

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 2680 МЕТРОВ НА НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТЮМЕНСКАЯ ОБЛАСТЬ)

УДК 622.143:622.243.22:622.323(24:181m2680)(571.12)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4Е	Собянин Вадим Николаевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ковалев Артем Владимирович	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	Собянин Вадим Николаевич

Тема работы:

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА РАЗВЕДОЧНОЙ ВЕРТИКАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 2680 МЕТРОВ НА НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТЮМЕНСКАЯ ОБЛАСТЬ)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	13.05.2019 г, № 3664/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	30.05.2019 г
--	--------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	- Геолого-технические условия бурения скважины на нефтяном месторождении (Тюменская область), с ожидаемым притоком нефти 45 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 компонентного состава буровых растворов, выбор гидравлической программы промывки скважины, технические

	<p>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>- Анализ современных пакерных устройств.</p>
Перечень графического материала	<p>1. ГТН (геолого-технический наряд).</p> <p>2. КНБК (компоновка низа бурильной 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	04.02.2019 г
---	--------------

Задание выдал руководитель:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4Е	Собянин Вадим Николаевич		

Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки: 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Уровень образования: бакалавриат
 Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения: осенний / весенний семестр 2018/2019 учебного года

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	30.05.2019 г
--	--------------

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	Ковалев Артем Владимирович	к. т. н.		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

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

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б4Е	Собянин Вадим Николаевич

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	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 сметной стоимости выполняемых работ, согласно применяемой технологии
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций в ходе выполнения операций 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 капитальных и текущих затрат и финансового результата реализации проекта
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	График выполнения работ
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): -

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	27.03.2019 г
---	--------------

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	Собянин Вадим Николаевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б4Е	Собянин Вадим Николаевич

Школа	Природных ресурсов	Отделение школы (НОЦ)	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:</p> <ul style="list-style-type: none"> – вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения) – опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы) – негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу) – чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера) 	<p>Площадка строительства скважины на нефть и газ.</p> <ul style="list-style-type: none"> -Вредные факторы рабочего места бурильщика ЭРБ скважин на нефть и газ. -Рассмотреть опасные проявления факторов производственной среды при строительстве скважины на нефть и газ. -Рассмотреть виды негативного воздействия на ОС при строительстве скважины на нефть и газ. - Виды ЧС при строительстве скважины на нефть и газ
<p>2. Перечень законодательных и нормативных документов по теме</p>	<p>Законы и нормативные акты РФ. Групповой рабочий проект на строительство скважин.</p>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</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>Анализ условий труда по вредным факторам рабочего места бурильщика ЭРБ на нефть и газ: шум, вибрация общая, тяжесть трудового процесса. Класс условий труда 3.1.</p> <p>Законодательством предусмотрено 17 наименований СИЗ.</p>
<p>2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой произведённой среды в следующей последовательности</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>Анализ факторов:</p> <p>Механические – подвижные и вращающиеся детали механизмов и машин (Каска, спец.одежда, спец. обувь, очки защитные и пр.);</p> <p>Термические – паровые шланги для обогрева буровой (спец.одежда, спец.обувь и пр.);</p> <p>Электробезопасность – поражение электрическим током (спец.одежда, молнезащита и пр.);</p> <p>Пожаровзрывобезопасность – возгорание, НГВП. Мероприятия – противоаварийные тренировки огнетушители, пожарный щит, песок и пр.)</p>

<p>3. Охрана окружающей среды:</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>Рассмотреть какие факторы при строительстве скважин на нефть и газ могут влиять на окружающую природную среду:</p> <ul style="list-style-type: none"> - предусмотрена санитарно защитная зона для площадки производства работ; - выбросы загрязняющих веществ в атмосферный воздух от работы дизельных установок и агрегатов, склада ГСМ, работы спецтехники и прочие; - загрязнение гидросферы при разливах нефтепродуктов, истощении ресурсов подземных вод и прочие; - при производстве работ образуются отходы производства (отходы бурения, мешкотара и пр.) и потребления (отходы из жилищ и пр.) <p>Прописать мероприятия по защите ОС.</p>
<p>4. Защита в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> - перечень возможных ЧС на объекте; - выбор наиболее типичной ЧС; - разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; - разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС; - разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий 	<p>Рассмотреть какие чрезвычайные ситуации могут возникнуть при строительстве скважин на нефть и газ. Прописать как предотвратить ЧС. Выбрать типовую и разработать план действий.</p>
<p>5. 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 	<p>Рассмотреть правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности в условиях Крайнего севера.</p>
<p>Перечень графического материала:</p>	
<p>При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)</p>	<p>-</p>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	27.03.2019 г
--	--------------

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	Собянин Вадим Николаевич		

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</i> тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику
P8	Осуществлять <i>маркетинговые исследования</i> и участвовать в создании проектов, повышающих <i>эффективность использования ресурсов</i>
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые <i>данные для экспериментально-исследовательской деятельности</i> в нефтегазовой отрасли
P10	<i>Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать</i> экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием <i>современных методов моделирования и компьютерных технологий</i>
P11	Способность применять знания, современные методы и <i>программные средства проектирования</i> для составления <i>проектной и рабочей и технологической документации</i> объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 97 страниц, 22 таблицы, 16 рисунков, 22 литературных источников и 7 приложений.

Ключевые слова: месторождение, буровая установка, скважина, бурение скважины, долота, винтовой забойный двигатель, калибратор, цементирование скважины, буровой раствор, заканчивание скважины, экономическая часть, социальная ответственность, экология, техника безопасности.

Объектом исследования является разведочная вертикальная скважина глубиной 2680 метров на нефтяном месторождении (Тюменская область).

Целью работы является – спроектировать технологическое решения для бурения вертикальной разведочной скважины.

Обозначения, сокращения

В данной работе применены следующие сокращения с соответствующими расшифровками:

- ЗУМППФ – зона успокоения механических примесей пластового флюида
- ГНВП – газонефтеводопроявление;
- ВЗД – винтовой забойный двигатель;
- СНС – статическое напряжение сдвига;
- СПО – спуско-подъемные операции;
- ОТТМ – муфтовое резьбовое соединение обсадной трубы, трапецеидальная;
- ОТТГ – муфтовое резьбовое соединение обсадной трубы, герметичная;
- ФСМ – Фрезерно-струйные мельницы
- КНБК – компоновка низа бурильной колонны;
- ПРИ – породоразрушающий инструмент;
- ТБВК – трубы бурильные стальные бесшовные с высаженными внутрь концами и коническими стабилизирующими поясками;
- ЛБТ– легкосплавные бурильные трубы;
- УБТ – утяжеленные бурильные трубы;
- КЛС – калибратор лопастной спиральный;
- ДНС – динамическое напряжение сдвига;
- ВБТ– ведущая бурильная труба;
- ТБТ – тяжелая бурильная труба;
- ТБПК – труба бурильная с приварными замками;
- ЦКОД – центральный клапан обратного действия.

Оглавление

Введение.....	14
1 ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	15
1.1 Геологические условия бурения скважины.....	15
1.2 Характеристика нефтеносности и водоносности месторождения.....	15
1.3 Зоны возможных осложнений.....	15
2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА	17
2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины	17
2.2 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя.....	17
2.2.1 Построение совмещенного графика давлений	17
2.2.2 Определение числа обсадных колонн, глубин их спуска и интервалов цементирования	18
2.2.3 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн	19
2.2.4 Проектирование обвязки обсадных колонн	20
2.3 Углубления скважины	21
2.3.1 Выбор способа бурения.....	21
2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента	21
2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото.....	23
2.3.4 Расчет частоты вращения долота.....	24
2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя	24
2.3.6 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны.....	28
2.3.7 Расчет требуемого расхода бурового раствора.....	28
2.3.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов	30
2.4 Выбор гидравлической программы промывки скважины	31
2.4.1 Технические средства и режимы бурения при отборе керна	32
2.5 Проектирование процессов заканчивания скважины	33
2.5.1 Расчет обсадных колонн	33
2.5.1.1 Исходные данные для расчета действующих нагрузок	33
2.5.1.2 Расчет наружных избыточных давлений	33
2.5.1.3 Расчет внутренних избыточных давлений.....	34

2.5.1.4 Конструирование обсадной колонны по длине	34
2.5.2 Расчет процессов цементирования скважины	34
2.5.2.1 Выбор способа цементирования обсадных колонн.....	35
2.5.2.2 Расчет объёмов технологических жидкостей, цементирования и количества составных компонентов.....	36
2.5.3 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования.....	37
2.5.4 Выбор технологической оснастки обсадных колонн	38
2.6 Выбор буровой установки	39
3 АНАЛИЗ СОВРЕМЕННЫХ ПАКЕРНЫХ УСТРОЙСТВ	41
3.1 Механические пакеры для скважин.....	42
3.2 Гидравлические пакеры для скважин.....	43
3.3 Разбуриваемые пакеры для скважин.....	43
3.4 Новые технологии подземного оборудования для ремонта и освоения скважин.....	45
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРС ЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	51
4.1 Затраты на строительство скважины.....	54
4.2 Расчет нормативного времени на бурение скважины	56
4.3 Линейный календарный график выполнения работ.....	56
4.4 Расчет сметной стоимости сооружения скважины	58
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	60
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	60
5.2 Производственная безопасность	61
5.3 Анализ опасных и производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных и вредных факторов на работающего.....	62
5.4 Экологическая безопасность	64
5.4.1 Защита атмосферы	65
5.4.2 Защита гидросферы.....	66

5.4.3 Защита литосферы	67
5.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	68
Заключение.....	70
Список использованной литературы и источников	71
Приложение А	73
Приложение Б	81
Приложение В	82
Приложение Г	83
Приложение Д	84
Приложение Е	89
Приложение Ж	95

Введение

На сегодняшний день нефтегазовый комплекс играет главную роль в экономике Российской Федерации, поэтому довольно актуальным является строительство нефтяных скважин.

