения времени загустевания тампонажного раствора, необходимо добавить в его рецептуру нитрилотриметилфосфоновую кислоту (НТФ) в концентрации 0,41 кг/м³.

В качестве буферной жидкости будем использовать водный раствор материалов буферных порошкообразных «МБП-СМ» и «МБП-МВ» в пропорции 1 к 4 к объёму буферной жидкости. Расход «МБП-СМ» составляет 70 кг/м³, а «МБП-МВ» – 15 кг/м³.

Результаты расчётов представлены в таблице А.25.

2.7.4 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования

В качестве цементировочного агрегата будем использовать – ЦА-320, в качестве цементосмесительной машины – УС6-30.

В качестве осреднительной установки – УСО-20.

Необходимое число цементосмесительных машин рассчитывается исходя из суммарной массы тампонажной смеси, расположенной в их бункерах:

$$m_2 = G_{\text{сух}} / G_6 \quad (21)$$

Для приготовления тампонажного раствора нормальной плотности

$$m_2 = 7,9 / 13 = 0,6$$

необходима 1 машина УС6-30

Для приготовления облегченного тампонажного раствора

$$m_2 = 27,8 / 10 = 2,7$$

необходимо 3 машины УС6-30

Схема представлена на рисунке 8 в приложении.

2.7.5 Выбор жидкости глушения

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

Наиболее доступной и применяемой жидкостью глушения является водный раствор соли NaCl требуемой плотности.

Плотность жидкости глушения определяется для каждого нефтяного и газового пласта, который будет подвержен испытанию.

$$\rho_{ж.г.} = \frac{(1+k) \cdot P_{пл}}{g \cdot h} = \frac{(1+0,05) \cdot 37,31}{9,81 \cdot 3731} = 0,00107 = 109,14 \text{ кг/м}^3, \quad (22)$$

k – коэффициент, учитывающий превышение гидростатического давления над пластовым. Согласно пункта 210 «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» давление столба промывочной жидкости должно превышать $P_{пл}$ на глубине 0–1200 метров на 10% ($k=0,1$), на глубине более 1200 м на 5% ($k=0,05$).

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

h – глубина испытываемого пласта, м.

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.

$$V_{ж.г.} = \pi \cdot \frac{d_{вн}^2}{4} \cdot H = \frac{3,14}{4} * (147,1 * 147,1) * 740 = 12,56 \text{ м}^3 \quad (23)$$

$$V_{ж.г.} = \pi \cdot \frac{d_{вн}^2}{4} \cdot H = \frac{3,14}{4} * (150,5 * 150,5) * 3000 = 53,34 \text{ м}^3 \quad (24)$$

$$V_{ж.г.} = 53,34 + 12,56 = 65,9 \text{ м}^3$$

$d_{вн}$ – внутренний диаметр ЭК, м

2.7.6 Выбор типа перфоратора и расчет количества рейсов

Вторичное вскрытие в обсаженной скважине осуществляется с помощью перфорации обсадной колонны. Различают следующие типы перфорации:

- пулевая;
- торпедная;
- кумулятивная;
- пескоструйная.

Применение перфораторов различных типов и конструкций зависит от плотности вскрываемых пород. В твердых породах рекомендуется применять кумулятивную перфорацию.

Типоразмер перфорационной системы выбирается в зависимости от диаметра хвостовика, типа и числа одновременно спускаемых зарядов.

Протяженности интервала перфорации менее 18 м применяют перфорационные системы, спускаемые на кабеле.

В таблицу 9 вносятся технические характеристики перфорационной системы. Расчет количества спуска перфоратора определяется исходя из длины перфорационной системы и мощности перфорируемого объекта.

Таблица 9 – Перфорация скважины

Мощность перфорируемого объекта, м	Способ спуска перфоратора (НКТ, кабель)	Вид перфорации	Типоразмер перфоратора	Плотность перфорации, отв./1 м	Количество спусков перфоратора
9	НКТ	Кумулятивная	ПКТ89	20	перфораторы однократного использования «Спарка»

2.7.7 Выбор типа пластоиспытателя

Все скважинные инструменты для испытания пластов можно разделить на:

- Пластоиспытатели спускаемые в скважину на колонне бурильных труб или НКТ (ИПТ).
- Аппараты спускаемые в скважину на каротажном кабеле. В случае необходимости исследования пласта на отдельных уровнях (прослеживание изменения проницаемости по мощности пласта, определение

положения ВНК) используют пробоотборник, спускаемый на каротажном кабеле.

При проведении испытаний в открытом стволе (в процессе бурения) обычно используют пластоиспытатели спускаемые на трубах (ИПТ). При испытании скважины в обсаженном стволе чаще всего используют пластоиспытатели спускаемые на кабеле, либо проводят испытания после вызова притока путем спуска геофизического прибора через лубрикаторную задвижку.

Пластоиспытатель выбирается в зависимости от диаметра скважины (внутреннего диаметра колонны), и способа спуска в скважину.

Выбирается пластоиспытатель спускаемый на трубах Комплекс пластоиспытательный ИПТ-127Г.

2.7.8 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). Для низких и средних устьевых давлений (7-35 МПа) рекомендуют применять тройниковую фонтанную арматуру (1-4 схема), для средних и высоких давлений (35 - 105 МПа), а также для газовых скважин крестовую арматуру (5-6 схема). В отечественной практике для низких и средних устьевых давлений применяется фонтанная арматура по первой схеме (АФ1). В случае если коллектор сложен неустойчивым песчанником необходимо наличие дублирующего отвода по третьей схеме (АФ3). При устьевом давлении более 35 МПа либо наличии в разрезе газовых пластов применяют фонтанную арматуру по шестой схеме (АФ6). Принимаем арматуру фонтанная АФК1-65х35 ХЛ.

Схема представлена на рисунке 9 в приложении.

3. СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ БЕЗАМБАРНОГО БУРЕНИЯ СКВАЖИН

Основным приоритетом на сегодняшний день является щадящий режим природопользования, направленный на сохранение лесов, сохранение рек и озер, обеспечение воспроизводства флоры и фауны. Для того чтобы вести бурение в заповедных зонах без ущерба для окружающей среды, необходимо в первую очередь выявить источники экологических ситуаций. К источнику относятся процессы, воздействующие на окружающую среду при строительстве скважин. Рабочий процесс необходим для идентификации активных действий. Существующая технология бурения предусматривает сбор и хранение промышленных и технологических отходов в специальных амбарах на территории месторождения. Отходы бурения: буровой шлам, отработанные буровые растворы, отходы бурения и так далее. В соответствии с положением о сборе отходов бурения на нефтедобывающих предприятиях при одном проекте бурения скважин сооружают один шурф, а при количестве скважин более десяти - несколько шурфов. Шламохранилище – специальное сооружение, предназначенное для сбора, обезвреживания и утилизации поглощающих промышленных отходов бурения, включающие в себя буровых сточных вод, буровых шламов, и отработанных буровых растворов.

CRI Schlumberger Технология обращения с отходами бурения.

Schlumberger предлагает наиболее распространенное открытое решение проблемы — оценку использования отходов бурения путем получения закачки в пласт или CRI (повторной закачки шлама).

Практика данного метода снижения выбросов при бурении для США и Канады является нормой, где эта разработанная в мире технология была внедрена и применялась. В процессе закачки доходов в скважину участвуют несколько местных источников. На первом этапе происходит очистка отходов от отдельных частиц и поглощение шлама при переработке. В

отдельной емкости отходы измельчаются и смешиваются с водой. Получившуюся массу прокачивают в специальную отдельно пробуренную скважину или в старую скважину. Объемы дозируют с помощью насосов низкого давления. В зависимости от выбора экономических и логистических условий, выбор технологии сводятся к одному из двух вариантов: или закачка отходов в скважину, из которой после будет добываться нефть, или в скважине которую закончили разработку. Закачка в скважину, которая еще действует, тоже возможна, но только до определенного времени, и этот способ не считается хорошим, из-за опасности нарушить нахождение внутри скважины.

На практике можно утилизировать практически все виды отходов бурения, в том числе скопления в шламонакопителях, за исключением комбатантов, металлической стружки и недостающего цементного раствора.

Благодаря этой системе нефтяные компании экономят труд, время, пространство на месте рождения, снижают риски для окружающей среды и персонала, возникающие при транспортировке шлама автомобильным транспортом.

Преимущества этого метода:

1. отсутствие вторичных отходов, внедрение «нулевого выброса»
2. Высокая производительность, отсутствие влияния на скорость бурения и отсутствие временных хранилищ шлама.
3. Адаптируемость к особенностям проекта, климату и требованиям заказчика
4. Сэкономьте деньги и время на использовании перед применением методов

Система CLEANCUT.

Система CLEANCUT, запатентованная MI SWACO, обеспечивает решение проблемы отходов бурения. Выбуренная порода отбивается и на выходе из вибрационного грохота остается в замкнутой системе на

протяжении всего цикла технологического цикла передачи, благодаря пневмосистеме.

Временное хранение шлама в системе CLEANCUT не зависит от внешнего вида, наличия крана или сложности логистики, позволяет накапливать и хранить большое количество шлама для сброса регенерации без остановки самого процесса бурения.

Это может быть просто неприемлемо во время переговоров по бурению.

Система CLEANCUT была испытана в полевых условиях и имеет высокие показатели надежности и эффективности во всем мире. Эта система использовалась от Арктики до тропиков.

Безопасность метода

1. Полностью закрытая система транспортировки осадка
2. Не требует использования крановой техники или сведена к минимуму, что повышает безопасность персонала
3. Оборудование сертифицировано для работы в зонах риска

Простое в эксплуатации оборудование

1. Нет жестких требований к размещению системы, она занимает минимум места на буровой площадке
2. Высокая скорость транспортировки ила
3. Повышает гибкость и надежность операций, транспортировки в поле, приготовления навозной жижи и термообработки.

Надежность оборудования

1. Длительное время безотказной работы оборудования
2. Герметичная система, экологически чистая
3. Отсутствие отходов, связанных с работой установки CLEANCUT.

Обезвоживание осадка

Система предназначена для удаления частиц коллоидного размера, которые могут сильно ухудшить эксплуатационные свойства раствора. Системы обезвоживания избавляют от необходимости разбавлять раствор

для сохранения его свойств, тем самым экономя ресурсы, а также сокращая отходы и затраты.

Мелкие частицы в процессе очистки удаляются с одновременной химической обработкой, что является экономичнее, нежели использование одной центрифуги. Доступен ряд настроек обезвоживания, для буровых в любых условиях.

Особенности системы:

1. Производительная центрифуга
2. Блочная установка занимает меньше места
3. Магнитный расходомер для регистрации объема расход воды и очищенного раствора
4. Технология дает возможность снизить порог отсечки содержания твердых частиц в растворе
5. Возможность использования воды повторного

Преимущества системы

1. Повторное использование решения снижает затраты
2. Оптимизация экологических характеристик
3. Снижение стоимости химикатов
4. Поддержка параметров раствора в заданных нормах

Система вакуумного сбора отходов.

Система вакуумного сбора собирает, транспортирует и хранит буровой шлам без доступа к окружающей среде, сводя к минимуму возможность утечки и загрязнения.

Особенности и преимущества системы

Технология подходит для решения задач: сбор и транспортировка отходов бурения, очистка резервуаров и буровых, восстановление свойств бурового раствора.

Безопасность системы

1. Отсутствие движущихся механизмов
2. Наличие автоматического отключения по датчикам уровня

3. Выполнение системы в изолированном блоке
4. Специальный компрессор во взрывозащищенном исполнении.

Эффективность системы

1. Максимальный объем заполнения буровым шламом
2. Сбор шлама и постоянный вакуум в системе не влияют на процесс бурения
3. Транспортировка осуществляется в вертикальном и горизонтальном направлениях, что позволяет экономить место

Полностью изолированная система

1. Все отходы остаются в системе
2. Возможное загрязнение при бурении практически отсутствует

Простота установки системы

1. Сварочные работы не требуются или сведены к минимуму
2. Подключение безопаснее и быстрее
3. Предварительно установленная сборная труба позволяет собирать отходы бурения из нескольких мест.

УМОШ.

УМОШ предназначен для извлечения жидкой фазы бурового раствора из шлама с помощью мощного центробежного ускорения. Это декантерная центрифуга непрерывного действия, предназначенная для разделения жидкой и твердой фаз.

Мобильная установка должна использоваться в сочетании с высокоскоростной высокопроизводительной центрифугой.

Установка эксплуатируется в климатических районах по ГОСТ 16350-80 с умеренным и холодным климатом, по ГОСТ 15150-96 исполнение УХЛ-1 -50°C ... +45°C.

БФУ эффективно удаляет коллоидные частицы из неэмульгированных жидкостей, из буровых растворов на водной основе; частицы слишком малы, чтобы их можно было удалить с помощью декантерной центрифуги. Применяется в интервалах бурения скважин на водные растворы (РВО).

Исполнение: В 20-футовом контейнере (арктика).

Осушитель шлама.

Сушилка VERTI-G рассчитана на обработку до 60 тонн в час. Остатки влаги в осадке (по массе) составляют в среднем менее 5%.

VERTI-G включает в себя высокоскоростную вертикальную центрифугу, которая разделяет жидкость и твердые частицы в больших объемах. Осушитель VERTI-G повышает общую экономическую эффективность. Буровые растворы могут быть восстановлены. Осушитель бурового раствора VERTI-G отлично подходит для работы с буровыми растворами на синтетической и масляной основы и производит минимум объем отходов, что значительно снижает затраты на утилизацию.

Технология непрерывного пиролиза УТД-2 для переработки и утилизации отходов бурения

Установка УТД-2 представляет собой реактор пиролиза непрерывного действия, куда отходы подаются и перемещаются системой шнеков. Жидкость сгущается и очищается, сухой остаток представляет собой технический грунт с повышенной минерализацией, пригодный для засыпки котлованов и благоустройства территории. Процесс термической обработки изолирован, его безопасность (и безопасность персонала) обеспечивается автоматически, с помощью системы датчиков контроллером противоаварийной защиты, расположенных в ключевых точках процесса.

Оборудование работает автоматически, не требуя вмешательства персонала. Все данные отображаются на сенсорном экране. Автоматизированная система управления (АСУ ТП) предлагает несколько уровней доступа; в режиме отладки оператор может управлять всеми узлами и всеми устройствами с экрана. В процессе переработки из отходов 3-4 классов получают отходы 5 класса опасности. Отходы, поступающие с УТД-2, могут быть неоднородны по фракционному составу и могут поступать из разных источников. Аналитические данные подтверждают стабильный состав и экологическую безопасность перерабатываемых отходов в виде

сухого остатка при переработке любых нефтесодержащих отходов 3-4 классов.

Осушитель VORTEX используется для отделения различных видов отходов от бурового раствора. В процессе бурения после обработки отходов виброситами остаточная влажность шлама составляет 20 %. На практике использование влагопоглотителя снижает содержание жидкости в осадке.

Преимущества:

1. Отделение жидкостей от шлама для повторного использования
2. Сокращение отходов - снижение затрат
3. Экологичность
4. Снижение содержания жидкости в отходе перед его последующей обработкой – повышение эффективности очистки буровых отходов.

Осушитель использует центробежную силу для извлечения раствора на синтетической или углеводородной основе. «Мокрые» частицы подаются в сетчатую корзину, где разгоняются до центробежной силы достигает 540 Гс. Жидкость проходит через отверстия скальпирующей сетки. «Сухие» частицы удаляются наклонными пластинами, который вращается несколько медленнее, чем корзина. Вставки покрыты карбидом вольфрама. Необходимо поддерживать постоянный зазор между конусом и сетчатой корзиной, что является необходимым фактором для работы сушилки. Практика использования осушителя VORTEX и контроль за его работой показали, что это оборудование соответствует строгим экологическим нормам по выбросам в окружающую среду. Десикант использовался для различных целей, включая предварительную обработку перед биологической очисткой и термическую десорбцию. Одним из многих преимуществ сушилки является снижение энергопотребления и повышение эффективности процесса. Конструкция сушилки обеспечивает во время работы отсутствие вибрации. Все компоненты сбалансированы по отдельности, детали взаимозаменяемы и не нарушают баланса вращающегося узла в целом. Снижение потребности в обслуживании. Доступ к деталям, подверженным естественному износу,

осуществляется сверху машины, ремни можно менять без демонтажа зубчатой передачи, легко демонтируется вся зубчатая передача. Зоны повышенного износа покрыты специальными материалами, такими как керамическая плитка и карбид вольфрама.

Осушитель оборудован двумя трубопроводами, которые промывают сетки в случае их засорения или налипания на них шлама. Узел дифференциала снабжает внешняя система смазки. Эта система электрически заблокирована с панелью управления главным двигателем для предотвращения работы механизма при отсутствии давления или низком давлении смазочного масла в редукторе. Все системы осушителей настроены в соответствии с конкретными потребностями объекта. Низкопрофильные модели имеют два винтовых конвейера для удаления твердых частиц.

