

Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки: 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА РАЗВЕДОЧНОЙ ВЕРТИКАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 2950 МЕТРОВ НА НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТЮМЕНСКАЯ ОБЛАСТЬ)

УДК 622.143:622.243.22:622.323(24:181m2950)(571.12)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4Е	Эмомов Дилмурод Рузиевич		

Руководитель

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

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Романюк Вера Борисовна	к. э. н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Черемискина Мария Сергеевна			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

Инженерная школа природных ресурсов
 Специальность Нефтегазовое дело 21.03.01
 Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
Максимова Ю.А.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

Студенту:

Группа	Фамилия Имя Отчество
3-2Б4Е	Эмомов Дилмурод Рузиевич

Тема работы:

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА РАЗВЕДОЧНОЙ ВЕРТИКАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 2950 МЕТРОВ НА НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТЮМЕНСКОЙ ОБЛАСТЬ)
Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Геолого-технические условия бурения скважины на нефтяном месторождении (Тюменская область), с ожидаемым притоком 30 м ³ /сут
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 компо-

	<p>нентного состава буровых растворов, выбор гидравлической программы промывки скважины, технические средства и режимы бурения при отборе керна).</p> <p>– Проектирование процессов заканчивания скважин (расчет обсадных колонн, расчет процессов цементирования скважины, выбор технологической оснастки обсадных колонн, проектирование процессов испытания и освоения скважин).</p> <p>– Выбор буровой установки.</p> <p>– Бурение скважин на депрессии (специальное оборудование).</p>
Перечень графического материала	<p>1. ГТН (геолого-технический наряд).</p> <p>2. КНБК (компоновка низа буровой колонны).</p>
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент Романюк Вера Борисовна
Социальная ответственность	Ст. преподаватель Черемискина Мария Сергеевна

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Епихин Антон Владимирович			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4Е	Эмомов Дилмурод Рузиевич		

Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки: 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Уровень образования: бакалавриат
 Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения: весенний семестр 2019 учебного года

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы:

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
<i>8 февраля</i>	<i>Общая и геологическая часть</i>	<i>10</i>
<i>5 апреля</i>	<i>Технологическая часть</i>	<i>40</i>
<i>31 апреля</i>	<i>Специальная часть</i>	<i>20</i>
<i>30 мая</i>	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	<i>15</i>
<i>30 мая</i>	<i>Социальная ответственность</i>	<i>15</i>

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глотова Валентина николаевна	К.Т.Н.		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа 3-2Б4Е	ФИО Эмомов Дилмурод Рузиевич
-------------------------	--

Школа	ИШПР	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<i>1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения</i>	<i>Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2950 метров на нефтяном месторождении (Тюменская область)</i>
---	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Производственная безопасность</p> <p><i>1.1 Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; - действие фактора на организм человека; - приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); - предлагаемые средства защиты; - (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства). <p><i>1.2 Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - механические опасности (источники, средства защиты); - термические опасности (источники, средства защиты); - электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); - пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения). 	<p>1 Производственная безопасность</p> <p><i>1.1 Проанализировать выявленные вредные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - отклонение показателей климата на открытом воздухе; - превышение уровня шума; - превышение уровня вибрации; - недостаточная освещенность рабочей зоны; - повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися; - повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны. <p><i>1.2 Проанализировать выявленные опасные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - движущиеся машины и механизмы производственного оборудования; - расположение рабочего места на значительной высоте относительно поверхности земли (пола); - электрический ток; - пожаровзрывобезопасность;
<p>2. Экологическая безопасность:</p> <ul style="list-style-type: none"> - защита селитебной зоны - анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); - анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); - анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); - разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды. 	<p>2. Экологическая безопасность:</p> <ul style="list-style-type: none"> - анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); - анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); - анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); - решение по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.
<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> - перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; 	<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях</p> <p>перечень возможных ЧС на объекте;</p> <p>выбор наиболее типичной ЧС:</p>

<ul style="list-style-type: none"> - выбор наиболее типичной ЧС; - разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; - разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий. 	<ul style="list-style-type: none"> - пожар; - разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; - разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.
<p>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> - специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; - организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> - специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; - организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	04.02.2019
---	------------

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4Е	Эмомов Дилмурод Рузиевич		

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б4Е	Эмомов Дилмурород Рузиевич

Школа	ИШПР	Отделение школы	Нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

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

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

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

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

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Организационная структура управления организацией
--

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	04.02.2019
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Романюк В.Б.	к.э.н, доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4Е	Эмомов Дилмурород Рузиевич		

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

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

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 80 страниц, 20 таблиц, 10 приложений, 43 литературных источников, 14 рисунков.

Данная выпускная квалификационная работа содержит ключевые слова: месторождение, буровая установка, скважина, режим бурения, долота, винтовой забойный двигатель, калибратор, цементирование скважины, буровой раствор, заканчивание скважины, экономическая часть, экология, социальная ответственность, техника безопасности.

Объектом исследования является разведочная вертикальная скважина глубиной 2950 метров на нефтяном месторождении (Тюменской области).

Целью работы является – спроектировать технологические решения для бурения вертикальной разведочной скважины, геолого-технический наряд, компоновку низа бурительной колонны, интервалы бурения и спуск обсадных колонн, интервалы цементирования.

В работе спроектированы основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные решения, для бурения вертикальной разведочной одноколонной скважины с закрытым забоем, с расчетными рекомендуемыми режимами бурения каждого интервала и отбора керна, а также интервал спуска обсадных колонн и цементирования по расчетным интервалам.

Выпускная квалификационная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word. Расчеты проведены с помощью электронной программы Microsoft Excel, презентация представлена в программе Microsoft Office PowerPoint, графический материал выполнен в программе «CoreIDRAW».

Определения, обозначения, сокращения

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

– **скважина** – Горная выработка круглого сечения, пробуренная с поверхности земли или с подземной выработки без доступа человека к забою под любым углом к горизонту, диаметр которой намного меньше её глубины

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

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

В данной работе применены следующие обозначения и сокращения с соответствующими расшифровками:

- ГНВП – газонефтеводопроявление;
- ВЗД – винтовой забойный двигатель;
- КНБК – компоновка низа бурильной колонны;
- ПРИ – породоразрушающий инструмент;
- ДРУ – двигатель с регулятором угла;
- ЛБТ– легкосплавные бурильные трубы;
- УБТ – утяжеленные бурильные трубы;
- КЛ – калибратор с прямыми лопастями;
- КЛС – калибратор лопастной спиральный;
- ДНС – динамическое напряжение сдвига;
- СНС – статическое напряжение сдвига;
- ВБТ– ведущая бурильная труба;
- ТБТ – тяжелая бурильная труба;
- ТБПК – труба бурильная с приварными замками;
- ПРП-Ц – пробка разделительная продавочная цементировочная;

- ЦКОД – центральный клапан обратного действия;
- БУ – буровая установка;
- УВ – условная вязкость;
- ПВ – пластическая вязкость;
- СПО – спуско-подъемные операции;
- ОЗЦ – ожидание затвердевания цемента;
- ПВО – противовыбросовое оборудование;
- БК – башмак колонный;
- УВ – условная вязкость;
- ПВ – пластическая вязкость;
- ПВО – противовыбросовое оборудование;
- ЗУМППФ – зона успокоения механических примесей пластового флюида.

В тексте документа применены сокращения, установленные в национальных стандартах и соответствующие правилам русской орфографии: т.д. – так далее; т.п. – тому подобное; и др. – и другие; шт. – штуки; наруж. – наружный; внутр. – внутренний и др.

Оглавление

Введение	15
1 ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ.....	16
1.1 Геологические условия бурения скважины.....	16
1.2 Характеристика нефтегазоносности месторождения (площади).....	16
1.3 Зоны возможных осложнений.....	16
2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА.....	17
2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины	17
2.2 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя и выбор способа заканчивания скважин	17
2.2.1 Совмещенный график давлений.....	17
2.2.2 Определение числа колонн, глубины их спуска, интервалов цементирования, диаметр колонн и скважин.....	18
2.2.3 Проектирование обвязки обсадных колонн.....	19
2.3 Углубления скважины	20
2.3.1 Выбор способа бурения	20
2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента.....	20
2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород.....	22
2.3.4 Расчет частоты вращения долота	23
2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя	23
2.3.6 Расчет требуемого расхода бурового раствора	24
2.3.7 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны.....	26
2.3.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых	26
растворов	26
2.3.9 Выбор гидравлической программы промывки скважины	28
2.4 Технические средства и режимы бурения при отборе керна.....	29
2.5. Проектирование процессов заканчивания скважины.....	30
2.5.1 Расчет действующих нагрузок на обсадные колонны	30
2.5.2 Конструирование обсадной колонны по длине	34
2.6 Расчет процессов цементирования скважины	34
2.6.1 Выбор способа цементирования обсадных колонн.....	34
2.6.2 Расчет объемов и компонентного состава, буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости	35
2.6.3 Выбор типа и расчёт необходимого количества	35
цементировочного оборудования.....	35
2.6.4 Выбор технологической оснастки обсадных колонн	37
2.8 ВЫБОР БУРОВОЙ УСТАНОВКИ.....	39
3 Технология установки клина-отклонителя для резки боковых стволов	41

3.1 Подготовительные работы к бурению боковых стволов	43
3.2 Вырезание «окна» при помощи механического клино-отклонителя (КОМ) без опоры на забой, однорейсовая КНБК.....	46
3.3 Зарезка нового ствола в необсаженной скважине при помощи цементируемого клино-отклонителя (КОЦ).....	48
3.4 Клин-отклонитель гидромеханический	50
3.6 Крюк ловильный.....	52
3.7 Фреза оконная (ФО).....	53
3.8 Фреза арбузообразная (ФА).....	54
3.9 Сравнительная характеристика клино-отклонителя.....	54
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ	56
4.1 Основные направления деятельности и организационная	56
структура управления предприятия АО «Самотлорнефтегаз»	56
4.2 Расчет нормативной продолжительности строительства	57
скважин	57
4.2.1 Расчет нормативного времени на механическое бурение	57
4.2.2 Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции	58
4.2.3 Расчет нормативного времени на установку центрирующих	58
фонарей	58
4.2.4 Расчет нормативного времени ожидания затвердевания цемента.....	58
4.2.5 Нормативное время времени на разбуривание цементной пробки.....	58
4.2.6 Расчет нормативного времени на геофизические работы	59
4.3 Расчет технико-экономических показателей.....	60
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	62
Производственная безопасность	62
5.1 Анализ опасных факторов и мероприятия по их устранению	63
5.1.2 Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования	64
5.1.3 Пожаровзрывобезопасность.....	65
5.1.4 Электрический ток	66
5.2 Анализ вредных факторов и мероприятия по их устранению	67
5.2.1 Превышение уровней вибрации.....	67
5.2.2 Отклонение показателей климата на открытом воздухе.....	67
5.2.3 Превышение уровней шума	68
5.2.4 Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися	69
5.2.5 Недостаточная освещенность рабочей зоны.....	69
5.3 Экологическая безопасность.....	70
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	71
5.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	72

5.6 Организация рабочей зоны	73
Приложение А	81
Приложение Б	91
Приложение В	93
Приложение Г	97
Приложение Д	99
Приложение Е	103
Приложение Ж	107
Приложение З	108
Приложение И	109
Приложение К	111

Введение

Нефтяная промышленность является одной из самых важных в экономике России. Российская нефть является высоко конкурентной на мировом рынке, а по запасам нефти, Россия уступает лишь пяти государствам. Поэтому нефтяная отрасль играет ключевую роль для социального и экономического развития страны. Нефтедобывающая отрасль постоянно модернизируется для увеличения производительности и качества продукции. Разрабатываются и внедряются новые технологии и решения для поиска новых месторождений, проведения геологоразведочных работ, бурения нефтегазовых скважин, добычи нефти и газа, транспортировки и переработки нефтепродуктов. Одной из важнейших составляющих отрасли является бурения скважин, к которому предъявляются с каждым годом все более высокие требования, как по внедрению высокотехнологичных решений для уменьшения сроков строительства и стоимости скважины, так и к промышленной и экологической безопасности при разбуривание месторождений. Целью работы является разработка технологических решений для строительства разведочной скважины, согласно геологотехническим условиям в специальной части рассмотрен вопрос: технология установки клина – отклонителя для зарезки боковых стволов.

1 ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

1.1 Геологические условия бурения 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 гидро-разрыва пород, приведенных к глубине исследования, данные представлены в приложении А.

1.2 Характеристика нефтегазоносности месторождения (площади)

Характеристика нефтегазоносности месторождения (площади) представлены в приложении Б.

1.3 Зоны возможных осложнений

Поглощение бурового раствора, осыпи и обвалы стенок скважины, нефтегазоводопроявление, прихватопасные зоны, осложнения представлены в приложении В.

2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА

2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины

По техническому заданию проектируется разведочная скважина, поэтому профиль скважины во всех случаях принимается вертикальным и проектировочные расчеты не производятся.

2.2 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя и выбор способа заканчивания скважин

Согласно геологическим данным тип коллектора поровый (по фильтрационной характеристике относится к коллекторам пористого типа, характеризуется чередованием устойчивых и неустойчивых пород, водогазовмещающих пропластков с разными пластовыми давлениями).

Следовательно, необходима *конструкция забоя закрытого типа*, в которой продуктивный объект перекрывается сплошной колонной с обязательным цементированием, т.к. пласт представлен неустойчивыми Палеозойскими отложениями. Скважина является разведочной.

2.2.1 Совмещенный график давлений

Чтобы определить необходимы ли нам дополнительные колонны, необходимо построить совмещенный график давлений.

Согласно совмещенному графику давлений, представленному на рисунке 1, зон несовместимых по условиям бурения в разрезе нет, поэтому проектируется одноколонная конструкция скважины.

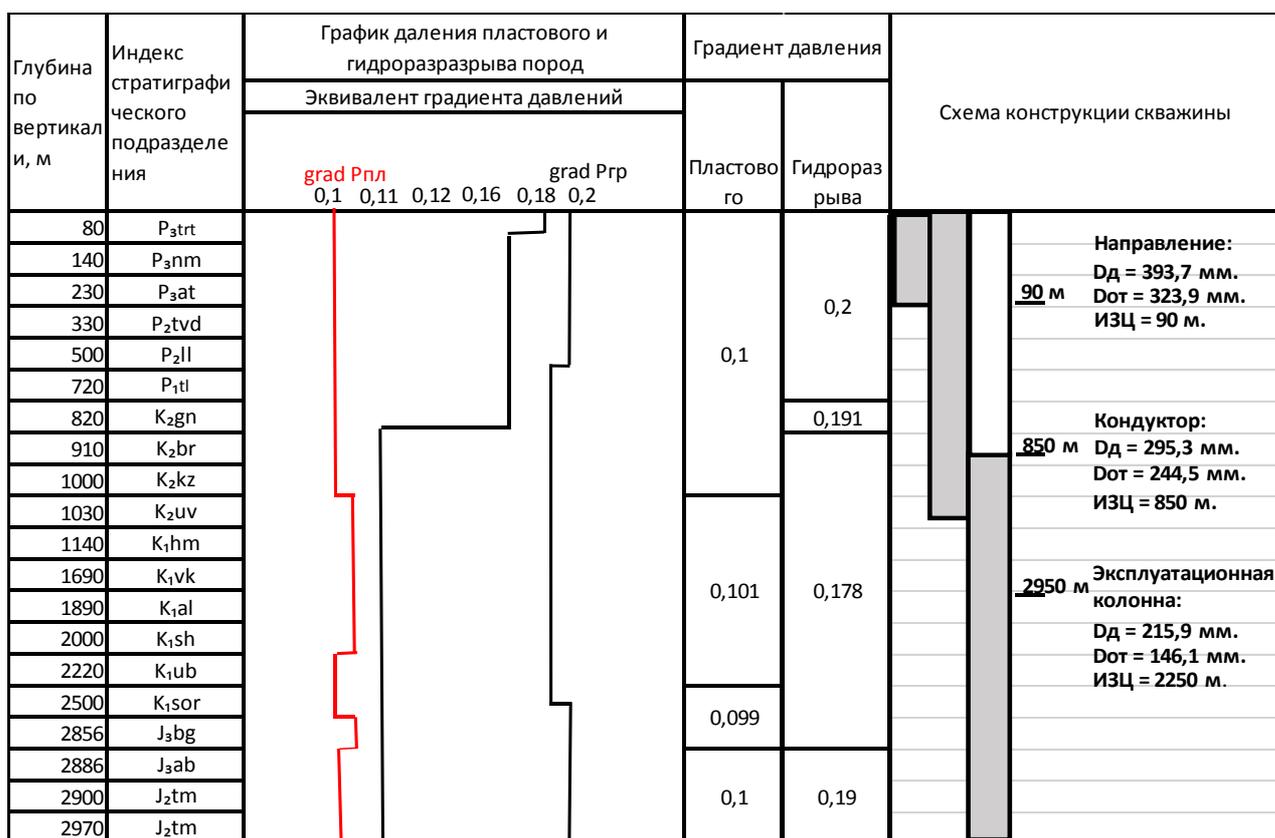


Рисунок 1 – Совмещенный график давлений

2.2.2 Определение числа колонн, глубины их спуска, интервалов цементирования, диаметр колонн и скважин

1. Направление спускается на глубину 90 м, так как мощность четвертичных отложений составляет 80 м и с учетом величины перекрытия 10 м для посадки башмака в устойчивые породы.

2. Кондуктор спускается на глубину 850 м для перекрытия интервала неустойчивых глин 0–800 м, с учетом величины перекрытия 50 м для посадки башмака в устойчивые породы.

3. Эксплуатационная колонна спускается на глубину 2950 м. С учетом вскрытия продуктивного пласта 2895–2925 м и бурения интервала под ЗУМППФ, величина перекрытия составляет 25 м.

Данные о количестве обсадных колонн и глубинах их спуска представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Конструкция скважины

Название колонны	Глубина спуска, м	Интервал цементированья, м	Внешний диаметр обсадной колонны, мм	Диаметр бурового долота на интервале, мм
Направление	0–90	0–90	323,9	393,7
Кондуктор	0–850	0–850	244,5	295,3
Эксплуатационная колонна	0–2950	700–2950	146,1	215,9

2.2.3 Проектирование обвязки обсадных колонн

При выборе противовыбросового оборудования и колонной обвязки необходимо учитывать величину давления опрессовки колонны $P_{оп}$. В соответствии с п. 245 «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» [1] величина давления опрессовки должно превышать не менее, чем на 10% возможное давление, возникающее при ликвидации газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов и определяется по формуле 1

$$P_{оп} = k \cdot P_{ГНВП} = k^2 \cdot P_{му}, \quad (1)$$

где k – коэффициент запаса, принимаемый 1,1 (10%);

$P_{ГНВП}$ – давление, необходимое для ликвидации ГНВП;

$P_{му}$ – максимальное давление на устье, которое для нефтяного пласта рассчитывается по формуле 2:

$$P_{му} = P_{пл} - \rho_H \cdot g \cdot H_{кр} = 4,7 \text{ МПа}, \quad (2)$$

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

ρ_H – плотность нефти, кг/м³; **854 кг/м³**.

В таком случае давление опрессовки составит

$$P_{оп} = k \cdot P_{ГНВП} = k^2 \cdot P_{му} = 5,7 \text{ МПа}.$$

Шифр колонной обвязки выбираем: **ОКО1 – 21 – 146x245 К1 ХЛ**.

Шифр ОП исходя из диаметра обсадных труб и рабочего давления:

ОП5 – 230/80x21.

2.3 Углубления скважины

2.3.1 Выбор способа бурения

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

Интервал направления будет буриться шарошечным долотом роторным способом. Интервал бурения под кондуктор, а также эксплуатационную колонну сложен в основном мягкими среднеабразивными горными породами. Для бурения этих интервалов будет использоваться PDC долото совместно с винтовым забойным двигателем.