Разведочные скважины служат для определения продуктивных районов, а также для создания границ нефтяных и газоносных пластов, которые уже разрабатываются.

Проектирование нефтяных скважин состоит из таких этапов, как: подготовка документа, где содержатся технико-экономические данные, характеристика территории, геологическая информация о скважинах и т.д.; организация строительства; проведение мероприятий, направленных на устранение негативного влияния производства на окружающую среду; учет всех необходимых правил и мер безопасности и прочее.

Правильно рассчитанный и составленный проект на строительство скважины поможет исключить появление проблем при производстве работ, таких как длительный срок строительства скважины, незапланированные расходы и прочие.

В специальной части рассмотрено пакерное оборудование, которое позволяет эффективно эксплуатировать скважины на всех стадиях разработки месторождений на нефть и газ.

1 ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

1.1 Геологические условия бурения скважины

Геологические условия бурения скважины, а именно стратиграфический разрез скважины, литологическая характеристика разреза скважин, физико-механические свойства пород по разрезу скважины, давление и температура по разрезу скважины, представлены в приложении А.

1.2 Характеристика нефтеносности и водоносности месторождения

Нефтеносность и водоносность представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Нефтеводоносность по разрезу скважины

Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, г/см ³	Свободный дебит, м ³ /сут
от (верх)	до (низ)			
1	2	3	4	5
Нефтеносность				
2365	2370	поровый	0,744	0-10
2455	2480	поровый	0,733	3-45
2645	2655	трещинно-каверновый	0,728	3-45
Водоносность				
20	1500	поровый	1-1,007	до 500
2020	2350	поровый	1,007-1,018	70-350
2520	2640	поровый	0,024-1,03	2-17
2670	2700	трещинно-каверновый	1,03	10-80

1.3 Зоны возможных осложнений

Зоны возможных осложнений, такие как поглощение бурового раствора, осопи и обвалы, нефтегазоводопроявления, прочие возможные осложнения, прихватоопасные зоны, представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Зоны возможных осложнений

Интервал, м		Вид осложнения	Характеристика и условия возникновения
от (верх)	до (низ)		
1	2	3	4
0	2700	Поглощения бурового раствора	Увеличение плотности промывочной жидкости против проектной, репрессия на пласт более 20% давления.

1	2	3	4
0 565 1555 2455	518 705 2120 2700	Осыпи и обвалы стенок скважины	Нарушение технологии бурения, превышение скорости СПО, несоблюдение параметров бурового раствора и прочие.
20 820 2020 2365 2520	360 1500 2350 2655 2640	Нефтегазоводопроявления вода вода вода нефть вода	Перелив раствора на устье, появление газа в буровом растворе, увеличение объема раствора в приемных емкостях, появление пленок нефти в буровом растворе. Снижение противодавления на пласт ниже гидростатического. Высокие скорости подъема бурового инструмента. Возникновение депрессии на нефтегазонасыщенные отложения.
0 518 2645	518 2455 2700	Прихватопасность	Несоблюдение проектных параметров бурового раствора, режима промывки, недостаточная очистка забоя от выбуренной породы. Оставление бурового инструмента без движения. Увеличение плотности бурового раствора выше проектной.
160 155 2455	820 2020 2515	Сужение ствола скважины	За счет потери устойчивости стенок ствола вследствие некачественного бурового раствора. За счет разбухания глинистых пород.

2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА

2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины

Проектируется разведочная скважина, поэтому профиль скважины во всех случаях принимается вертикальным и проектировочные расчеты не производятся.

2.2 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя

Под конструкцией забоя подразумевают соотношение элементов системы скважина-крепь в интервале продуктивного объекта, которые обеспечивают устойчивость ствола, разобщение напорных пластов, проведение технико-технологических воздействий на пласт, ремонтно-изоляционные работы, а также продолжительную эксплуатацию скважин с оптимальным дебитом.

Согласно рекомендациям, для вскрытия Палеозойских отложений необходимо проектировать забой закрытого типа – для изоляции продуктивных горизонтов друг от друга с целью обеспечения их разработки по системе снизу-вверх или для совместно-раздельной эксплуатации.

2.2.1 Построение совмещенного графика давлений

Совмещенный график давлений иллюстрирует изменение по глубине скважины градиентов пластовых давлений, градиентов давлений гидроразрыва пород и градиентов давлений столба бурового раствора. Градиент давлений – изменение давления, отнесенное к единице глубины.

Совмещенный график давлений позволяет выделить в разрезе интервалы, несовместимые по условиям бурения. С учетом наличия геологических осложнений по совмещенному графику давлений решается вопрос о необходимости спуска промежуточных (технических) колонн, их числа и глубины спуска [1].

Совмещенный график давлений, построенный по геологическим данным, предоставлен на рисунке 1.

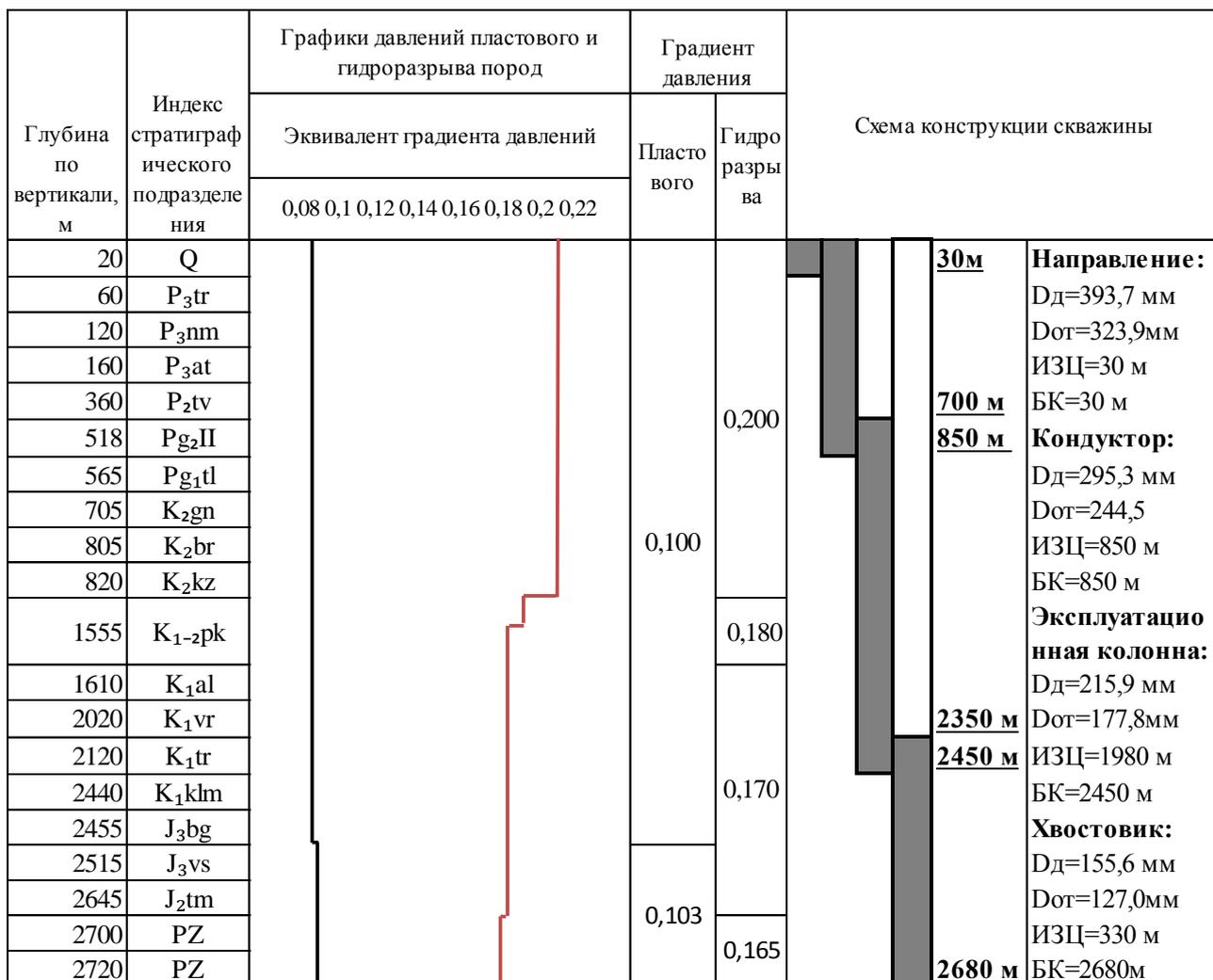


Рисунок 1 – Совмещенный график давлений и конструкция скважины

На основании графика можно сделать вывод о том, что интервалов, несовместимых по условиям бурения, нет. Следовательно, спуск промежуточной колонны не требуется.