Заключение

Пока что практика метода безамбарного бурения не имеет широкого применения и процент использования его достаточно низок, однако приоритеты экологии встают главным фактором. Влияние нефтегазовых компаний на экологию огромно и для сохранения для будущих поколений данный метод становится все более и более востребован. Загрязнение экологии наносит не только финансовые издержки, но и репутационные потери как для заказчика, так и для подрядчиков, что в какой-то мере заставляет крупных игроков использовать данный метод. Затраты на оборудование уменьшаются, хотя они все еще куда больше, чем с применением шламового амбара, а все новые технологии предлагают огромную вариативность под все нужды заказчика. В связи со всеми факторами мы будем видеть только наращивание месторождений использующих безамбарное бурение, а также обширную заинтересованность в данных технологиях и финансирование исследований и технологий данного направления.

4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Введение

Основная цель данного раздела – оценить перспективность развития и планировать финансовую и коммерческую ценность конечного продукта, представленного в рамках исследовательской программы. Коммерческая ценность определяется не только наличием более высоких технических характеристик над конкурентными разработками, но и тем, насколько быстро разработчик сможет ответить на следующие вопросы – будет ли продукт востребован на рынке, какова будет его цена, каков бюджет научного исследования, какое время будет необходимо для продвижения разработанного продукта на рынок.

Данный раздел, предусматривает рассмотрение следующих задач:

- Оценка коммерческого потенциала разработки.
- Планирование научно-исследовательской работы;
- Расчет бюджета научно-исследовательской работы;
- Определение ресурсной, финансовой, бюджетной эффективности исследования.

Цель данной ВКР – разработка технологии строительства скважины.

4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

4.1.1 Анализ конкурентных технических решений

В ходе исследования были рассмотрены две конкурирующие разработки строительства скважины:

- 1) горизонтальным методом с полимерным раствором;
- 2) вертикальным методом с глинистым раствором;
- 3) горизонтальный метод с глинистым раствором.

Детальный анализ необходим, т.к. каждая технология имеет свои достоинства и недостатки. В таблице 4.1 показано сравнение разработок конкурентов и разработки данного НИ с точки зрения технических и экономических критериев оценки эффективности.

Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения позволяет провести оценку сравнительной эффективности научной разработки и определить направления для ее будущего повышения.

Целесообразно проводить данный анализ с помощью оценочной карты, пример которой приведен в таблице:

Таблица 4.1 – Сравнение конкурентных технических решений (разработок)

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б _ф	Б _{к1}	Б _{к2}	К _ф	К _{к1}	К _{к2}
1	2	3	4	5	6	7	8
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Актуальность исследования	0,1	5	3	4	0,75	0,45	0,6
2. Простота изготовления	0,05	3	5	4	0,36	0,60	0,48
3. Эффективность работы	0,05	5	5	5	0,75	0,75	0,75
4. Безопасность	0,08	4	4	4	0,48	0,48	0,48
Экономические критерии оценки эффективности							
1. Цена сырья	0,12	4	5	3	0,68	0,85	0,51

Продолжение таблицы 4.1

2. Предполагаемый срок эксплуатации	0,06	4	3	4	0,64	0,48	0,64
3. Финансирование научной разработки конкурентных товаров и разработок	0,08	5	4	4	0,65	0,52	0,52
Итого	1	43	38	37	4,31	4,13	3,98

Расчет конкурентоспособности, на примере стабильности срабатывания, определяется по формуле:

$$K = \sum B_i \cdot B_i = 4,31, \quad (4.1)$$

где K – конкурентоспособность проекта; B_i – вес показателя (в долях единицы); B_i – балл показателя.

Проведенный анализ конкурентных технических решений показал, что исследование является наиболее актуальным и перспективным, имеет конкурентоспособность.

4.1.2 SWOT-анализ

Для исследования внешней и внутренней среды проекта, в этой работе проведен SWOT-анализ с детальной оценкой сильных и слабых сторон исследовательского проекта, а также его возможностей и угроз.

Первый этап, составляется матрица SWOT, в которую описаны слабые и сильные стороны проекта и выявленные возможности и угрозы для реализации проекта, которые проявились или могут появиться в его внешней среде, приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Матрица SWOT-анализа

Сильные стороны	Слабые стороны
С1. Низкая стоимость производства по сравнению с другими комплексами ГИС.	Сл1. Отсутствие ссылок и материалов для соответствующих научных исследований.
С2. Стабильное финансовое состояние компании	Сл2. Удаленность потенциальных потребителей.
С3. Более свежая информация, которая была использована для разработки проекта.	Сл3. Высокие требования к экспериментальному оборудованию.
С4. Экологичность технологии.	Сл4. Отсутствие у потенциальных потребителей квалифицированных кадров
С5. Квалифицированный персонал.	Сл5. Вероятность получения брака.
Возможности	Угрозы
В1. Использование оборудования ИНШПТ ТПУ и ИФПМ СО РАН.	У1. Снижение стоимости разработок конкурентов.
В2. Появление потенциального спроса на новые разработки.	У2. Появление зарубежных аналогов и более ранний их выход на рынок.
В3. Внедрение технологии в строительной и аграрной областях.	
В4. Внедрение на мировой рынок, экспорт за рубеж.	

На втором этапе на основании матрицы SWOT строятся интерактивные матрицы возможностей и угроз, позволяющие оценить эффективность проекта, а также надежность его реализации. Соотношения параметров представлены в таблицах 4.3–4.6.

Таблица 4.3 – Интерактивная матрица проекта «Возможности проекта и сильные стороны»

Сильные стороны проекта						
Возможности проекта		C1	C2	C3	C4	C5
	B1	–	–	–	–	–
	B2	–	+	+	–	–
	B3	–	+	–	+	–
	B4	+	+	–	–	–

Таблица 4.4 – Интерактивная матрица проекта «Возможности проекта и слабые стороны»

Слабые стороны проекта						
Возможности проекта		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4	Сл5
	B1	–	–	+	+	+
	B2	–	–	–	–	–
	B3	–	–	–	–	–
	B4	–	–	–	–	–

Таблица 4.5 – Интерактивная матрица проекта «Угрозы проекта и сильные стороны»

Сильные стороны проекта						
Угрозы проекта		C1	C2	C3	C4	C5
	У1	–	+	–	–	–
	У2	–	+	–	–	–

Таблица 4.6 – Интерактивная матрица проекта «Угрозы проекта и слабые стороны»

Слабые стороны проекта						
Угрозы проекта		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4	Сл5
	У1	–	–	–	+	+
	У2	–	–	–	–	–

Сильные стороны организации – это то, в чем она преуспела или какая-то особенность, предоставляющая ей дополнительные возможности.

Слабые стороны – это отсутствие чего-то важного для функционирования организации или то, что пока не удастся по сравнению с другими компаниями и ставит ее в неблагоприятное положение [19].

Рыночные возможности – это благоприятные обстоятельства, которые организация может использовать в настоящий момент для получения преимущества.

Рыночные угрозы - события, наступление которых может оказать неблагоприятное воздействие на организацию и даже привести к ее разрушению [19].

Каждая характеристика записывается в соответствующий квадрант матрицы SWOT-анализа. Для оценки предприятия можно воспользоваться параметрами, приведенными в таблице 2, характеризующими сильные, слабые стороны, возможности и угрозы организации. После фиксации характеристик, проводится сопоставление слабых сторон с компенсирующими их возможностями и угроз с компенсирующими их сильными сторонами. Нескомпенсированные слабые стороны и угрозы могут привести к краху организации. Все нескомпенсированные сильные стороны и возможности становятся резервами развития.

Результаты анализа представлены в итоговую таблицу 4.7.

Таблица 4.7 – Итоговая таблица SWOT-анализа

	<p>Сильные стороны научно-исследовательского проекта</p> <p>С1. Низкая цена исходного сырья.</p> <p>С2. Стабильное финансовое состояние компании</p> <p>С3. Более свежая информация, которая была использована для разработки проекта.</p> <p>С4. Экологичность технологии</p> <p>С5. Квалифицированный персонал.</p>	<p>Слабые стороны научно-исследовательского проекта</p> <p>Сл1. Отсутствие ссылок и материалов для соответствующих научных исследований.</p> <p>Сл2. Долгое время подготовки образца, используемого при проведении научного исследования.</p> <p>Сл3. Высокие требования к экспериментальному оборудованию.</p> <p>Сл4. Эксперименты имеют большие погрешности и неопределенности.</p> <p>Сл5. Вероятность получения брака.</p>
<p>Возможности</p> <p>В1. Использование оборудования ИНШПТ ТПУ и ИФПМ СО РАН.</p> <p>В2. Появление потенциального спроса на новые разработки.</p> <p>В3. Внедрение технологии в аэрокосмической области</p>	<p>Направления развития</p> <p>В2С2С3. Низкая стоимость производства по сравнению с другими комплексами ГИС позволяет расширить спрос, использование новейшей информации и технологий соответствует потенциальному спросу на новые разработки.</p> <p>В3С2С4. Высокая трещиностойкость и ударопрочность продукции и экологичность технологии</p>	<p>Сдерживающие факторы</p> <p>В1Сл3Сл4Сл5.</p> <p>Использование новейшего оборудования для удовлетворения требований исследований, также может уменьшить экспериментальную ошибку и предотвратить появление брака.</p>

<p>В4. Внедрение на мировой рынок, экспорт за рубеж.</p>	<p>являются хорошим основанием для внедрения технологии в строительной области.</p> <p>В4С1С2. Низкая цена исходного сырья и высокая трещиностойкость и ударопрочность продукции являются основой для экспорта за рубеж и выхода на мировой рынок.</p>	
<p>Угрозы</p> <p>У1. Снижение стоимости разработок конкурентов.</p> <p>У2. Появление зарубежных аналогов и более ранний их выход на рынок.</p>	<p>Угрозы развития</p> <p>У1С2. Несмотря на снижение стоимости разработок конкурентов, наши продукты имеют лучшие механические свойства, больше перспектив развития.</p> <p>У2С2. Наши продукты обладают лучшими механическими свойствами, являются более привлекательными мировом рынке.</p>	<p>Уязвимости:</p> <p>У1Сл4Сл5. Введение систем совершенствования производственных процессов для снижения погрешности и неопределенности.</p>

В результате SWOT-анализа показано, что на преимущества разрабатываемой технологии преобладают над ее недостатками. Данные недостатки, которые на данный момент на практике не устранены, но в теории уже есть возможности для их устранения. Результаты анализа учтены в дальнейшей научно-исследовательской разработке.

4.2 Планирование научно-исследовательских работ

4.2.1 Структура работ в рамках научного исследования

Планирование комплекса научно-исследовательских работ осуществляется в порядке:

- определение структуры работ в рамках научного исследования;
- определение количества исполнителей для каждой из работ;
- установление продолжительности работ;
- построение графика проведения научных исследований.

Для оптимизации работ удобно использовать классический метод линейного планирования и управления.

Результатом такого планирования является составление линейного графика выполнения всех работ. Порядок этапов работ и распределение исполнителей для данной научно-исследовательской работы, приведен в таблице 4.8.

Таблица 4.8 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания, утверждение плана-графика	Научный руководитель
	2	Календарное планирование выполнения работ	Инженер, научный руководитель
Выбор способа решения поставленной задачи	3	Обзор научной литературы	Инженер
	4	Выбор методов исследования	Инженер
Теоретические и экспериментальные исследования	5	Планирование эксперимента	Инженер, научный руководитель
	6	Подготовка образцов для эксперимента	Инженер
	7	Проведение эксперимента	Инженер

Продолжение таблицы 4.8

Обобщение и оценка результатов	8	Обработка полученных данных	Инженер
	9	Оценка правильности полученных результатов	Инженер, Научный руководитель
Оформление отчета по НИР (комплекта документации по ОКР)	10	Составление пояснительной записки	Инженер

4.2.2 Определение трудоемкости выполнения работ и разработка графика проведения

При проведении научных исследований основную часть стоимости разработки составляют трудовые затраты, поэтому определение трудоемкости проводимых работ является важным этапом составления сметы.

Для определения ожидаемого (среднего) значения трудоемкости использована следующая формула:

$$t_{\text{ож}i} = \frac{3t_{\text{min}i} + 2t_{\text{max}i}}{5}, \quad (4.2)$$

где $t_{\text{ож}i}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы, человеко-дни;

$t_{\text{min}i}$ – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы, человеко-дни;

$t_{\text{max}i}$ – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы, человеко-дни.

Зная величину ожидаемой трудоемкости, можно определить продолжительность каждой i -ой работы в рабочих днях T_{pi} , при этом учитывается параллельность выполнения работ разными исполнителями. Данный расчёт позволяет определить величину заработной платы.

$$T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{Ч_i}, \quad (4.3)$$

где T_{pi} – продолжительность одной работы, рабочие дни;

$t_{ожі}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, человеко-дни;

$Ч_i$ – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

Для перевода длительности каждого этапа из рабочих в календарные дни, необходимо воспользоваться формулой (4.4):

$$T_{ki.инж} = T_{pi} \cdot k_{кал}, \quad (4.4)$$

где T_{ki} – продолжительность выполнения i -й работы в календарных днях;

T_{pi} – продолжительность выполнения i -й работы в рабочих днях;

$k_{кал}$ – календарный коэффициент.

Календарный коэффициент определяется по формуле:

$$k_{кал.инж} = \frac{T_{кал}}{T_{кал} - T_{вых} - T_{пр}} = \frac{365}{365 - 104 - 14} = 1,48 \quad (4.5)$$

где $T_{кал}$ – общее количество календарных дней в году; $T_{вых}$ – общее количество выходных дней в году; $T_{пр}$ – общее количество праздничных дней в году (2020 год).

Расчеты временных показателей проведения научного исследования обобщены в таблице 4.9.

Таблица 4.9 – Временные показатели проведения научного исследования

Название работы	Трудоёмкость работ						Длительность работ в рабочих днях T_{pi}	Длительность работ в календарных днях T_{ki}
	t_{min} , чел-дни		t_{max} , чел-дни		$t_{ожг}$, чел-дни			
	Исп.1	Исп.2	Исп.1	Исп.2	Исп.1	Исп.2		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1. Составление и утверждение технического задания, утверждение плана-графика	2	–	4	–	2,8	–	2,8	4
2. Календарное планирование выполнения работ	1	3	3	4	1,8	3,4	2,6	4
3. Обзор научной литературы	–	6	–	10	–	7,6	7,6	11
4. Выбор методов исследования	–	3	–	5	–	3,8	3,8	6
5. Планирование эксперимента	2	6	4	8	2,8	6,8	4,8	7
6. Подготовка образцов для эксперимента	–	5	–	7	–	5,8	5,8	9
7. Проведение эксперимента	–	15	–	20	–	17	17	25
8. Обработка полученных данных	–	10	–	15	–	12	12	18

9. Оценка правильности полученных результатов	2	3	4	5	2,8	3,8	3,3	5
10. Составление пояснительной записки	–	8	–	10	–	8,8	8,8	13
Итого:	7	59	15	84	13,5	68,5	68,5	102

Примечание: Исп. 1 – научный руководитель, Исп. 2 – инженер.

На основе таблицы составлен календарный план-график выполнения проекта с использованием диаграммы Ганта (таблица 4.10).

Таблица 4.10 – Диаграмма Ганта

№	Вид работ	Исп	T_{ki} , кал. дн.	Продолжительность работ													
				февр			март			апр			май				
				1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3		
1	Составление и утверждение технического задания, утверждение плана- графика	Исп1	4	█													
2	Календарное планирование выполнения ВКР	Исп1 Исп2	4	█													
3	Обзор научной литературы	Исп2	11		█												
4	Выбор методов исследования	Исп2	6			█											
5	Планирование эксперимента	Исп1 Исп2	7			█											
6	Подготовка образцов для эксперимента	Исп2	9				█										

№	Вид работ	Исп	T_{ki} , кал. дн.	Продолжительность работ												
				февр			март			апр			май			
				1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	
7	Проведение эксперимента	Исп2	25					■	■	■						
8	Обработка полученных данных	Исп2	18								■	■	■			
9	Оценка правильности полученных результатов	Исп1 Исп2	5										▨	■		
10	Составление пояснительной записки	Исп2	13											■	■	■

Примечание:

▨ – Исп. 1 (научный руководитель), ■ – Исп. 2 (инженер)

4.3 Бюджет научно-технического исследования

При планировании бюджета научно-технического исследования учитывались все виды расходов, связанных с его выполнением. В этой работе использовать следующую группировку затрат по следующим статьям:

- материальные затраты научно-исследовательской работы (НИР);
- затраты на специальное оборудование для экспериментальных работ;
- основная заработная плата исполнителей темы;
- дополнительная заработная плата исполнителей темы;
- отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- накладные расходы НИР.