Исходя из рассмотренных выше факторов можно сделать вывод о выборе способа бурения для каждого интервала. Запроектированные способы бурения приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Способы бурения по интервалам скважины

Интервал, м	Обсадная колонна	Способ бурения
0–90	Направление	Роторный
0–850	Кондуктор	С применением ВЗД (винтовой забойный двигатель)
850–2950	Эксплуатационная колонна	С применением ВЗД(винтовой забойный двигатель)

2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Для бурения интервала под направление проектируется шарошечное долото, а для интервалов бурения под кондуктор, эксплуатационную колонну PDC долота, так как они позволяют обеспечить максимальное значение величины механической скорости бурения при минимальном количестве рейсов. Все долота ООО НПП «БУРИНТЕХ».

Характеристики выбранных долот и калибраторов представлены в приложении Г.

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

и рыхлыми горными, а проектирование долота типа PDC для заданного диаметра скважины не рентабельно.

2. Для бурения интервала под кондуктор проектируется долото PDC диаметром 295,3 мм, которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долота. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягкими горными породами. При использовании шарошечного долота механическая скорость бурения будет меньше, чем с долотом PDC.

3. Для бурения интервала под эксплуатационную колонну проектируется долото PDC диаметром 215,9 мм, которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долота. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен средними и твердыми горными породами. При использовании шарошечного долота механическая скорость бурения будет меньше, чем с PDC, требуемая проходка обеспечена не будет.

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.

Для бурения интервала под направление 0–90 м с шарошечным долотом планируется использование калибратора с прямыми лопастями, для более лучшей калибровки скважины.

Для бурения интервала под кондуктор 90–850 м с PDC долотом планируется использование калибратора с прямыми лопастями, который позволит уменьшить гидравлические сопротивления при промывке скважины и обеспечит более стабильную работу долота. Выбор типа калибратора обусловлен тем, что интервал сложен мягкими горными породами.

Для бурения интервала под эксплуатационную колонну 850–2950 с PDC долотом использование калибратора и стабилизатора не планируется.

2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород

Под режимом бурения понимается совокупность параметров процесса, которые могут быть изменены непосредственно во время бурения. К их числу относятся:

- осевая нагрузка на породоразрушающий инструмент;
- частота вращения инструмента (при роторном способе бурения);
- расход и качество бурового раствора.

Проектирование осевой нагрузки по интервалам бурения представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Проектирование осевой нагрузки по интервалам бурения

Интервал	0–90	90–850	850–2950
Исходные данные			
α	1	1	1
$P_{ш}, \text{кг/см}^2$	100	109	559,5
$D_{д}, \text{см}$	39,37	29,53	21,59
η	1	1	1
$\delta, \text{см}$	1,5	1,5	1,5
$q, \text{кН/мм}$	0,2	0,2	0,4
$G_{пред}, \text{кН}$	275	170	140
Результаты проектирования			
$G_1, \text{кН}$	30	40	20
$G_2, \text{кН}$	80	60	90
$G_3, \text{кН}$	220	136	112
$G_{проект}, \text{кН}$	40	50	80

Исходя из опыта бурения интервала четвертичных отложений под направление выбираем осевую нагрузку 40 кН, из расчетных 30–80 кН, данная нагрузка достаточна для разрушения горной породы. Для интервала под кондуктор выбираем 50 кН, из расчетных 40–60 кН. также исходя из опыта бурения данного интервала. Для эксплуатационной колонны выбираем 80 кН, из расчетных 20–90 кН. Данная нагрузка на долото не превышает допустимую, тем самым будет обеспечена эффективное разрушение горной породы.

2.3.4 Расчет частоты вращения долота

Расчет частоты вращения долот произведен по формуле 3 с использованием программного обеспечения Microsoft Excel и результаты приведены в таблице 4.

$$n_1 = 19,1 \frac{V_{\text{л}}}{D_{\text{д}}}, \quad (3)$$

Таблица 4 – Результаты частоты вращения

Интервал		0–90	90–850	850–2950
PDC Исходные данные				
V _л , м/с		2,8	2	2
D _д	м	0,3937	0,2953	0,2159
	мм	393,7	295,3	215,9
τ, мс		6	6	5
z		24	-	-
α		0,8	0,8	0,5
Результаты проектирования				
n ₁ , об/мин		135	129	177
n ₂ , об/мин		684	-	-
n ₃ , об/мин		655	-	-
n _{проект} , об/мин		40–50	120–130	170–180

Исходя из практики в бурении интервал под направление бурится роторным способом. Диапазон частоты вращения ротора 35–80 об/мин. Из расчета мы видим для эффективного разрушения горной породы 135 об/мин. Но поскольку интервал мал и использование ВЗД не целесообразно, то выбираем частоты вращения 40–50 об/мин. Данная частота вращения никак не повлияет на износ опор долота. Для интервалов под кондуктор и эксплуатационную колонну выбирается расчетное значение эффективного разбуривания горной породы.

2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Тип забойного двигателя выбирается в зависимости от проектного профиля скважины, типоразмера долот, осевой нагрузки, плотности промывочной жидкости и удельного веса, обеспечивающего вращение долота.

Для интервала бурения под кондуктор проектируется ДРУ–240, для интервала бурения под эксплуатационную колонну проектируется ДРУ–178. Все запроектированные двигатели имеют регулировку угла перекося, что позволяет бурить как наклонно–направленные, так и прямолинейные интервалы и обеспечивает высокий рабочий момент на долоте, что актуально при разрушении средних горных пород, которые так же соответствует всем необходимым требованиям.

Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения представлено в таблице 5.

Таблица 5 – Технические характеристики 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–240 3/4	80 - 850	240	5	2300	32 - 75	82 - 140	8 - 12	60 - 150
ДРУ–178 7/8	850 - 2950	178	9	1809	20 - 40	82 - 160	9 - 15	60 - 210

2.3.6 Расчет требуемого расхода бурового раствора

Произведен расчет требуемого расхода бурового раствора, учитывая следующие граничные условия проектирования: сохранение устойчивости стенок скважины, качественная очистка забоя, необходимость полного выноса шлама, недопущение гидроразрыва и интенсивного размыва стенок скважины. По результатам проектирования построены области допустимого расхода бурового раствора и выбраны итоговые значения с учетом дополнительных проверочных расчетов: обеспечение работы забойного двигателя, обеспечение производительности насосов. Результаты расчетов расхода бурового раствора по интервалам бурения приведены в таблице 6. Которые выполнены по методике приведенной в [13]

Таблица 6 – Результаты расчетов расхода бурового раствора

Интервал	0–80	80–850	850–2950
Исходные данные			
1	2	3	4
$D_{д}, м$	0,3937	0,2953	0,2159
K	0,65	0,5	0,4
K_k	2,4	1,2	1,1
$V_{кр}, м/с$	0,15	0,13	0,13
$V_m, м/с$	0,011	0,008	0,005
1	2	3	4
$d_{бт}, м$	0,127	0,127	0,127
$d_{max}, м$	0,1619	0,1619	0,1619
$d_{нmax}, м$	0,00191	0,00159	0,00159
n	3	7	5
$V_{кпмин}, м/с$	0,5	0,5	0,5
$V_{кпmax}, м/с$	1,3	1,3	1,5
$\rho_{см} - \rho_p, г/см^3$	0,02	0,02	0,02
$\rho_p, г/см^3$	1,19	1,16	1,10
$\rho_n, г/см^3$	2,0	2,3	2,5
Результаты проектирования			
$Q_1, л/с$	78	34	14
$Q_2, л/с$	56	41	37
$Q_3, л/с$	120	85	43
$Q_4, л/с$	68	36	20
$Q_5, л/с$	20	28	19
$Q_6, л/с$	-	31–74	15–35

Исходя из полученных данных следует выбрать значения, которые не превышают расход бурового раствора, при котором происходит размывание стенок скважины (Q_3), а также исходя из практического опыта бурения под заданный диаметр и режимов работ ВЗД. Выбираются следующие значения—для бурения под направление $Q=60 л/с$. Которое будет обеспечено двумя насосами УНБ–600, диаметр втулок (170/140 мм); для кондуктора $Q=55 л/с$. Которое будет обеспечено двумя насосами УНБ–600, диаметр втулок (170/140 мм); для эксплуатационной колонны $Q=32 л/с$. Которое будет обеспечено одним насосом УНБ–600 диаметр втулок (170 мм).

Области допустимого расхода бурового раствора представлено в таблице 7.

Таблица 7 – Выбор областей допустимого расхода бурового раствора

Интервал	0–90	90–850	850–2950
Исходные данные			
Q ₁ , л/с	78	34	14
Q ₂ , л/с	56	41	37
Q ₃ , л/с	120	85	43
Q ₄ , л/с	67	36	20
Q ₅ , л/с	20	28	19
Q ₆ , л/с	-	31–74	15–35
Области допустимого расхода бурового раствора			
ΔQ, л/с	67–120	36–85	20–43
Запроектированные значения расхода бурового раствора			
Q, л/с	60	55	32

2.3.7 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

Проектирование КНБК по интервалам бурения. Проверка выбора КНБК и расчет гидравлической программы был проведен в программе «БурСофтПроект».

Выбор и расчет элементов КНБК производится согласно геологическим условиям, конструкции скважины, бурового раствора, профиля скважины. Для создания необходимой осевой нагрузки на долото и повышения жесткости бурильной колонны применяем УБТ, для бурения секции под кондуктор, эксплуатационную колонну применяем винтовой забойный двигатель для обеспечения наибольшего момента для разрушения горной породы и достижения плановой механической скорости проходки.

Результаты проектирование компоновки низа бурильной колонны по интервалам бурения и отбора керна приведены в приложении Г.

2.3.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Согласно «Правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности» [1] действующим с 2013 года давление столба промывочной жидкости

должно превышать $P_{пл}$ на глубине 0–1200 метров на 10%, но не более 1,5 МПа, на глубине более 1200 м на 5%, но не более 2,5–3 МПа.

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

Бурение интервала 0–80 м под направление производится бентонитовым буровым раствором с достаточной вязкостью и умеренной водоотдачей, т.к. верхняя часть разреза скважины представлена слабосцементированными песками и глинами. Такой раствор в отложениях неустойчивых песков формирует стабилизирующую эти породы фильтрационную корку. Разбуриваемые глины и суглинки частично переходят в раствор, вызывая повышение вязкости и СНС, которые легко снижаются до нужных значений разбавлением водой. При бурении интервала песков четвертичных отложений для предотвращения поглощений и увеличения несущей способности поддерживать значения условной вязкости на уровне 30–40 сек.

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

Интервал под эксплуатационную колонну

При бурении интервалов (850–2950 м), сложенных набухающими глинами, следует использовать биополимерный буровой раствор в целях предупреждения нарушения устойчивости стенок скважины, приводящих к росту затяжек и посадок при СПО.

При бурении под эксплуатационную колонну основные проблемы, которые требуется решать, следующие: предупреждение поглощения раствора и нефтегазоводопроявлений, осыпи и обвалы, предупреждение прихвата бурильного инструмента при прохождении через проницаемые пласты. Данные проблемы решаются с использованием КСЛ/полимерного раствора. Данный тип растворов предотвращает набухание глинистых минералов, создает непроницаемую фильтрационную корку, содержащую легкорастворимую мраморную крошку.

Запроектированные параметры буровых растворов по интервалам бурения и компонентный состав бурового раствора приведены в приложении Е.

Потребное количество бурового раствора рассчитывается отдельно для каждого интервала бурения под все запроектируемые колонны и представляет собой сумму определенных объемов, представленных в приложении Е.1

При расчете потребного количества химических реагентов необходимо учесть выполнение условия: «запас бурового раствора на поверхности должен быть не менее двух объемов скважины».

Потребное количество химических реагентов представлено в приложении З.

2.3.9 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. Гидравлическая программа промывки скважины была спроектирована в программе «БурСофтПроект» представлены результаты гидравлической промывки в приложении И.

2.4 Технические средства и режимы бурения при отборе керна

При строительстве проектируемой разведочной скважины планируется отбор керна для анализа нефтеносных пластов. Согласно геолого-техническому условию нефтеносность по разрезу скважины присутствует в интервале 2900–2920 м. Так как скважина является разведочной и из-за неполноты геологических данных существует вероятность нахождения продуктивных пластов выше/ниже прогнозируемой вертикали, в следствие этого планируемыми интервалами отбора керна следующие:

Интервал отбора керна 2895–2925 м

Для отбора керна планируется использования бурголовки с PDC вооружением, для получения более качественного отобранного керна и обеспечения данной бурголовкой бурения запланируемого интервала. Выбор бурголовки с PDC вооружением обусловлен так же тем, что интервал сложен горными породами средней твердости.

Из геолого-технического условия тип коллектора поровый, представлен песчаником. Для сохранения отобранного керна планируется использование керноприемного устройства с максимальной длиной приема керна и диаметром керна 100мм, а также с использования керна приемных стеклопластиковых труб и цангового кернорвателя. Данное техническое решение позволит произвести максимально качественно отбор керна в планируемом интервале.

В таблице 8 представлены технические средства и режимы бурения при отборе керна.

Таблица 8 – Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Интервал	Тип керноотборного снаряда	Параметры режима бурения		
		осевая нагрузка, т	частота вращения инструмента, об/мин	расход бурового раствора, л/сек
2895–2925	1. Бурильная головка БИТ 215,9 В 613 2. Керноотборный снаряд СК–102/52	2–5	60–120	20–25

2.5. Проектирование процессов заканчивания скважины

2.5.1 Расчет действующих нагрузок на обсадные колонны

Рассчитываются следующие нагрузки на скручивание, сжатие, смятие и сдвиговые нагрузки. Данные расчет нагрузок мы производим в программном обеспечении Microsoft Excel, по методике [13].

Для проведения расчета избыточных давлений определены плотности используемых технологических жидкостей, которые занесены в таблицу 9.

Таблица 9 – Исходные данные к расчету обсадных колонн

Параметр	Значение	Параметр	Значение
Плотность продавочной жидкости $\rho_{прод}$, кг/м ³	1000	Плотность буферной жидкости $\rho_{буф}$, кг/м ³	1100
Плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{тр обь}$, кг/м ³	1400	Плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{тр н}$, кг/м ³	1800
Плотность нефти ρ_n , кг/м ³	845	Глубина скважины, м	2950
Высота столба буферной жидкости h_1 , м	700	Высота столба тампонажного раствора нормальной плотности h_2 , м	700
Высота цементного стакана $h_{ст}$, м	10	Динамический уровень скважины h_0 , м	1970

Расчет наружных избыточных давлений

Наружные избыточные давления представлены на рисунке 2 и 3 и рассчитываются по формуле 4

$$P_{ни} = P_n - P_в, \quad (4)$$

где P_n – наружное давление;

$P_в$ – внутреннее давление.

Расчеты наружных избыточных давлений проводятся для случаев, когда давление достигает наибольших значений:

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

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

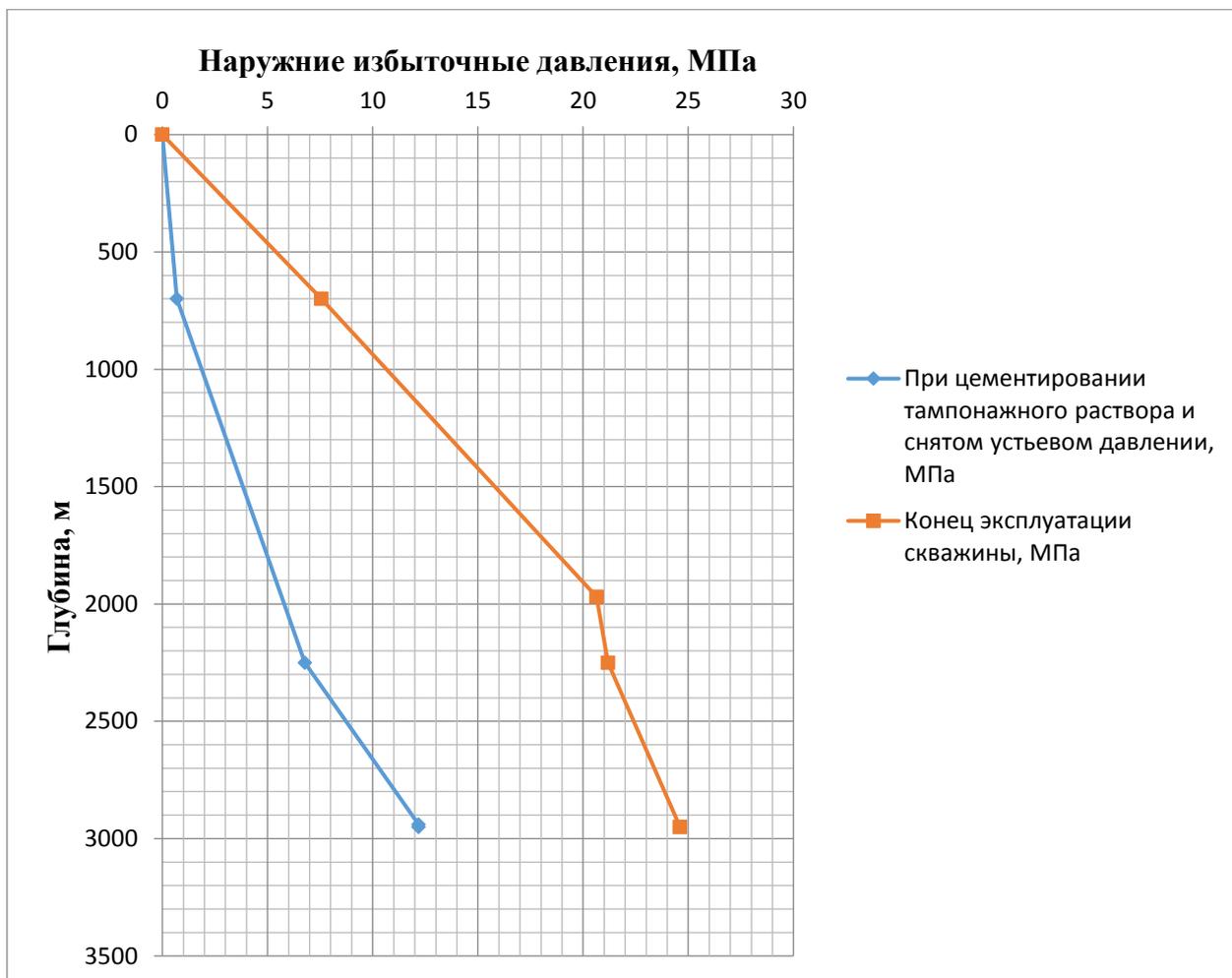


Рисунок 2 – Эпюра наружных избыточных давлений



Рисунок 3 – Эпюра наружных избыточных давлений кондуктора

Расчет внутренних избыточных давлений

Расчеты внутренних избыточных производятся по формуле 5. Расчеты давлений проводятся для двух случаев, при цементировании в конце продавки раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения и при опрессовки колонны с целью проверки ее герметичность. Внутренние избыточные давления представлены на рисунке 4 и 5.

$$P_{ви} = P_v - P_n \quad (5)$$

где P_v – внутреннее давление;

P_n – наружное давление.

Расчёт внутренних избыточных давлений производится для двух случаев:

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.