2.2.2 Определение числа обсадных колонн, глубин их спуска и интервалов цементирования

Согласно требуемой технологии разработки месторождения проектируется одноколонная конструкция скважины с хвостовиком.

Традиционно рекомендуется спускать направление с учетом перекрытия четвертичных отложений на 10 м. В данном случае спустим направление до глубины 30 м, перекрыв таким образом четвертичные отложения на 10 м.

Кондуктор спускается на глубину 850 м для перекрытия интервала неустойчивых глин 30-850 м, с учетом величины перекрытия 50 м для посадки башмака в устойчивые породы.

Эксплуатационная колонна с учетом выбранной конструкции эксплуатационного забоя спускается до глубины 2450 м (с учетом интервала под ЗУМППФ).

Хвостовик спускается на глубину 2680 м. Величина установки подвесного устройства на 100 м выше башмака эксплуатационной колонны.

В соответствии с требованиями правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности:

- Направление, кондуктор цементируются на всю длину;
- Эксплуатационная колонна цементируется с учетом перекрытия башмака кондуктора на 150 м (По ПБНГП для строительства нефтяной скважины);
- Хвостовик цементируется с учетом перекрытия башмака эксплуатационной колонны на 100 м.

Конструкция скважины представлена в приложении Г.

2.2.3 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Расчет конструкции скважины осуществляется снизу-вверх. При этом исходным является диаметр хвостовика [9]. Результаты расчетов конструкции скважины представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Результаты проектирования конструкции скважины

Название колонны	Глубина спуска, м	Интервал цементирования, м	Внешний диаметр обсадной колонны, мм	Диаметр бурового долота на интервале, мм
1	2	3	4	5
Направление	0-30	0-30	323,9	393,7
Кондуктор	0-850	0-850	244,5	295,3
Эксплуатационная колонна	0-2450	700-2450	177,8	215,9

1	2	3	4	5
Хвостовик	2350-2680	2350-2680	127,0	155,6

2.2.4 Проектирование обвязки обсадных колонн

При выборе противовыбросового оборудования и колонной обвязки необходимо учитывать величину давления опрессовки колонны $P_{оп}$.

Давление опрессовки составит 21,55 МПа.

Для обвязки проектируемой скважины допустимо использовать колонную обвязку ОКК1-35-178 х 245 К1 ХЛ.

Противовыбросовое оборудование выбирается с учетом условного диаметра прохода превенторного блока и манифольда, а также рабочего давления и схемы обвязки. При вскрытии газовых, нефтяных и водяных пластов с нормальным давлением применяют 5 схему. Диаметр прохода превенторного блока должен обеспечить проход долота под эксплуатационную колонну диаметром 215,9мм. Для обвязки проектируемой скважины допустимо использовать противовыбросовое оборудование ОП5-230/80х35, ГОСТ 13862-90 (рисунок 2).

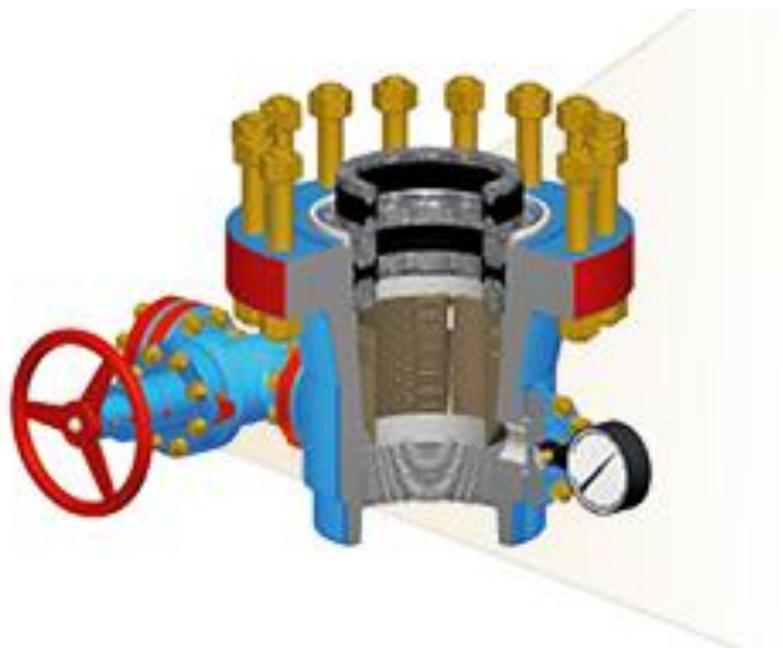


Рисунок 2 – Противовыбросное оборудование ОП5-230/80х35

2.3 Углубление скважины

2.3.1 Выбор способа бурения

Целесообразность применения того или иного способа бурения определяется геолого-техническими условиями.

Способ бурения определяет многие технические решения – режимы бурения, бурильный инструмент, гидравлическую программу, тип буровой установки и, как следствие, технологию крепления скважины [2]. В таблице 4 представлены способы бурения по интервалам.

Таблица 4 – Способы бурения по интервалам скважины

Интервал, м	Обсадная колонна	Способ бурения
0–30	Направление	Роторный
30–850	Кондуктор	С применением ВЗД
850–2450	Эксплуатационная колонна	С применением ВЗД
2450–2680	Хвостовик	С применением ВЗД

2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Технико-экономическая эффективность строительства скважины во многом зависит от обоснованности процесса углубления и промывки. Проектирование технологии этих процессов включает в себя выбор типа породоразрушающего инструмента (ПРИ), режимов бурения, конструкции бурильной колонны и компоновки ее низа.

Выбор типа и класса долота должен производиться на основе следующих факторов:

- соответствовать твердости и абразивности разрушаемых горных пород;
- обеспечивать эффективное разрушение горных пород на забое;
- достигаться высокие показатели бурения;
- соответствовать выбранному режиму бурения;
- риск поломки должен быть минимальным;
- должно быть экономически выгодным (минимальная стоимость метра проходки скважины).

На основе опыта бурения скважин целесообразным будет использование долот типа PDC для бурения кондуктора, эксплуатационной

колонны и хвостовика, при бурении под направление использовать шарошечное долото.

Интервал 0–30 метров сложен глинами, песками и суглинками с твердостью пород по штампу 10 кгс/мм², критерий прочности – М. В соответствии с этими условиями и выбранным способом бурения выбирается долото для бурения под направления III 393,7 М-ГВУ – R-227 – трехшарошечное долото с номинальным диаметром 393,7 мм.

Для бурения интервала под кондуктор используется долото компании ООО НПО «Буринтех» БИТ 295,3 В 813 УЕН 40, имеющее 8 лопастей с диаметром основных резцов 13 мм. Данное долото рассчитано на частоты вращения от 60 до 280 об/мин и осевую нагрузку в интервале 2-12 т. Особенностью данного ПРИ является двойной ряд вооружения, который позволяет эффективно разрушать породы средней твердости и высокой абразивности.

Для бурения интервала под эксплуатационную колонну используется долото компании ООО НПО «Буринтех» 215,9 ВТ 416 УВ, которое имеет 4 лопасти с диаметром основных резцов 16 мм. Данное долото рассчитано для частоты вращения от 20 до 250 об/мин и осевую нагрузку в интервале 2-20 т.

Для бурения интервала под хвостовик проектируется долото PDC БИТ 155,6 В 416 У, которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долота. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен средне – твердыми горными породами.

Комплекты долот по интервалам бурения представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Комплекты долот

Наименование колонны	Интервалы бурения, м		Типоразмеры долот
	по вертикали		
	от	до	
1	2	3	4
Направление	0	30	III 393,7 М-ГВУ – R-227
Кондуктор	30	850	БИТ 295,3 В 813 УЕН 40

1	2	3	4
Эксплуатационная колонна	850	2450	БИТ 215,9 ВТ 416 УВ
Хвостовик	2450	2680	БИТ 155,6 В 416 У

2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото

Расчет осевой нагрузки для долот, при которой обеспечивается объемное разрушение породы, ведется по формуле:

$$G_1 = \alpha P_u F \text{ кг}, \quad (1)$$

где α – коэффициент забойных условий, $\alpha = 1$;

P_u – средневзвешенная твердость горных пород по штампу для данной пачки пород по буримости, кг/см^2 ;

F – опорная площадь рабочей поверхности долота, см^2 .