4.3.1 Расчет материальных затрат научно-технического исследования

Расчёт стоимости материальных затрат производится по действующим прейскурантам или договорным ценам. В стоимость материальных затрат включают транспортно-заготовительные расходы (3-5 % от цены).

Таблица 4.11 – Расчёт стоимости материальных затрат

Наименование	Единица измерения	Количество		Цена за ед., руб.		Затраты на материалы, З, руб.	
		Исп.1	Исп.2	Исп.1	Исп.2	Исп.1	Исп.2
Ручка	шт.	4	6	27	9	108	54
Тетрадь	шт.	1	1	30.56	265	30.56	265
Электроэнергия	кВт/ч	978	992	2.39	2.39	2337.42	2370.88
Интернет	мес.	5	5	350	400	1750	2000
Картридж для принтера	шт	1	1	450	470	450	470
Карандаш	шт	4	5	15	25	60	125
Миллиметровая бумага	упаковка	1	2	59	80	59	160
Бумага белая, А4	пачка	1	1	215	200	215	200
Транспортно-заготовительные расходы (5%)						250.499	282.244
Итого:						5260.48	5927.12

Цены приняты на основании прайс-листа поставщика материалов:<https://market.yandex.ru/>

4.3.2 Расчет амортизации специального оборудования

Расчет сводится к определению амортизационных отчислений, так как оборудование было приобретено до начала выполнения данной работы и эксплуатировалось ранее, поэтому при расчете затрат на оборудовании учитываем только рабочие дни по данной теме.

Расчет амортизации проводится следующим образом:

Норма амортизации: рассчитывается по формуле:

$$H_A = \frac{1}{n}, \quad (4.6)$$

где n – срок полезного использования в количестве лет.

Амортизация оборудования рассчитывается по формуле:

$$A = \frac{H_A I}{12} \cdot m, \quad (4.7)$$

где I – итоговая сумма, тыс. руб.; m – время использования, мес.

Таблица 4.12 – Затраты на оборудование

При выполнении научно-исследовательского проекта использовался ПЭВМ - Ноутбук Apple MacBook Air серый

Срок полезного использования данного ноутбука по паспорту составляет 3 года.

Таблица 4.12 - Срок полезного использования данного ноутбука

№	Наименование оборудования	Кол-во, шт.	Срок полезного использования, лет	Цены единицы оборудования, тыс. руб.	Общая стоимость оборудования, тыс. руб.
1	Ноутбук Apple MacBook Air серый	1	3	121	121
Итого		121 тыс. руб.			

Расчет амортизации проводится следующим образом:

Норма амортизации определяется по следующей формуле:

$$H_A = \frac{1}{n},$$

где n – срок полезного использования в годах.

Амортизация определяется по следующей формуле:

$$A = \frac{H_A \cdot I}{12} \cdot m,$$

где I – итоговая сумма, тыс. руб.;

m – время использования, мес.

Рассчитаем норму амортизации для ноутбука, с учётом того, что срок полезного использования составляет 3 года:

$$H_A = \frac{1}{n} = \frac{1}{3} = 0,33.$$

Общую сумму амортизационных отчислений находим следующим образом:

$$A = \frac{H_A \cdot I}{12} \cdot m = \frac{0,33 \cdot 121000}{12} \cdot 3 = 10000$$

4.3.3 Основная заработная плата исполнителей темы

В данном разделе рассчитывается заработная плата инженера и руководителя, помимо этого необходимо рассчитать расходы по заработной плате, определяемые трудоемкостью проекта и действующей системой оклада.

Основная заработная плата $Z_{осн}$ одного работника рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_p, \quad (4.8)$$

где $Z_{дн}$ – среднедневная заработная плата, руб.; T_p – продолжительность работ, выполняемых работником, раб.дн. (таблица 4.9).

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

Для шестидневной рабочей недели (рабочая неделя руководителя):

$$Z_{дн} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d} = \frac{51285 \cdot 10,3}{246} = 2147,3 \text{ руб.}, \quad (4.9)$$

где Z_m – месячный должностной оклад работника, руб.; F_0 – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дней; M – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

– при отпуске в 28 раб. дня – $M = 11,2$ месяца, 5-дневная рабочая неделя;

– при отпуске в 56 раб. дней – $M = 10,3$ месяца, 6-дневная рабочая неделя.

Для пятидневной рабочей недели (рабочая неделя инженера):

$$Z_{он} = \frac{Z_m \cdot M}{F_0} = \frac{33150 \cdot 11,2}{213} = 1743,1 \text{ руб.} \quad (4.10)$$

Должностной оклад работника за месяц:

– для руководителя:

$$Z_m = Z_{мс} \cdot (1 + k_{np} + k_0) k_p = 26300 \cdot (1 + 0,3 + 0,2) \cdot 1,3 = 51285 \text{ руб.} \quad (4.11)$$

– для инженера:

$$Z_m = Z_{мс} \cdot (1 + k_{np} + k_0) k_p = 17000 \cdot (1 + 0,3 + 0,2) \cdot 1,3 = 33150 \text{ руб.}, \quad (4.12)$$

где $Z_{мс}$ – заработная плата, согласно тарифной ставке, руб.; k_{np} – премиальный коэффициент, равен 0,3; k_0 – коэффициент доплат и надбавок, равен 0,2; k_p – районный коэффициент, равен 1,3 (для г. Томска).

Таблица 4.13 – Баланс рабочего времени исполнителей

Показатели рабочего времени	Руководитель	Инженер
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней	52/14	104/14
- выходные дни		
- праздничные дни		
Потери рабочего времени	48/5	24/10
- отпуск		
- невыходы по болезни		
Действительный годовой фонд рабочего времени	246	213

Таблица 4.14 – Расчет основной заработной платы исполнителей

Исполнители НИ	$Z_{мс}, руб$	$k_{пр}$	k_{∂}	k_p	$Z_m, руб$	$Z_{\partialн}, руб$	$T_p, раб.дн.$	$Z_{осн}, руб$
Руководитель	26300	0,3	0,2	1,3	51285	2147,3	13,5	28988,6
Инженер	17000	0,3	0,2	1,3	33150	1743,1	68,5	119402,4
Итого:								148391

Дополнительная заработная плата определяется по формуле:

– для руководителя:

$$Z_{\partialоп} = k_{\partialоп} \cdot Z_{осн} = 0,15 \cdot 28988,6 = 4348,3 \text{ руб.} \quad (4.13)$$

– для инженера:

$$Z_{\partialоп} = k_{\partialоп} \cdot Z_{осн} = 0,15 \cdot 119402,4 = 17910,4 \text{ руб.}, \quad (4.14)$$

где $k_{\partialоп}$ – коэффициент дополнительной заработной платы (на стадии проектирования принимаем равным 0,15).

4.3.4 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

Отчисления во внебюджетные фонды определяется по формуле:

– для руководителя:

$$Z_{внеб} = k_{внеб} (Z_{осн} + Z_{\partialоп}) = 0,3 \cdot (28988,6 + 4348,3) = 10001,1 \text{ руб.} \quad (4.15)$$

– для инженера:

$$Z_{внеб} = k_{внеб} (Z_{осн} + Z_{\partialоп}) = 0,3 \cdot (119402,4 + 17910,4) = 41193,8 \text{ руб.}, \quad (4.16)$$

где $k_{внеб}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд ОМС и социальное страхование). Общая ставка взносов составляет в 2020 году – 30% (ст. 425, 426 НК РФ).

4.3.5 Накладные расходы

Накладные расходы включают в себя следующие расходы: печать ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи и т.д. Сумма 5 статьи затрат, рассчитанных выше, приведена в таблице ниже и используются для расчета накладных расходов.

Таблица 4.15 – Группировка затрат по статьям

Статьи					
1	2	3	4	5	6
Амортизация	Сырье, материалы	Основная заработная плата	Дополнительная заработная плата	Отчисления на социальные нужды	Итого без накладных расходов
20921	6117,5	148391	22258,7	51194,9	248883,1

Величина накладных расходов определяется по формуле (4.17):

$$Z_{\text{накл}} = (\text{сумма статей } 1 \div 5) \cdot k_{\text{нр}}, \quad (4.17)$$

где $k_{\text{нр}}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы. Величина коэффициента принимается равной 0,2.

На основании полученных данных по отдельным статьям затрат составляется калькуляция плановой себестоимости НИ «Исследование структурно-фазового состояния и физикомеханических свойств защитных нанокompозитных покрытий системы Zr-Y-O на поверхности кремния» по форме, приведенной в таблице 4.16. В таблице также представлено определение бюджета затрат двух конкурирующих научно-исследовательских проектов.

Таблица 4.16 – Группировка затрат по статьям

№	Наименование статьи	Сумма, руб.			Примечание
		Текущий Проект	Исп.2	Исп.3	
1	Материальные затраты НИР	6117,5	4626,3	15945	Пункт 4.2.3.1
2	Затраты на специальное оборудование	20921	22959,8	43453	Пункт 4.2.3.2
3	Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	148391	148391	148391	Пункт 4.2.3.3
4	Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	22258,7	22258,7	22258,7	Пункт 4.2.3.3
5	Отчисления во внебюджетные фонды	51194,9	51194,9	51194,9	Пункт 4.2.3.4
6	Накладные расходы	49776,6	49776,6	49776,6	Пункт 4.2.3.5
Бюджет затрат НИР		298659,7	299177,3	331019,2	Сумма ст. 1- 6

4.4 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования

Для определения эффективности исследования рассчитан интегральный показатель эффективности научного исследования путем определения интегральных показателей финансовой эффективности и ресурсоэффективности.

Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получен в процессе оценки бюджета затрат трех вариантов исполнения научного исследования. Для этого наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принят за базу расчета (как

знаменатель), с которым соотносятся финансовые значения по всем вариантам исполнения.

В качестве аналогов данной НИР рассмотрены:

- 1) Просветляющие покрытия на основе CVD алмаза для германиевой ИК-оптики;
- 2) Композиционные материалы на основе ZrC-BN, структура и свойства.

Интегральный финансовый показатель разработки рассчитывается как:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{мах}}}, \quad (4.18)$$

где $I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i}$ – интегральный финансовый показатель разработки;

Φ_{pi} – стоимость i -го варианта исполнения;

$\Phi_{\text{мах}}$ – максимальная стоимость исполнения.

$\Phi_{\text{текущ.проект}} = 298659,7$ руб, $\Phi_{\text{исп.1}} = 299177,3$ руб, $\Phi_{\text{исп.2}} = 331019,2$ руб.

$$I_{\text{финр}}^{\text{тек.пр.}} = \frac{\Phi_{\text{тек.пр.}}}{\Phi_{\text{мах}}} = \frac{298659,7}{331019,2} = 0,90;$$

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.2}} = \frac{\Phi_{\text{исп.2}}}{\Phi_{\text{мах}}} = \frac{299177,3}{331019,2} = 0,91;$$

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.3}} = \frac{\Phi_{\text{исп.3}}}{\Phi_{\text{мах}}} = \frac{331019,2}{331019,2} = 1.$$

В результате расчета консолидированных финансовых показателей по трем вариантам разработки вариант 1 (текущий проект) с меньшим перевесом признан считается более приемлемым с точки зрения финансовой эффективности.

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов выполнения НИР (I_{pi}) определен путем сравнительной оценки их

характеристик, распределенных с учетом весового коэффициента каждого параметра (таблица 4.17).

Таблица 4.17 – Сравнительная оценка характеристик вариантов НИР

Критерии \ Объект исследования	Весовой коэффициент параметра	Текущий проект	Исп.2	Исп.3
1. Безопасность при использовании установки	0,15	4	4	4
2. Стабильность работы	0,2	4	4	5
3. Технические характеристики	0,2	5	3	4
4. Механические свойства	0,3	5	4	3
5. Материалоёмкость	0,15	5	4	5
ИТОГО	1	4,65	3,8	4,05

Расчет интегрального показателя для разрабатываемого проекта:

$$I_{p1} = 0,15 \cdot 4 + 0,2 \cdot 4 + 0,2 \cdot 5 + 0,3 \cdot 5 + 0,15 \cdot 5 = 4,65;$$

$$I_{p2} = 0,15 \cdot 4 + 0,2 \cdot 4 + 0,2 \cdot 3 + 0,3 \cdot 4 + 0,15 \cdot 4 = 3,80;$$

$$I_{p3} = 0,15 \cdot 4 + 0,2 \cdot 5 + 0,2 \cdot 4 + 0,3 \cdot 3 + 0,15 \cdot 5 = 4,05.$$

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки вычисляется на основании показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{исп.i} = \frac{I_{p-исп.i}}{I_{финр}} \quad (4.19)$$

$$I_{исп.1} = \frac{4,65}{0,90} = 5,18, \quad I_{исп.2} = \frac{3,8}{0,91} = 4,18, \quad I_{исп.3} = \frac{4,05}{1} = 4,05.$$

Далее интегральные показатели эффективности каждого варианта НИР сравнивались с интегральными показателями эффективности других вариантов с целью определения сравнительной эффективности проекта (таблица 4.18).

Таблица 4.18 – Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Текущий проект	Исп.2	Исп.3
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,90	0,91	1
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,65	3,8	4,05
3	Интегральный показатель эффективности	5,18	4,18	4,05
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1	0,81	0,78

Сравнение среднего интегрального показателя сопоставляемых вариантов позволило сделать вывод о том, что наиболее финансово- и ресурсоэффективным является вариант 1 (текущий проект). Наш проект является более эффективным по сравнению с конкурентами.

Выводы по разделу

В результате выполнения целей раздела можно сделать следующие выводы:

1. Результатом анализа конкурентных технических решений является выбор одного из вариантов реализации НИР как наиболее подходящего и оптимального по сравнению с другими.

2. В ходе планирования для руководителя и инженера был разработан график реализации этапа работ, который позволяет оценивать и планировать рабочее время исполнителей. Определено следующее: общее количество календарных дней для выполнения работ составляет 102 дней; общее количество дней, в течение которых работал инженер, составляет 98 дней; общее количество дней, в течение которых работал руководитель, составляет 20 дней;

3. Для оценки затрат на реализацию проекта разработан проектный бюджет, который составляет 298659,7 руб;

4. Результат оценки эффективности ИР показывает следующие выводы:

1) значение интегрального финансового показателя ИР составляет 0,90, что является показателем того, что ИР является финансово выгодной по сравнению с аналогами;

2) значение интегрального показателя ресурсоэффективности ИР составляет 4,65, по сравнению с 3,8 и 4,05;

3) значение интегрального показателя эффективности ИР составляет 5,18, по сравнению с 4,18 и 4,05, и является наиболее высоким, что означает, что техническое решение, рассматриваемое в ИР, является наиболее эффективным вариантом исполнения.

5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Введение

Целью выпускной квалификационной работы является разработка технологических решений для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 3750 метров на газоконденсатном месторождении (Тюменская область) . Данный проект имеет актуальность в отрасли добычи нефти и газа в строительстве вертикальных скважин с учетом особенностей геологии и климата Тюменской области.

Технологические решения касаются таких этапов бурения вертикальных скважин как разрушение горных пород, формирование забоя и ствола скважины, гидромеханическое бурение, бурение скважин и геофизические исследования и работы в скважинах в пределах кустовой площадки; обустройство внутрикустовых коммуникаций и сетей; гидравлический разрыв пласта; сопровождение буровых растворов; сопровождение буровых долот; телеметрия; вышкомонтажные работы; эксплуатация скважин, монтаж передвижных агрегатов для освоения и ремонта скважин; переработка бурового шлама; реконструкция скважин;

В данном разделе рассматриваются вопросы соблюдения прав персонала на труд, выполнения требований к безопасности труда, к промышленной безопасности, охране окружающей среды и ресурсосбережению. Результаты анализа раздела ВКР могут быть использованы инженерами по охране труда, инженерам по промышленной безопасности при подготовке мероприятий предотвращения воздействия вредных факторов при бурении скважины.

5.1 Правовые и организационные вопросы

5.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства

Работа на буровой установке имеет такие особенности, как вахтовый метод работы и наличие определенных ограничений на список лиц, допущенных к осуществлению работ, регламентируемые главой 47 ТК РФ «Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом» [10].

Ст. 297. регулирует общие положения о работе вахтовым методом, в частности об обустройстве вахтовых поселков для работников.

Ст. 298. определяет ограничения на работы вахтовым методом. К работам не могут привлекаться работники в возрасте до восемнадцати лет, беременные женщины и женщины, имеющие детей в возрасте до трех лет, а также лица, имеющие противопоказания к выполнению работ вахтовым методом в соответствии с медицинским заключением. Лица женского пола не могут включаться в состав буровых бригад также согласно ПП РФ от 25.02.2000 г. №162 «Об утверждении перечня тяжелых работ и работ с вредными или опасными условиями труда, при выполнении которых запрещается применение труда женщин» [11].