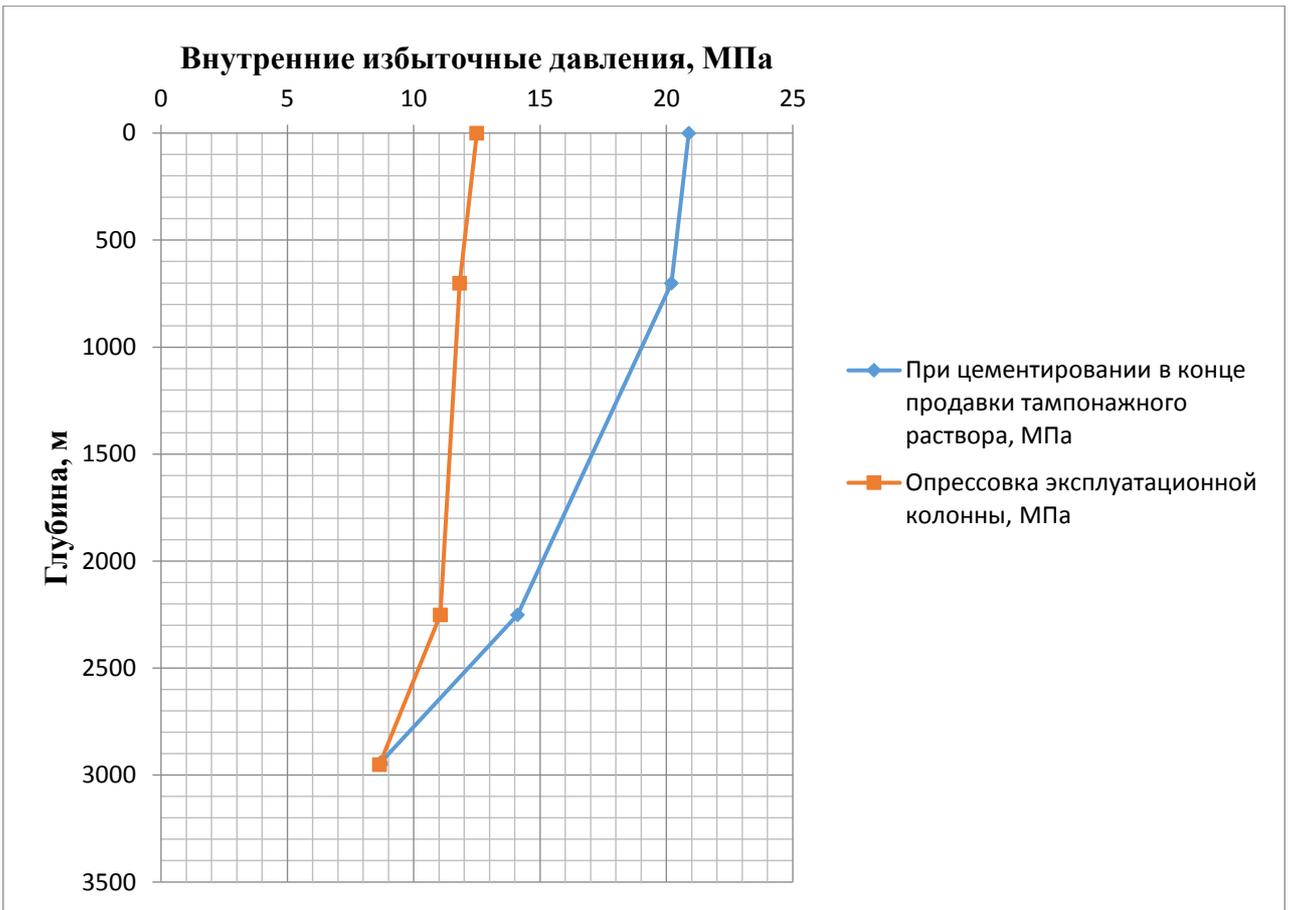


Рисунок 4 – Эпюра внутренних избыточных давлений

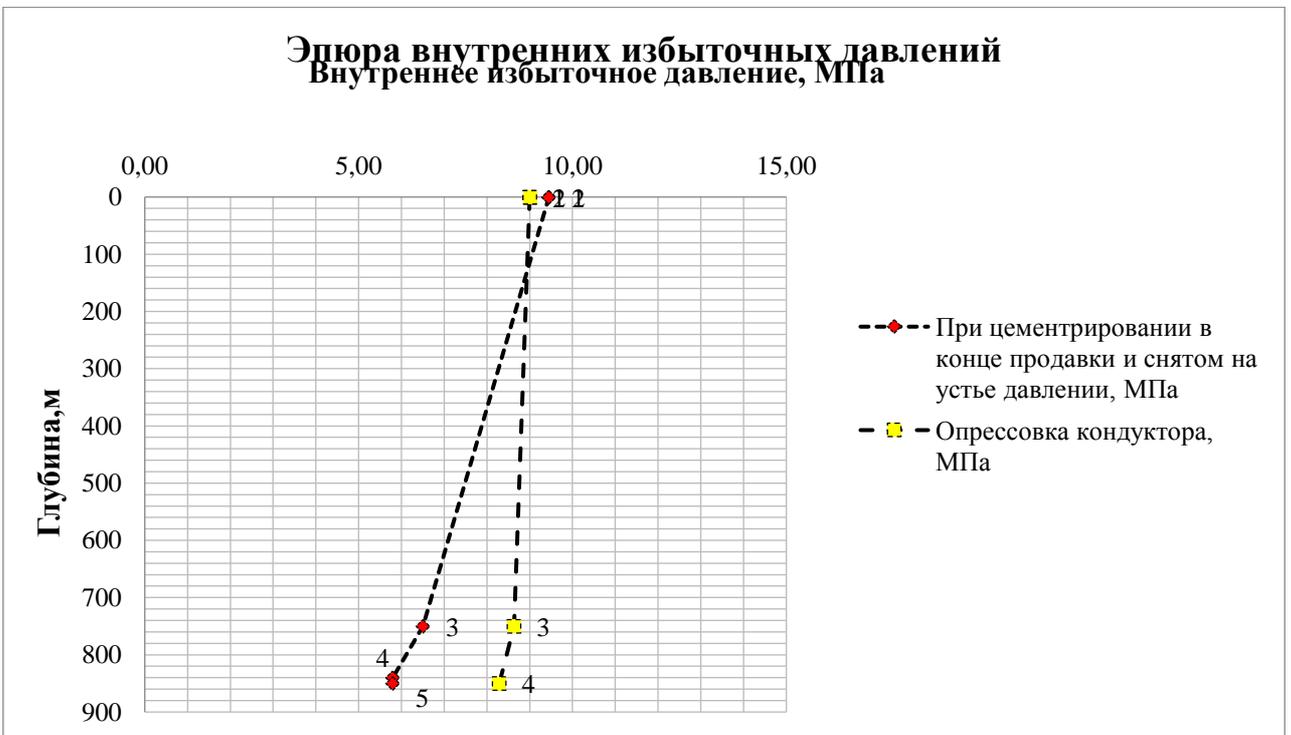


Рисунок 5 – Эпюра внутренних избыточных давлений кондуктора

2.5.2 Конструирование обсадной колонны по длине

К параметрам обсадной колонны при заданном диаметре, при разработке конструкции скважины, относятся группа прочности материала труб, толщина стенок и длина секций с соответствующей группой прочности и толщиной стенки. В таблице 10 представлены рассчитанные характеристики обсадных колонн.

Таблица 10 – Характеристики обсадных колонн

Наружный диаметр, мм	№ секций	Тип резьбового соединения	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
						1 м трубы	секций	суммарный	
Направление									
324	1	ОТТМ	Д	8,5	90	67,2	6048	6048	0 - 90
Кондуктор									
245	1	ОТТМ	Д	7,9	850	47,2	40120	40120	0 - 850
Эксплуатационная колонна									
146	1	ОТТМ	Д	6,5	2950	23,05	67997,5	67997,5	0 - 2950

2.6 Расчет процессов цементирования скважины

2.6.1 Выбор способа цементирования обсадных колонн

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле 6

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

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

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

$$P_{гр} = 30,77 \text{ МПа};$$

$$20,93 + 0,66 \leq 0,95 \cdot 30,77;$$

$$21,59 \leq 29,23.$$

Условие недопущения гидроразрыва выполняется, следовательно, проектируется прямое одноступенчатое цементирование.

2.6.2 Расчет объёмов и компонентного состава, буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости

Расчет количества компонентов сухой тампонажной смеси и жидкости для её затворения. Производят с учётом водоцементного соотношения и оптимальной плотности цементного раствора.

Объемы компонентного состава буферной, продавочной жидкости и тампонажного раствора представлены в таблице 11.

Таблица 11 – Объём тампонажной смеси, буферной и продавочной жидкости

Наименование жидкости	Объем жидкости, м ³	Плотность жидкости, кг/м ³	Объем воды для приготовления жидкости, м ³	Наименование компонента	Масса компонента (кг или тонн) / количество мешков	Наименование компонента	Масса компонента (кг или тонн) / количество мешков
буф1	6,773	1100	-	МБП-МВ	474,077	-	-
буф2	1,693	1100	-	МБП-СМ	25,397	-	-
обл	35,917	1400	28,294	ПЦТ - III - Об (4-6) - 100	27075,792	нтф	14,726
норм	16,461	1900	11,038	ПЦТ - I - 100	22805,332	нтф	6,749
прод	55,208	1000	55,208	-	-	-	-

2.6.3 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования

Рассчитывается давление на насосе «продавочного» цементировочного агрегата

$$P_{ца} \geq P_{цг} / 0,9, \quad (7)$$

где $P_{цг}$ – давление на цементировочной головке в конце цементирования, найденное при «Расчете обсадной колонны на прочность».

$$P_{ца} \geq 13,6.$$

Ближайшее большее давление – 25 МПа при диаметре втулок 100мм.

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

$$m = G_{сyx} / G_{б}. \quad (8)$$

Для цемента нормальной плотности

$$m = 5,659 / 13 = 0,44.$$

Для облегченного

$$m = 26,110 / 10 = 2,61.$$

Схема расположения оборудования для цементирования изображена на рисунке 6.

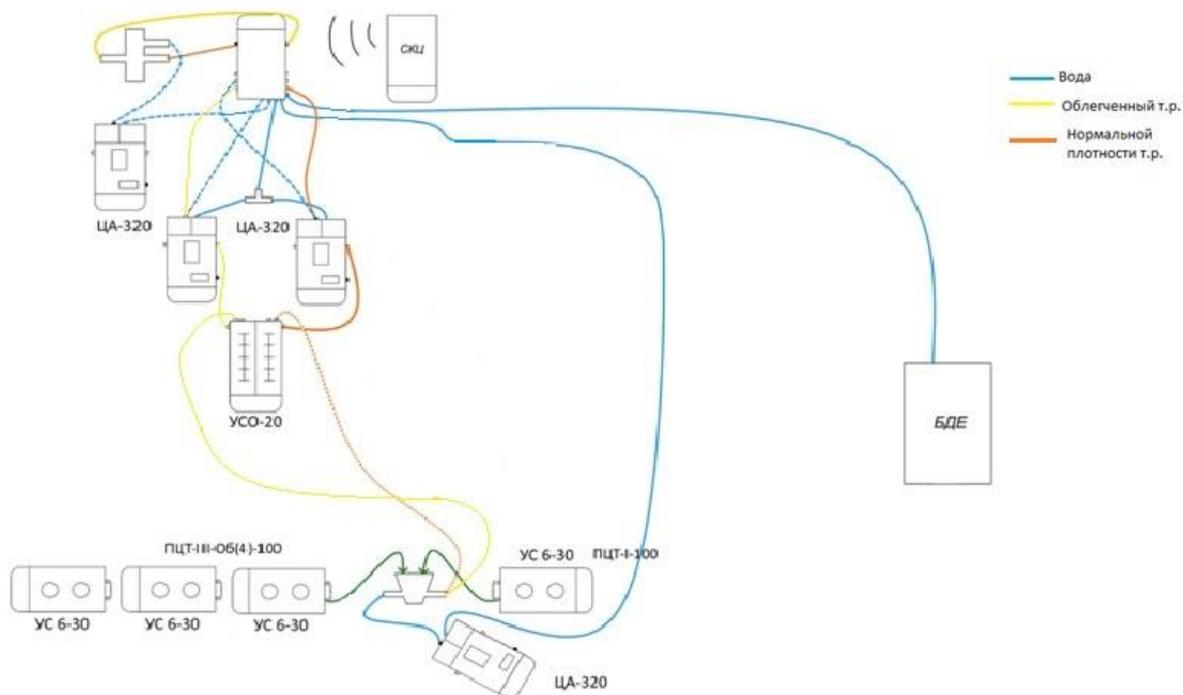


Рисунок 6 – Схема расположения оборудования при цементировании

- 1 – цементосмесительная машина УС6-30 бункер 13/10т; 2 – гидроворонка;
- 3 – цементировочный агрегат ЦА – 320; 4 – осреднительная емкость УСО – 20;
- 5 – станция КСКЦ 01; 6 – блок манифольдов СИН – 43

2.6.4 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Оборудование колонн технологической оснастки приведены в таблице 12.

Таблица 12 – Элементы технологической оснастки

Название колонны, D _{усл}	Наименование, шифр, типоразмер	Интервал установки		Количество элементов на интервале, шт	Суммарное количество, шт
		от (верх) по стволу	до (низ) по стволу		
Эксплуатационная, 168 мм	ЦТ 168/216	2240	2950	19	40
	ЦТ 168/216	1400	2240	21	65
	ЦПЦ 168/216	0	1400	25	
		1370	1430	6	
		1430	2610	23	
		2610	2630	1	
		2630	2710	2	
		2710	2875	5	
	2875	3000	3		
	ПРП-Ц-В 168	2989,02	2989,27	1	1
	ПРП-Ц-Н 168	2989,27	2989,52	1	1
ЦКОД-168	2989,52	2989,74	1	1	
БКМ-168	2999,74	3000	1	1	
Кондуктор, 245 мм	ЦТ 245/295	50	1400	33	33
	ЦПЦ 245/295	50	1400	30	33
	ЦПЦ 245/295	0	50	3	
	ПРП-Ц-245	1389,45	1389,75	1	1
	ЦКОД-245	1399,39	1399,64	1	1
	БКМ-245	1399,64	1400	1	1
Направление, 324 мм	ЦЦ-324	0	90	3	3
	ПРП-Ц-324	49,64	50	1	1
	ЦКОД-324	39,28	39,64	1	1
	БКМ-324	49,64	50	1	1

2.7 Проектирование процессов испытания и освоения скважин

Перед проведением операции по вторичному вскрытию скважины, необходимо обеспечить наличие жидкости глушения в стволе скважины. В качестве жидкости глушения выберем водный раствор соли NaCl.

Плотность жидкости глушения определяется по следующей формуле:

$$\rho_{\text{ж.г.}} = \frac{(1+k) \cdot P_{\text{пл}}}{g \cdot H} \quad (3)$$

$$\rho_{\text{ж.г.}} = \frac{(1+k) \cdot P_{\text{пл}}}{g \cdot H} = 1068 \text{ кг/м}^3.$$

Где k – коэффициент, учитывающий превышение гидростатического давления над пластовым ($k = 0,05$);

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

H – глубина испытываемого пласта, м.

Требуемый объем жидкости глушения определяется как объем обсаженного ствола скважины по формуле:

$$V_{\text{ж.г.}} = \frac{\pi}{4} \cdot d_{\text{вн}}^2 \cdot H \quad (4)$$

$$V_{\text{ж.г.}} = \frac{\pi}{4} \cdot d_{\text{вн}}^2 \cdot H = 40,88 \text{ м}^3.$$

Где $d_{\text{вн}}$ – внутренний диаметр эксплуатационной колонны, м,

H – глубина скважины, м.

Согласно пункта 295 «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» [1] при производстве работ по испытанию (освоению) скважин необходимо иметь запас жидкости глушения в количестве не менее двух объемов скважины.

Вторичное вскрытие в обсаженной скважине осуществляется с помощью перфорации обсадной колонны. В связи с расположением продуктивных пластов в твердых породах проектируем кумулятивный метод перфорацию.

В связи с необходимостью одновременного вскрытия трех продуктивных пластов толщиной менее 30 м каждый целесообразно использовать для вскрытия компоновку корпусных перфораторов ЗПКТ105Н-ТВ-СП2 на колонне НКТ, позволяющая охватить несколько интервалов вскрытия одновременно на участке длиной до 500 м.

При спуске на НКТ инициирование перфоратора осуществляется сбросом штанги или прокачкой шара. Предусмотрена возможность применения зарядов с дублированной детонационной цепью для повышения надежности передачи детонации в протяженных сборках.

Результаты выбора перфорационной системы приведены в таблице 12.

Таблица 12 – Перфорация скважины

Мощность перфорируемого объекта, м	Вид перфорации	Типоразмер перфоратора	Плотность перфорации, отв./1 м	Количество одновременно спускаемых зарядов	Количество спусков перфоратора
2895–2925	Коммулитивный	ЗПКТ105–НТВ–СП2	16	1	1

Для проведения испытаний в открытом стволе заложим в проект электрогидравлический пластоиспытатель на кабеле ПЛГК-120, применяемый для необсаженных нефтяных и газовых скважин [44].

В базовые функции пластоиспытателя входит:

- построение профиля пластового давления и профиля подвижности пластового флюида (ГДК);
- глубинный анализ пластового флюида;
- отбор глубинных представительских проб (PVT-проб).

Также прибор способен передавать данные оператору в режиме реального времени; имеется система аварийной расфиксации в нештатных ситуациях.

Обработка гидродинамических данных, полученных ПЛГК-120, позволяет определить продуктивные пласты, емкость пласта, и выработать мероприятия оптимальной технологии извлечения нефти и газа, что ведет к более рациональному природопользованию.

2.8 ВЫБОР БУРОВОЙ УСТАНОВКИ

Буровая установка выбирается, согласно действующим правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности, по её допустимой максимальной грузоподъемности, позволяющей проводить спускоподъемные операции с наиболее тяжелой бурильной и обсадной колоннами.

Выбрана буровая установка БУ–3000 ЭУК–1М, характеристики представлены в таблице 13 и 14.

Таблица 13 – Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины

<i>Выбранная буровая установка</i>			
Максимальный вес бурильной колонны, тс ($Q_{бк}$)	61,8	$[G_{кр}] / Q_{бк}$	1,71
Максимальный вес обсадной колонны, тс ($Q_{об}$)	67,997	$[G_{кр}] / Q_{об}$	2,41
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ($Q_{пр}$)	87,997	$[G_{кр}] / Q_{пр}$	1,31
Допустимая нагрузка на крюке, тс ($G_{кр}$)	170		
Фундаменты (направляющие, фермы, тумбы) входят в заводской комплект буровой установки, поэтому дополнительные расчеты на прочность и определение площади опорной поверхности не требуются			

Таблица 14 – Характеристика буровой установки БУ – 3000 ЭУК – 1М

Наименование параметров	
1	2
Допускаемая нагрузка на крюке, кН	2000
Условный диапазон глубины бурения, м	2000–3200
Наибольшая оснастка талевого системы	5 x 6
Диаметр талевого каната, мм	28, 32
Скорость подъема крюка при расхаживании колонны и ликвидации аварий, м/с	0,1–0,2
Скорость установившегося движения при подъеме незагруженного элеватора, м/с	1,5
Мощность на приводном валу подъемного агрегата, кВт	550–670
Проходной диаметр стола ротора, мм	560

Продолжение таблицы 14

Допускаемая статическая нагрузка на стол ротора, кН	3200
Число основных буровых насосов, шт	2
Номинальная длина свечи, м	25

3 Технология установки клина-отклонителя для зарезки боковых стволов

Зарезка боковых стволов – это эффективная технология увеличения добычи нефти на старых месторождениях. Вовлекаются ранее не задействованные участки пласта, а также трудно извлекаемые запасы нефти. Методы ЗБС из скважин бездействующего фонда: вырезание участка колонны, бурение с отклоняющего клина и т.д.

Клино-отклонитель предназначен для обеспечения отклонения буримой скважины от заданного направления, для обеспечения необходимого отклонения вырезающих фрез от оси основного ствола скважины при прорезании "окна" в обсадной колонне, для отклонения режущего и бурильного инструмента при бурении дополнительного ствола скважины через обсадную колонну и последующем спуске хвостовика.