Для шарошечных долот:

$$F = \frac{D_\delta}{2} \eta \delta \text{ см}^2, \quad (2)$$

где D_δ – диаметр долота, см;

η – коэффициент перекрытия – отношение длины образующей шарошки к суммарной длине зубьев, контактирующих с породой, для современных долот $\eta = 0,7-1,7$, в расчетах можно принять $\eta = 1$;

δ – начальное притупление зубьев, см, $\delta = 1-4$ мм, в расчетах принимается среднее значение $\delta = 3$ мм.

Для долот PDC определяется по формуле:

$$F = 0,03 \cdot D_c \cdot k_m, \quad (3)$$

где k_m – число зубцов на рабочей поверхности;

D_c – средний диаметр зубцов.

Расчетные значения осевой нагрузки сводим в таблице 6.

Таблица 6 – Значения осевой нагрузки по интервалам бурения

Интервал	0-30	30-850	850-2450	2450-2680
1	2	3	4	5
Исходные данные				
$P_u, \text{кН/см}^2$	9,66	11,98	30,88	55,34

1	2	3	4	5
D_{δ} , см	39,37	29,53	21,59	15,56
δ , см	0,15			
qкН/мм	0,15	0,2	0,3	0,3
$G_{пред}$, кН	127	137	118	60
Результаты проектирования				
1	2	3	4	5
G_1 , кН	29	25	42	21
G_2 , кН	39	59	65	76
G_3 , кН	41	94	94	96
$G_{проект}$, кН	39	59	64	76

2.3.4 Расчет частоты вращения долота

Каждому классу пород и типу долот соответствуют свои оптимальные частоты вращения инструмента, при которых разрушение горных пород максимально [2].

Частота вращения по рекомендуемой линейной скорости на периферии долота определяем по формуле:

$$n = 19,1 V_l / D_{\delta}, \text{ об/мин}, \quad (4)$$

где V_l – рекомендуемая линейная скорость на периферии долота, м/с,

D_{δ} – диаметр долота, м.

Результаты расчета частоты вращения долот по интервалам горных пород представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Значения частот вращения по интервалам бурения

Интервал, м	0 – 30	30 – 850	850 – 2450	2450 – 2680	
Исходные данные					
V_l , м/с	2,8	1,5	1	2	
D_{δ}	м	0,3937	0,2953	0,2159	0,1556
	мм	393,7	295,3	215,9	155,6
τ , мс	5	-	-	-	
z	24	-	-	-	
α	0,8	-	-	-	
Результаты проектирования					
n_1 , об/мин	135	65	89	123	
n_2 , об/мин	271	-	-	-	
n_3 , об/мин	657	-	-	-	
$n_{проект}$, об/мин	135	65	89	123	

2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Забойный двигатель должен соответствовать следующим

требованиям:

- расход промывочной жидкости должен быть к номинальному забойного двигателя;
- крутящий момент должен обеспечить эффективное разрушение горной породы на забое скважины;
- должен обеспечивать частоту вращения долота необходимую для разрушения горных пород.

Диаметр забойного двигателя определяем по формуле:

$$D_{з\partial} = (0,8 \div 0,9) D_{\partial} , \quad (5)$$

где $D_{з\partial}$ - диаметр забойного двигателя, мм;

D_{∂} - диаметр долота, мм.

Момент необходимый для вращения долота на забое определяем по формуле:

$$M_p = M_{y\partial} G_{oc} + M_0 , \quad (6)$$

где M - момент, необходимый для вращения долота, Н*м;

$M_{y\partial}$ - удельный момент, Н*м/Н;

M_0 - вращающий момент на преодоление сил сопротивления, практически не зависящий от G_{oc} , Н*м;

G_{oc} – осевая нагрузка на долото, Н.

Удельный момент долота определяем по формуле:

$$M_{y\partial} = Q + 1,2 D_{\partial} , \quad (7)$$

где Q – расчетный коэффициент.

Результат проектирования параметров забойного двигателя по интервалам бурения представлены в таблице 8.

Таблица 8 – Результат проектирования параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал		30–850	850–2450	2450–2680
Исходные данные				
D_d	м	0,3937	0,2953	0,1556
	мм	393,7	295,3	155,6
G_{oc} , кН		59	64	76
Q , Н*м/кН		1,5	1,5	1,5
Результаты проектирования				
$D_{зд}$, мм		236-266	172-194	124-140
M_p , Н*м		2329	1885	2237
M_o , Н*м		147,7	110	107,95
$M_{уд}$, Н*м/кН		36,9	27,5	27,4

Интервал бурения 30-850 м:

Предполагается использовать винтовой забойный двигатель ДРУ-240РС. Двигатель предназначен для бурения наклонно-направленных скважин. Также двигатель ДРУ-240РС может быть использован в качестве отклонителя. Для этого предусмотрен комплект жестких кривых переводников и шарнирным устройством, которые устанавливаются между шпиндельной и двигательной секциями.

Интервал бурения 850-2450 м:

Предполагается использовать двигатель ДРУ2 – 172 РС, который имеет диаметр 195 мм.

Интервал бурения 2450-2680 м:

Предполагается использовать двигатель ДРУ – 120 РС, который отвечает требованиям по диаметру забойного двигателя, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения средних по твердости горных пород [5].

Выбранные забойные двигатели сводятся в таблице 9.

Таблица 9 – Выбранные забойные двигатели

Интервал, м	Забойные двигатели
30 – 850	ДРУ – 240 РС
850 – 2450	ДРУ2 – 172 РС
2450 – 2680	ДРУ – 120 РС

Технические характеристики забойных двигателей приведена в таблице 10.

Таблица 10 – Техническая характеристика забойных двигателей

Обозначение двигателя	ДРУ – 240РС	ДРУ2 – 172РС	ДРУ – 120 РС
1	2	3	4
Наружный диаметр, мм	240	172	120
Заходность ротор-статора	7:8	9:10	6:7
Длина рабочей пары, мм	3400	2300	-
Общая длина двигателя, мм	6287	5650	5420
Длина верхнего плеча отклонителя L, мм	4467	2600	1330
Масса двигателя, кг	1828	1074	380
Расход рабочей жидкости, л/сек	30	35	15
Частота вращения выходного вала на холостом ходу, с-1	1,5	2,5	2,2
Частота вращения выходного вала в режиме максимальной мощности, с-1	1,2	1,9	2,0
Момент силы на выходном валу в режиме макс. Мощности, кН.м	10	7	8
Перепад давления в режиме максимальной мощности, МПа	6	7	4
Мощность максимальная, кВт	75	80	80
Максимальный эффективный КПД, %	45	40	35
Допустимая осевая нагрузка, кН	350	200	180

2.3.6 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

Проектирование КНБК по интервалам бурения выполнено в программном обеспечении для решения проектных, инженерных задач и задач оперативного контроля процесса строительства скважин «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 и эксплуатационную колонну применяем винтовой забойный двигатель для обеспечения наибольшего момента для разрушения горной породы и достижения плановой механической скорости проходки [8].

Результаты проектирования компоновки низа бурильной колонны по интервалам бурения, отбора керна, расчет параметров забойного двигателя по интервалам бурения и проектирование областей допустимого расхода бурового раствора приведены в таблицах Д.1 – Д.5 приложения Д.

2.3.7 Расчет требуемого расхода бурового раствора

Произведен расчет требуемого расхода бурового раствора, учитывая следующие граничные условия проектирования: сохранение устойчивости стенок скважины, необходимость полного выноса шлама, качественная очистка забоя, недопущение гидроразрыва и интенсивного размыва стенок скважины. Результаты проектирования расхода бурового раствора по интервалам бурения приведены в таблице 11.

Таблица 11 – Результаты проектирования расхода бурового раствора

Интервал	0-30	30-850	850-2450	2450-2680
1	2	3	4	5
Исходные данные				
$D_{д}$, м	0,3937	0,2953	0,2159	0,1556
K	0,65	0,5	0,4	0,3
K_k	2,4	1,2	1,1	1,1
$V_{кд}$, м/с	0,15	0,13	0,13	0,12
V_m , м/с	0,011	0,008	0,005	0,003
$d_{бг}$, м	0,127	0,127	0,127	0,089

1	2	3	4	5
d_{\max} , м	0,1619	0,1619	0,1619	0,1619
$d_{\text{нmax}}$, м	0,00191	0,00159	0,00159	0,00159
n	3	7	5	4
$V_{\text{кпмин}}$, м/с	0,5	0,5	0,5	0,5
$V_{\text{кпmax}}$, м/с	1,3	1,3	1,5	1,5
$\rho_{\text{см}} - \rho_{\text{р}}$, г/см ³	0,02	0,02	0,02	0,02
$\rho_{\text{р}}$, г/см ³	1,19	1,17	1,10	1,08
$\rho_{\text{п}}$, г/см ³	2,0	2,3	2,5	2,8
Результаты проектирования				
Q_1 , л/с	78	44	23	16
1	2	3	4	5
Q_2 , л/с	56	42	25	18
Q_3 , л/с	123	83	44	27
Q_4 , л/с	60	48	21	18
Q_5 , л/с	28	46	43	36
Q_6 , л/с	–	32 – 75	20 – 40	15-20

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под направление принимается 54 л/с, исходя из возможностей оборудования буровой установки (насос УНБ – 600 (2шт), диаметр втулок 170/160 мм).