Ст. 299-302 регулируют продолжительность вахты (не более одного месяца), режимы труда и отдыха (продолжительность смены не более 12 часов), гарантии и компенсации работающим вахтовым методом (надбавки к заработной плате; районные коэффициенты - 1,5 для места проведения работ по проекту; ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск).

Работник 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» [12].

5.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Работа буровой бригады выполняется стоя, рабочие места необходимо оборудовать в соответствии с ГОСТ 12.2.033-78 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования» [12].

При использовании автоматизированного оборудования предполагается работа бурильщика в положении сидя. Учитывая наличие сиденья, рабочее место организуется согласно ГОСТ 12.2.032-78 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования» [5]. Регламент эргономики рабочего кресла оператора регулируется в соответствии ГОСТ 21889-76 [6].

5.2 Производственная безопасность

5.2.1 Анализ опасных производственных факторов

Определяющими тяжелыми условиями факторами могут служить постоянные повышенные риски причинения вреда жизни и здоровью работника, такие как работа на высоте, ремонт электротехники, нахождение на небезопасном расстоянии от взрывоопасных и токсичных веществ, нахождение в ядовитом аэрозоле из газов при проведении бурильных работ. Такие факторы, как бурение скважин, связаны с постоянным психологическим напряжением и ответственностью за собственную

безопасность и безопасность иных работников, в связи с чем возникает возможность нарушения нормального выполнения трудовой функции в течение рабочего дня (смены).

Для бурильщика скважин во время рабочей смены характерно воздействие определенных вредных факторов согласно СанПиН 1.2.3685-21 "Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания" .

В таблице 5.1 представлены вредные и опасные факторы согласно ГОСТ 12.0.003-2015 [5], которые возникают в процессе бурения и во время подготовительных мероприятий. Далее каждый фактор будет рассмотрен подробно.

Таблица 5.1 – Возможные опасные и вредные производственные факторы на роторной площадке

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Нормативные документы
Неблагоприятные шумовые характеристики	Санитарные нормы и правила по ограничению шума на территориях и в помещениях производственных предприятий
Повышенный уровень вибрации	ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования
Факторы, связанные с производственной воздушной средой	ГОСТ 12.1005-88 ССБТ. Воздух рабочей зоны. Общие санитарно-гигиенические требования СП 60.13330.2020 Отопление, вентиляция, кондиционирование воздуха
Вредные факторы, связанные с искусственным освещением	Приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15 декабря 2020 года N 534 Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»

Продолжение таблицы 5.1

Движущие объекты производства	РД 10-525-03 Рекомендации по проведению испытаний грузоподъемных машин
Опасные и вредные факторы, вызванные электрификацией оборудования	Приказ Минэнерго России №204 от 08.07.2002 «Об утверждении «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ)»
Проявление закона силы тяжести при высотных работах	Приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15 декабря 2020 года N 534 Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»

При выполнении работ в холодный период года необходимо учитывать климатический регион – IА, особый. Режимы труда и отдыха в холодное время определяются МР 2.2.7.2129-06 [6]. В летний период необходимо руководствоваться методическими рекомендациями МР от 28.12.2010 № 2.2.8.0017-10 «Режимы труда и отдыха работающих в нагревающем микроклимате в производственном помещении и на открытой местности в теплый период года» [7]. В этом документе при выполнении работ категории III не допускается находиться на рабочем месте при температуре воздуха более 31°C.

Повышенный уровень локальной вибрации;

Систематическое воздействие общей вибрации с высоким уровнем виброскорости может стать причиной профессионального заболевания – вибрационной болезни (виброболести). Её проявления – головные боли, головокружение, нарушение сна, плохое самочувствие, пониженная работоспособность. Нормируются параметры вибрации в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.012 – 90 «ССБТ. Вибрация. Общие требования безопасности». Общая вибрация с частотой менее 1 Гц нормируется по величине смещения в зависимости от значения основной частоты

колебаний. Указанные нормативы соответствуют непрерывному воздействию вибрации в течение рабочего дня.

Средствами индивидуальной защиты от шума являются ушные вкладыши, наушники и шлемофоны. Эффективность индивидуальных средств защиты зависит от используемых материалов, конструкции, силы прижатия, правильности ношения. Ушные вкладыши вставляют в слуховой канал уха. Их изготавливают из легкого каучука, эластичных пластмасс, резины, эбонита и ультратонкого волокна. Они позволяют снизить уровень звукового давления на 10-15 дБ. В условиях повышенного шума рекомендуется применять наушники, которые обеспечивают надежную защиту органов слуха. Так, наушники ВЦНИОТ снижают уровень звукового давления на 7-38 дБ в диапазоне частот 125-8000 Гц. Для предохранения от воздействия шума с общим уровнем 120 дБ и выше рекомендуется применять шлемофоны, которые герметично закрывают всю околоушную область и снижают уровень звукового давления на 30-40 дБ в диапазоне частот 125-8000 Гц.

Средствами индивидуальной защиты работающего от воздействия общей вибрации применяют обувь с амортизирующими подошвами.

Значительное внимание уделено защите рук от вибраций, мероприятия по которой изложены в ряде стандартов. Например, требования ГОСТ 12.4.002-74, ГОСТ 12.4.20-75 распространяются на средства индивидуальной защиты рук работающего от вибрации, защитные свойства которых обеспечиваются применением упругодемпфирующих материалов. Это могут быть рукавицы с упругодемпфирующими вкладышами; рукавицы и перчатки с мягкими наладонниками; упруго-демпфирующие прокладки и пластины для обхвата вибрирующих рукояток и деталей и т. п.

Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны.

При нарушении климата рабочей среды в теплое время года возможно проявление обезвоживания и даже теплового удара. Переохлаждение работникам грозит в холодное время года. Что влечет за собой проявления простудных заболеваний и сказывается негативно не рабочем процессе.

Средства защиты от пониженных или повышенных температур поверхностей оборудования, материалов и заготовок: оградительные устройства; устройства автоматического контроля и сигнализации; термоизолирующие устройства; устройства дистанционного управления.

Средства защиты от повышенных или пониженных температур воздуха, температурных перепадов: оградительные устройства; устройства автоматического контроля и сигнализации; термоизолирующие устройства; устройства дистанционного управления; устройства для обогрева и охлаждения.

Для регулирования температурного режима на рабочем месте принят свод санитарно-эпидемиологических норм и правил — СанПиН 2.2.4.3359-16 «Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах».

Нормы СанПиН регламентируют температуру воздуха, разделяя показатели на холодный и тёплый период. Холодным считается период года, когда среднесуточная температура наружного воздуха 10°C и ниже. При среднесуточной температуре наружного воздуха 10°C и выше, период считается тёплым.

Трудовым кодексом РФ обязанности по обеспечению безопасных условий и охраны труда возлагаются на работодателя (ч. 1 ст. 212 ТК РФ). В частности, работодатель может допустить к работе на холоде только лиц, прошедших предварительный медицинский осмотр и не имеющих каких-либо противопоказаний для данной деятельности. Они должны быть

обеспечены комплектом средств индивидуальной защиты (СИЗ), соответствующим текущим климатическим условиям (ст. 221 ТК РФ).

Режим труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории – это чередование периодов работы в охлаждающей среде и отдыха в обогреваемом помещении. Сотрудникам, работающим на открытом воздухе, работодатель должен предоставить (ч. 2 ст. 109 ТК РФ): оборудованное помещение для обогрева и отдыха. Требования к нему приведены в комментируемом документе; специальные перерывы для обогрева и отдыха, включаемые в рабочее время; горячее питание во время перерыва на обед. Порядок предоставления и длительность перерывов, а также перечень видов работ должны быть отражены в правилах внутреннего трудового распорядка и других локальных актах работодателя.

При установлении продолжительности и количества перерывов работодателю следует учитывать: не только температуру воздуха, но и силу ветра; критерии допустимой степени охлаждения человека, одетого в комплект СИЗ, и сведения о скорости нормализации его теплового состояния в обогреваемом помещении, закрепленные в Методических рекомендациях МР 2.2.7.2129-06. 2.2.7. Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях, утвержденных Главным государственным санитарным врачом РФ 19.09.2006.

Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования

Источниками движущихся частей также являются транспортные устройства. Основной величиной характеризующей опасность подвижных частей является скорость их перемещения. Согласно ГОСТ 12.0.003-2015 опасной скоростью перемещения подвижных частей оборудования, способных травмировать ударом, является скорость более 0,15 м/с.

Таким образом, при анализе факторов деятельности бурильщиков скважин было выявлено вредное влияние на физическое и психическое здоровье работников, а также учтен вероятный риск для жизни работников при производственных процессах.

Методы повышения безопасности при взаимодействии с травмоопасными механизмами

1. Одним из условий безопасного труда является недоступность подвижных частей оборудования для рабочего в ходе технологического процесса. Для выполнения этого условия предусмотрены следующие мероприятия:

- установлены защитные устройства - местные ограждения, крышки, кожуха и др. Защитные крышки установлены на станках с ЧПУ MDW-10, 600VT, шлифовальном станке 3K227B; местные ограждения установлены около фрезерных станков 6P81.

- крупногабаритные перемещающиеся части оборудования и транспортные устройства окрашены чередующимися под углом 45 полосами желтого и черного цветов;

- на наружной стороне ограждений нанесен предупреждающий знак опасности;

- установлены тормозные устройства обеспечивающие остановку шпинделя в течение не более 5 с, для этого применены колодочные тормозные устройства и торможение электродвигателя противовключением.

5.3 Экологическая безопасность

Учитывая, что нефтяная промышленность в силу своей специфики является отраслью загрязнителем, где все технологические процессы могут вызывать нарушение экологической обстановки, необходимо уделять большое внимание охране окружающей среды.

Влияние на литосферу

Гидравлический разрыв («ГРП») – этот метод гидроразрыв горных пород для добычи нефти и газа, который использовался с 1940-х годов. Сочетание ГРП с горизонтальным бурением при добычи нефти и газа из сланцев привело к возврату использования гидравлического ГРП, начиная примерно с 2005 года.

Гидравлический разрыв вызвал несколько небольших землетрясений, но они сравнительно необычны: в исследовании канадских скважин, 0,3 % скважин с ГРП были привязаны к землетрясения магнитудой не менее 3,4.

Индукцированные землетрясения – многие действия человека могут вызвать землетрясения, включая производство геотермальной энергии, заполнение резервуаров за плотинами подземными водами [16,17]. Операции с нефтью и газом могут вызвать землетрясения через два основных процесса: подземная закачка сточных вод и гидроразрыв пласта. Любая деятельность, которая значительно изменяет давление на жидкости, содержащиеся в горных породах может вызвать землетрясения. Этот включает производство геотермальной энергии, хранение воды в крупных резервуарах, добыча подземных вод, подземная закачка воды для повышения нефтеотдачи в крупномасштабных подземных захоронениях сточных жидкостей.

По всему региону по мере закачки большего количества воды в глубокие колодцы для захоронения, сейсмическая активность увеличилась. [11].

Влияние на гидросферу

Тяжелая нефть и битуминозные пески – одни из крупнейших ресурсов нефти в мире. Независимо от технологии производства, добыча нефтеносных песков является энергоемким процессом, и, следовательно, приводит к более

высокому общему выбросу двуокиси углерода и связанным со сжиганием топлива загрязнением воздуха.

Транспортировка и разливы – увеличение добычи нефти и газа, а также производство и потребление нефтепродуктов требуют расширения транспортной инфраструктуры. Большинство разливов небольшие, но некоторые могут иметь значительные местные воздействия и требуют обширных и дорогих работы по очистке.

Большинство нефтегазоносных пород также содержат воду. Когда вода добывается вместе с нефтью и газом, то она носит название «производные воды».

Влияние на атмосферу

Раздел разработан на основании Федеральных законов № 96-ФЗ от 04.05.1999 г. «Об охране атмосферного воздуха», № 7-ФЗ от 10.01.2002 г. «Об охране окружающей среды», в соответствии с ОНД-86 «Методика расчета концентраций в атмосферном воздухе вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий».

Выбросы метана – увеличение добычи природного газа. Данное производство приводит к тому, что природный газ заменил уголь в качестве крупнейшего источника электроэнергии [21]. Улучшенный мониторинг выбросов метана, адресный ремонт и замена оборудования, и соблюдение техники безопасности и правил внутреннего контроля играют роль в минимизации утечек метана.

5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

5.3.1 Анализ возможных ЧС, возникающих при строительстве скважин

Разливы на нефтяных месторождениях могут нанести вред дикой природе и создать риск для здоровья человека если они достигают источников пресной воды или загрязняют почву или воздух [1,2,3]. Но не все разливы созданы одинаковыми: размер, местоположение и тип разлива, и насколько быстро разлив может быть устранен, все это влияет на общее воздействие на окружающую среду. Большинство разливов связано с пластовой водой (природная вода – иногда очень соленая – присутствует в нефти и газе и так добывается вместе с нефтью/газом); в некоторых случаях это может включать обратный вынос жидкости гидроразрыва. Воздействие разлива на окружающую среду сильно зависит от размера местоположения, типа жидкости и распространения разлива, включая грунтовые или поверхностные воды, что позволяет распространяться дальше:

1. Пролитое топливо могут покрыть растения, почву, микробы, и животных. Нефть препятствует росту растений и препятствует переносу воды, кислорода и питательных веществ через почву.
2. Некоторые компоненты масел и жидких топлив токсичны для растений, животных и людей.
3. Некоторые очищенные виды топлива, такие как бензин или дизельное топливо могут испаряться, выделяя токсичные пары, которые могут представлять опасность пожара.
4. Пластовая вода с высоким содержанием солей (до 15 раз более соленая, чем морская вода) может убить растительность в зараженной почве.

Одной из причин разливов нефти на нефтяных месторождениях является человеческий фактор. Поэтому техника безопасности является важной частью ликвидации разливов.

5.3.2 Обоснование мероприятий по предупреждению и ликвидации ЧС

Одна из самых распространенных чрезвычайных ситуаций, которая может возникнуть в процессе бурения, является газонефтеводопроявление (ГНВП), которое может перерасти в открытое фонтанирование, а затем и в пожар. Нередко открытое фонтанирование скважин приводит к гибели людей, уничтожению самих скважин, бурового оборудования и бурильного инструмента. Необходимо информировать об этом руководство бурового предприятия и действовать в соответствии с планом ликвидации аварий согласно пункту 5 РД 08-254-98 [21].

Действия буровой бригады при ГНВП:

1. зафиксировать показания давления в трубном и затрубном пространствах, плотность бурового раствора, объем поступившего флюида;
2. загерметезировать канал бурильных труб и устье скважины (закрыть превенторы);
3. оповестить руководство предприятия о ГНВП;
4. действовать в соответствии с планом ликвидации аварии.

Ликвидация ГНВП проходит в два этапа:

1. вымыв флюида – комплекс технологических операций, при которых производится удаление из скважины поступивших пластовых флюидов на дневную поверхность;
2. глушение скважины – комплекс технологических операций, при которых скважина заполняется утяжеленным буровым раствором, обеспечивающим условия безопасного ведения работ по строительству и ремонту скважин.

На основании Федерального закона от 22.07.2008 N 123-ФЗ (ред. от

30.04.2021) «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» [22], можно выделить следующие классы возможных пожаров при ГНВП: пожары горючих жидкостей (В) и пожары газов (С).

В качестве первичных средств пожаротушения на территории буровых площадок размещаются пожарные щиты типа ЩП-В. Комплектация пожарного щита ЩП-В: огнетушитель ОП-10 или 2 огнетушителя ОП-4, ОП-5 или 2 огнетушителя ОВП-10; лом – 1 шт; ведро – 1 шт; покрывало для изоляции очага возгорания – 1 шт; лопата штыковая – 1 шт; лопата совковая – 1 шт; ящик с песком 0,5 куб. метра – 1 шт.

ВЫВОДЫ

По результатам выполнения задания по разделу «Социальная ответственность» были рассмотрены вредные и опасные производственные факторы, которые могут оказать влияние на организм человека при горизонтальном способе бурения скважины. Персонал буровой установки должен иметь III группу по электробезопасности. Категорию тяжести труда следует оценивать для таких должностей, как бурильщик и помощник бурильщика, для которых установлена категория IIб. Буровая установка в целом относится к категории АН по взрывопожарной и пожарной опасности. Строящаяся скважина относится к объектам, оказывающих умеренное негативное воздействие на окружающую среду, к объектам II категории, поскольку на ней еще не осуществляется добыча углеводородов.

Более детального анализа требуют профессиональные риски, связанные с основными источниками опасности на буровой, которыми являются различные движущиеся части механизмов, подвижные элементы производственного оборудования, тяжелые и крупногабаритные инструменты. Для уменьшения возможности травмирования рабочих необходимо в первую очередь исключить или минимизировать вероятность нахождения персонала в опасных зонах рабочей площадки [6].