Рис 7 – Клино-отклонитель

Перед тем, как начать работы по зарезке и бурению наклонно-направленных и горизонтальных боковых стволов скважин (ЗБС) с целью интенсификации системы разработки месторождений, увеличения коэффициента извлечения нефти из продуктивных пластов и фондоотдачи капиталовложений разрабатывается регламент.

Все виды работы по строительству ЗБС представляются следующими основными этапами:

- ✓ выбор основных стволов для заданных скважин;
- ✓ выбор интервала вырезания «окна» в эксплуатационной колонне;
- ✓ расчет профиля скважины;
- ✓ вырезание «окна» в эксплуатационной колонне;
- ✓ бурение бокового ствола;
- ✓ обсаживание пробуренного ствола эксплуатационной колонны;
- ✓ работы по освоению скважины.

При выборе скважин для бурения из них боковых стволов, необходимо исходить из текущих характеристик эксплуатации скважины, технического состояния эксплуатационной колонны, качества ее крепления, фактического пространственного положения ствола скважины:

- ✓ эксплуатационная колонна должна быть опрессована на 100 атм. в течении 30 минут, падение давление не более 5 атм., эксплуатационная колонна должна быть опрессована снижением уровня;

- ✓ необходимо провести гироскопическую инклинометрию;

При этом следует руководствоваться следующими основными требованиями: пространственное положение интервала забуривания должно быть оптимальным с точки зрения экономической целесообразности (величина отхода точки забуривания до начала эксплуатационного забоя должна быть минимальной, но не менее величины определяемой допустимой интенсивностью искривления бокового ствола), максимальный отход от точки забуривания до начала эксплуатационного забоя обуславливается техническими характеристиками буровой установки и вероятной глубиной забуривания;

- ✓ допустимая величина разности азимутальных направлений основного ствола и бокового стволов не должна превышать величины, определяемой техническими возможностями бурения бокового ствола;

- ✓ траектория бокового ствола должна иметь минимальную вероятность пересечения с существующими и проектными стволами соседних скважин.

Поиск оптимальных вариантов, отвечающих технико-экономической целесообразности использования обводненных и бездействующих скважин для зарезки боковых стволов, должен осуществляться, как правило, с использованием автоматизированных программ.

3.1 Подготовительные работы к бурению боковых стволов

Бурению боковых стволов предшествует пуск гироскопического инклинометра и геофизических приборов для уточнения пространственного положения обсадной колонны и интервала эксплуатационного объекта.

Осуществляется глушение скважины солевым раствором.

Производятся монтаж бурового оборудования (подъемника, циркуляционной системы и обвязки), демонтаж фонтанной арматуры.

Монтируется противовыбросовое оборудование согласно схеме оборудования устья и производится опрессовка.

Выполняется подъем внутрискважинного оборудования.

С целью определения технического состояния эксплуатационной колонны, возможных участков сужения проводятся её шаблонирование. Для обеспечения свободного спуска клин-отклонителя и компоновок для фрезерования «окна» осуществляется шаблонирование эксплуатационной колонны шаблоном, имеющим следующие размеры:

$$D_{ш} = 122\text{мм для ЭК } 139 \text{ мм};$$

$$D_{ш} = 126 \text{ мм для ЭК } 146 \text{ мм};$$

$$D_{ш} = 144 \text{ мм для ЭК } 168 \text{ мм};$$

$$L_{ш}=6 \text{ м},$$

Где $D_{ш}$ - диаметр шаблона;

$L_{ш}$ - длина шаблона.

При необходимости обсадная колонна прорабатывается компоновкой фрез до свободного прохождения, для скважин старше 15 лет проводится ГФФ, СТДТ.

Проводятся геофизические работы по определению глубины забоя с записью локатора муфт (ЛМ) и оценки качества цементирования камня (ОЦК). На основании данных ЛМ и ОЦК, с учетом результатов предварительного профилирования ЗБС, определяется интервал забуривания бокового ствола. При выборе интервала забуривания, место зарезки ЗБС выбирается, по возможности, ближе к забою основного ствола. В случае низкого качества цементного камня за эксплуатационной колонной или его отсутствие проводятся работы по повторному цементированию затрубного пространства эксплуатационной колонны в интервале забуривания с предварительным перфорированием ее для закачки тампонажного раствора. Работы по повторному цементированию могут проводиться после установки клина-отклонителя и вырезания «окна» в эксплуатационной колонне.

Выполняется установка на забое ликвидационного моста. Подготовка ствола скважины к установке ликвидационного моста осуществляется в порядке, установленном руководящими документами. Изоляционные работы проводятся с выполнением действующих правил и инструкций. При экономической целесообразности возможно совмещение установки изоляционного и технологического мостов. После установки ликвидационного моста эксплуатационная колонна опрессовывается.

Для зарезки бокового ствола с помощью отклоняющего клина (клин-отклонителя) устанавливается технологический цементный мост, который может быть создан закачкой цементного раствора. При этом верхняя часть моста располагается выше муфты обсадной колонны в соответствии с инструкцией по эксплуатации клин-отклонителя. Взрывной пакер рекомендуется использовать для повышения надежности цементного моста перед его установкой.

Для установки цементных мостов рекомендуется применение специальных тампонажных составов, обеспечивающих повышения их физико-механических свойств.

Перед спуском взрывпакера эксплуатационная колонна в зоне установки цементного моста очищается скребком, а скважина промывается в течение одного цикла.

После ожидания затвердевания цемента (ОЗЦ) определяется верх цементного моста. При необходимости мост разбурируется до требуемой глубины, эксплуатационная колонна опрессовывается на давление, согласованное с НГДУ. При отрицательных результатах опрессовки эксплуатационной колонны выясняется причина, и принимаются меры к ликвидации негерметичности.

3.2 Вырезание «окна» при помощи механического клино-отклонителя (КОМ) без опоры на забой, однорейсовая КНБК.

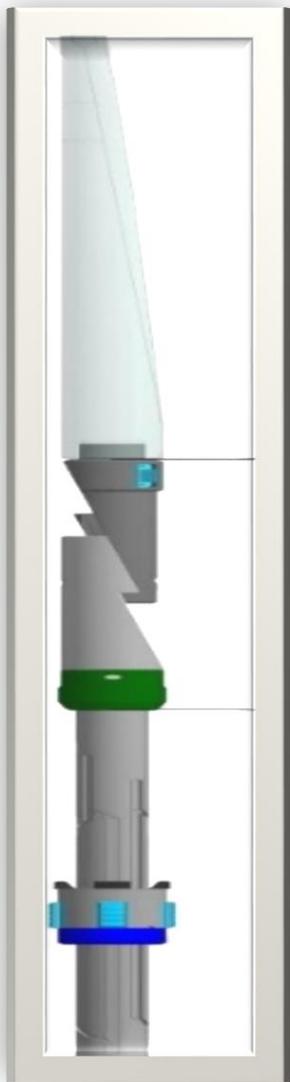


Рисунок 8 – Клино-отклонитель механический

Конструкция: клино-отклонитель марки ком, срезной болт, пакер с механическим якорем.

Навернуть на бурильную трубу фрез арбузообразную, затем фрез стартово-оконную и присоединить их к клину механическому.

Спуск клина-отклонителя следует производить с ограниченной скоростью не более ($0,25\text{м/сек} = 15\text{м/мин}$).

При подходе к интервалу вырезки «окна» зафиксировать вес инструмента.

При необходимости клин можно сориентировать в нужное положение отклонителя.

Установка клина - отклонителя осуществляется за счет осевого перемещения колонны труб вверх на величину вытяжки инструмента (зависит от кривизны скважины и деформации труб) плюс 2 метра. Далее следует медленно опускаться, после чего разгрузить инструмент механический якорь распакеровывается полностью при создании осевой нагрузки в интервале от 6 тонн до 7,5 тонн. Механический якорь распакеровывается полностью при создании осевой нагрузки около 6 – 7,5 тонн.

Для среза болта раздвижного устройства и жесткую фиксирования узла, необходимо придать осевую нагрузку в интервале от 9 – 11,3 ($\pm 10\%$) тонн. При срезе болта происходит скачок веса. После чего, для отсоединения фрез от клина продолжить разгрузку инструмента ориентировочно до 15,3 ($\pm 10\%$) тонн. При срезе болта происходит скачок веса.

После чего, для отсоединения фрез от клина продолжить разгрузку инструмента ориентировочно до 15,3 ($\pm 10\%$) тонн. При срезе болта происходит скачок веса

После среза срезного болта и отсоединения фрез от клина можно приступить к работам по вырезанию окна в обсадной колонне.

После вырезания окна фрезы поднимаются на поверхность, а клин остается в скважине. Спускается долото с ВЗД и буриться скважина.

Вблизи от схода с клин-отклонителя происходит соскок фрезера с разрушаемой поверхности и выход в открытый ствол. Если при этом жесткость компоновки недостаточна, образуется уступ, препятствующий в дальнейшем свободному входу долота в новый ствол. В таком случае, при калибровке «окна» надо принять меры по увеличению жесткости компоновки фрезерования и своевременному снятию образовавшегося уступа в районе схода с клин-отклонителя.

Достоинства: простота конструкции, за один рейс выполняется вырезание окна, не имеет ограничение по температуре окружающей среды.

Недостатки: не извлекаемый, не всегда точное ориентирование вырезания окна.

3.3 Зарезка нового ствола в необсаженной скважине при помощи цементируемого клино-отклонителя (КОЦ)

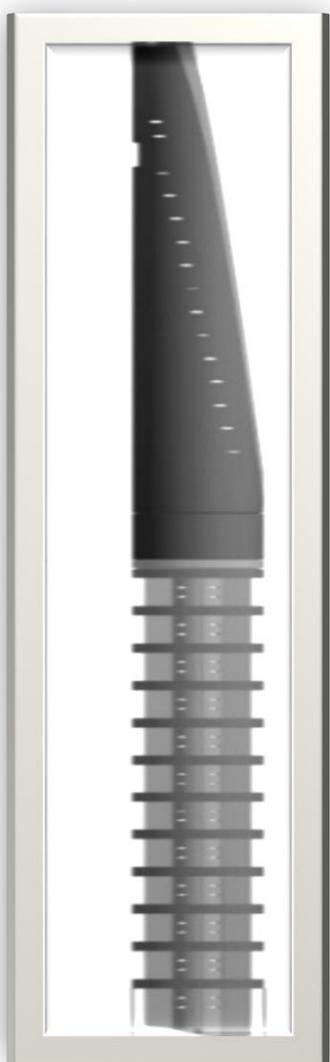


Рисунок 9 – Клино-отклонитель цементируемый

Конструкция: клино-отклонитель, оборванная труба (хвостовик).

Последовательность работ в открытом стволе скважине:

- опустить клин-отклонитель на забой (забой представлен оборванной трубой залитой цементом) при помощи спускного устройства на трубах;
- повернуть клин-отклонитель на требуемый угол по азимуту;

- закачать цемент через трубы и клин (цемент заполняет все внутреннее пространство клина-отклонителя и хвостовика);
- срезать болты спускного устройства и приподнять его над клином;
- произвести срезку лишнего цемента обратной промывкой;
- подождать затвердевание цемента;
- собрать компоновку низа бурильной колонны;
- спустить компоновку низа бурильной колонны и начать бурение вдоль клино-отклонителя.

Достоинства: простота конструкции, дешевизна.

Недостатки: больше времени затрат на выполнение работ, не извлекаемый.

Промывку произвести в течение двух циклов с выравниванием параметров раствора. Для лучшего выноса металлической стружки прокачать высоковязкую пачку раствора в объеме 500 литров при подаче насоса 0,012 – 0,016 м³/с. В том случае, если фрезерование обсадной колонны осуществлялось на биополимерном растворе, покачивание высоковязкой пачки раствора не обязательно. После этого извлечь компоновку из скважины. В случае необходимости (зарезка бокового ствола в песчаниках, отсутствие цементного камня за эксплуатационной колонной и др.) производится цементирование клино-отклонителя после второго фрезерования

3.4 Клино-отклонитель гидромеханический



Рисунок 10 – Клино-отклонитель гидро-механический

Назначение изделия: Предназначен для обеспечения необходимого отклонения вырезающих фрез или фрезеров-райберов от оси основного ствола скважины при прорезании "окна" в обсадной колонне, для отклонения режущего и бурильного инструмента при бурении дополнительного ствола скважины через обсадную колонну и последующем спуске хвостовика. Конструкция клино-отклонителя не предполагает опору на забой. Клино-отклонитель является не извлекаемым. Клино-отклонитель можно применять в диапазоне рабочих температур в стволе скважины до 100°C. Используется совместно с фрезой стартовой оконной косозубой гидравлической ФСО-КГ и арбузообразным фрезом ФА, что позволяет проводить операцию по спуску, установке клина-отклонителя и прорезанию «окна» в колонне за одну спуско-подъемную операцию

3.5 Клино-отклонитель извлекаемый



Рисунок 11 – Клино-отклонитель извлекаемый

Назначение изделия: Предназначен для обеспечения необходимого отклонения вырезающих фрез или фрезеров-райберов от оси основного ствола скважины при прорезании "окна" в эксплуатационной колонне, для отклонения режущего и бурильного инструмента при бурении дополнительного ствола скважины. Конструкция клина-отклонителя предполагает опору на забой. Используется совместно с фрезой стартово-оконной ФСО и арбузообразным фрезом ФА, что позволяет проводить операцию по спуску, установке клина-отклонителя и прорезанию «окна» в обсадной колонне за одну спуско-подъемную операцию. Клино-отклонитель является извлекаемым и после комплекса мероприятий по вырезанию «окна» и бурения бокового ствола скважины извлекается скважины при помощи крюка ловильного КЛ или колокола ловильного ЛК.

3.6 Крюк ловильный



Рисунок 12 – Крюк ловильный

Назначение:

Крюки ловильные предназначены для захвата и последующего извлечения отклонителя из скважины.

Конструкция:

Крюк ловильный состоит из корпуса, в верхней части которого выполнена присоединительная муфтовая резьба для соединения с бурильной колонной, в нижней боковой части-крючок, конфигурация которого соответствует специальному ответному отверстию на желобе отклонителя.

Крюк ловильный спускается на бурильной колонне до специального отверстия на желобе отклонителя, устанавливается в нем, после чего поднимается на поверхность вместе с отклонителем. А также при проведении ловильных работ в случае аварийного расклинивания клин-отклонителя типа КОИ.

3.7 Фреза оконная (ФО)



Рисунок 13 – Фреза оконная

Назначение изделия:

Фреза оконная предназначена для прорезания «окна» в обсадной колонне.

Может использоваться:

- индивидуально с промывкой через промывочные отверстия оконной фрезы;
- в компоновке с одной (двумя) арбузообразной фрезой с промывкой через промывочные отверстия «оконной» фрезы.

3.8 Фреза арбузообразная (ФА)



Рисунок 14 – Фреза арбузообразная

Назначение изделия:

Фреза арбузообразная предназначена для калибровки «окна» в обсадной колонне для обеспечения проходимости породоразрушающего инструмента диаметром не более номинального диаметра арбузообразной фрезы.

Может использоваться:

- самостоятельно на инструменте с промывкой через отверстие в муфте (ниппеле);
- в компоновке со второй арбузообразной фрезой и с оконной фрезой с промывкой через промывочные отверстия оконной фрезы;
- в компоновке с породоразрушающим инструментом с промывкой через промывочные отверстия породоразрушающего инструмента;
- в компоновке с фрезой стартово-оконной для прорезания и калибровки «окна» за один рейс.

Может изготавливаться в вариантах с муфтовой и ниппельной резьбой.

3.9 Сравнительная характеристика клино-отклонителя

Существует два типа клино-отклонителя: открытого и закрытого.

Отклонитель извлекаемый позволяет максимально снизить вероятность заклинивания отклонителя и его неизвлечения из скважины за счет повышения

надежности конструкции отклонителя, а также снизить материальные затраты при изготовлении отклонителя за счет упрощения конструкции.

Отклонитель извлекаемый, включающий клин-отклонитель с наклонной рабочей поверхностью, выполненной в виде желоба, соединенный с клином-отклонителем через переходник узел опоры с нижним глухим башмаком и рабочей камерой, гибкую трубку высокого давления для подачи жидкости через канал переходника в узел опоры, причем клин-отклонитель соединен с узлом опоры с возможностью отсоединения при разрушении срезных штифтов, а узел опоры - расширения при подаче жидкости в рабочую камеру до фиксации относительно стенок скважины и складывания при откачке жидкости из рабочей камеры с отсоединением от стенок скважины перед извлечением, отличающийся тем, что клин-отклонитель срезными штифтами соединен с переводником, который снабжен сквозным осевым отверстием и расположенной выше резьбой для герметичного соединения с полым съемником, спускаемым на колонне труб с наконечником, который оснащен радиальными отверстиями и в который вставлен съемник с возможностью ограниченного перемещения только вверх с герметичным перекрытием радиальных отверстий.

Простой неизвлекаемый клин состоит из корпуса, в верхней части снабженного желобом. С помощью неизвлекаемого клина может быть произведено только одноразовое искривление скважины. При неориентируемой установке его опускают в скважину свободным сбрасыванием.

Клин может быть поставлен на естественный и искусственный забой. После сбрасывания или ориентированной постановки клина на забой его закрепляют: 1) заклиночным материалом; 2) специальными распорными устройствами; 3) постановкой клина на специальный подпятник; 4) цементированием; 5) закреплением смолами.

Диаметр клино-отклонителя выбирается исходя из диаметра обсаженной колонны. Диапазон диаметра применения клино-отклонителя от 146,0–177,8 мм.

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ

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

Основные направления деятельности и организационная структура управления предприятия АО «Самотлорнефтегаз». АО «Самотлорнефтегаз» — лидер российской нефтяной отрасли и крупнейшая публичная нефтегазовая корпорация мира. Основными видами деятельности АО «Самотлорнефтегаз» являются поиск и разведка месторождений углеводородов, добыча нефти, газа, газового конденсата, реализация проектов по освоению морских месторождений, переработка добытого сырья, реализация нефти, газа и продуктов их переработки на территории России и за ее пределами. Основными целями и задачами АО «Самотлорнефтегаз» является восполнение запасов на уровне не менее 100%, эффективная добыча на зрелых месторождениях и ее рост за счет реализации новых проектов, создание новых кластеров добычи на шельфе, развитие технологий и внедрение практик проектного управления мирового уровня, монетизация газовых запасов и конкурентный рост добычи, оптимальная конфигурация НПЗ и максимально прибыльная реализация продукции Компании. Приверженность прозрачному и ответственному управлению Компанией чрезвычайно важна для поддержания доверия инвесторов и получения акционерами максимальной отдачи от своих инвестиций в долгосрочной перспективе. Система корпоративного управления АО «Самотлорнефтегаз» обеспечивает соблюдение всех прав акционеров в соответствии с требованиями российского и международного законодательства, рекомендациями кодекса корпоративного управления Банка России и внутренними документами Компании. Корпоративное управление — это многоуровневая система отношений, посредством которой осуществляется руководство и контроль деятельности АО «Самотлорнефтегаз» с целью увеличения его стоимости и поддержания 51 репутации в интересах акционеров, работников, кредиторов и других заинтересованных сторон. Высшим органом управления АО «Самотлорнефтегаз» является Общее собрание акционеров. Совет директоров осуществляет стратегическое руководство

деятельностью Компании от имени и в интересах всех акционеров. Руководство текущей деятельностью АО «Самотлорнефтегаз» осуществляется единоличным исполнительным органом и коллегиальным исполнительным органом. Исполнительные органы управления подотчетны Совету директоров и Общему собранию акционеров. АО «Самотлорнефтегаз» осуществляет постоянный мониторинг эффективности системы корпоративного управления, в соответствии с меняющимися экономическими условиями проводит мероприятия, направленные на совершенствование практики корпоративного управления, требованиями действующего законодательства и регулятора.