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под кондуктор принимается 54 л/с для обеспечения эффективной очистки забоя скважины, для стабильной работы ВЗД и предотвращения осложнений (насос УНБ – 600 (2шт), диаметр втулок 170/160 мм).

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под эксплуатационную колонну принимается 30 – 32 л/с (насос УНБ – 600 (1шт), диаметр втулок 170 мм).

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под хвостовик принимается 20 л/с (насос УНБ – 600 (1шт), диаметр втулок 140 мм).

Результаты расчета расхода бурового раствора представлены в таблице 12.

Таблица 12 – Результаты расчетов расхода бурового раствора

Интервал	0-30 м	30-850 м	850-2450 м	2450-2680 м
Исходные данные				
Q ₁ , л/с	78	44	23	16
Q ₂ , л/с	56	42	25	18
Q ₃ , л/с	123	83	44	27
Q ₄ , л/с	60	48	21	18
Q ₅ , л/с	28	46	43	36
Q ₆ , л/с	–	32-75	20-40	20
ΔQ, л/с	60-123	48-83	23	15
Запроектированные значения расхода бурового раствора				
Q, л/с	54	54	32	20

2.3.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

На интервале строительства участка под направление (0-30 м) встречаются водоносные горизонты, относящиеся к источнику питьевого водоснабжения. Также водоносные горизонты способствуют разжижению бурового раствора. Производство работ по строительству интервала быстрое и может производиться с использованием практически любых типов буровых растворов, включая техническую воду. Учитывая все вышеперечисленное и осложнения, которые возможны на данном интервале (осыпи и обвалы), целесообразно использовать буровой раствор глинистого типа (бентонитовый раствор) [13].

Породы, слагающие интервал под кондуктор (30-850 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. Разбуривание глин сопряжено с большими трудностями, так как они могут легко переходить в раствор, увеличивая в нем содержание твердой фазы. 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 ингибирующий буровой раствор.

При бурении эксплуатационной колонны интервалов (850-2450 м). При бурении под эксплуатационную колонну основные проблемы, которые требуется решать, следующие: предупреждение поглощения раствора и нефти водопроявлений, осыпи и обвалы, предупреждение прихвата бурильного инструмента при прохождении через проницаемые пласты. Данные проблемы решаются с использованием полимерного (инкапсулированного) бурового раствора.

Запроектированные параметры буровых растворов по интервалам бурения и компонентный состав бурового раствора приведены, а так же потребное количество бурового раствора в интервале от 0 до 2680 м представлены в приложении Е.

2.4 Выбор гидравлической программы промывки скважины

Расход промывочной жидкости должен обеспечить:

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

Расчет гидравлической программы промывки скважины выполнен в программном обеспечении для решения проектных, инженерных задач и задач оперативного контроля процесса строительства скважин «БурСофтПроект».

Результаты расчета гидравлической программы промывки скважины представлены в таблицах Ж.1 – Ж.3 приложения Ж.

2.4.1 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: 2365-2655 м. Так как скважина является разведочной и из-за неполноты геологических данных существует вероятность нахождения продуктивных пластов выше/ниже прогнозируемой вертикали, вследствие этого планируемые интервалы отбора керна 2635-2665 м.

Для отбора керна планируется использования бурголовки с PDC вооружением, для получения более качественного отобранного керна [4].

Характеристика проектируемой для бурения интервала отбора керна бурголовки представлена в таблице 13.

Таблица 13 – Характеристика проектируемой для бурения интервала отбора керна бурголовки

Типоразмер	Наружный диаметр, мм	Диаметр керна, мм	Присоединительная резьба по ГОСТ 21 ST 0-7Б	Масса, кг
У8-152,4/66,7 SC-2ТК	152,4	66,7	СП 3-112×4.233×1:16	3

Характеристика проектируемого керноотборного снаряда представлена в таблице 14.

Таблица 14 – Тип проектируемого керноотборного снаряда

Керноприемное устройство	Наружный диаметр корпуса, мм	Максимальная длина керна за 1 рейс, м (кол-во секций)	Диаметр керна, мм	Длина керноприема, мм	Резьба		Масса устройства в сборе, кг
					верхняя	нижняя	
СК-136/80 «ТРИАС»	136	18 (4)	67	14835	3-102	3-102	700

Технические средства и режимы бурения при отборе керна представлена в таблице 15.

Таблица 15 – Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Интервал, м	Тип керноотборного снаряда	Параметры режима бурения		
		Осевая нагрузка, т	Частота вращения инструмента, об/мин	Расход бурового раствора, л/сек
2635-2665	СК-136/80 «ТРАС»	1-3	60-120	14-25

2.5 Проектирование процессов заканчивания скважин

2.5.1 Расчет обсадных колонн

2.5.1.1 Исходные данные для расчета действующих нагрузок

Исходные данные к расчету представлены в таблице 16.

Таблица 16 – Исходные данные к расчету обсадных колонн

Параметр	Значение	Параметр	Значение
1	2	3	4
1	2	3	4
плотность продавочной жидкости $\rho_{прод}$, кг/м ³	1000	плотность буферной жидкости $\rho_{буф}$, кг/м ³	1100
плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{тр обл}$, кг/м ³	1400	плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{тр н}$, кг/м ³	1800
плотность нефти ρ_n , кг/м ³	744	глубина скважины, м	2450
высота столба буф. жидкости $h1$, м	700	высота столба тампонажного раствора норм. плотности $h2$, м	185
высота цем. стакана $h_{ст}$, м	10	дин. уровень скважины h_d , м	1633

2.5.1.2 Расчет наружных избыточных давлений

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

- При цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении;
- В конце эксплуатации за счет снижения уровня флюида для нефтяных.

На рисунке 3 изображена эпюра наружных избыточных давлений.

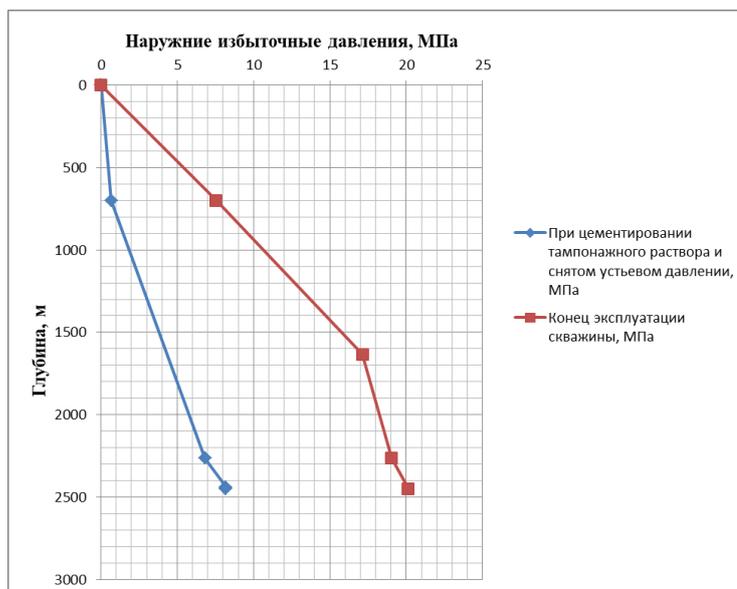


Рисунок 3 - Эпюра наружных избыточных давлений.

2.5.1.3 Расчет внутренних избыточных давлений

Расчеты внутренних избыточных давлений проводятся для двух случаев:

- При цементировании в конце продавки раствора, когда давление на цементирующей головке достигает максимального значения;
- При опрессовке колонны с целью проверки ее герметичности.

На рисунке 4 изображена эпюра наружных избыточных давлений.