Платформы, роторные столы и оборудование обычно бывают скользкими, что требует от рабочих совершения неторопливых и осторожных движений. Травмы, увечья или летальный исход, полученные во время буровых работ, могут быть результатом многих причин, включая случаи, когда неправильно перемещаются бурильная труба, происходит подъем трубы и оборудования. Опасность для работников представляет вероятность воздействия неогражденных предохранительными кожухами и защитными поверхностями движущихся частей механизмов (лебедки, насосов, ротора, цепных приводов), падения тяжелых и крупногабаритных инструментов, попадания людей под удар проволочного каната, который разрывается, находясь в натянутом состоянии.

В разделе социальная ответственность, приведена техника безопасности, описаны охрана окружающей среды и правила безопасности в чрезвычайных ситуациях.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной квалификационной работе были использованы технические решения по строительству разведочной скважины с отбором керна на газ глубиной 3750 метров, расположенной в Тюменской области. Все решения, принятые в проекте данной скважины, соответствуют экологическим и техническим требованиям.

Выбор количества колонн обусловлен геологическим разрезом, благодаря которому строим график пластовых давлений и давлений гидроразрыва, чтоб выбрать оптимальную плотность бурового раствора, а также ожидаемыми осложнениями при бурении. В связи с чем проектное решение для данной скважины было принято оснастить направлением, кондуктором, промежуточной и эксплуатационной колонной.

После определения количества колонн в проекте были выбраны долота подходящего типа и диаметров, колибраторы, забойные двигатели, а

также проведен расчет нагрузок на талевую систему, исходя из которой была выбрана буровая установка, соответствующая всем требованиям и стандартам.

Для проведения качественной очистки забоя и обеспечения нужных показателей промывки скважины во время процесса бурения, были подобраны насосы, отвечающие всем требованиям и к ним выбраны диаметры втулок, а также режимы бурения. Для всех этих задач важнейшим компонентом является буровой раствор, который был выбран в связи с геологическими условиями в скважине, для первичного вскрытия продуктивного пласта, а также для качественной очистки скважины от выбуренной породы.

В связи с наличием в проекте участка для отбора керна, в работе проводим выбор оборудования для решения данной задачи, а также выборов режима обеспечивающую максимальную эффективность данной операции.

Для колонн, спускаемых в скважину, проводим расчеты, после которых выбираем группу прочности, толщину стенки колонны. Из-за экономических соображений благодаря расчетам и построенным графикам внутренних и наружных избыточных давлений делим эксплуатационную колонну на две секции.

В работе приведен расчет количества, а также схема расположения цементировочной техники. Произведены расчеты количества затраченных ресурсов, включающих в себя воду, тампонажный раствор, буферную жидкость, на процесс цементирования эксплуатационной колонны.

Для проведения вторичного вскрытия продуктивного пласта было принято решения выбрать перфорирующее устройство.

Заканчивание строительства данной скважины свидетельствует установка фонтанной арматуры. Выбор обусловлен был количеством колонн, климатическими условиями, коррозионным воздействием, а также давлением в скважине.

При проектировании были использованы современные технологии, все расчеты, а также проведенные операции соответствуют всем требованиям, прописанным в «Правилах безопасности нефтяной и газовой промышленности», экологическим и техническим правилам и требованиям.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Спутник буровика: Справочник / К.В. Иогансен. – М.: «Недра», 1986. – 199 с.
2. Техника и технология бурения нефтяных и газовых скважин: Учебник для ВУЗов / А.И. Булатов, Ю.М. Проселков, С.А. Шаманов. – М.: ООО «Недра – Бизнесцентр», 2003. – 1007 с.
3. Проектирование конструкции скважины: Методическое руководство / А.В. Ковалев. – Томск: ТПУ, 2017. – 19 с.
4. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: Методическое руководство / А.В. Епихин, А.В. Ковалев. – Томск: ТПУ, 2017. – 47 с.
5. Технологические жидкости: Методическое руководство / К.М. Минаев, А.В. Ковалев. – Томск: ТПУ, 2017. – 24 с.
6. Промывочные жидкости и тампонажные смеси: Учебник для вузов / Л.М. Ивачев. – М.: «Недра», 1987. – 242 с.
7. Заканчивание скважин: Учебное пособие для вузов / Ю.М. Басарыгин, А.И. Булатов, Ю.М. Проселков. – М.: ООО «Недра – Бизнесцентр», 2000. – 670 с.
8. Расчет наружных и внутренних избыточных давлений: Методическое руководство / А.В. Ковалев. – Томск: ТПУ, 2017. – 14 с.
9. Конструирование обсадной колонны по длине: Методическое руководство / А.В. Ковалев. – Томск: ТПУ, 2017. – 24 с.
10. Расчет и обоснование параметров цементированной эксплуатационной колонны: Методическое руководство / А.В. Ковалев. – Томск: ТПУ, 2017. – 8 с.
11. Компания «Техника и Технологии» [Электронный ресурс] / Произв. оборуд. Нефтегазового комплекса; URL: <http://ttcorp.ru>, свободный. Загл. с экрана. – Яз. рус. Дата обращения: 05.04.2019 г.

12. Геофизический сервис и приборостроения [Электронный ресурс] / АО «Башнефтегеофизика»; Электрон.дан. - Уфа: Башнефтегеофизика, 2018. URL: <http://www.bngf.ru>, свобод. Загл. с экрана. – Яз.рус. Дата обращения: 15.03.2018 г.
13. Буровое нефтепромысловое оборудование [Электронный ресурс] / Группа компаний KASC; Электрон.дан. – Актобе: KASC, 2018. URL: <http://kasc.ru>, свободный. Загл. с экрана. – Яз.рус. Дата обращения: 25.03.2018 г.
14. Буровой инструмент [Электронный ресурс] / Компания «ВНИИБТ – Буровой инструмент»; Электрон.дан. – Пермь: ВНИИБТ, 2018. URL: <http://www.vniibt-bi.ru>, свободный. Загл. с экрана. – Яз.рус. Дата обращения: 01.03.2018 г.
15. Буровое оборудование [Электронный ресурс] / ООО НПП «БУРИНТЕХ»; Электрон.дан. – Уфа: Буринтех, 2018. URL: <http://burintekh.ru> свободный. Загл. с экрана. – Яз.рус. Дата обращения: 20.02.2018 г.
16. ПО «Бурсофтпроект» – инженерные расчёты строительства скважин: Методическое руководство / ООО "Бурсофтпроект". – Королев: 2017. – 76 с.
17. ПБ 08-624-03. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». Серия 08. Выпуск 19. – М.: Закрытое акционерное общество «Научно-технический центр исследований проблем промышленной безопасности», 2013. – 288 с.
18. РД 39-00147001-767-2000. Инструкция по креплению нефтяных и газовых скважин. – М., 2000. – 99 с.
19. СП 131.1330.2012. Строительные нормы и правила. Строительная климатология. – М.: Изд-во стандартов, 2013. – 109 с.
20. ГОСТ 12.0.003-2015. Система стандартов безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. – М.: ФГУП «Стандартинформ», 2016. – 16 с.

21. Единые нормы времени на бурение скважины. Москва, 2000. – 20 с.
22. ГОСТ 12.2.003-91. Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие требования безопасности. – М.: ФГУП «Стандартинформ», 2007. – 11 с.
23. ГОСТ 12.1.005-88. Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. – М.: ФГУП «Стандартинформ», 2005. – 49 с.
24. ГОСТ 12.1.038-82. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. – М., 1988. – 7 с.
25. ГОСТ 12.1.003-2014. Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности. – М.: ФГУП «Стандартинформ», 2015. – 23 с.
26. ГОСТ 12.1.012-2004. Система стандартов безопасности труда. Вибрационная безопасность. Общие требования. – М.: ФГУП «Стандартинформ», 2006. – 31 с.
27. ГОСТ 31192.2-2005. Вибрация. Измерение локальной вибрации и оценка ее воздействия на человека. – М.: ФГУП «Стандартинформ», 2005 – 28 с.
28. ГОСТ 31319-2006. Вибрация. Измерение общей вибрации и оценка ее воздействия на человека. – М.: ФГУП «Стандартинформ», 2006. – 20 с.
29. ГОСТ 12.1.004-91. Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность. Общие требования. – М., 1996. – 83 с.
30. ГОСТ 12.4.026-2015. Система стандартов безопасности труда. Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная. Назначение и правила применения. Общие технические требования и характеристики. Методы испытаний. – М.: ФГУП «Стандартинформ», 2015. – 81 с.
31. ГОСТ Р 22.0.02-2016. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Термины и определения. – М.: ФГУП «Стандартинформ», 2015. – 7 с.

32. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений: Санитарные правила и нормы. – М.: Информационно-издательский центр Минздрава России, 1997. – 35 с.

33. ГОСТ 12.4.011-89 Система стандартов безопасности труда. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация. – М.: ИПК Издательство стандартов, 2001. – 25 с.

34. ГОСТ 12.2.062-81 Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Ограждения защитные. – М.: ИПК Издательство стандартов, 2001. – 30 с.

Приложение 1

Таблица А.1 - Стратиграфическое деление разреза скважины.

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания (падения) пластов		Коэффициент кавернозности
от	до	Название	индекс	угол	азимут	
1	2	3	4	5	6	7
0	100	Четвертичные отложения	Q	00	-	1,40
		Палеогеновые отложения	P			
		Верхний отдел (олигоцен)	P3			
100	150	Атлымская	P3 at	00	-	1,40
		Средний-верхний отделы (эоцен-олигоцен)	P2-3			
150	200	Юрковская	P2-3 yr	00	-	1,40
		Средний отдел (эоцен)	P2			
200	300	Люлинворская	P2 ll	00	-	1,40
		Нижний отдел (палеоцен)	P1			
300	580	Тибейсалинская свита	P1 tbs	00	-	1,40
		Меловые отложения	K			
		Верхний мел	K2			
580	860	Ганькинская	K2 gn	0-0,50	-	1,40
860	1100	Березовская	K2 br	0-0,50	-	1,20
1100	1150	Кузнецовская	K2 kz	0,5-0,80	-	1,20
		Нижний-верхний мел	K1-2			
1150	2070	Покурская	K1-2 pk	0,5-0,80		1,20
		Нижний мел	K1			
2070	2912	Тангаловская	K1 tn	0,8-1,50		1,10
2912	3750	Сортымская	K1 st	0,8-1,50	-	1,07
3750	4130	ачимовская пачка	K1 st	0,8-1,50	-	1,07

Приложение 2

Таблица А.2 - Литологическая характеристика разреза скважины

Индекс страт. подразд.	Интервал		Горная порода		Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав)
	от	до	краткое название	% в инт.	
Q	0	100	Супеси Суглинки Глины	35 35 30	Пески, озерно-аллювиальные глины, суглинки серые, торфяники.
P ₃ at	100	150	Пески Алевриты Глины	60 20 20	Глины, алевриты, пески кварцево-полевошпатовые и кварцево-глауконитовые.
P ₂₋₃ yr	150	200	Глины Алевриты Пески	80 10 10	Глины зеленовато-серые, листоватые, с прослоями алевритов и глауконитового песка.
P ₂ II	200	300	Глины опокovidные Глины диатомовые Диатомиты	40 30 30	Верхняя часть - желтовато-зеленоватые глины с прослоями диатомитовых или слабоопокovidных глин. Средняя часть - серые глины, участками алевритистые, с прослоями опокovidных глин и опок. Нижняя часть - опокovidные глины, опоки.
P ₁ tbs	300	580	Пески Глины	60 40	Верхняя часть - пески мелко- и среднезернистые, полевошпатово-кварцевые, с прослоями глин, алевролитов. Нижняя часть - глины алевритистые, слюдистые, с прослоями алевролитов и песков
K ₂ gn	580	860	Глины	100	Глины темно-серые, зеленовато-серые, алевритистые, известковистые, с пиритизированными водорослями.
K ₂ br	860	1100	Глины, опокovidные Опоки	60 30 10	Верхняя часть - серые, зеленовато-серые и темно-серые глины, часто алевритистые с прослоями опокovidных глин и опок, реже алевролитов.

K2 kz	1100	1150	Глины	100	Глины темно-серые, серые и зеленовато-серые, плотные, с включениями глауконита и многочисленных растительных остатков.
K1-2 pk	1150	2070	Пески, песчаники Алевролиты Глины	40 30 30	Неравномерное переслаивание алевролитопесчаных пластов с глинистыми прослоями. Пески и песчаники от светло-серых до темно-серых, среднезернистые, слабощементированные, прослоями известковистые. Алевролиты разнозернистые, крепкие. Глины плотные, алевритистые, слюдистые.
K1 tn	2070	2912	Песчаники Алевролиты Глины	30 30 40	Чередование песчано-алевритовых и глинистых пород. Песчаники светло-серые, мелко-, среднезернистые, глинисто-карбонатные. Алевролиты серые, глинистые, плотные. Глины темно-серые до черных, участками тонкослоистые. В нижней части пачка «шоколадных» аргиллитов.
K1 st	3750	4130	Песчаники Алевролиты Аргиллиты	40 30 30	Неравномерное чередование песчано-алевритовых и глинистых пород. В кровле чеускинской пачка темно-серых плитчатых глин с углефицированными остатками. В нижней части выделяется ачимовская пачка – песчаники серые, мелкозернистые с прослоями аргиллитоподобных глин.

Приложение 3

Таблица А.3 - Физико-механические свойства пород по разрезу скважины.

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность, кг/м ³	Пористость, %	Проницаемость, мД	Глинистость	Карбонатность	Категория твердости	Категория абразивности	Категория пород по промышленной классификации (М, С, Т, К)
	от	до									
Q	0	100	Супеси, суглинки, глины	1900	35	-	15-20	-	3-4	7-8	МС
P ₃ at	100	150	Пески, алевроиты, глины	1800-1900	30-35	-	10-100	-	2-3	3-6	МС
P ₂₋₃ yr	150	200	Глины, алевроиты, пески	1900-2000	30-35	-	25-80	-	2-3	3-6	МС
P ₂ ll	200	300	Глины	2000	32	-	90-100	-	2-3	6	МС
P ₁ tbs	300	580	Пески, глины	2200	28	-	60-100	-	2-3	4	МС
K ₂ gn	580	860	Глины	1900	25	-	90-100	-	3	3-6	МС
K ₂ br	860	1100	Глины, глины опоковидные, опоки	2200	20	-	95-100	-	2	4	М
K ₂ kz	1100	1150	Глины	2200	20-40	-	50-90	-	3	3-7	МС
K ₁₋₂ pk	1150	2070	Песчаники, алевролиты,	2200	20-40	-	20-30	-	3	3-7	С
K ₁ tn	2070	2912	Песчаники, алевролиты,	2300	15-30	0,1-2,6	40-60	-	2-3	6	С
K ₁ st	3750	4130	Песчаники, алевролиты,	2400	12-18	0,1-3,5	30-90	-	2-4	4	С

Приложение 4

Таблица - А.4 Давление и температура по разрезу скважины

Индекс страти-графического подразделения	Интервал, м		Градиент давления					
	от (верх)	до (низ)	Пластового		Гидроразрыва пород		Горного	
			МПа/м на м		Мпа/м на м		Мпа/м на м	
			от верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5	10	11	13	14
Q	0	100	0,0100	0,0100	0,0160	0,0160	0,0187	0,0187
P ₃ ¹ atl	100	150	0,0100	0,0100	0,0160	0,0160	0,0190	0,0190
P ₂₋₃	150	200	0,0100	0,0100	0,0160	0,0160	0,0194	0,0194
P ₂ ² lv	200	300	0,0100	0,0100	0,0160	0,0160	0,0199	0,0199
Pg ₁ tb	300	580	0,0100	0,0100	0,0170	0,0170	0,0196	0,0196
K ₂ gn	580	860	0,0100	0,0100	0,0170	0,0170	0,0196	0,0196
K ₂ br	860	1100	0,0100	0,0100	0,0170	0,0170	0,0197	0,0197
K ₂ kz	1100	1150	0,0100	0,0100	0,0170	0,0170	0,0205	0,0205
K ₂ +K ₁ pkf	1150	2070	0,0100	0,0100	0,018	0,018	0,0205	0,0205
K ₁₋₂ tn	2070	2912	0,0118	0,0118	0,018	0,018	0,0220	0,0220
K ₁ sr	2912	3754	0,0100	0,0100	0,019	0,019	0,0222	0,0222
K ₁ b	3754	4130	0,0166	0,0166	0,019	0,019	0,0222	0,0222

Приложение 5

Таблица А.5 - Характеристика нефтеводоносности.