4.2 Расчет нормативной продолжительности строительства скважин

Целью настоящего раздела является определение сметной стоимости строительства скважины. Расчет сметной стоимости связан с определением цикла строительства скважины. Предоставленные исходные данные в приложении К таблица 1.

4.2.1 Расчет нормативного времени на механическое бурение

Сведения о разбивке геологического разреза на нормативные пачки, а также действующие на буровом предприятии нормы времени механического бурения 1 м породы и проходки на долото по Тюменской области представлены в таблице 15.

Таблица 15 – Нормы механического бурения на месторождении Тюменской области

Интервалы бурения	Интервал, м		Количество метров в интервале, м	Норма времени механического Бурения 1м породы, ч	Норма проходки на долото, м
	от (верх)	до (низ)			
1	0	90	90	0,026	490
2	90	850	760	0,032	1400
3	850	2950	2100	0,036	980

Нормативное время на механическое N , ч бурение рассчитывается по формуле:

$$N = T/H, \quad (9)$$

где T - норма времени на бурение 1 метра, ч/м.

H - количество метров в интервале, м.

Аналогично произведем расчет остальных интервалов, результаты представлены в таблице 16.

Таблица 16 – Нормативное время бурения

Количество метров в интервале, м	Норма времени на бурение 1 метра, ч/м	Нормативное время на механическое бурение, ч
90	0,026	2,34
850	0,032	27,2
2100	0,036	75,6
Итого		105,14

4.2.2 Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

Укрупненные нормы времени на СПО, составляют на 1 метр проходки в зависимости от глубины залегания интервала и нормы проходки на долото.

Указано в приложении К таблица 2.

4.2.3 Расчет нормативного времени на установку центрирующих фонарей

Норма времени на установку одного центрирующего фонаря в сборе, определяемая на основе фактических данных о работе буровых бригад составляет 1 мин.

Нормативное время составит:

- Направление: $2 * 1 = 2$ мин;
- кондуктор: $14 * 1 = 14$ мин;
- эксплуатационная колонна: $20 * 1 = 20$ мин.

5.2.4 Расчет нормативного времени ожидания затвердевания цемента

Время ожидания затвердевания цемента (ОЗЦ) нормируется на основе фактических данных по скважинам, пробуренным в аналогичных условиях, но не свыше норм времени. Принимаем время ОЗЦ направления 8 ч, кондуктора 16 ч, эксплуатационной колонны 24 ч.

4.2.5 Нормативное время времени на разбуривание цементной пробки

Разбуривание цементной пробки предусматривается после цементирования обсадных колонн.

Разбуривание цементной пробки и запорного кольца составляют 42 мин. Подъем инструмента после разбуривания пробки не предусматривается.

Общее время на разбуривание цементной пробки обсадных колонн определяется суммой всех затрат времени.

4.2.6 Расчет нормативного времени на геофизические работы

Нормативное время принимается по данным, отражающим среднее фактическое время работы геофизических партий на скважинах. Среднее фактическое время комплекса геофизических исследований скважины составляет 25 ч.

Проектная продолжительность $T_{пр}$, ч определяется по формуле

$$T_{пр} = T_{н} \cdot k \quad (10)$$

где $T_{н}$, – проектная продолжительность строительства скважины, ч;

k – поправочный коэффициент рассчитывается по формуле 11.

$$k = 1 + \frac{\Delta t}{t_{пр} + t_{кр} + t_{всп} + t_{р}} \quad (11)$$

где Δt – затраты времени, обусловленные остановками и авариями, независимыми от исполнителей работ, в среднем за 2 года, ч;

$t_{пр}$, $t_{кр}$, $t_{всп}$, $t_{р}$ – соответственно, затраты времени на проходку, крепление, проведение вспомогательных и ремонтных работ, в среднем за 2 года, ч.

Результаты расчета по видам работ, продолжительности бурения и крепления скважин представлены в таблице 17.

Таблица 17 – Продолжительность бурения и крепления скважины

Вид работ	Продолжительность		
	нормативная, ч	проектная	
		ч	сут.
Бурение:			
направление	1,16	1,3	0,06
кондуктор	30,05	43,2	1,7
эксплуатационная колонна	96	57,6	2,4
Крепление:			
направление	3,80	3	0,12
кондуктор	16	12	0,5
эксплуатационная колонна	36	18	0,75
Итого	183	137,05	5,64

Результаты расчета по видам работ, продолжительности бурения и крепления скважин представлены в приложение К таблица 3.

4.3 Расчет технико-экономических показателей

После составления нормативной карты рассчитываются следующие нормативные технико-экономические показатели проводки скважины по формулам 12 – 15:

а) механическая скорость V_m , м/ч

$$V_m = H/T_m, \quad (12)$$

где H – глубина скважины, м;

T_m – время механического бурения, ч.

б) рейсовая скорость V_p , м/ч;

$$V_p = H/(T_m + T_{сно}), \quad (13)$$

где $T_{сно}$ – время спускоподъемных операций, ч.

в) коммерческая скорость V_k , м/ч;

$$V_k = (H \cdot 720)/T_n, \quad (14)$$

где T_n – нормативная продолжительность бурения скважин, ч.

г) проходка на долото h_d , м;

$$h_d = H/n. \quad (15)$$

где n – количество долот.

Себестоимость одного метра строительства скважины рассчитывается по формуле 16:

$$C_{с1м} = (C_{см} - П_n)/H, \quad (16)$$

где $C_{см}$ – сметная стоимость строительства скважины, руб;

$П_n$ – плановые накопления, руб.

Результаты расчетов сводим в таблицу 18.

Таблица 18 – Нормативные технико-экономические показатели бурения скважины

Показатели	Величина
Глубина скважины, м	2950
Продолжительность бурения, сут.	13,9
Механическая скорость, м/ч	28,3
Рейсовая скорость, м/ч	17,6
Коммерческая скорость, м/ст.-мес.	7541
Проходка на долото, м	1049
Стоимость одного метра	56,443

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Введение

На сегодняшний день каждое производство нацелено на увеличение объёмов изготовленных товаров оказанных услуг при минимальных затратах. Это предполагает увеличение объёмов производства, рост потребления веществ и энергии. В свою очередь производственные процессы могут являться источниками опасности для человечества в целом. Предприятия должны знать и соблюдать законодательство в области социальной ответственности, что позволит минимизировать негативное воздействие производства. Мероприятия по уменьшению опасности обычно снижают производительность труда и не несут экономической выгоды.

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

Производственная безопасность

Основные элементы производства, формирующие опасные и вредные факторы при проектировании, подготовке и выполнении геолого-технических мероприятий указаны в таблице 19.

Таблица 19 – Основные опасные и вредные производственные факторы

Вид работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003 – 2015)		Нормативные документы
Полевой этап			
Строительство скважины; Эксплуатация бурового оборудования; Механическое бурение; Спуско-подъемные операции; Крепление ствола скважины обсадными трубами и цементирование; Приготовление и обработка технологических жидкостей; Освоение скважины.	Вредные	Опасные	ГОСТ 12.2.003-91 [1]
	1. Превышение уровней шума. 2. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе. 3. Превышение уровней шума 4. Повреждения в с животными, насекомыми, пресмыкающимся 5. Недостаточная освещенность рабочей зоны 6. Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны	1. Расположение рабочего места на значительной высоте относительно поверхности земли (пола). 2. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования. 3. Пожаровзрывобезопасность. 4. Электрический ток.	ГОСТ 12.2.062-81 [2] ГОСТ 12.3.009-76 [3] ГОСТ 12.4.011-89[4] ГОСТ 12.4.125-83 [5] ГОСТ 12.1.005-88 [6] ГОСТ 23407-78 [7] ГОСТ 12.1.019-79 [8] ГОСТ 12.1.030-81 [9] ГОСТ 12.1.006-84 [10] ГОСТ 12.1.038-82 [11] ГОСТ 12.1.003-2014[12] ГОСТ 12.1.003-90 [13] ГОСТ 12.4.002-97 [14] ГОСТ 12.4.024-86 [15] ГОСТ 12.1.007-76 [16] ГОСТ 12.1.004-91 [17] ГОСТ 12.4.026-2001[18] ГОСТ 12.1.012-2004[19] ГОСТ 31192.2-2005 [20] ГОСТ 31319-2006 [21] ГОСТ 12.1.012-2004 [22] СНиП 23-05-95[23]

5.1 Анализ опасных факторов и мероприятия по их устранению

5.1.1 Расположение рабочего места на значительной высоте относительно поверхности земли (пола)

Верхолазными считаются работы, выполняемые на высоте более 5 м от поверхности земли, перекрытия или рабочего настила, над которыми производятся работы.

При совмещении работ по одной вертикали нижерасположенные места должны быть оборудованы соответствующими защитными устройствами (настилами, сетками, козырьками), установленными на расстоянии не более 6 м по вертикали от нижерасположенного рабочего места. Внизу под местом произ-

водства работ определяются и ограждаются опасные зоны, опасные участки обозначаются плакатами, знаками безопасности для предупреждения появления в опасной зоне посторонних лиц.

5.1.2 Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования

Возникает на всех этапах полевых работ, но возрастание риска подвергнуться механическому воздействию, а в следствии, получить травму можно при погрузочно-разгрузочных работах, монтаже-демонтаже оборудования на скважине и др.

Меры безопасности, в большинстве, сводятся к неукоснительному соблюдению техники безопасности на буровой. Поэтому каждого поступающего на работу человека обязательно нужно проинструктировать по технике безопасности при работе с тем или иным оборудованием; обеспечить медико-санитарное обслуживание.

К основным документам, регламентирующим работу с движущимися механизмами, относится ГОСТ 12.2.003-91[1], здесь описываются такие требования как: материалы конструкции производственного оборудования не должны, оказывать опасное и вредное воздействие на организм, конструкция производственного оборудования и его отдельных частей должна исключать возможность их падения, опрокидывания и самопроизвольного смещения, конструкция производственного оборудования должна исключать падение или выбрасывание предметов (например, инструмента, заготовок, обработанных деталей, стружки), представляющих опасность для работающих, производственное оборудование должно быть пожаровзрывобезопасным, движущиеся части производственного оборудования, являющиеся возможным источником травм опасности, должны быть ограждены или расположены так, чтобы исключалась возможность прикасания к ним работающего или использованы другие средства, предотвращающие травмирование, элементы конструкции производственного оборудования не должны иметь острых углов, кромок, заусенцев и поверхностей с неровностями [13].

В последнем случае должны быть предусмотрены меры защиты работающих и т.д. Все рабочие во избежание травм снабжаются спецодеждой: защитная каска, которая выдается каждому члену бригады, щитки защитные лицевые, сапоги, согласно ГОСТ 12.4.011-89[4].

Согласно ГОСТ 12.2.062-81 все опасные зоны оборудуются ограждениями [2].

Согласно ГОСТ 12.4.026-2001 вывешиваются инструкции, и плакаты по технике безопасности, предупредительные надписи и знаки, а также используются сигнальные цвета [18].

5.1.3 Пожаровзрывобезопасность

По классификации пожароопасных зон площадка изысканий относится к категории II-III (расположенные вне помещения зоны, в которых обращаются горючие жидкости с температурой вспышки выше 61°C или твердые горючие вещества). Основными причинами пожаров на производстве могут являться:

1. Причины электрического характера (короткие замыкания, перегрев проводов);
2. Открытый огонь (сварочные работы, костры, курение, искры от автотранспорта и неомедленного инструмента);
3. Удар молнии;
4. Разряд зарядов статического электричества. [8]

Для устранения причин пожара электрического характера необходимо: регулярно контролировать сопротивление изоляции электрической сети, принять меры от механических повреждений электрической проводки. Во всех электрических цепях устанавливается отключающая аппаратура (предохранители, магнитные пускатели, автоматы).

Все сварочные работы должны производиться на специально выделенных участках (сварочные посты). В случае необходимости производства сварочных работ в другом месте необходимо получить разрешение у главного инженера.

Запрещается курить, разводить костры в недозволенных местах. Весь автотранспорт при работе во взрывоопасных зонах снабжаются искрогасителями. В этих зонах также обязательно использование омедненного инструмента. Все инженерно-технические работники и рабочие, вновь принимаемые на работу, должны проходить первичный и вторичный противопожарный инструктаж. По окончании инструктажей проводится проверка знаний и навыков. Результаты проверки оформляются записью в «Журнал регистрации обучения видов инструктажа по технике безопасности» согласно ГОСТ 12.1.004-91. [17]

Для быстрой ликвидации возможного пожара на территории базы располагается стенд с противопожарным оборудованием согласно ГОСТ 12.1.004-91[17]: Огнетушитель марки ОВП-10 и ОП-10 (з) 2 шт; ведро пожарное 2 шт; багры 3 шт; топоры 3 шт; ломы 3 шт; ящик с песком, 0,2 м³ 2 шт.

5.1.4 Электрический ток

Опасностями поражения током при проведении полевых работ, сводятся, в основном, к мерам электробезопасности.

Причинами поражения электрическим током могут быть: повреждение изоляции электропроводки, неисправное состояние электроустановок, случайное прикосновение к токоведущим частям (находящимся под напряжением), отсутствие заземления и др. Поэтому работа на каротажных станциях требует помимо соответствующей квалификации персонала большого внимания и строгого соблюдения правил электробезопасности. Корпуса всех агрегатов должны быть надежно заземлены. Заземление выполняется на контур буровой. Во избежание электротравм следует проводить следующие мероприятия:

- ежедневно перед началом работы проверять наличие, исправность и комплектность диэлектрических защитных средств (диэлектрические перчатки, боты, резиновые коврики, изолирующие подставки);
- все технологические операции, выполняемые на приёмных и питающих линиях, должны проводиться по заранее установленной и утвержденной системе команд, сигнализации и связи.

- с целью предупреждения работающих об опасности поражения электрическим током широко используют плакаты и знаки безопасности [18].

Следует помнить, что электроток вызывает сокращение мышц пальцев, и пострадавший не может самостоятельно разжать их.

5.2 Анализ вредных факторов и мероприятия по их устранению

5.2.1 Превышение уровней вибрации

Источником вибрации является буровая установка и установка статического зондирования. К основным законодательным документам, регламентирующим вибрацию, относится ГОСТ 12.1.012-2004. [22] Под действием вибрации у человека развивается вибрационная болезнь.

Согласно ГОСТ 12.1.012-2004 наиболее опасна для человека вибрация с частотой 16-250 Гц. [22]

Разделяют общую и локальную вибрацию. В результате развития вибрационной болезни нарушается нервная регуляция, теряется чувствительность пальцев, расстраивается функциональное состояние внутренних органов.

Основным средством обеспечения вибрационной безопасности является создание условий работы, при которых вибрация, воздействующая на человека, не превышает некоторых установленных пределов (гигиенических нормативов). Значения нормируемых параметров вибрации определяют по результатам измерений на рабочих местах: локальной вибрации – по ГОСТ 31192.2-2005 [20], общей вибрации – по ГОСТ 31319-2006 [21].

5.2.2 Отклонение показателей климата на открытом воздухе

Согласно ГОСТ 12.1.005-88 показателями, характеризующими климат, являются: температура воздуха, относительная влажность воздуха, скорость движения воздуха, интенсивность теплового излучения [6]

При проведении работ на открытых площадках данной территории региона указываются: период времени года выполняемых работ, метеорологические параметры воздуха территории района (минимальные и максимальные темпера-

туры, скорость движения, относительная влажность, давление). Климат рассматриваемого района работ (Тюменская область) континентальный. Он характеризуется суровой продолжительной зимой (32 недели в тундре, 21 неделя в лесостепи). Средние температуры воздуха января понижаются с запада на восток от -20° до -27°C . В наиболее холодные зимы температура воздуха может понижаться до $-52^{\circ}\dots-63^{\circ}\text{C}$ на севере и до $-47^{\circ}\dots-51^{\circ}\text{C}$ на юге области. Продолжительность отопительного периода увеличивается от 220 суток в южных районах области до 300-320 в северных и горных районах об. В отдельные дни в июле-августе почти ежегодно температура воздуха днём может повышаться в Запоярье до 20°C , на остальной территории до $25^{\circ}\dots35^{\circ}\text{C}$. Безморозный период длится от 50-60 дней на севере и до 127 дней на юге области. Основное количество осадков выпадает с мая по октябрь 350-400 мм.

Одежда рабочих должна быть легкой и свободной, из тканей светлых тонов. В зимний период рабочие обеспечиваются теплой спецодеждой (ватные штаны, ватная куртка, валенки, рукавицы и т.д.). При работе на открытом воздухе в летний период для отдыха людей используют навесы, палатки. Кроме того, следует учесть, что в летний период может быть выпадение большого количества осадков в виде дождей. От этого может зависеть прекращение работ на время неблагоприятных погодных условий.

5.2.3 Превышение уровней шума

Внезапные шумы высокой интенсивности, даже кратковременные (взрывы, удары и т.п.), могут вызвать как острые нейросенсорные эффекты (головокружение, звон в ушах, снижение слуха), так и физические повреждения (разрыв барабанной перепонки с кровотечением, поражения среднего уха и улитки).

Шум может создаваться работающим оборудованием (буровой установкой, установкой статического зондирования, установками воздуха, преобразователями напряжения). В результате исследований установлено, что шум ухудшает условия труда, оказывает вредное воздействие на организм человека. Действие

шума различно: затрудняет разборчивость речи, вызывает необратимые изменения в органах слуха человека, повышает утомляемость. Предельно допустимые значения, характеризующие шум, регламентируются в ГОСТ 12.1.003-2014 [12]

5.2.4 Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися

Профилактика природно-очаговых заболеваний имеет особое значение в полевых условиях. Разносят их насекомые, дикие звери, птицы и рыбы. Наиболее распространенные природно-очаговые заболевания:

- весенне-летний клещевой энцефалит, туляремия, гельминтоз;
- укусы, удары и другие повреждения, нанесенные животными и пресмыкающимися;
- укусы и ужаливания ядовитых насекомых, пресмыкающимися и животными.

При заболевании энцефалитом происходит тяжелое поражение центральной нервной системы. Заболевание начинается через две недели после занесения инфекции в организм. Наиболее активны клещи в конце мая - середине июня, но их укусы могут быть опасны и в июле, и в августе.

Основное профилактическое мероприятие - противоэнцефалитные прививки, которые создают у человека устойчивый иммунитет к вирусу на весь год, обучение населения методам индивидуальной защиты человека от кровососущих насекомых и клещей, диких животных.

5.2.5 Недостаточная освещенность рабочей зоны

Освещение рабочих мест должно отвечать требованиям, изложенным в СНиП 23-05-95 "Естественное и искусственное освещение"[23]. Освещение должно быть постоянным во времени, без пульсации, иметь спектр, близкий к естественному.

5.2.6 Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны

Источниками запыленности и загазованности воздуха на буровой являются силовые приводы, ДЭС, химические реагенты. С целью исключения

вредного воздействия отработанного бурового раствора, ГСМ, химических реагентов и веществ в процессе бурения скважины на окружающую среду необходимо выполнение следующих мероприятий:

- вести бурение скважины по без амбарной технологии;
- буровая установка оснащается поддоном для сбора буровых сточных вод, которые потом вместе с буровым раствором подлежат утилизации.
- площадка под буровую установку должна иметь лежнёвку с устройством дренажной системы;
- хранение запаса бурового раствора, ГСМ и нефтепродуктов должно осуществляться только в металлических ёмкостях.

5.3 Экологическая безопасность

При производстве буровых работ, загрязнение может приводить к снижению продуктивности почв и ухудшению качества подземных и поверхностных вод. Причины, влияющие на окружающую среду, могут быть следующими: неправильная прокладка дорог и размещение буровых установок, планировка буровых площадок, нерациональное использование земельных участков под буровые установки, несоблюдение правил и требований.