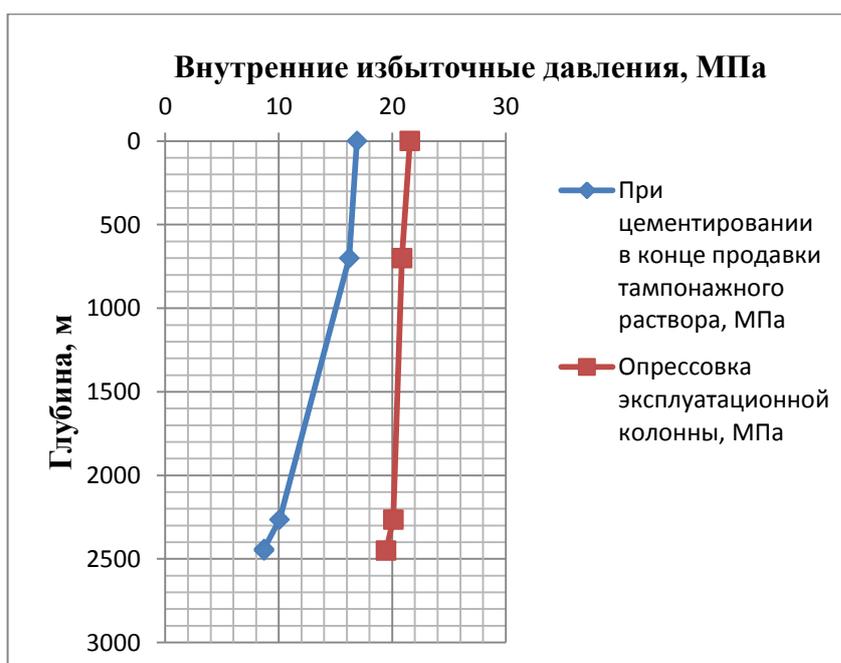


Рисунок 4 – Эпюра внутренних избыточных давлений

2.5.1.4 Конструирование обсадной колонны по длине

Согласно рекомендациям, для крепления интервалов без искривления с избыточным давлением менее 30 МПа принимаем для обсадных колонн – ОТТМ.

Результаты проектирования секций для обсадных труб представлены в таблице 17.

Таблица 17 – Характеристика обсадных колонн

№ секций	Тип резьбового соединения	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
					1 м трубы	секций	суммарный	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Направление								
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ОТТМ	Д	9,5	30	74,6	2238	2238	0 – 30
Кондуктор								
1	ОТТМ	Д	7,9	850	47,2	41,2	41,2	0 – 850
Эксплуатационная колонна								
1	ОТТМ	Д	8,1	135	33,9	45,76	932,4	2450 – 2315
2	ОТТМ	Д	9,2	2315	38,3	886,65		0 – 2315
Хвостовик								
1	ОТТМ	Д	5,6	330	0,192	63,36	63,36	2680 2350

2.5.2 Расчет процессов цементирования скважины

2.5.2.1 Выбор способа цементирования обсадных колонн

Проверим условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения в буровом растворе:

$$P_{Гс\ кп} + P_{Гд\ кп} \leq 0,95 \cdot P_{Гр}, \quad (8)$$

где $P_{Гс\ кп}$ – гидростатическое давление в кольцевом пространстве;

$P_{Гд\ кп}$ – гидродинамические потери давления в кольцевом пространстве;

$P_{Гр}$ – давление гидроразрыва пород на забое скважины;

Максимальное гидростатическое давление в кольцевом пространстве $P_{Гс\ кп}$ было определено при расчете избыточных давлений –

32,28 МПа.

Условие недопущения гидроразрыва:

$$P_{\text{ГС кп}} + P_{\text{ГД кп}} \leq 0,95 \cdot P_{\text{Гр}};$$
$$32,28 + 0,32 \leq 0,95 \cdot 40,96;$$
$$32,606 \leq 38,91.$$

Условие прочности выполняется, следовательно, возможно выполнение одноступенчатого прямого цементирования скважины.

2.5.2.2 Расчёт объёмов технологических жидкостей, цементирования и количества составных компонентов

Объем буферной жидкости для цементирования эксплуатационной колонны определяется по формуле:

$$V_{\text{б.ж.}} = S_{\text{кп.ос}} \cdot V_{\text{в.п.}} \cdot t = 7,65 \text{ м}^3, \quad (9)$$

где $t = 600$ с, – время контакта;

$V_{\text{в.п.}} = 0,6$ м/с – скорость восходящего потока;

$S_{\text{кп ос}} = 0,0212$ м² – площадь сечения кольцевого пространства в открытом стволе.

Расчет количества компонентов сухой тампонажной смеси и жидкости для её затворения производят с учётом водоцементного отношения и оптимальной плотности цементного раствора [2].

Результаты расчета количества составных компонентов технологических жидкостей сведены в таблицу 18.

Таблица 18 – Количество составных компонентов технологических жидкостей

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
1	2	3	4	5	6	7	8
Буферная 1	6,118	1150	-	МБП-МВ	428,270	-	-
Буферная 2	1,53	1150	-	МБП-СМ	22,943	-	-
Облегченный тампонажный раствор	32,70	1400	28,841	ПЦТ - III - Об (4) - 100	21849,598	НТФ	13,407

1	2	3	4	5	6	7	8
Тампонажный раствор нормальной плотности	3,93	1800	2,536	ПЦТ - I - 150	5122,628	НТФ	1,611
Продавочная жидкость	51,54	1030	51,540	-	-	-	-

2.5.3 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементирующего оборудования

С целью минимизации количества техники, используемой в процессе цементирования, для затворения буферной жидкости, тампонажной смеси допускается использовать ФСМ и свободные емкости блока приготовления бурового раствора, а требуемое количество технической воды для продавки и затворения приготовим на БДЕ. Таким образом, расчет количества цементосмесительных машин не требуется. На рисунке 5 представлена схема расположения оборудования при цементировании.

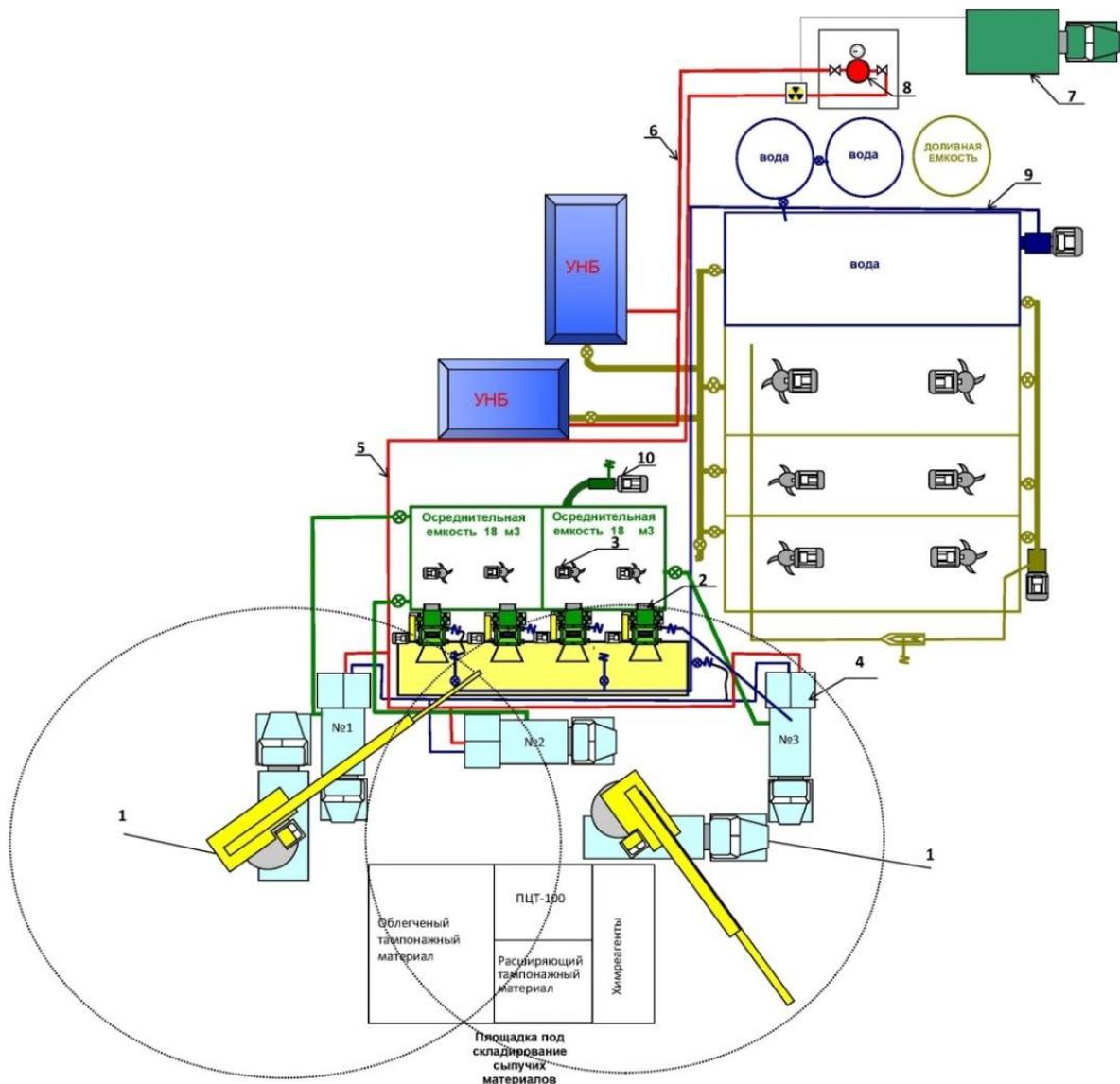


Рисунок 5 – Схема цементирования обсадных колонн с помощью ФСМ
 (Условные обозначения: 1. Автокран (2ед); 2. ФСМ-7 (4ед); 3. Перемешиватель (4ед); 4. Цементировочный агрегат ЦА (3ед); 5. Нагнетательная линия; 6. Манифольд; 7. Станция контроля цементирования СКЦ; 8. Устье скважины; 9. Линия подачи воды; 10. ШН-150)

2.5.4 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

К элементам технологической оснастки обсадных колонн относятся все устройства, включаемые в состав обсадной колонны или монтируемые на ее внутренней или наружной поверхности, являющиеся неотъемлемой частью сформированной крепи скважины, или выполняющие технологические функции для успешного спуска и

цементирования обсадной колонны. Выбранная технологическая оснастка обсадных колонн представлена в таблице 19.