Индекс пласта	Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность г/см ³	Свободный дебит, м ³ /сут	Фазовая проницаемость, мдарс и	Степень минерализации М, г/л	Относится к источнику питьевого водоснабжения (да, нет)
		от (верх)	до (низ)						
1	2	3	4	5	6	7	8	15	17
Группа	Pg ₂ -Pg ₃	1150	1200	пор.	1,0	1,0	500	0	да
группа А	K ₁₋₂	1900	1970	пор.	1,01	200,0	300	15,0	нет
	K ₁	2400	2450	пор.	1,01	3,0	20	18,0	нет
	K ₁	2600	2781	пор.	1,01	12,0	30	17,0	нет
Ю ₁	J ₃	3000	3197	пор.	1,02	5,6	10	33,4	нет

Приложение 6

Таблица А.6 – Газоносность

Индекс	Интервалы залегания, м		Тип коллектора	Плотность, г/см ³	Свободный дебит, м ³ /сут	Газовый фактор, м ³ /т
	от	до				
К ₁ sr	3546	3600	поровый	0,796	4000	100
К ₁ sr	3635	3694	поровый	0,775	40000	100
К ₁ b	3731	3740	поровый	0,788	175000	100

Приложение 7

Таблица А.7 – Возможные осложнения по разрезу скважины

Индекс стратиграфи- ческого подраз- деления	Интервал, м		Вид (название) осложнения:
	от	до	
Q	0	100	Обвалы стенок скважины.
P ₃ ¹ atl	100	150	
P ₂₋₃	150	200	
P ₂ ² llv	200	300	
Pg ₁ tb	300	580	
Q	0	100	Прихват инструмента
P ₃ ¹ atl	100	150	
P ₂₋₃	150	200	
P ₂ ² llv	200	300	
Pg ₁ tb	300	580	
K ₂ gn	580	860	
P ₁ tbs	580	960	поглощение бурового раствора.
K ₂ gn	960	1100	
K ₂ br	1100	1150	
K ₁₋₂ pk	1150	2070	
K ₁ tn	2070	2912	
K ₁ st	2912	3457	
K ₁ st (БУ16-17)	3457	3750	
K ₁ st (ачимовская пачка)	3750	4130	
Q	0	100	Кавернообразование
P ₃ ¹ atl	100	150	
P ₂₋₃	150	200	
P ₂ ² llv	200	300	
Pg ₁ tb	300	580	

K _{2gn}	580	860	
Pg ₂ -Pg ₃	1150	1200	Водоотдача
K ₁₋₂	1900	1970	
K ₁	2400	2450	
K ₁	2600	2781	
J ₃	3000	3197	
K _{1 sr}	3546	3600	
K _{1 sr}	3635	3694	
K _{1 b}	3731	3740	

Приложение 8

Таблица А.8 – Характеристики породоразрушающего инструмента по интервалам

Интервал		0-220	220-880	880-2200	2200-3520	3520-3750
Шифр долота		С-ЦВ (IADC 213С)	393,7 FD 268SM- A56-02	295,3 FD 388MH- A66-01	215,9 FD 355MH- A137-01	БИТ 215,9/100 B910
Тип долота		Шарошечное	PDC	PDC	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		490	393,7	295,3	215,9	215,9
Тип горных пород		МС	МС	М+МС+С	С	С
Присоединительная резьба	ГОСТ	3-171	3-177	3-152	3-117	3-171
	API	6 5/8 FH	7 5/8	6 5/8	4 1/2	6 5/8
Длина, м		0,4	0,3	0,2	0,4	0,3
Масса, кг		300	190	90	47	28
G, тс	Рекомендуемая	14–28	2–10	2–10	2–10	2–10
	Максимальная	40	10	10	10	10
n, об/мин	Рекомендуемая	40–600	60–400	60–120	60–400	60-120
	Максимальная	600	400	120	400	120

Приложение 9

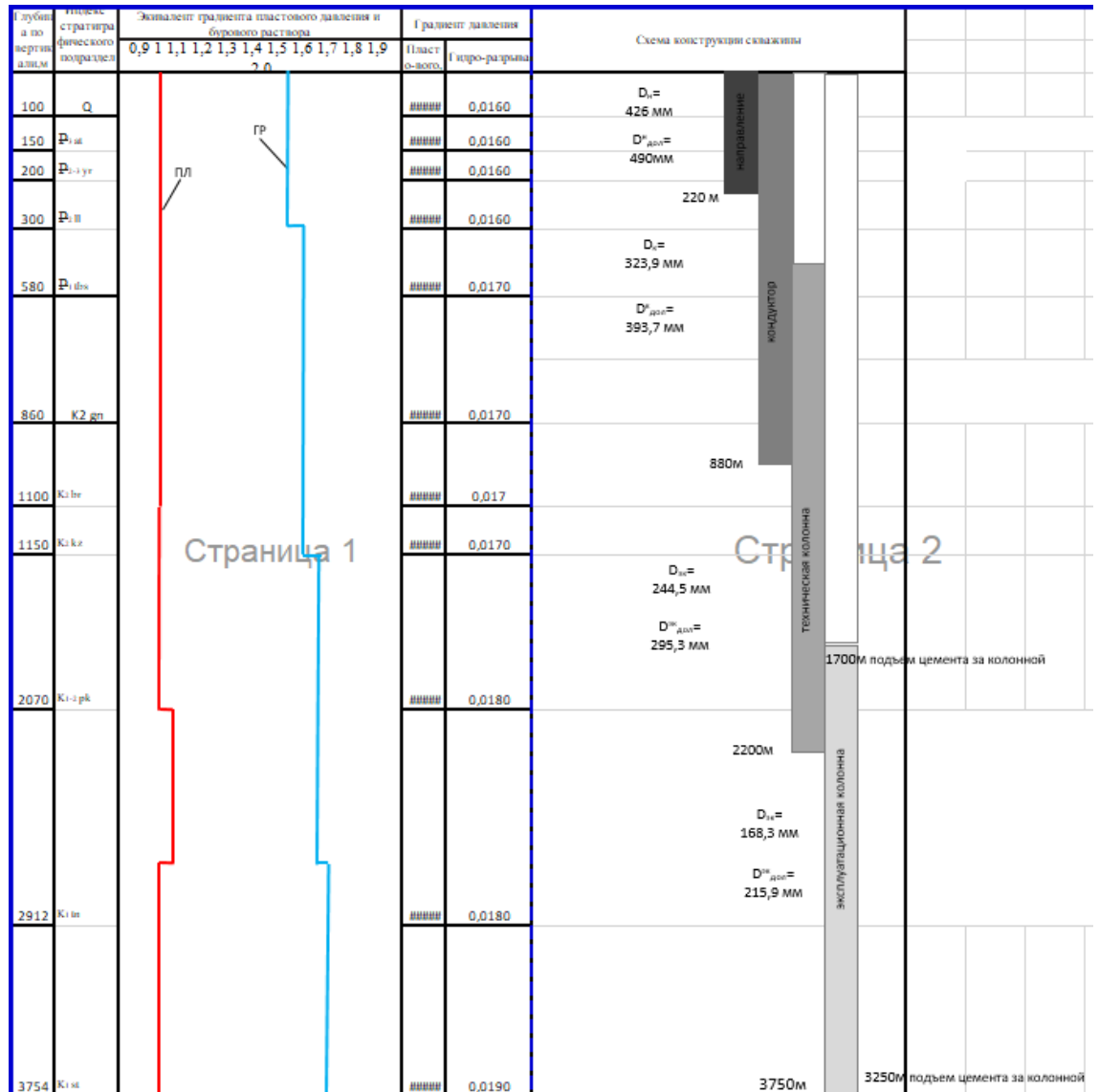


Рисунок 1- График совмещенных давлений и конструкция скважины

Приложение 10

Таблица А.9 – Характеристики наддолотных калибраторов (центраторов) по интервалам бурения

Интервал	0-220	220-880	880-2200	2200-3520	3520-3750	
Шифр калибратора	К-490мс	КЛС-393,7ст	КС 295,3СТ	КЛС-215,9	СК-178/100	
Тип калибратора	со спиральными лопастями	со спиральными лопастями	со спиральными лопастями	со спиральными лопастями		
Диаметр калибратора, мм	490	393,7	295,3	215,9	212,7-220,7	
Тип горных пород	МС	МС	М+МС+С	С	С	
Присоединительная резьба	ГОСТ	3-152	НЗ-171/НЗ-171	МЗ-152/НЗ-152	МЗ-117/НЗ-117	3-171
	API	–	–	–	–	–
Длина, м	1,15	1,1	1,3	1,1	17	
Масса, кг	560	390	315	170	1500	

Приложение 11

Таблица – А.10 Результаты частоты вращения долота

Интервал	0-220	220-880	880-2200	2200-3520	3520-3750	
Исходные данные						
V _л , м/с	2	2	1,5	1,5	1,5	
Порода	МС	МС	М+МС+С	С	С	
D _д	м	0,49	0,3937	0,2953	0,2159	0,2159
	мм	490	393,7	295,3	215,9	215,9
Результаты проектирования						
n ₁ , об/мин	78	97	97	133	133	
n _{стат} , об/мин	40-60	100-140	100-180	140-200	20-40	
n _{проект} , об/мин	60	100	100	140	40	

Приложение 12

Таблица А.11 – Расход бурового раствора

Интервал	0-220	220-880	880-2200	2200-3520	3520-3750
Исходные данные					
Дд, м	0,49	0,3937	0,2953	0,2159	0,2159
К	0,65	0,65	0,45	0,4	0,4
Кк	1,4	1,4	1,2	1,1	1,1
V _{кр} , м/с	0,15	0,15	0,12	0,12	0,12
V _м , м/ч	40	30	25	20	5
дбт, м	0,127	0,127	0,127	0,127	0,127
днмах, м	0,0127	0,0127	0,0111	0,0111	0,0111
n	4	8	7	6	9
V _{кпмин} , м/с	0,5	0,5	0,75	1	1
ρ _{см} – ρ _р , г/см ³	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
ρ _р , г/см ³	1,241	1,198	1,493	1,386	1,386
ρ _п , г/см ³	1,9	2,05	2,25	2,35	2,35
S заб	0,19	0,12	0,07	0,04	0,04
S max	0,18	0,11	0,06	0,02	0,02
Dc	0,83	0,74	0,60	0,49	0,49
Результаты проектирования					
Q1, л/с	123	79	31	15	15
Q2, л/с	95	60	25	13	5
Q3, л/с	88	55	42	24	24
Q4, л/с	30	60	46	39	59
Области допустимого расхода бурового раствора					
ΔQ, л/с	20-45	55-70	55-70	32-40	15-20
Запроектированные значения расхода БР					
Q _{проект} , л/с	45	70	46	39	20

Приложение 13

Таблица А.12 – КНБК для бурения секции под направления (0–220 м)

№ п/п	Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м
	от	до			
1	0	220	С-ЦВ (IADC 213С)	300	0,65
			К-490мс	515	1,64
			Переводник М-171/161	61	0,538
			УБТС2-203	8025	37,5
			Переводник П-161/162	63	0,527
			ПК-127х9,19 Е	5593	179
			Σ		
№ п/п	Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м
	от	до			
2	220	880	393,7 FD 268SM-A56-02	190	0,3
			Переводник П-152/152	93	0,517
			КЛС-393,7ст	390	1,1
			Переводник М-152/171	60	0,517
			ДРУ-240РС	2577	5
			Переливной клапан ПК-240РС	105	0,48
			Обратный клапан КОБ-240РС	43	0,375
			Переводник П-163/152	87	0,521
			КЛС-393,7ст	390	1,1
			Переводник П-163/161	87	0,521
			УБТС2-203	4922	23

			Переводник П-161/147	60	0,517
			УБТС2-178	3588	23
			Переводник П-147/162	63	0,527
			ПК-127х9,19 Е	25679,23	823
Σ				34876,2305	880
№ п/п	Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м
	от	до			
3	880	2200	295,3 FD 388МН-А66-01	47	0,4
			Переводник П-117/133	37	0,47
			КС 295,3 СТ	315	1,3
			Переводник М 133-117	30	0,457
			ДРУ2-178РС	1650	6,7
			Переливной клапан ПК-172РС	103	0,84
			Обратный клапан КОБ 172РС	98	0,93
			Переводник П-133/147	31	0,51
			УБТС2-178	7020	45
			Переводник П-147/162	63	0,527
			ПК-127х9,19 Л	66900	2143
Σ				76294	2200
№ п/п	Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м
	от	до			
4	2200	3750	215,9 FD 355МН-А137-01	47	0,4
			Переводник П-117/133	37	0,47
			КЛС-215,9	315	1,3
			Переводник М 133-117	30	0,457
			ДРУ2-178РС	1669	5

			Переливной клапан ПК-172РС	103	0,84
			Обратный клапан КОБ 172РС	98	0,93
			Переводник П-133/147	31	0,51
			УБТС2-178	7020	45
			Переводник П-147/162	63	0,527
			ПК-127х9,19 Л	115344	3695
Σ				124757	3750
№ п/п	Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м
	от	до			
5	3520	3740	БИТ 215,9/100 В910	28	0,3
			СК-178/100	1500	17
			УБТС2-178	5148	33
			Переводник П-147/162	63	0,527
			ПК-127х9,19 Л	115176	3689
Σ				121915	3740

Приложение 14

Таблица А.13 - 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	3750	ТБПК 127.0 Х 9,19	127	Л	9,19	3-162	3752	115,34	124,76	1,26	1,32