При проведении инженерно-геологических работ необходимо выполнение следующих правил и мероприятий по охране природы: обязательна ликвидация возможных вредных последствий от воздействия на природу, не допускается разведение костров, за исключением специально оборудованных для этого мест, не допускается загрязнение участка проведения работ, установка масло-сборников для быстрого удаления ГСМ, ликвидация скважин методом послойной засыпки ствола, извлеченным грунтом с послойной трамбовкой.

С целью уменьшения повреждений земельных угодий и снижение вредных воздействий, геологоразведочные организации должны ежегодно разрабатывать планы-графики перемещения буровых агрегатов с учетом времени посевов и уборки сельскохозяйственных культур. Подъездные дороги и буровые площадки по возможности необходимо располагать на малопродуктивных землях, а

размеры их должны быть минимальными, все горные выработки после окончания работ должны быть ликвидированы: скважины - тампонажем глиной или цементно-песчаным раствором с целью исключения загрязнения природной среды и активизации геологических и инженерно-геологических процессов.

По окончании буровых работ должна быть проведена рекультивация, то есть комплекс мероприятий по восстановлению земельных отводов. Оборудование и железобетонные покрытия демонтируют и вывозят, остатки дизельного топлива и моторного масла сжигают, глинистый раствор вывозят, нарушенный растительно-почвенный покров закрывают дерном и почвенным слоем. Проводят биологическую рекультивацию – озеленение.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Источник ЧС – опасное техногенное происшествие, авария, катастрофа, опасное природное явление, стихийное бедствие, широко распространенная инфекционная болезнь людей, сельскохозяйственных животных и растений, в результате чего произошла или может возникнуть чрезвычайная ситуация [17]. Вероятность возникновения опасных природных процессов может меняться в зависимости от конкретных природно-климатических условий и геофизических факторов повышается риск одних из них и снижается риск других. В районе проводимых работ возможны следующие чрезвычайные ситуации: техногенного характера, пожары (взрывы) в зданиях, пожары (взрывы) на транспорте, природного характера, землетрясения.

Рабочий персонал должен быть подготовлен к проведению работ таким образом, чтобы возникновение чрезвычайных ситуаций не вызвало замешательства и трагических последствий.

В зоне расположения проектируемого объекта и места производства лабораторных камеральных работ (Тюменская область) вероятность наступления чрезвычайных ситуаций природного или военного характера крайне мала. Наиболее вероятные ЧС техногенного характера, связанные с пожароопасностью.

В случае возникновения пожара на буровой установке при выполнении полевых работ необходимо принять следующие меры:

- остановить работу буровой установки и по возможности обесточить ее;
- немедленно сообщить о возгорании по телефону «01» в пожарную охрану, и ответственному руководителю;
- оценить возможное распространение пожара, создающее угрозу для людей, и пути возможной эвакуации;
- приступить к ликвидации очага при помощи первичных средств пожаротушения таких как: огнетушители, песок, кошма (плотное покрывало) и др.

5.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

К выполнению буровых работ допускаются лица, возраст которых соответствует установленному законодательством, прошедшие медицинский осмотр в установленном порядке и не имеющие противопоказаний к выполнению данного вида работ, имеющие соответствующую квалификацию и допущенные к самостоятельной работе в установленном порядке. Каждый рабочий должен быть проинструктирован по безопасности труда. Работники в зависимости от условий работы и принятой технологии производства должны быть обеспечены соответствующими средствами индивидуальной и коллективной защиты. Каждый участок, место, где обслуживающий персонал находится постоянно, необходимо оборудовать круглосуточной телефонной (радиотелефонной) связью с диспетчерским пунктом или руководством участка данного объекта. На рабочих местах, а также в местах, где возможно воздействие на человека вредных и (или) опасных производственных факторов, должны быть размещены предупредительные знаки и надписи. При возникновении несчастного случая пострадавший или очевидец немедленно должен сообщить непосредственному руководителю работ, который обязан организовать первую помощь пострадавшему и его доставку в медицинский пункт, а также сообщить о случившемся руководителю подразделения.

Перед началом работ должны быть определены опасные зоны, в которых

возможно воздействие опасных производственных факторов, связанных или не связанных с технологией и характером выполняемых работ.

За выполнение тяжелых работ, работ с вредными или опасными условиями труда предусмотрены такие компенсационные доплаты и надбавки, как:

- до 12% тарифной ставки (оклада) за нахождение на рабочем месте с вредными условиями труда не менее 50% рабочего времени (лаборант химического анализа);
- за каждый час ночной работы - 40% часовой тарифной ставки (оклада);
- за работу в выходной и нерабочий праздничный день оплата производится в двойном размере.

Проектируемые работы будут проводиться на территории Тюменской области, согласно Справочнику базовых цен, на инженерно-геологические и инженерно-экологические изыскания для строительства данный район приурочен к районам, где к заработной плате работников применяется коэффициент 1,2.

5.6 Организация рабочей зоны

Участок, на котором ведутся высотные работы, должен быть оснащен соответствующими санитарно-бытовыми помещениями, аптечкой, средствами пожаротушения и, при необходимости, средствами связи и аварийной сигнализацией. Рабочая зона, в которой ведутся высотные работы, является опасной зоной и должна быть ограждена.

При выполнении высотных работ, для обеспечения безопасности прохожих, необходимо расставить ограждения вокруг строительного участка так, чтобы исключить неосторожное вхождение посторонних лиц в зону возможного падения строительных материалов и грузов. Для этого применять барьеры, инвентарные щиты, ограждающие ленты. При невозможности или нецелесообразности устройства защитного ограждения опасной зоны с помощью инвентарных щитов, ограждение разрешается выполнять веревкой, натянутой между стойками на высоте 1,0 – 1,2 м от уровня земли, а также из перекрытия или рабочего

настила, на которой через каждые 1,5 – 2,0 м прикреплены красные матерчатые флажки, или с помощью маркировочной ленты. Расстояние между стойками не должно быть более 3,5 м. Вместо веревки могут быть использованы проволока, трос, металлический уголок, арматурные прутки и т.п. Одновременно у ограждения должны устанавливаться предупредительные плакаты: "Стой! Опасная зона!", "Стой! Проход воспрещен!" и "Опасная зона! Работы на высоте!". Размер плакатов должен быть не менее 60х40 см, с толщиной штриха текста не менее 1 см. Фон плакатов – белый, надпись – красная.

Каждая страховочная и несущая веревка должна быть закреплена независимо от других страховочных, грузовых и вспомогательных приспособлений. Закрепление страховочных и несущих веревок должно исключать возможность самопроизвольного или случайного их отстегивания или развязывания, в том числе и под воздействием нагрузок. К точкам закрепления страховочных и несущих веревок должен быть обеспечен безопасный доступ и возможность осмотра. Для инструментов, приспособлений, оснастки и оборудования массой более 10 кг после должна быть предусмотрена возможность независимой страховки (крепления) к элементам объекта.

Инструменты и монтажные приспособления массой до 10 кг могут крепиться непосредственно к ИСС с помощью веревок диаметром 6 – 8 мм. Мелкий слесарно-монтажный и строительный инструмент должен размещаться в специальной сумке, закрепленной на поясе, на рабочем сиденье или надетой через плечо исполнителя. В процессе пользования, мелкий инструмент должен быть застрахован от падения (прикреплен к спецодежде или ИСС исполнителя) тесьмой или бельевой резинкой. Аналогичная страховка должна обеспечиваться при работе с навесных и подвесных площадок, имеющих решетчатый пол.

Оборудование, устанавливаемое на навесных и подвесных площадках, должно быть закреплено от самопроизвольного опрокидывания и перемещения. Шланги и кабели, поданные на высоту, должны быть предохранены от падения, раскачивания и перетирания. К ним относятся предварительно натянутые

направляющие веревки или канаты (перила) или веревочные или ленточные оттяжки.

Вывод

В разделе социальной ответственности мы рассмотрели: производственная безопасность, расположение рабочего места на значительной высоте, относительно поверхности земли (пола), движущиеся машины и механизмы производственного оборудования, пожара-взрывобезопасность, острые кромки заусенцы и шероховатость на поверхности инструментов, электрический ток, превышение уровней вибрации, отклонение показателей климата на открытом воздухе, превышение уровней шума повреждения в результате контакта с животными насекомыми пресмыкающимися, недостаточная освещенность рабочей зоны, повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны, экологическая безопасность, безопасность в чрезвычайных ситуациях, правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности организация рабочей зоны.

Все эти рассмотренные нами правовые и нормативные необходимы для правильной безопасной работы не только на рабочем месте, но и в обычной жизни.

Список используемых источников

1. 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.
2. РД 39-00147001-767-2000. Инструкция по креплению нефтяных и газовых скважин. – М., 2000. – 99с.
3. СП 131.1330.2012. Строительные нормы и правила. Строительная климатология. – М.: Изд-во стандартов, 2013. – 109с. 80
4. ГОСТ 12.0.003-2015. Система стандартов безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. – М.: ФГУП «Стандартинформ», 2016. – 16с.
5. ГОСТ 12.2.003-91. Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие требования безопасности. – М.: ФГУП «Стандартинформ», 2007. – 11с.
6. ГОСТ 12.1.005-88. Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. – М.: ФГУП «Стандартинформ», 2005. – 49с.
7. ГОСТ 12.1.038-82. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. – М., 1988. – 7с.
8. ГОСТ 12.1.003-2014. Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности. – М.: ФГУП «Стандартинформ», 2015. – 23с.
9. ГОСТ 12.1.012-90. Система стандартов безопасности труда. Вибрационная безопасность. Общие требования. – М.: ФГУП «Стандартинформ», 2006. – 31с.
10. ГОСТ 12.1.004-91. Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность. Общие требования. – М., 1996. – 83с.
11. 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. – 81с.

12. ГОСТ Р 22.0.02-2016. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Термины и определения.–М.:ФГУП «Стандартинформ», 2015.– 7с.

13. А.В. Епихин, А.В. Ковалев. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»). Томский политехнический университет. Томск, 2019. – 152 с.

14. М.А. Самохвалов, А.В. Ковалев, А.В. Епихин. Заканчивание скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»). Томский политехнический университет. Томск, 2019. – 92 с.

15. Справочник специалиста ЗАО «ССК». Томск, 2010. 456 с.

16. В.Н. Губанов, Д.В. Лопатин, В.С. Сычев, А.А. Толстоухов Книга инженера по растворам ЗАО «ССК». – М.: издательство «Гарусс», 2006. – 549 с.

17. В. Ф. Абубакиров, В.Л. Архангельский, Ю.Г. Буримов и др. Буровое оборудование: Справочные: В 2–х т. – М.: Недра, 2000. – Т.1.

18. Ф.Д. Балденко Расчеты бурового оборудования. М.: РГУ нефти и газа И.М. Губкина, 2012. – 428с.

19. Ананьев А.Н., Пеньков А.И. Учебное пособие для инженеров по буровым растворам – М.: Интернешнл касп флюидз, 2000. – 139 с. Изд.1 Волгоград

20. А.Н. Попов, А.И. Спивак, Т.О. Акбулатов и др. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: Учеб. для вузов. Под общей редакцией А.И. Спивака. – М.: ООО «Недра–Бизнесцентр», 2003. – 509 с.

21. Перечень переводников и цены [Электронный ресурс]. – <http://www.oiltool.ru/> (Дата обращения 15.04.2019).

22. Трубы бурильные [Электронный ресурс]. – <http://www.semireche.ru> (Дата обращения 15.04.2019).

23. Трубы утяжелённые бурильные сбалансированные [Электронный ресурс]. – <http://kngc.ru> (Дата обращения 15.04.2019).
24. Обратные и переливные клапаны [Электронный ресурс]. – <http://www.pnmr.ru> (Дата обращения 15.04.2019).
25. Основные параметры керноотборных снарядов [Электронный ресурс]. – <http://www.sibburmash.ru> (Дата обращения 15.04.2019).
26. Оборудование очистки Бурового раствора [Электронный ресурс]. – <http://www.akros-llc.com/> (Дата обращения 15.04.2019).
27. Л.Н. Долгих Крепление, испытания и освоение нефтяных и газовых скважин: Учебное пособие; Перм. Гос. Техн. Ун-т. Пермь, 2007, – 189 с
28. Пластоиспытатель [Электронный ресурс]. – <http://ngs-service.ru/> (Дата обращения 15.04.2019).
29. Исмаков Р.А, Закиров Н.Н, Аль – Сухили М.Х, Торопов Е.С. Исследование работы пары “эластомер–металл” силовой секции винтового забойного двигателя // Современные проблемы науки и образования. 2015. № 2–3. С. 23.
30. Бобров М.Г., Трапезников С.Г. Особенности использования винтовых забойных двигателей при бурении скважин // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. 2009. № 1. С. 15–18.
31. Виноградова И.Э. Противоизносные присадки к маслам. – М. : Химия, 1972. – 272 с.
32. ГОСТ 12.1.005–88. ССБТ. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны (с Изменением N 1). [Электронный ресурс]. – <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2019 г.).
33. ГОСТ 12.2.003–91. ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности. [Электронный ресурс]. – <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2019 г.).
34. ГОСТ 12.2.062–81. ССБТ. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Ограждения защитные (с Изменением

№ 1). [Электронный ресурс]. – <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2019 г.)

35. ГОСТ Р 12.1.019–2009 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. [Электронный ресурс]. – <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2019 г.).

36. ГОСТ 12.1.029–80. ССБТ. Средства и методы защиты от шума. Классификация. [Электронный ресурс]. – <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2019 г.).

37. СН 2.2.4/2.1.8.566–96. Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий [Электронный ресурс]. – <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2019 г.).

38. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». [Электронный ресурс]. – <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2019 г.).

39. РД 39 – 133 – 94 Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ на суше. [Электронный ресурс].

40. Инструкция по охране труда рабочих при бурение скважин. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: businessforecast.by (дата обращения 05.05.2017 г.).

41. ГОСТ Р 55710–2013 ССБТ. Освещение рабочих мест внутри зданий. Нормы и методы измерений. [Электронный ресурс]. – <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2019 г.).

42. Правила устройства электроустановок. [Электронный ресурс]. – <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2019 г.).

43. ГОСТ 17.0.0.01–76 Система стандартов в области охраны природы и улучшения использования природных ресурсов. [Электронный ресурс]. – <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2019 г.).

Приложение А
Геологические условия бурения скважины

Таблица А.1 – Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания(падения)пластов по подошве		Коэффициент кавернозности в интервале
от (верх)	до (низ)	название	индекс	Угол, град.	Азимут, град	
1	2	3	4	5	6	7
0	80	Четвертичное отл	Q	0	0	1,3
80	140	Туртасская свита	P ₃ trt	0	0	1,3
140	230	Новомихайловская свита	P ₃ nm	0	0	1,3
230	330	Атлымская свита	P ₃ at	0	0	1,3
330	500	Тавдинская свита	P ₂ tvd	0	0	1,3
500	720	Люлинворская свита	P ₂ ll	0	0	1,3
720	820	Талицкая свита	P ₁ tl	0	0	1,25
820	910	Ганькинская свита	K ₂ gn	0	0	1,25
910	1000	Березовская свита	K ₂ br	0	0	1,25
1000	1030	Кузнецовская свита	K ₂ kz	0	0	1,25
1030	1140	Покурская свита	K ₂ uv	30''	0	1,25
1140	1690	Ханты-мансийская свита	K ₁ hm	30''	0	1,25
1690	1890	Викуловская свита	K ₁ vk	30''	0	1,25
1890	2000	Алымская свита	K ₁ al	30''	0	1,25
2000	2220	Сангопайская свита	K ₁ san	130''	0	1,25
2220	2500	Усть-баликская свита	K ₁ ub	130''	0	1,25
2500	2856	Сортымская свита	K ₁ sor	130''	0	1,25
2856	2886	Баженовская свита	J ₃ bg	2-3	0	1,25
2886	2900	Абалакская свита	J ₃ ab	2-3	0	1,25
2900	2970	Тюменская свита	J ₂ tm	2-3	0	1,25

Таблица А.2 – Прогноз литологической характеристики разреза скважины.

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Горная порода		Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.п.)
	от(верх)	до(низ)	краткое название	% в интервале	
1	2	3	4	5	6
Q	0	80	Суглинки Пески Супеси Глины	30 30 20 20	Почвенно-растительный слой, супеси, суглинки, торфяники. Глины зеленовато и буровато-серые вязкие, песчанистые с прослоями и гнездами песков разнозернистых, алевролитов и линзами песчаников.
P ₃ trt	80	140	Глины Алевриты	50 50	Свита представлена глинами и алевролитами зеленовато-серыми, тонкослоистым с прослоями диатомитов и кварцево-глауконитовых тонкозернистых песков
P ₃ nm	140	230	Глины Пески Алевриты Угли	40 35 25 5	Свита представлена неравномерным переслаиванием песков, глин и алевролитов. Пески серые, светло-серые, тонко и мелко зернистые, кварцевошпатовые, с включениями растительных остатков. Глины и алевролиты серые, коричневато-серые, с включениями обломков древесины и прослойками угля.
P ₃ at	230	330	Пески Глины Угли	80 15 5	Свита сложена песками серыми, мелко и среднезернистыми преимущественно кварцевыми. С включениями растительных остатков и древесины, с прослойками бурого угля и глин серых, зеленовато-серых, алевритистых
P ₂ tvд	330	500	Глины	100	Свита сложена глинами серыми, зеленовато- и голубовато-серыми, листоватыми, алевритистыми с прослойками алевролитов, с остатками двустворок.
P ₂ ll	500	720	Глины	100	Свита представлена преимущественно глинами серыми, зеленовато-серыми, реже желтовато-зелеными, тонкоотмученными, алевритистыми.
P ₁ tl	720	820	Глины	100	Свита сложена глинами темно-серыми, иногда с буроватым или зеленоватым оттенком, неяснослоистыми, тонкоотмученными и алевритистыми
K ₂ gn	820	910	Глины	100	Свита представлена глинами серыми, зеленовато-серыми, известковистыми, переходящими в мергели.

Продолжение таблицы А.2

1	2	3	4	5	6
K ₂ br	910	1000	Глины Опоки	90 10	Свита подразделяется на две подсвиты. Нижняя подсвита сложена переслаиванием глин серых и пепельно-серых, прослоями поковидных с опоками серыми и голубовато-серыми. Верхняя подсвита сложена глинами серыми и темно-серыми.
K ₂ kz	1000	1030	Глины	100	Свита представлена глинами серыми и зеленовато-серыми, плотными, с прослоями глауконитовых алевролитов и редко песчаников.
K ₂ uv	1030	1140	Пески Песчаники Алевролиты Глины	30 30 20 20	Свита сложена неравномерным переслаиванием песков, алевролитов, слабосцементированных, глинистых, полевошпатово-кварцевых песчаников и алевролитов, а также глин аргиллитоподобных зеленовато-серых и темно-серых.
K ₁ hm	1140	1690	Песчаники Глины Алевролиты	40 30 30	Свита представлена неравномерным переслаиванием песчано-глинистых пород, причем в нижней части преобладают глинистые разности, в верхней - песчано-алевритовые. Глины темно-серые, плотные, аргиллитоподобные, алевритистые. Алевролиты и песчаники светло-серые и серые, глинистые, не очень крепкие, слюдистые с прослоями глин.
K ₁ vk	1690	1890	Песчаники Алевролиты Аргиллиты Глины	60 20 10 10	Свита делится на две подсвиты: нижнюю преимущественно глинистую и верхнюю - песчано-глинистую, с преобладанием песчаников и алевролитов. Нижняя подсвита сложена аргиллитами и глинами темно-серыми. Верхняя подсвита сложена преимущественно песчаниками и алевролитами серыми и светло-серыми мелкозернистыми, глинистыми.
K ₁ al	1890	2000	Глины Аргиллиты Алевролиты Песчаники	60 15 15 10	Свита сложена преимущественно глинами темно-серыми, прослоями до черных. В верхней части встречаются прослои битуминозных аргиллитов, в нижней - прослои алевролитов и песчаников светло-серых, мелкозернистых, глинистых. Встречаются маломощные прослои глинистых известняков.