Таблица 19 – Технологическая оснастка обсадных колонн

Название колонны, D _{усл.}	Наименование, шифр, типоразмер	Интервал установки, м		Количество элементов на интервале, шт.	Суммарное количество, шт.
		от (верх) по стволу	до (низ) по стволу		
Направление 323,9	БКП-ОТТМ-324	29,7	30	1	1
	ЦПЦ 324/394	30	30	3	3
	ПЦВ-324	29,7	-	1	1
Кондуктор 244,5	БКМ-245	849,7	850	1	1
	ЦКОД-245	839,7	840	1	1
	ЦПЦ 245/295	0	30	1	23
		30	850	22	
	ЦТ 245/295	30	840	20	20
	ПРП-245	839,3	839,7	1	1
Эксплуатационная 177,8	БКМ-178	2449,7	2450	1	1
	ЦКОД-178	2439,7	2440	1	1
	ЦПЦ 178/216	550	850	7	61
		850	2365	50	
		2365	2450	4	
	ЦТ 178/216	850	2120	63	63
		2360	2450	4	67
ПРП- 178	2439,3	2439,7	1	1	
Хвостовик 127,0	БКМ-127	2680	0	1	1
	ЦКОД-127	2669,7	2670	1	1
	ЦПЦ 127/156	2380	2450	2	25
		2450	2680	23	
	ПХЦ-127/178	2371,4	2375	1	1
	ПРП-127	2669,7	10	1	1

2.6 Выбор буровой установки

Буровая установка выбирается, прежде всего по условной глубине бурения, а затем, согласно действующим правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности, по её допустимой максимальной грузоподъёмности, позволяющей проводить спуско-подъёмные операции с наиболее тяжёлой бурильной и обсадной колоннами. Также необходимо руководствоваться геологическими, климатическими, энергетическими, дорожно-транспортными и другими условиями.

Установка УралМаш 3Д-76 предназначена для бурения разведочных скважин на нефть и газ, так же может использоваться для эксплуатационного кустового бурения путем модернизации станка. Максимальная нагрузка на крюк 2250 кН при оснастке 5×6. Условная глубина бурения до 4000 метров. Установка состоит из вышечно–лебедочного блока, насосного блока и дизельного блока.

3 АНАЛИЗ СОВРЕМЕННЫХ ПАКЕРНЫХ УСТРОЙСТВ

В нефтедобывающей отрасли при строительстве скважин и эксплуатации месторождений по технологическим причинам зачастую бывает необходимо разделить скважину на изолированные части друг от друга. Это возможно сделать при помощи специальных устройств, которые называются пакеры.

Пакерное оборудование необходимо не только для герметичного разобщения интервалов ствола обсадной колонны, но и для защиты от динамического воздействия рабочей среды при проведении технологических операций различного рода.

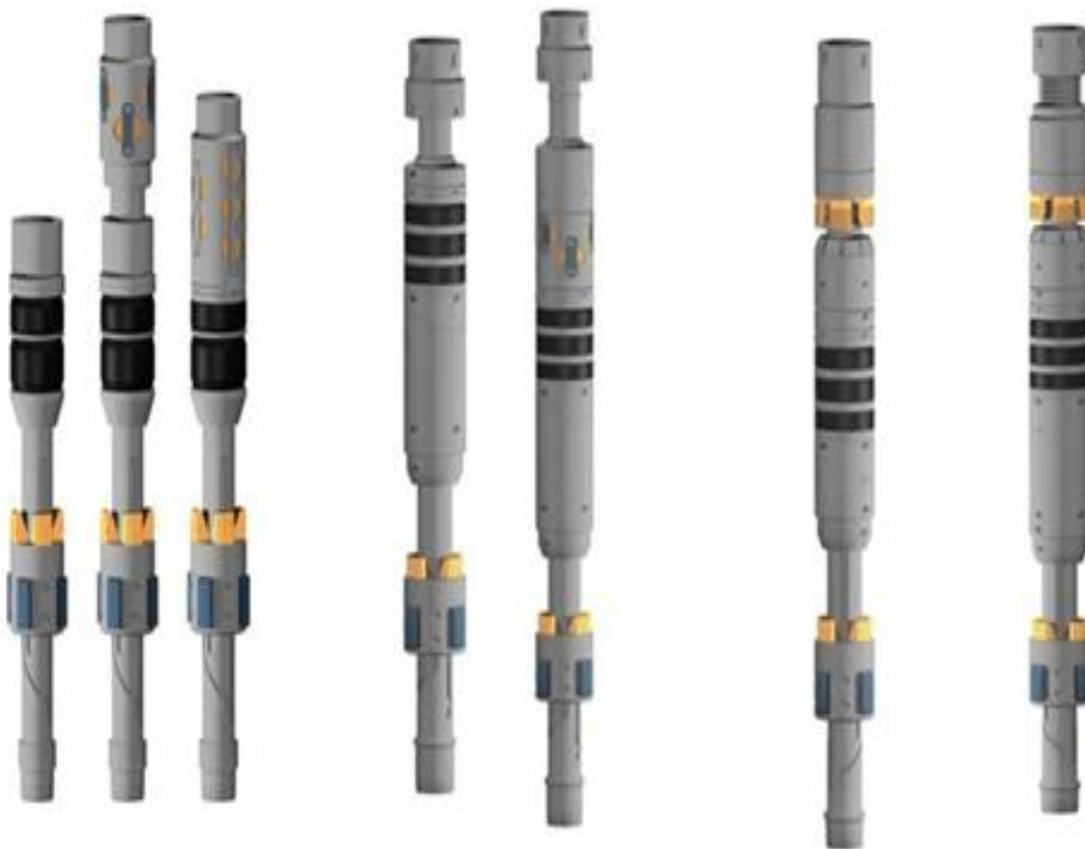


Рисунок 6 – Разновидности пакерного оборудования

Наиболее применяемы сегодня три разновидности конструкций пакеров для скважин, отличающиеся способом деформации их

уплотнительного элемента – механические пакеры, гидравлические и разбурываемые.

3.1 Механические пакеры для скважин

К данным пакерам относят такое оборудование, в котором уплотнительный элемент деформируется и изолирует отдельные части ствола скважины. Разновидностей этого типа пакеров для скважин много. Такие пакеры просты, надежны и безопасны, применять их можно не только в строго вертикальных, но и в наклонных, а также искривленных скважинах. На рисунке 7 изображены механические пакеры.



Рисунок 7 – Разновидность механического пакера

3.2 Гидравлические пакеры для скважин

Герметизация частей скважины пакерами этого вида осуществляется за счет деформации и прижатия их резинового уплотнительного элемента к стенам ствола скважины давлением рабочей жидкости, которая нагнетается с поверхности.



Рисунок 8 – Разновидность гидравлического пакера

Существуют пакеры для скважин, в которых изолирующий резиновый элемент деформируется и от воздействия на него давления подаваемой с поверхности жидкости, и от массы колонны бурильных труб. Такие пакеры называются гидравлико-механическими. Гидравлико-механическими являются и пакеры для скважин, у которых упорный узел выводится в рабочее положение воздействием подаваемой сверху жидкости, а сжимается их резиновый уплотнитель воздействием массы колонны бурильных труб.

3.3 Разбуриваемые пакеры для скважин

Пакеры (рисунок 9) этого типа применяются для герметичной изоляции двух частей ствола скважины. В скважине он остается вместе с затвердевшей тампонирующей цементной смесью, извлечь его невозможно и, при необходимости, пакер приходится разбуривать вместе с цементным тампоном (отсюда и название).

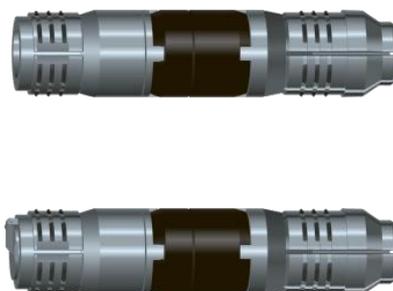


Рисунок 9 – Разновидность разбуриваемого пакера

Разбуриваемый пакер или мостовая пробка – это устройство, предназначенное для разобщения пластов. Использование подобных устройств по большей части связано с проведением работ по консервации скважин, их ремонтом и непосредственно в ходе эксплуатации.