Приложение 15

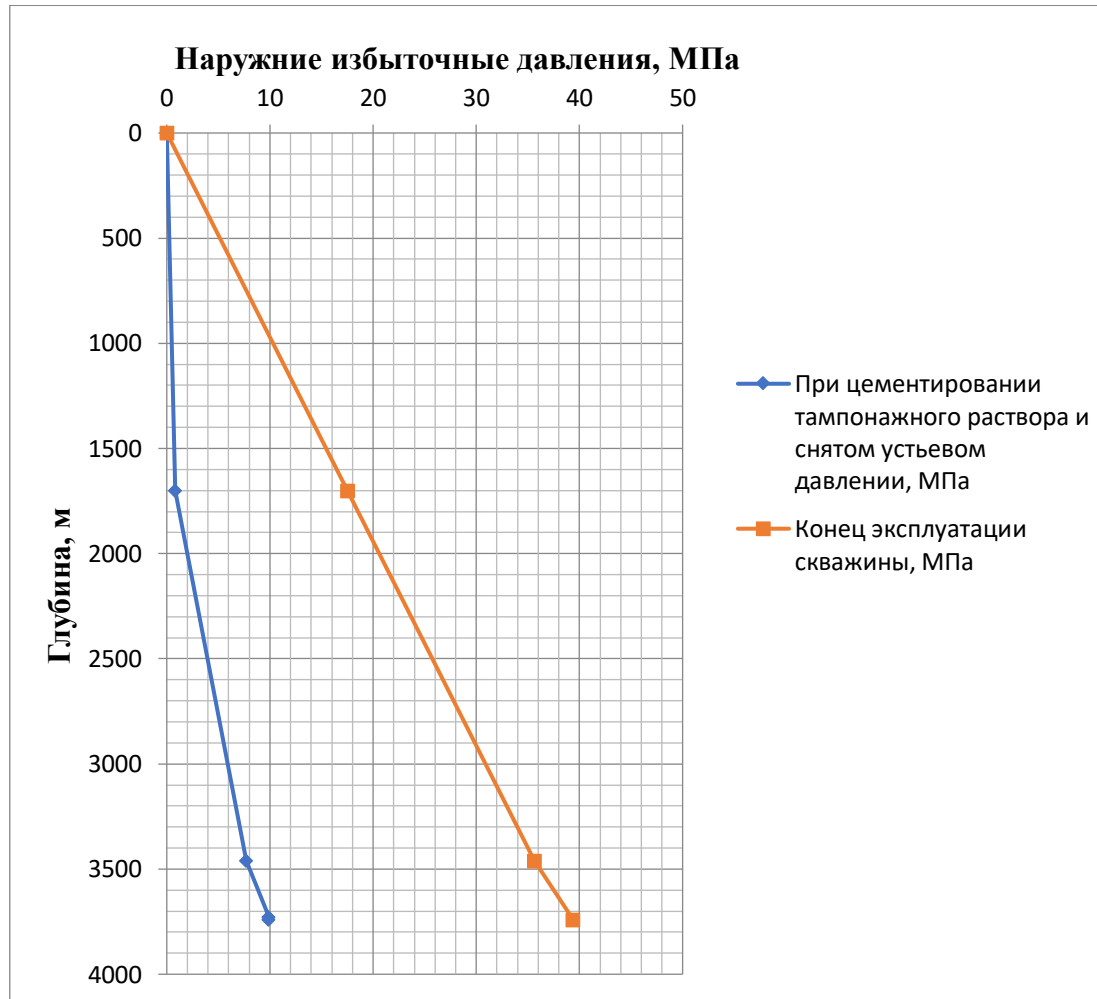


Рисунок 2 – Эпюра наружных избыточных давлений эксплуатационной колонны

Приложение 16

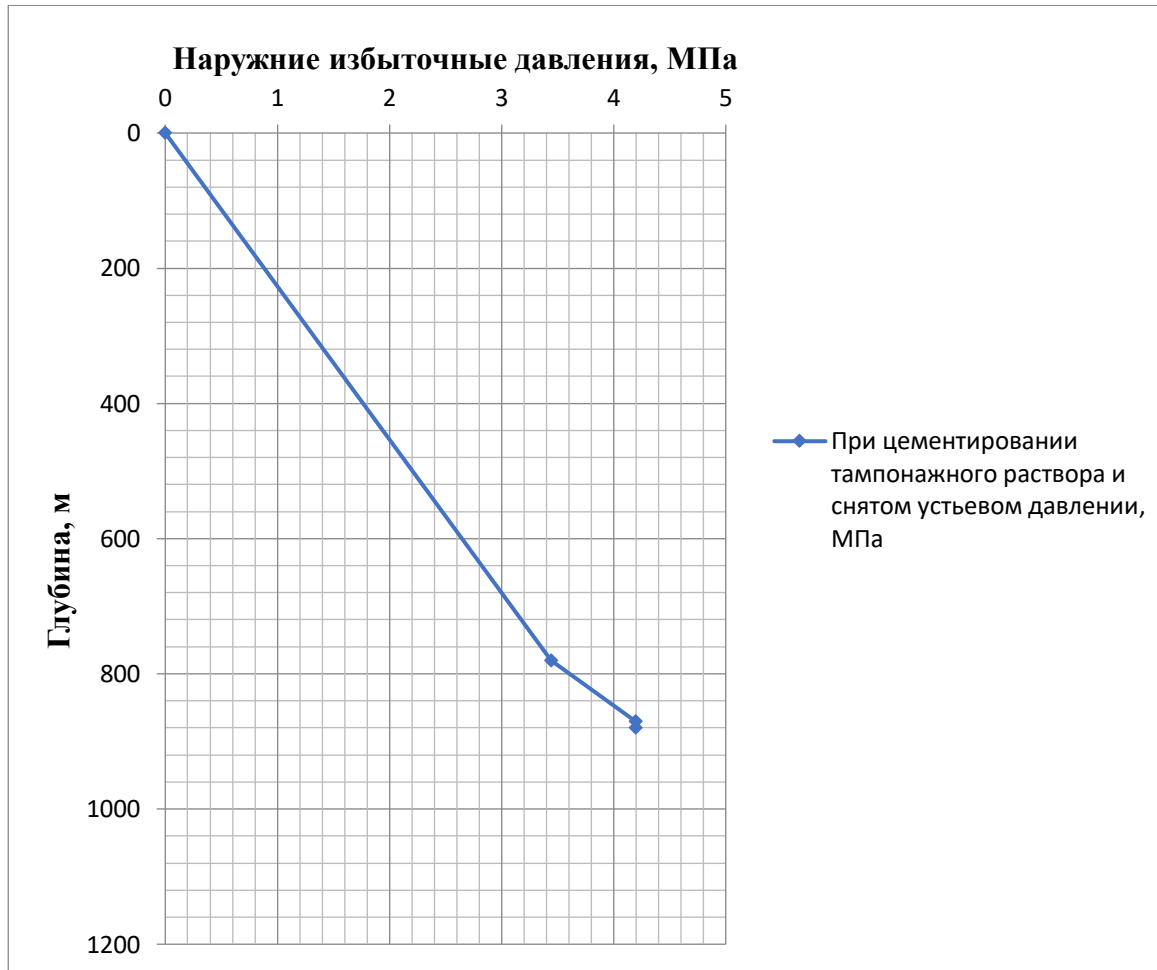


Рисунок 3 – Эпюра наружных избыточных давлений кондуктора

Приложение 17



Рисунок 4 – Эпюра наружных избыточных давлений технической колонны

Приложение 18

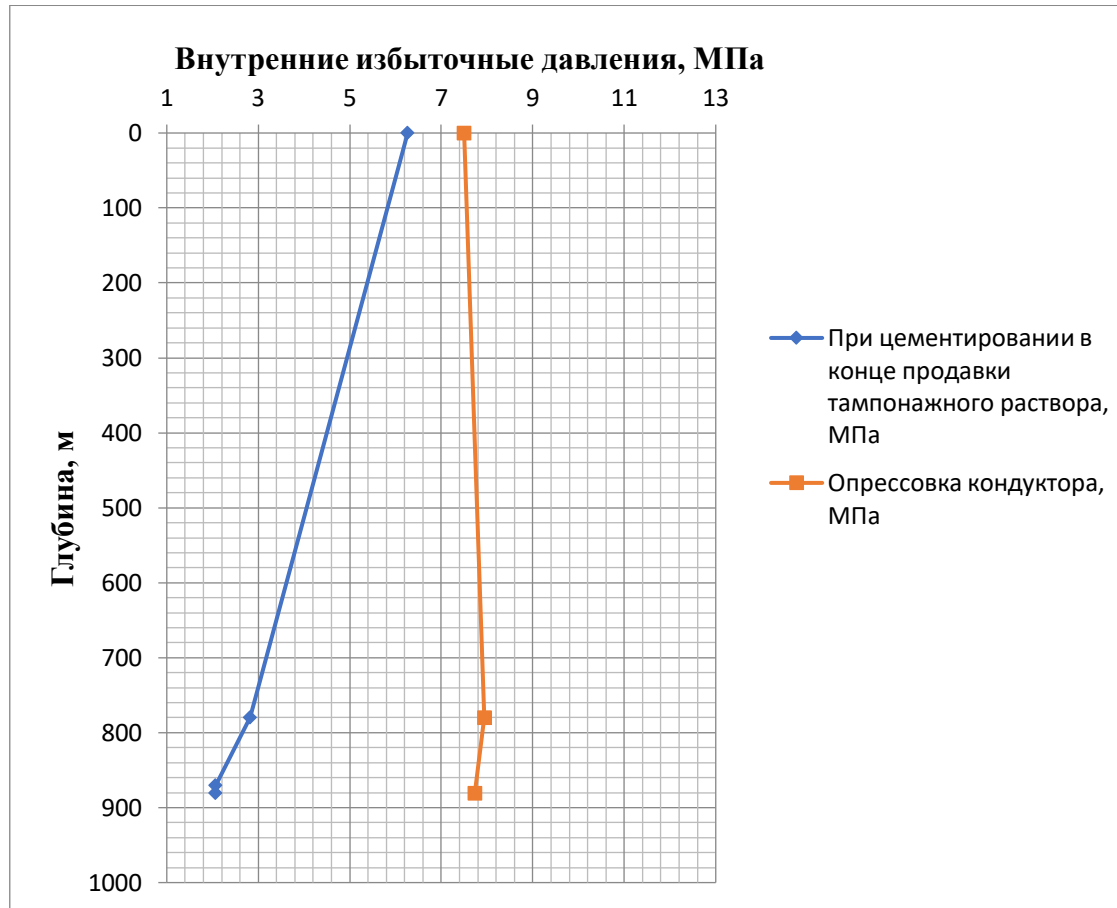


Рисунок 5 – Эпюра внутренних избыточных давлений кондуктора

Приложение 19

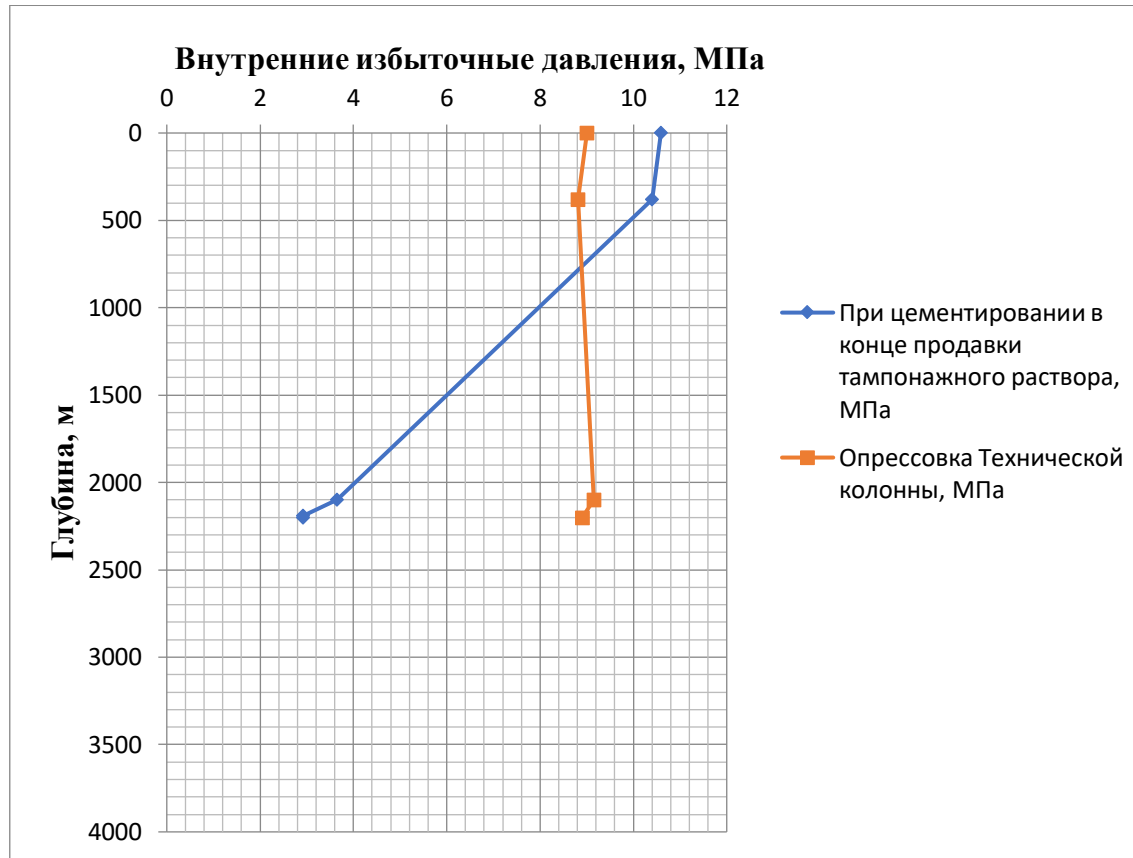


Рисунок 6 – Эпюра внутренних избыточных давлений технической колонны

Приложение 20

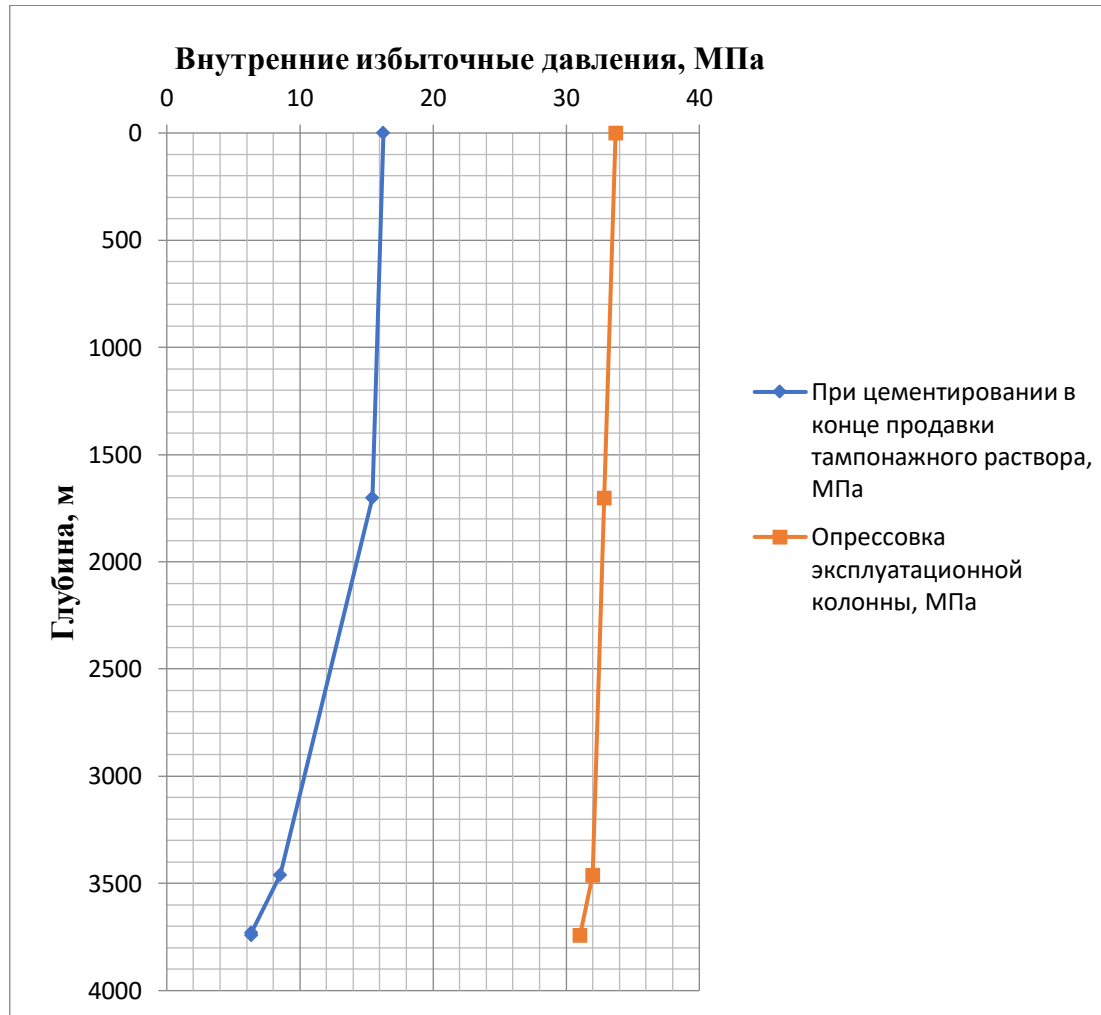


Рисунок 7 – Эпюра внутренних избыточных давлений эксплуатационной колонны

Приложение 21

Таблица А.14– 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 см ² к.п.	Схема промывки	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность срабатываемая на долоте, л.с./дм ²
от (верх)	до (низ)					кол-во	диаметр		
Под направление									
0	220	БУРЕНИЕ	0,025	0,043	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	3	12,7	67,6	0,77
						1	20		
Под кондуктор									
70	730	БУРЕНИЕ	0,522	0,057	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	8	12,7	68,8	1,76
Под техническую колонну									
730	2700	БУРЕНИЕ	0,669	0.068	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	7	10	84,6	3,46
Под эксплуатационную колонну									
2650	2690	БУРЕНИЕ	1,448	0.109	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	5	10	81,9	5,02
						1	11		

Приложение 22

Таблица А.15 – 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)				КП Д	диаметр цилиндрических втулок, мм	допустимое давление, кгс/см ²	коэффициент наполнения	число двойных ходов в мин.	производительность, л/с	
0	220	БУРЕНИЕ	УНБ-1180	2	90	180	219,6	0,85	75	23,46	46,92
220	880	БУРЕНИЕ	УНБ-1180	2	90	170	247,5	0,85	125	34,85	69,7
880	2200	БУРЕНИЕ	УНБ-1180	2	90	160	275,4	0,85	95	23,25	46,51
2200	3750	БУРЕНИЕ	УНБ-1180	2	90	140	367,2	0,85	105	19,99	39,98

Приложение 23

Таблица А.16– Распределение потерь давлений в циркуляционной системе

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Давление на стояке в конце интервала, кгс/см ²	Потери давления (в кгс/см ²) для конца интервала в элементах КНБК				
от (верх)	до (низ)			насадках долота	забойном двигателе	бурильной колонне	кольцевом пространстве	Обвязке буровой установки
0	220	БУРЕНИЕ	55	35,1	0	11,4	0,2	10
220	880	БУРЕНИЕ	221,1	83,7	83,7	106,5	1,4	10
880	2200	БУРЕНИЕ	253	58	73,4	118,4	5,8	10
2200	3750	БУРЕНИЕ	329,3	52,5	109,4	130,5	35,9	10

Приложение 24

Таблица А.17 – Компонентный состав ингибирующих растворов

Класс	Назначение	Концентрация, кг/м3	
Регулятор щелочности (Ph)	Поддержание требуемого рН бурового раствора	1	1-2
Регулятор жесткости	Связывание ионов кальция и магния	0,8-1,2	0,8-1,2
Структурообразователь	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	30-40	2-4
Понизитель фильтрации	Регулятор фильтрации	8	4-10
Высоковязкий понизитель фильтрации	Регулятор фильтрации, реологических свойств	2	-
Понизитель фильтрации	Стабилизатор, регулятор фильтрации, инкапсулятор	-	1-2
Понизитель вязкости	Снижение вязкости	-	-
Ингибитор	Предотвращение набухания глин	50	20-50
Смазочная добавка	Снижение коэффициента трения в скважине	3-5	-
Пеногаситель	Предотвращение пенообразования	0,2	0,2
Утяжелители	Регулирование плотности, кольматация каналов	45,32 234	40-45

Приложение 25

Таблица А.18– Технологические свойства ингибирующих растворов

Регламентируемые свойства	Значение	
Плотность, г/см ³	1070,9-1133,1	1070,9-1133,1
Условная вязкость, с	40-60	30-50
Пластическая вязкость, сПз	12-35	10-20
ДНС, дПа	50-90	40-100
СНС 10 сек/10 мин, дПа	10-40/20-60	10-20/30-60
Водоотдача, см ³ /30 мин	< 6	4-6
рН	8-10	9-10
Содержание песка, %	< 0,5	< 0,5

Приложение 26

Таблица А.19 – Компонентный состав бентонитового раствора

Класс	Назначение	Концентрация, кг/м ³
Регулятор рН	Поддержание требуемого рН бурового раствора	0,7-1,2
Структурообразователь	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	50-80
Регулятор жесткости	Связывание ионов кальция и магния	0,8-1,2
Понизитель вязкости	Снижение вязкости раствора при попадании глин и диспергируемой твердой фазы	0,5-1,5
Утяжелитель	Регулирование плотности	86,4

Приложение 27

Таблица А.20 – Технологические свойства базового неутяжеленного бентонитового раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1133,1
Условная вязкость, с	50 и выше
Водоотдача, см ³ /30 мин	< 12
Содержание песка, %	< 2

Приложение 28

Таблица А.21 – Потребное количество бурового раствора под интервал 0–3780 м.