Продолжение таблицы А.2

1	2	3	4	5	6
K ₁ san	2000	2220	Песчаники Алевролиты Аргиллиты	70 15 15	Свита сложена частым переслаиванием песчано-алевритовых пород и аргиллитов. Песчано-алевритовые породы серые и светло-серые, мелко-зернистые, прослоями известковистые, слюдистые, в той или иной степени глинистые. Аргиллиты темно-серые и серые, прослоями зеленоватые, прослоями тонкоотмученные.
K ₁ ub	2220	2500	Песчаники Алевролиты Аргиллиты	60 20 20	В основании свиты залегает пачка аргиллитов темно-серых. Разрез толщи характеризуется сложным геологическим строением и слогаются переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов. Песчаники и алевролиты серые. Ачимовская толща перекрывается неачимовской пачкой аргиллитов темносерых, алевритистых. Верхняя подсвита сложена преимущественно аргиллитами темно-серыми, алевритистым до алевритовых, переходящих в песчаники светло-серые и серые
K ₁ sor	2500	2856	Глины Песчаники	50 50	Представлена глинами аргиллитоподобными тёмно-серыми, линзовидными, горизонтальными, со следами оползания осадков. Также свиту представляют песчаники серые, от мелко до среднезернистых, с косою слоистостью, с включениями углестлюдистого материала с прослоями коричневого песчаника
J ₃ bg	2856	2886	Аргиллиты	100	Баженовская свита сложена, в основном, аргиллитами темно-серыми, иногда почти черными с коричневатым оттенком, с очень подчиненным значением известняков и мергелей

Окончание таблицы А.2

1	2	3	4	5	6
J _{3ab}	2886	2900	Аргиллиты Алевролиты Песчаники	80 10 10	Свита сложена аргиллитами темно-серыми, почти черными. В основании свиты встречаются тонкие пропластки песчаников, алевролитов, включения оолитовых сидеритов.
J _{2tm}	2900	2970	Песчаники Глины Аргиллиты Угли	60 15 15 5	В разрезе верхней подсвиты вновь доминирует песчаные разности пород, ритмично чередующиеся с глинистыми осадками. Нередки пропластки и линзы бурых углей, в аргиллитах и алевролитах. Песчано- алевритовые осадки объединяются в пласт ЮС2, залегающий в кровле подсвиты. Средняя подсвита, преимущественно глинистая, сложена аргиллитами сильно алевритистыми с подчиненными прослоями песчаников и алевролитов с пропластками и линзами бурых углей.

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

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность, г/см ³	Пористость, процент	Проницаемость, мДарси	Глинистость, процент	Карбонатность, процент	Твердость, кгс/мм ²	Расслоенность породы	Абразивность	Категория породы промышленной классификации (мягкая, средняя и т.п.)
	от (верх)	до (низ)										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Q	0	80	Су-глинки Пески Супеси Глины	1,8 1,5 1,5 2,0	25-30 30-35 30-35 25-30	10 1500 1500 0	90 5 10 95	0 0 0 0	<10 <10 <10 <10	2 1 1 2	4 10 10 4	Мягкая Мягкая Мягкая Мягкая
P ₃ trt	80	140	Глины Алевриты	1,9 2,0	25-30 25-30	10 0	55 95	0 0	10 10	2 2	3-6 4	Мягкая Мягкая
P ₃ nm	140	230	Пески Алевриты Угли Глины	2,1 1,9 1,2 2,0	25 15 0 30	2000 5 0 0	10 50 0 100	0 2 0 0	- 10 25 10	2 2 4 5	10 6 5 10	Мягкая Мягкая Мягкая Мягкая
P ₃ at	230	330	Пески Угли Глины	2,1 1,2 2,0	25 0 30	2000 0 0	10 0 100	0 0 0	- 25 10	2 4 2	10 5 4	Мягкая Мягкая Мягкая
P ₂ tvd	330	500	Глины	2,1	20	0	100	0	10	3	4	Мягкая
P ₂ ll	500	720	Глины	2,0	20	0	100	5	10	3	4	Мягкая
P ₁ tl	720	820	Глины	2,0	20	0	100	0	15	3	4	Мягкая

Продолжение таблицы А.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
K2gn	820	910	Глины	2,0	15	0	100	2	15	3	4	Мягкая
K2br	910	1000	Глины	2,1	10	0	100	0	15	3	4	Средняя
			Опоки	2,0	22	10	40	20	20	5	10	Мягкая
K2kz	1000	1030	Глины	2,0	10	0	100	5	25	3	4	Мягкая
K2uv	1030	1140	Пески	2,1	25	50-90	10	0	-	2	10	Средняя
			Песчаники	2,2	15-20	15	15	3	50	2,5	10	Средняя
			Алевролиты	2,2	10	5	17	6	50	3	4	Средняя
			Глины	2,2	10	0	100	3	15	5	4	Средняя
K ₁ hm	1140	1690	Алевролиты	2,2	0-10	0,03	10	5	60	2	6	Средняя
			Песчаники	2,2	25	250	20	3	20	5	10	Средняя
			Глины	2,2	-	5	95	5	50	3	4	Средняя
K ₁ vk	1690	1890	Песчаники	2,2	15	15	15	3	40	2,5	10	Средняя
			Алевролиты	2,3	20	7	20	3	20	2,5	10	Средняя
			Аргиллиты	2,4	5	0	95	7	100	3	4	Средняя
			Глины	2,4	20	0	100	3	15	5	4	Средняя
K ₁ al	1890	2000	Глины	2,3	10	0	100	2	30	1	6	Средняя
			Аргиллиты	2,2	5	0	95	5	25	3,5	10	Средняя
			Алевролиты	2,3	15	3	20	3	20	2,5	10	Средняя
			Песчаники	2,2	15	15	15	3	40	2,5	10	Средняя
K ₁ san	2000	2220	Песчаники	2,4	20	19	20	10	60	3	4	Средняя
			Алевролиты	2,3	7	5	30	5	20	3,5	5	Средняя
			Аргиллиты	2,2	5	0	95	5	25	3,5	10	Средняя
K ₁ ub	2220	2500	Песчаники	2,2	25	15	10	5	50	3,5	10	Средняя
			Алевролиты	2,3	10	5	20	1	65	1	6	Средняя
			Аргиллиты	2,4	5	0	95	7	100	3	4	Средняя

Окончание таблицы А.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
K ₁ so _r	2500	2856	Глины	2,4	0	0	100	8	100	3	6	Средняя
			Песчаники	2,2	25	15	10	5	50	3,5	10	Средняя
J ₃ bg	2856	2886	Аргиллиты	2,4	0	0	95	8	100	3	6	Средняя
J ₃ ab	2886	2900	Аргиллиты	2,4	0	0	95	8	100	3	6	Средняя
			Алевролиты	2,4	5	0	40	15	90	3	4	Средняя
			Песчаники	2,4	15	2	20	45	60	2,5	10	Средняя
J ₂ tm	2900	2970	Песчаники	2,4	15	0,4-15	10	60	80	2,5	4	Средняя
			Глины	2,4	5	0	100	5	90	3	4	Средняя
			Аргиллиты	2,4	10	1	95	30	120	2,5	6	Средняя
			Угли	1,2	0	0	0	0	40	4	5	Средняя

Таблица А.4 – Прогноз давлений и температур по разрезу скважины

Индекс стратиг- рафи- ческого подраз- деления	Интервал, м		Градиент давления											Температура в конце интервала		
	от (верх)	до (низ)	пластового			порового			гидроразрыва пород			горного			гра- дус	источник получения
			кгс/см ² на		Ис- точ- ник по- луче- ния	кгс/см ²		источ- ник полу- чение	кгс/см ² на		ис- точ- ник полу- чения	кгс/см ² на м		источ- ник по- луче- ния		
			от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Q	0	80	0,000	0,100	ПГФ	0,000	0,100	ПГФ	0,000	0,200	РФЗ	0	0,22	ПГФ	0	ПГФ
P ₃ trt	80	140	0,100	0,100	ПГФ	0,100	0,100	ПГФ	0,200	0,200	РФЗ	0,22	0,22	ПГФ	0	ПГФ
P ₃ nm	140	230	0,100	0,100	ПГФ	0,100	0,100	ПГФ	0,200	0,200	РФЗ	0,22	0,22	ПГФ	0	ПГФ
P ₃ at	230	330	0,100	0,100	ПГФ	0,100	0,100	ПГФ	0,200	0,200	РФЗ	0,22	0,22	ПГФ	0	ПГФ
P ₂ tvd	330	500	0,100	0,100	ПГФ	0,100	0,100	ПГФ	0,200	0,200	РФЗ	0,22	0,22	ПГФ	15	ПГФ
P ₂ ll	500	720	0,100	0,100	ПГФ	0,100	0,100	ПГФ	0,200	0,200	РФЗ	0,22	0,22	ПГФ	21	ПГФ
P ₁ tl	720	820	0,100	0,100	ПГФ	0,100	0,100	ПГФ	0,191	0,191	РФЗ	0,22	0,22	ПГФ	25	ПГФ
K ₂ gn	820	910	0,100	0,100	ПГФ	0,100	0,100	ПГФ	0,178	0,178	РФЗ	0,22	0,22	ПГФ	26	ПГФ
K ₂ br	910	1000	0,100	0,100	ПГФ	0,100	0,100	РФЗ	0,178	0,178	РФЗ	0,22	0,22	ПГФ	35	ПГФ
K ₂ kz	1000	1030	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,178	0,178	РФЗ	0,22	0,22	ПГФ	40	РФЗ
K ₂ uv	1030	1140	0,101	0,101	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,178	0,178	РФЗ	0,22	0,22	ПГФ	42	ПГФ

Продолжение таблицы А.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
K ₁ hm	1140	1690	0,101	0,101	РФЗ	0,101	0,101	РФЗ	0,178	0,178	РФЗ	0,22	0,22	ПГФ	59	ПГФ
K ₁ vk	1690	1890	0,101	0,101	РФЗ	0,101	0,101	РФЗ	0,178	0,178	РФЗ	0,22	0,22	ПГФ	65	ПГФ
K ₁ al	1890	2000	0,101	0,101	РФЗ	0,101	0,101	РФЗ	0,178	0,178	РФЗ	0,22	0,22	ПГФ	68	ПГФ
K ₁ sh	2000	2220	0,101	0,101	РФЗ	0,101	0,101	РФЗ	0,178	0,178	РФЗ	0,22	0,22	ПГФ	74	ПГФ
K ₁ ub	2220	2500	0,099	0,099	РФЗ	0,099	0,099	РФЗ	0,178	0,178	РФЗ	0,22	0,22	ПГФ	82	ПГФ
K ₁ sor	2500	2856	0,099	0,099	РФЗ	0,099	0,099	РФЗ	0,178	0,178	РФЗ	0,22	0,22	ПГФ	92	ПГФ
J ₃ bg	2856	2886	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,190	0,190	РФЗ	0,22	0,22	ПГФ	98	ПГФ
J ₃ ab	2886	2900	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,10	РФЗ	0,190	0,190	РФЗ	0,22	0,22	ПГФ	98	ПГФ
J ₂ tm	2900	2970	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,10	РФЗ	0,190	0,190	РФЗ	0,22	0,22	ПГФ	100	ПГФ

Интервал 0–90 бурение четвертичных отложений возможно интенсивное поглощение бурового раствора, интенсивный вынос песка, разжижение раствора водоносными пластами. В данном интервале решено применить раствор *глинистого типа (бентонитовый раствор)*.

Интервал 90–850 м по литологическому строению и физико-химической активности взаимодействия с буровыми растворами относятся к третьей (глины) и четвертой (алевролиты) группам. Породы, имеющие пластинчатое строение, характеризуются неустойчивостью к осыпям и обвалам. В данном интервале под кондуктор принято применить (*ингибирующий буровой раствор*).

Приложение Б

Характеристика нефтеносности и водоносности месторождения (площади)

Таблица Б.1 – Нефтеносность по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал		Тип коллектора	Плотность, кг/м ³	Свободный дебит, м ³ /сут	Газовый фактор (для нефтяных пластов), м ³ /м ³	Относится ли к источникам водоснабжения, краткая характеристика химического состава (для водяных горизонтов)
	от	до					
1	2	3	4	5	6	7	8
Нефтеносность							
К ₁ БС ₆	2351	2376	Поровый	0,871	0-10	24	-
К ₁ БС ₈	2416	2441	Поровый	0,889	0-25	24	
К ₁ БС ₁₀	2646	2671	Поровый	0,867	0-25	54	
К ₁ Ач ₁	2691	2731	Поровый	0,851	0-30	63	
К ₁ Ач ₂	2751	2776	Поровый	0,851	0-30	63	
К ₁ Ач ₃	2776	2801	Поровый	0,851	0-30	63	
Ј ₃ ЮС ₀	2856	2886	Поровый	0,879	0-35	50,0	

Продолжение таблица Б.1

1	2	3	4	5	6	7	8
J ₂ ЮС ₂	2900	2920	Поровый	0,854	0-35	71,0	
Газоносность							
-	-	-	-	-	-	-	-
Водоносность							
P ¹ ₃	0	330	Поровый	0,001	до 120	-	Да. Минерализ. – 0,2 мг/л.
K ₂	1030	1140	Поровый	0,00101	до 4000 водоза- борные сква- жины	-	Нет. Минерализ. – 30-40 мг/л. Хим. состав (преоблад.): Cl ⁻ 15000 мг/л, SO ₄ ⁻ - 320 мг/л, HCO ₃ – 800 мг/л, Na ⁺ , K ⁺ - 9500 мг/л, Mg ⁺⁺ - 120 мг/л, Ca ⁺⁺ - 800 мг/л
K ₁	1140	2340	Поровый	0,001003	до 30	-	Нет. Минерализ. – 10-17 мг/л. Хим. состав (преоблад.): Cl ⁻ - 9500 мг/л, SO ₄ ⁻ - 160 мг/л, HCO ₃ - 300 мг/л, Na ⁺ , K ⁺ - 8800 мг/л, Mg ⁺⁺ - 150 мг/л, Ca ⁺⁺ - 1500 мг/л
K ₁	2500	2630	Поровый	0,001009	до 30	-	Нет. Минерализ. – 30-40 мг/л. Хим. состав (преоблад.): Cl ⁻ 15000 мг/л, SO ₄ ⁻ - 320 мг/л, HCO ₃ – 800 мг/л, Na ⁺ , K ⁺ - 9500 мг/л, Mg ⁺⁺ - 120 мг/л, Ca ⁺⁺ - 800 мг/л
J ₂ tm	2930	2970	Поровый	0,001007	до 30	-	Нет. Минерализ. – 30-40 мг/л. Хим. состав (преоблад.): Cl ⁻ - 16800 мг/л,

Разрез представлен восьми нефтеносным, и пятью водоносными пластами. Скважина проектируется для эксплуатации нефтяных пластов. Нефтяной пласт находится в следующем интервале: 2900–2920. Конструкция скважины проектируется так, что пробуривается один флюидонасыщенный пласт для обеспечения возможности дальнейшей эксплуатации. Для обеспечения района бурения питьевой и технической водой проектируется вертикальная скважина глубиной 150 м для эксплуатации водоносного горизонта 0–330 м.

Приложение В

Зоны возможных осложнений

Таблица В.1 – Возможные осложнения

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип осложнения	Характеристика и условия возникновения
	от	до		
1	2	3	4	5
Q – P ₁	0	820	Поглощение бурового раствора	Отклонение параметров бурового раствора от проектных; несоблюдение скоростей СПО; несвоевременные промывки во время проведения СПО; отклонения в технологии промывки ствола скважины; образование „сальников” и „поршневание” ствола скважины при проведении СПО.
K ₁	820	1140		
K ₁	1140	2000		
K ₂	2000	2856		
J ₃	2856	2900		
J ₂	2900	2970		

Продолжение таблицы В1

1	2	3	4	5
Q -P ₃	0	820	Осыпи и обвалы горных пород	Соблюдение технологической скорости бурения, проработка ствола скважины, увеличение плотности и снижение водоотдачи промывочной жидкости.
K ₂	820	1140		
K ₁	1140	2000		
K ₂	2000	2856		
J ₃	2856	2900		
J ₂	2900	2970		
P ¹ ₃	0	330	Нефтеводопроявление	<p>В процессе бурения возможно разгазирование, пере­ливы, выбросы ПЖ, увеличение водоотдачи бурового раствора. При вскрытии зон поглощения возможен переход скважины на открытое фонтанирование, пленка нефти, пузырьки газа. При снижении давления в стволе скважины ниже пластового, т.е. при создании депрессии на пласт. Геологические: вскрытие зон катастрофического поглощения с падением уровня ПЖ ниже критической отметки.</p> <p>Технологические: несоответствие параметров ПЖ - проектным, нарушение режимов бурения и СПО, неправильный выбор гидравлической программы.</p>
K ₂ +K ₁	1030	1140		
K ₁	1140	2340		
K ₁ БС ₆	2351	2376		
K ₁ БС ₈	2416	2441		
K ₁	2500	2630		
K ₁ БС ₁₀	2646	2671		
K ₁ Ач ₁	2691	2731		
K ₁ Ач ₂	2751	2776		
K ₁ Ач ₃	2776	2801		

Продолжение таблицы В1

1	2	3	4	5
J ₂ ЮС ₂	2856	2886		
J ₂ ЮС ₃	2900	2920		
J ₂ tm	2930	2970		
K ₂	820	1140	Посадки и затяжки бурового инструмента. Оползни, сужение ствола скважины. Оползни, сужение ствола скважины. Желообразование, кавернообразование, сужение ствола скважины	Отклонение параметров бурового раствора от проектных; несоблюдение скоростей СПО; несвоевременные промывки во время проведения СПО; отклонения в технологии промывки ствола скважины;
K ₁	1140	2000		Нарушение технологии бурения, отклонение параметров бурового раствора от проектных, превышение скорости СПО, организационные простои, несвоевременная реакция на признаки осложнений
K ₂	2000	2856		Отклонение параметров бурового раствора от проектных, плохая очистка ствола скважины от шлама, допущение длительных простоев
J ₃	2856	2900		Разбухание глинистых пород ввиду некачественного бурового раствора, а также оставления ствола скважины без шаблонирования или СПО в течение продолжительного промежутка времени.

Окончание таблицы В1

1	2	3	4	5
Q -P ₃	0	820	Прихватоопасность	Ввиду некачественного бурового раствора, а также оставления ствола скважины без шаблонирования или СПО в течение продолжительного промежутка времени. Снижение гидростатического давления в стволе скважины из-за: - недолива заполняющей скважину жидкости; - подъёма бурильного инструмента с „сальником” или (и) на повышенной скорости; - снижения плотности жидкости, заполняющей скважину, ниже допустимой.
K ₂	820	1140		
K ₁	1140	2000		
K ₂	2000	2856		
J ₃	2856	2900		
J ₂	2900	2970		

В разрезе представлен ряд интервалов, в которых возможно возникновение осложнений в процессе бурения.

Наиболее встречаемыми являются поглощение бурового раствора и нефтегазоводопроявление, что требует проектирования дополнительных средств для их предупреждения и ликвидации. В интервалах 0–850, 850–2856, 2900–2970 м возможны частичные поглощения бурового раствора. Следовательно, необходимо запроектировать использование наполнителей бурового раствора.

В интервалах 0–850 м, ожидаются высокоинтенсивные осыпи и обвалы стенок скважины. Поэтому рекомендуется спроектировать для него буровые растворы с минимальной водоотдачей для снижения вероятности набухания и диспер-

гирования глин. Предполагается бурение с высокой механической скоростью, поддержание проектных параметров бурового раствора, обработка раствора ингибирующими глинистые материалы химреагентами, недопущение сальникообразований и подъема бурильного инструмента с поршневанием, контроль за объемом долива скважины во время простоев и СПО, недопущение длительных простоев необсаженного наклонно-направленного ствола скважины.