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	220	220	490	-	1,4	62,4
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}} = -0,4$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}} = 33,8$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}} = 0,9$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_2 = 0$
Общая потребность бурового раствора на интервале:						$V_{\text{бр}} = 142,5$
Объем раствора к приготовлению:						$V_3' = 187,3$

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					
220	880	660	393,7	426	1,4	192,1
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}} = -1,6$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}} = 94,9$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}} = 4,3$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_2 = 53,7$
Общая потребность бурового раствора на интервале:						$V_{\text{бр}} = 337,9$
Объем раствора к приготовлению:						$V_3' = 522,6$
тех. 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					

880	2200	1320	295,3	323,9	1,19	166
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}}=0,1$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}}=45,2$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}}=6,4$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_2=106,7$
Общая потребность бурового раствора на интервале:						$V_{\text{бр}}=388,6$
Объем раствора к приготовлению:						$V_3=391,2$
Экспл. колонна интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний \varnothing предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
От	до					
2200	3750	1550	215,9	244,5	1,08	148
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}}=0.0$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}}=157,9$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}}=10,6$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_2=134,8$
Общая потребность бурового раствора на интервале:						$V_{\text{бр}}=468,5$
Объем раствора к приготовлению:						$V_3'=333,7$

Приложение 29

Таблица А.22 - Характеристика обсадных колонн

№ секций	Тип резьбового соединения	Группа прочностности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
					1 м трубы	секций	суммарный	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Направление								
1	ОТТМ	Д	10	220	1,04	22880	22880	0-220
Кондуктор								
1	ОТТМ	Д	8,5	880	0,67	59136	59136	0-880
Техническая колонна								
1	ОТТМ	Д	7,9	2200	0,47	103840	103840	0-2200
Эксплуатационная колонна								
1	ОТТГ	Е	10,6	740	0,41	30710	137210	3000-3740
2	ОТТГ	Е	8,9	3000	0,35	106500		3000-0

Приложение 30

Таблица А.23 - Технологическая оснастка обсадных колонн

Название колонны, Дусл	Наименование, шифр, типоразмер	Интервал установки, м		Количество элементов на интервале, шт	Суммарное количество, шт
		От (верх) по стволу	До (низ) по стволу		
Эксплуатационная, 168 мм	БКОК-168 («Уралнефтемаш»)	3740	3740	1	1
	ЦКОД-168 («Уралнефтемаш»)	3730	3730	1	1
	ЦЖ-168/216 («НефтьКам»)	0	2160	43	105
		2160	2240	8	
		2240	3540	32	
		3540	3735	20	
		3735	3740	2	
	ЦТ-168/216 («НефтьКам»)	3540	3740	20	20
ПРП-Ц-Н-168 («Уралнефтемаш»)	3730	3730	1	1	
ПРП-Ц-В-168 («Уралнефтемаш»)	3720	3720	1	1	
Техническая колонна, 244 мм	БКМ-245 («Уралнефтемаш»)	2200	2200	1	1
	ЦКОД-245 («Уралнефтемаш»)	2190	2190	1	1
	ЦПЦ-245/295 («НефтьКам»)	0	840	17	59
		840	920	8	
		920	2180	32	
		2180	2200	2	
ПРП-Ц-В-245 («Уралнефтемаш»)	2190	2190	1	1	
Кондуктор,	БКМ-324	880	880	1	1

324 мм	(«Уралнефтемаш»)				
	ЦКОД-324 («Уралнефтемаш»)	870	870	1	1
	ЦПЦ-324/394 («НефтьКам»)	0	20	2	30
		20	180	3	
		180	260	8	
		260	860	15	
	860	880	2		
ПРП-Ц-В-324 («Уралнефтемаш»)	870	870	1	1	
Направ-ление, 426 мм	БКМ-426 («Уралнефтемаш»)	220	220	1	1
	ЦКОД-426 («Уралнефтемаш»)	210	210	1	1
	ПЦ-426/490 («НефтьКам»)	0	20	2	8
		20	200	4	
		200	220	2	
ПРП-Ц-В-426 («Уралнефтемаш»)	210	210	1	1	

Приложение 31

Таблица А.24 – 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	5,4	1,08	1100	1	МБП-СМ	75,6
		4,32		4,2	МБП-МВ	64,8
Продавочная жидкость	36,65		1020	-	Тех.вода	-
Облегченный тампонажный раствор	38,56		1400	26,9	ПЦТ-III-Об(4-6)-50	25621
					НТФ	15,8
Нормальной плотности тампонажный раствор	6,24		1820	4,3	ПЦТ-II-50	7902
					НТФ	2,55

Приложение 31

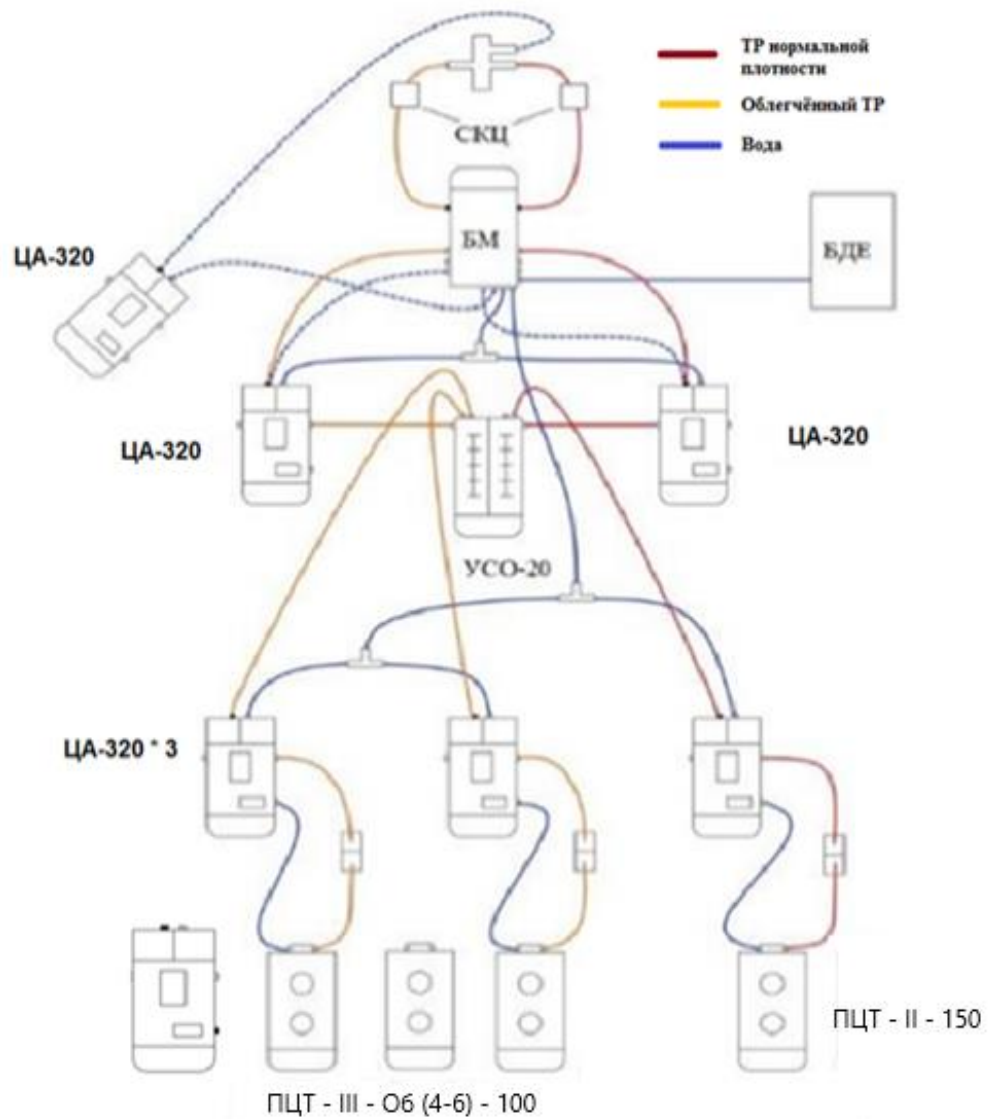


Рисунок 8 - Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования

Приложение 32

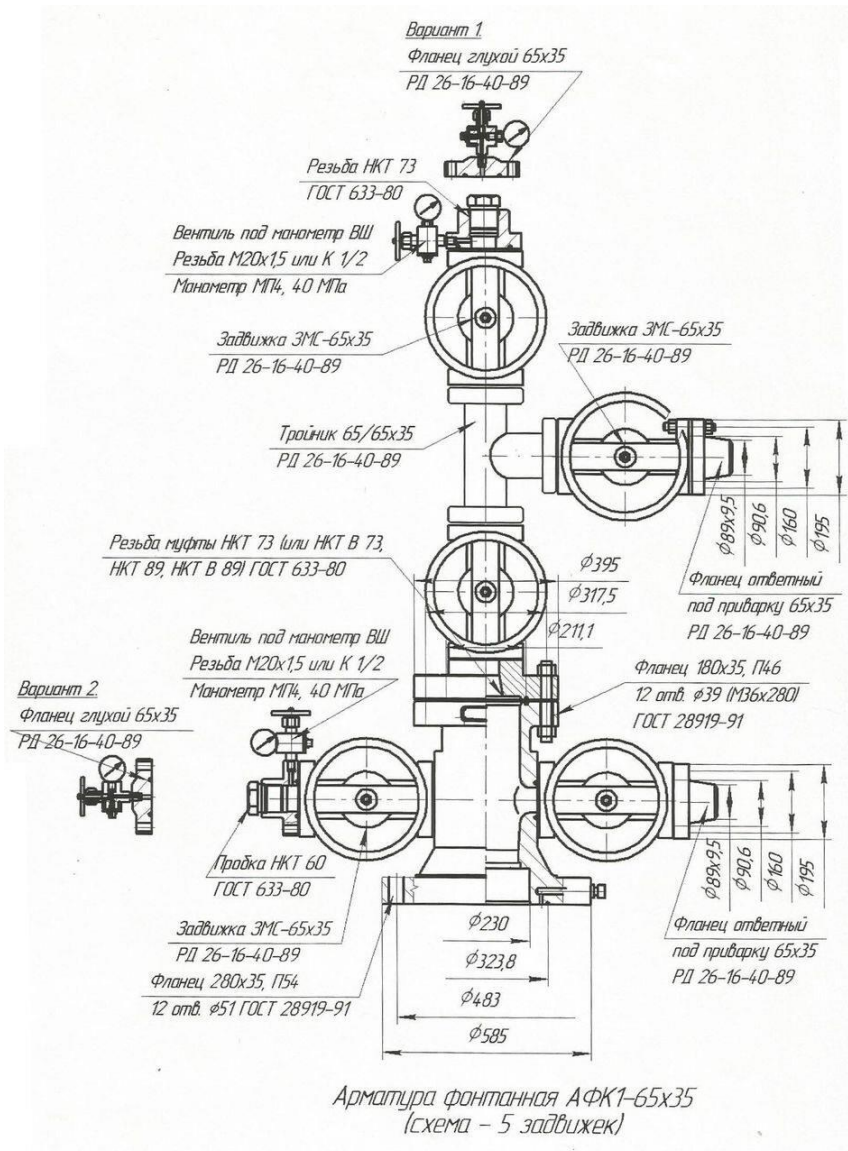


Рисунок 9- фонтанная арматура

Приложение 33

Таблица- Способы и режимы бурения

Интервал, м		Вид технологической операции	Способ бурения	Условный номер КНБК	Режим бурения			Скорость выполнения операции, м/ч
от (верх)	до (низ)				осевая нагрузка, тс	скорость вращения, об/мин	расход бурового раствора, л/с	
0	220	Бурение	Роторный	1	10	60	46,92	15
220	880	Бурение	Турбинный	2	10	60	69,7	15
880	2200	Бурение	Турбинный	3	10	60	46,51	15
2200	3520	Бурение	Турбинный	4	10	60	39,98	15
3520	3750	Отбор керна	Роторный	5	5	40	19,99	5

Приложение 33

Таблица- Режим работы буровых насосов

Интервал, м		Вид технологической операции	Тип буровых насосов	Колич. насосов, шт	Режим работы бурового насоса						Суммарная произв. насосов, л/с
от (верх)	до (низ)				коэф. использ. гидравл. мощности	диаметр цилинд. втулок, мм	допустим. давление, кгс/см ²	норма наполн., %	число двойных ходов в мин	производительн., л/с	
0	220	Бурение	УНБТ-1180	2	0,9	180	219,6	85	75	23,46	46,92
220	880	Бурение	УНБТ-1180	2	0,9	170	247,5	85	125	34,85	69,7
3520	3750	Отбор керна	УНБТ-1180	1	0,9	140	367,2	85	105	19,99	19,99
880	2200	Бурение	УНБТ-1180	2	0,9	160	275,4	85	95	23,25	46,51
2200	3520	Бурение	УНБТ-1180	2	0,9	140	367,2	85	105	19,99	39,98

Приложение 33

Таблица- Конструкция КНБК / БК

Интервал, м Технологическая операция	Тип секции	Наруж. диам., мм	Внутр. диам., мм	Толщ. стенки, мм	Группа прочн.	Тип замкового соединения	Длина, м	Масса, т			КЗП		
								1 м трубы	секции	нараст.	на выносл.	на растяж.	на статич. прочн.
Направление													
0-220	Долото	490,0					0,4		0,300	0,300			
Бурение	Калибратор	203,0	100,0				1,5		0,560	0,860			
КНБК №1	УБТ	203,0	100,0				37,5	0,2140	8,025	8,885			
	БТ	127,0	108,6	9,2	д	ЗП-162-92	179	0,0312	5,588	14,47	1,40	>10	3,90
Кондуктор													
220-880	Долото	393,7					0,3		0,190	0,190			
Бурение	Калибратор	203,0	80,0				1,1		0,390	0,580			
КНБК №2	Двигатель	240,0					5		2,577	3,157			
	УБТ	203,0	100,0				23	0,2140	4,922	8,079			
	УБТ	178,0	71,0				23	0,1560	3,588	11,67			
	БТ	127,0	108,6	9,2	д	ЗП-162-92	823	0,0312	25,69	37,36		6,08	4,49
Промежуточная													
880-2200	Долото	295,3					0,2		0,090	0,090			
Бурение	Калибратор	203,0	80,0				1,3		0,315	0,405			
КНБК №3	Двигатель	240,0					6,7		1,650	2,055			
	УБТ	178,0	71,0				45	0,1560	7,020	9,075			
	БТ	127,0	108,6	9,2	д	ЗП-162-92	2143	0,0312	66,90	75,98		2,99	2,46

Продолжение таблицы Конструкция КНБК / БК

Эксплуатационная												
2200-3520	Долото	215,9					0,4		0,047	0,047		
Бурение	Калибратор	212,0	78,0				1,1		0,170	0,217		
КНБК №4	Двигатель	178,0					5		1,669	1,886		
	УБТ	178,0	71,0				45	0,1560	7,020	8,906		
	БТ	127,0	108,6	9,2	д	ЗП-162-92	3469	0,0312	108,29	117,19	1,94	1,56
3520-3750	Долото	215,9					0,3		0,048	0,048		
Отбор керна	УБТ	127,0	76,2				17	0,0745	1,267	1,315		
КНБК №5	УБТ	159,0	71,0				33	0,1770	5,841	7,156		
	БТ	127,0	108,6	9,2	л	ЗП-162-92	3689	0,0319	117,83	124,98	2,09	2,01