Приложение Г

Выбор породоразрушающего инструмента

Таблица Г.1 – Характеристики буровых долот по интервалам бурения

Интервал		0–90	90–850	850–2950
Шифр долота		Ш393,7 М	БИТ 295,3 ВТ 619	БИТ 215,9 В 519
Тип долота		Шарошечное долото	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		393,7	295,3	215,9
Тип горных пород		М	МС	С
Присоединительная резьба	ГОСТ	3 – 177	3 – 152	3 – 117
	API	7 5/8 REG	6 5/8 REG	4 1/2 REG
Длина, м		0,4	0,32	0,3
Масса, кг		150	50	40
G, тс	Рекомендуемая	3–5	5–15	2–12
	Предельная	10	17	15
n, об/мин	Рекомендуемая	45–90	65–130	90–177
	Предельная	400	400	400

Таблица Г.2 – Характеристики калибраторов

Интервал		0–90	90–850	850–2950
Шифр калибратора		К – 390 МС	К – 292 МС	КС 212 СТ
Тип калибратора		Лопастной с прямыми лопастями		Лопастной со спиральными лопастями
Диаметр калибратора, мм		390	292	212
Тип горных пород		М	М	М
Присоединительная резьба	ГОСТ	3 – 177 / 3 – 177	3 – 152 / 3 – 152	3 – 147 / 3 – 147
	API	7 5/8 REG / 7 5/8 REG	6 5/8 REG / 6 5/8 REG	5 1/2 REG / 5 1/2 REG
Длина, м		0,60	0,50	0,39
Масса, кг		188	90	70

Приложение Д

Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

Таблица Д.1 – Проектирование КНБК для бурение интервала под направление (0–90 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диа- метр, мм	Внут. диа- метр, мм	Резьба (низ)	Тип со- единения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип со- единения (верх)	
Бурение под направление (0 – 90м)							
1	Долото Ш393,7 М – ГВ	0,40	393,7	-	3 – 171	Ниппель	0,150
2	Калибратор КЛСВ – 390	0,60	390	76	3 – 171	Муфта	0,188
					3 – 171	Муфта	
3	Переводник Н171/М147	0,52	178	80	3 – 171	Ниппель	0,040
					3 – 147	Муфта	
4	УБТ – 178x80 Д	12	178	80	3 – 147	Ниппель	1,87
					3 – 147	Муфта	
5	Переводник Н147xМ133	0,40	178	80	3 – 147	Ниппель	0,030
					3 – 133	Муфта	
10	БТ ТБПК 127*9,2(G – 105)	69,3	127	-	3 – 133	Ниппель	0,409
					3 – 133	Муфта	
11	Переводник Н133 – М147	0,40	178	78	3 – 133	Ниппель	0,030
					3 – 147	Муфта	
12	КШЗ-35 Н147xМ147	0,40	178	80	3 – 147	Ниппель	0,050
					3 – 147	Муфта	
13	ВБТ – К 140/Н147	18	140	80	3 – 147	Ниппель	2,767
					3 – 152	Муфта	

Таблица Д.2 – Проектирование КНБК для бурения интервала под кондуктор (90–850 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум.вес, т
					резьба (верх)	тип соединения (верх)	
Бурение под кондуктор (90–850 м)							
1	БИТ 295,3 ВТ 519	0,32	295,3	-			0,050
					3 – 152	Ниппель	
2	Калибратор КСИ–295.3 СТК	0,50	292	80	3 – 152	Муфта	0,090
					3 – 152	Муфта	
3	ДРУ – 240 3/4	10,3	240	-	3 – 152	Ниппель	3,271
					3 – 152	Муфта	
4	Переводник Н152хМ147	0,51	178	80	3 – 152	Ниппель	0,068
					3 – 147	Муфта	
5	УБТ 178х80 Д	24	178	80	3 – 147	Ниппель	3,744
					3 – 147	Муфта	
6	Переводник Н147хМ133	0,51	178	80	3 – 147	Ниппель	0,050
					3 – 133	Муфта	
7	ТБПК 127*9,2 G–105	795	127	73	3 – 133	Ниппель	16,57
					3 – 133	Муфта	
8	Переводник М147хН147	0,42	178	80	3 – 133	Ниппель	0,038
					3 – 147	Муфта	
9	КШЗ–35 М147хН147	0,42	178	80	3 – 147	Ниппель	0,038
					3 – 147	Муфта	
10	ВБТ–К 140/Н147	18	140	80	3 – 147	Ниппель	23,91
					3 – 152	Муфта	

Таблица Д.3 – Проектирование КНБК для бурения интервала под эксплуатационную колонну (850–2950 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум.вес, т
					резьба (верх)	тип соединения (верх)	
Бурение под эксплуатационную колонну (850–2950 м)							
1	БИТ 215,9 В 419	0,3	215,9	-			0,02
					3 – 117	Ниппель	
2	Двигатель ДРУ–178 7/8	6	178	-	3 – 117	Муфта	1,809
					3 – 147	Муфта	
3	Переводник Н147хМ147	0,5	165	-	3 – 147	Ниппель	0,042
					3 – 147	Муфта	
4	УБТ–178х80Д	8,5	178	80	3 – 147	Ниппель	1,87
					3 – 147	Муфта	
5	Переводник Н147хН147	0,5	165	80	3 – 147	Ниппель	0,042
					3 – 147	Ниппель	
6	Калибратор КС 212х80 СТ	0,39	212	80	3 – 147	Муфта	0,070
					3 – 147	Муфта	
7	УБТ–178х80 Д	8,5	178	80	3 – 147	Ниппель	1,87
					3 – 147	Муфта	
8	Переводник Н147хМ133	0,5	165	80	3 – 147	Ниппель	0,042
					3 – 133	Муфта	
9	ТБПК 127*9,2 G–105	2906	127	-	3 – 133	Ниппель	53,16
					3 – 133	Муфта	
10	Переводник Н147хМ133	0,40	165	80	3 – 133	Ниппель	0,042
					3 – 147	Муфта	
11	КШЗ–35 М147хН147	0,40	165	80	3 – 147	Ниппель	0,042
					3 – 147	Муфта	
12	ВБТ–К140/Н–147	18	140	80	3 – 147	Ниппель	61,46
					3 – 152	Муфта	

Таблица Д.4 – Проектирование КНБК для отбора керна (2895–2925 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Отбор керна (2895–2925 м)							
1	Бурильная головка БИТ 215,9 В 613	0,2	215,9	100			0,015
					3 – 161	Муфта	
2	Кернотборный снаряд СК–165/100	20	165	100	3 – 161	Ниппель	0,350
					3 – 161	Муфта	
3	Переводник Н161хН147	0,4	165	80	3 – 161	Ниппель	0,063
					3 – 147	Муфта	
4	УБТ–178х80 Д	24	165	80	3 – 147	Ниппель	2,32
					3 – 133	Муфта	
5	ТБПК– 127*9,2 G-105	282	127	-	3 – 133	Ниппель	52,16
					3 – 133	Муфта	
6	Переводник М147хН133	0,40	165	80	3 – 133	Ниппель	0,42
					3 – 147	Муфта	
7	КШЗ–35 Н147хМ147	0,40	165	80	3 – 147	Ниппель	0,42
					3 – 147	Муфта	
8	ВБТ–К 140/Н–147	18	88,9	80	3 – 147	Ниппель	56,45
					3 – 152	Муфта	

Приложение Е

Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Таблица Е.1 – Параметры бурового раствора по интервалам бурения

Результаты проектирования										
Интервал бурения (по стволу), м		Плотность, г/см ³	СНС ₁₀ , дПа	СНС ₁₀ , дПа	Условная вязкость, сек	Водоотдача, см ³ /30 мин	рН	Содержание песка, %	ДНС, Па	ПВ, мПа*с
от	до									
0	90	1,19	–	–	30 – 40	≤10	8 – 10	≤2	8 – 20	10 – 20
90	850	1,15	15 – 38	35 – 37	30 – 40	≤8	8 – 10	≤1.5	8 – 20	10 – 20
850	2950	1,10	10 – 40	20 – 60	40 – 60	≤6	8 – 10	≤0.5	5 – 20	12 – 35

Описание компонентного состава бурового раствора по интервалам бурения

Таблица Е.2 – Компонентный состав бентонитового раствора (направление)

Рекомендуемая рецептура бурового раствора					
Наименование реагента	Обоснование	Дозировка, кг/м ³	Потребность, кг	Количество едцы, шт	Вес едцы, кг
Сода каустическая	Для регулирования щелочности	0,5	37	1	25
ПБМВ / Petro Vent	Структурообразователь, понизитель водоотдачи	80,0	5840	6	900
Сода кальцинированная	Удаления карбоната кальция из раствора	0,5	37	1	50
Барит	утяжелитель	124	607	1	1500
Petro PAC LV	Целлюлоза низкой вязкости, служит для снижения показателя скорости фильтрации	1,6	50	2	25

Таблица Е.3 – Компонентный состав полимер–глинистого раствора (кондуктор)

Рекомендуемая рецептура раствора					
Наименование реагента	Объяснение	Дозировка, кг/м ³	Потребность, кг	Количество ед-ц, шт	Вес ед-цы, кг
Сода каустическая	Для регулирования щелочности	0,6	148	6	25
Сода кальцинированная	Удаления карбоната кальция из раствора	0,5	123	3	40
SAPP	Для удаления цементной примеси и разжижения бурового раствора.	0,9	221	9	25
ПБМБ / Petro Bent	Структурообразователь, регулятор реологии и понизитель водоотдачи	10,0	2460	3	900
Flodrill PAM 1040	Стабилизатор глинистых сланцев (обеспечивает инкапсулирующий эффект)	1,1	271	11	25
Petro PAC LV	Целлюлоза низкой вязкости, служит для снижения показателя скорости фильтрации	1,6	150	6	25
Petro PAC HV	Функционирует как загуститель, ингибитор глины	0,4	98	4	25
ГКЖ	Разжижитель, водоотдача, смазывающие свойства	5,0	1230	5	250
Flodrill TS 705	Снижает интенсивность наработки твердой фазы в процессе бурения	0,6	148	6	25
Petro Det	Ингибирование глин; минимизация тенденций к образованию сальников на КНБК	2,0	492	2	200
Микрорамор КМ – 60	Кольматант, утяжелитель состава обеспечивается плотная упаковка в фильтрационной корке	40,0	9840	10	1000
Барит	Утяжелитель	124	3550	3	1500

Таблица Е.4 – Компонентный состав KLC/полимерного раствора (инкапсулированный)

Рекомендуемая рецептура бурового раствора					
Наименование реагента	Обоснование	Дозировка, кг/м ³	Потребность, кг	Количество ед-ц, шт	Вес ед-цы, кг
Сода каустическая	Для регулирования щелочности	1,6	370	15	25
Сода кальцинированная	Удаления карбоната кальция из раствора	1,0	231	6	40
Xanthan Petro L	высокоочищенный биополимер, применяемый в качестве загустителя и структурообразователя	2,0	462	18	25
Flodril TS 705	Снижает интенсивность наработки твердой фазы в процессе бурения	2,5	578	23	25
Луб-БКЕ	смазывающая добавка	30,0	6930	39	180
SAPP	Для удаления цементной примеси и разжижения бурового раствора	1,0	231	9	25
Flodril PAM 1040	Стабилизатор глинистых сланцев (обеспечивает инкапсулирующий эффект)	2,5	578	23	25
Richmole Component 100	Подавляет процессы гидратации и набухания глин и глинистых сланцев является дополнительной смазочной добавкой	14,0	3234	14	225
Petro PAC HV	Функционирует как загуститель, ингибитор глины	1,6	370	15	25
ГКЖ	Разжижитель, водоотдача, смазывающие свойства	5,0	1155	5	250
Petro PAC LV	Целлюлоза низкой вязкости, служит для снижения показателя скорости фильтрации	3,0	693	28	25

Продолжение таблицы Е.4

Наименование реагента	Обоснование	Дозировка, кг/м ³	Потребность, кг	Количество ед-ц, шт	Вес ед-цы, кг
Микрорамор КМ-10	Кольматант, утяжелитель состава обеспечивается плотная упаковка в фильтрационной корке	160,0	36960	37	1000
Микрорамор КМ-60	Кольматант, утяжелитель состава обеспечивается плотная упаковка в фильтрационной корке	160,0	36960	37	1000
Petro Cide	Предотвращение ферментативного разложения и брожения бурового раствора	0,5	116	4	32

Приложение Ж

Таблица Ж.1 – Потребное количество бурового раствора под интервал 0–2950 м

Направление Интервал бурения, м.		Длина ин- тервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей об- садной колонны, мм.	k каверн.	Объем сква- жины в конце интервала, м ³ .
от	до					
0	90	90	393,7	0	1,3	14,2
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}} = 1,15$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}} = 14,8$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}} = 0,45$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_1 = 2,5$
Объем раствора к приготовлению:						$V_{\text{бр}} = 49,8$
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						$V_{\text{перев1}} = 0$
Кондуктор Интервал бурения, м.		Длина ин- тервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей об- садной колонны, мм.	k каверн.	Объем сква- жины в конце интервала, м ³ .
от	до					
90	850	850	295,3	305,3	1,25	72,7
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}} = 7,8$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}} = 73,3$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}} = 4,2$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_2 = 28,5$
Общая потребность бурового раствора на интервале:						$V_{\text{бр}} = 243,1$
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						$V_{\text{перев1}} = 0$
Объем раствора к приготовлению:						$V_2 = 354,3$
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						$V_{\text{перев2}} = 0$
Экспл. колонна Интервал бурения, м.		Длина ин- тервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей об- садной колонны, мм.	k каверн.	Объем сква- жины в конце интервала, м ³ .
от	до					
850	2950	2100	215,9	226,7	1,25	130,3
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}} = 14,1$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}} = 68,5$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}} = 10,5$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_3 = 42,5$
Общая потребность бурового раствора на интервале:						$V_{\text{бр}} = 358,7$
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						$V_{\text{перев2}} = 0$
Объем раствора к приготовлению:						$V_3 = 406,4$
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						$V_{\text{перев3}} = 0$

Приложение 3

Таблица 3.1 – Потребное количество химических реагентов

Наименование материала	Назначение	Упаковка ед. изм.	Потребное количество реагентов							
			Направление		Кондуктор		Экспл. колонна		Итого	
			кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп
Каустическая сода		25	37	1	148	6	370	15	555	22
Сода кальцинированная		40	37	1	123	3	231	6	389	10
ПБМВ / Petro Vent		900	5840	6	2460	0	0	0	8300	6
SAPP		25	0	0	221	9	231	9	452	18
Flodrill PAM 1040		25	0	0	271	11	578	14	849	25
Petro PAC LV		25	0	0	0	0	693	28	693	28
Petro PAC HV		25	0	0	98	4	370	15	468	19
ГКЖ		250	0	0	1230	5	1155	5	2385	10
Flodrill TS 705		25	0	0	148	6	578	23	726	29
Petro Det		200	0	0	492	2	347	2	839	4
Микрорамор КМ-60		1000	0	0	9840	10	36960	37	46800	47
Xanthan Petro L		25	0	0	0	0	462	18	462	18
Луб – БКЕ		180	0	0	0	0	6930	39	6930	39
Richmole Component 100		225	0	0	0	0	3234	14	3234	14
Микрорамор КМ-10		1000	0	0	0	0	36960	37	36960	37
Petro Cide		32	0	0	0	0	116	4	116	4
Барит		1500	607	1	3550	3			4157	4

Приложение И

Гидравлическая программа промывки скважины

Таблица И.1 – 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, кВт
от (верх)	до (низ)					кол-во	диаметр		
Под направление									
0	90	Бурение	0.21	0,025	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	3	11	107,4	239.6
Под кондуктор									
90	850	Бурение	0.612	0.068	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	9,5	8	82.4	215,9
Под эксплуатационную колонну									
850	2950	Бурение	0,929	0,107	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	7;8	2;6	80.7	129,6
Отбор керна									
2895	2925	Отбор керна	0,929	0,107	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	7	8	99.4	196,4

Таблица И.2 – Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Количество	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
					КПД	Диаметр цилиндрических втулок, мм	Допустимое давление, кгс/см ²	Коэффициент наполнения	Число двойных ходов в мин.	Производительность, л/с	
от (верх)	до (низ)										
0	90	Бурение	УНБ-600	1	100	170	130,5	85%	65	30,6	30,6
90	850	Бурение	УНБ-600	2	100	150	171	85%	65	23,7	46,75
850	2950	Бурение	УНБ-600	1	100	170	130,5	85%	65	30,6	30,6
2895	2925	Отбор керна	УНБ-600	1	100	170	130,5	85%	65	30,6	30,6

Таблица И.3 – 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		бурильной колонне	кольцевом пространстве	обвязке буровой установки
от (верх)	до (низ)			насадках долота	забойном двигателе			
0	90	Бурение	89,7	78,3	0	1,3	0,1	10
90	850	Бурение	116,2	46,2	32,3	21,4	6,3	10
850	2950	Бурение	125,7	42,4	36,3	23,3	13,3	10
2895	2925	Отбор керна	111,7	64,1	0,0	24	13,3	10

Приложение К

Таблица К.1 Исходные данные

Проектная глубина, м:	2950
Способ бурения:	
– под направление	Роторный
– под кондуктор и эксплуатационную колонны	ВЗД
Цель бурения	разведка
Конструкция скважины:	
– направление	d393,7 мм на глубину 90 м
– кондуктор	d295,3 мм на глубину 850 м
– эксплуатационная	d215,9 мм на глубину 2950 м
Буровая установка	ЭУК – 3000 1М
Оснастка талевой системы	4x5
Насосы:	
– тип – количество, шт.	УНБ-600
производительность, л/с:	
– в интервале 0 – 90 м.	63
– в интервале 90 – 850 м.	56
– в интервале 520 – 2950 м.	32
Утяжеленные бурильные трубы(УБТ):	
– в интервале 0 – 90 м.	УБТ – 178x80 Д – 8,5 м.
– в интервале 90 – 850 м.	УБТ – 178x80 Д – 17 м.
– в интервале 520 – 2950 м.	УБТ – 178x80 Д – 17 м.
Забойный двигатель (тип):	
– в интервале 0 – 90 м.	-
– в интервале 90 – 850 м.	ДРУ – 240 3/4
– в интервале 850 – 2950 м.	ДРУ – 178 7/8
Бурильные трубы: длина свечей, м	24
– в интервале 0 – 90 м.	127
– в интервале 90 – 850 м.	127
– в интервале 850 – 2950 м.	127
Типы и размеры долот:	
– в интервале 0 – 90 м.	Ш393,7 М
– в интервале 90 – 850 м.	БИТ 295,3 ВТ 619
– в интервале 850 – 2950 м.	БИТ 215,9 В 419

Таблица К.3 – Нормативная карта вертикальной скважины на месторождении (Тюменская область)

Наименование работ	Тип и размер долота	Норма проходки, м	Количество, шт	Интервал бурения, м	Количество метров, м	Время механического бурения, ч		Прочие работы, связанные с проходкой, ч	Всего времени на интервал бурения, ч
						на 1 м бурения	на весь интервал		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Бурение под направление	Ш393,7 М-ГВ	490	0,1	0-90	90	0,026	1,3	0,6	1,3
Бурение под кондуктор	БИТ 295,3 – 6 МС	1400	0,96	90-850	760	0,032	43,2	10,17	43,2
Бурение под эксплуатационную колонну	БИТ 215,9– ВТ–613	980	1,6	850-2950	2100	0,036	57,6	40,92	57,6
Всего			5,64		2950		104,95		104,95