Рисунок 10 – Пробка мостовая

Мостовые пробки включают ряд общих конструктивных элементов, характерных практически для любого устройства этого класса. В число таких элементов входит замковый узел (функцией которого является удержание остальных элементов при транспортировке и пакеровке), уплотнительный узел (который обеспечивает герметичное разобщение объемов) и якорный узел (который обеспечивает фиксацию устройства в скважине). Разбуриваемые мостовые пробки представляют собой пакеры из легкоразбуриваемых материалов. Помимо таких устройств существуют также извлекаемые мостовые пробки, которые подразумевают возможность создания временной или переходящей в постоянную изоляции. Установка и подъем извлекаемых мостовых пробок производится при помощи гибкой

трубы и комплекса гидравлического оборудования. При невозможности извлечения такая мостовая пробка тоже легко разбуривается.

Электромеханические мостовые пробки сегодня еще находятся на этапе опытно-промышленного испытания, но уже успели привлечь внимание многих специалистов. Их установка производится за счет применения геофизического оборудования и электроустановочной компоновки. В числе преимуществ таких устройств – высокая скорость проведения подготовительных работ, а также хорошие показатели разбуривания.

Возможностью использования в необсаженных стволах скважин отличается заливочная мостовая пробка для открытого ствола. Эта современная разработка позволяет проводить работы в подпакерной зоне с подачей тампонажного состава под давлением.

3.4. Новые технологии подземного оборудования для ремонта и освоения скважин

Для опрессовки устьевого оборудования, сравнительно недавно, разработан пакер П-Г-ЯГ для опрессовки устьевого оборудования (рисунок 11).



Рисунок 11 – Пакер для опрессовки устьевого оборудования П-Г-ЯГ

Его преимущества в том, что установка его производится гидравлически, без перемещения колонны насосно-компрессорные трубы. В связи с этим уменьшается срок проведения ремонтных работ.

Так же к новому оборудованию для опрессовки устьевого оборудования относится *извлекаемая пакер-пробка ИПРОК-ИРИР-1* (рисунок 12). Данной компоновка предназначена для отсекаания нижерасположенного интервала эксплуатационной колонны при замене устьевого оборудования.

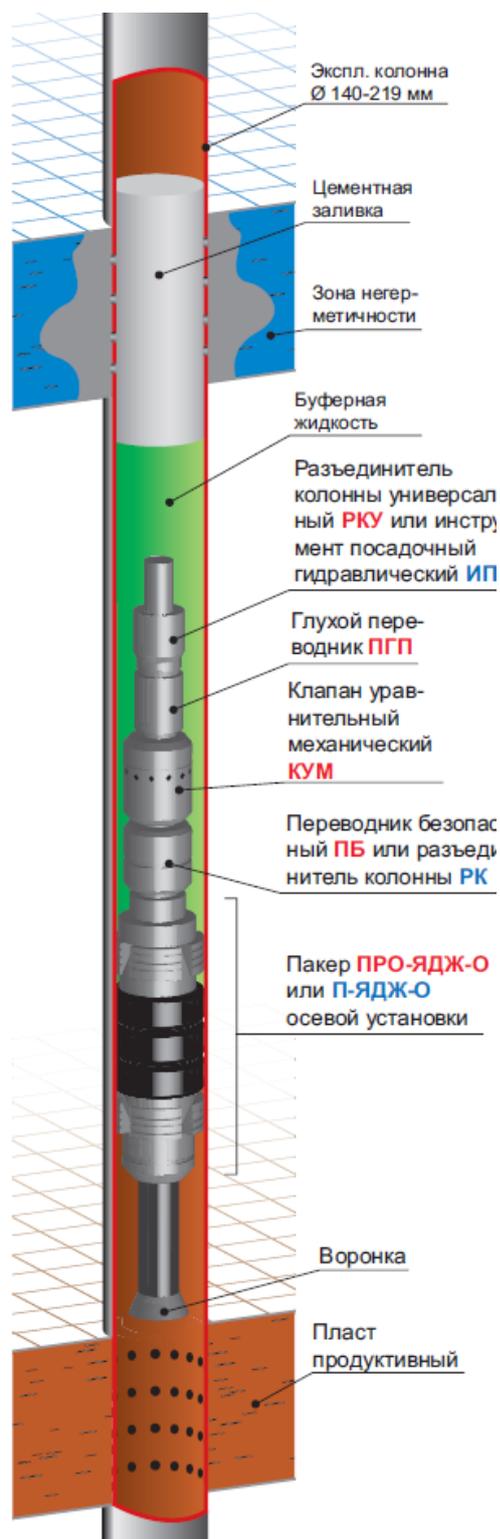


Рисунок 12 – Извлекаемая пакер-пробка 1ПРОК-ИРИР-1

Для возможности установки пакерного оборудования в горизонтальном и наклонно-направленном стволе скважины и многоразового применения разработана *Якорная компоновка ЯКПРО-СДУ* (рисунок 13)

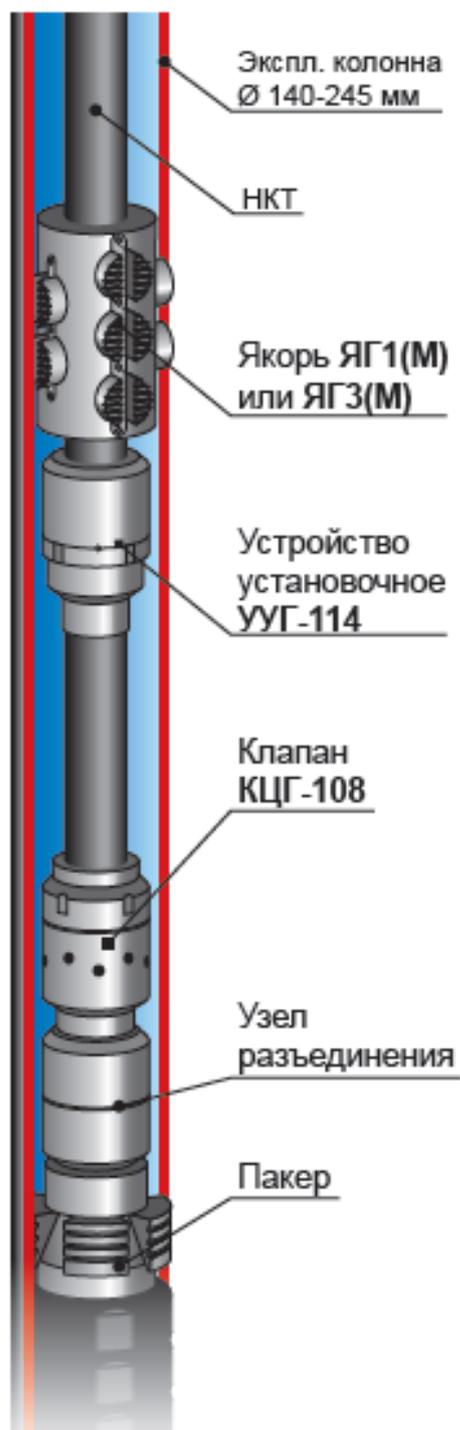


Рисунок 13 – Якорная компоновка ЯКПРО-СДУ

Для ликвидации нарушений целостности эксплуатационных колонн и заколонных перетоков так же разработано новое пакерное оборудование.

К такому оборудованию относится *пакер разбуиваемый*. Данный пакер состоит из пробки разбуиваемой заливочной и инструмента гидравлического установочного (рисунок 14), применяется для изоляции

заколонных перетоков, ликвидации нарушений целостности эксплуатационных колонн, отсечения интервалов перфорации, выдерживает осевую сжимающую нагрузку до 30 тонн и перепад давления до 35 Мпа. Пробка разбуриваемая заливочная герметична снизу и сверху после установки, за счет применения двух клапанов.

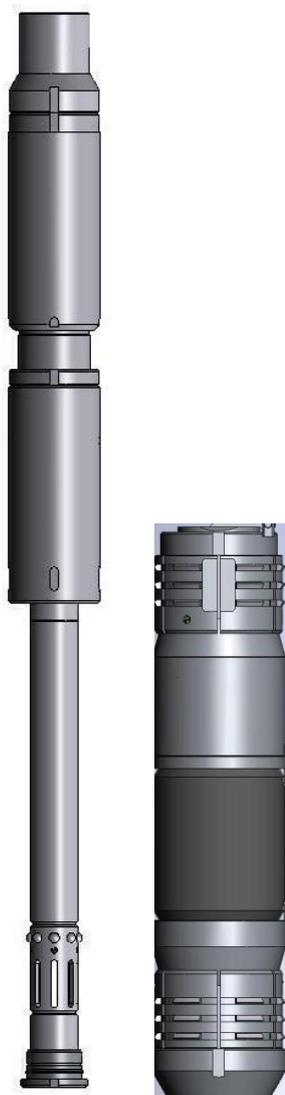


Рисунок 14 – Пакер разбуриваемый ПР

При обработки или изоляции интервалов перфорации или зумпфа используется пакерное оборудование. Для данных операций также разработано новое оборудование, ниже представлено несколько примеров.

Компоновка для уменьшения обводнённости 1ПРОК-УОА-1 и 1ПРОК-УО-1 (рисунок 15)

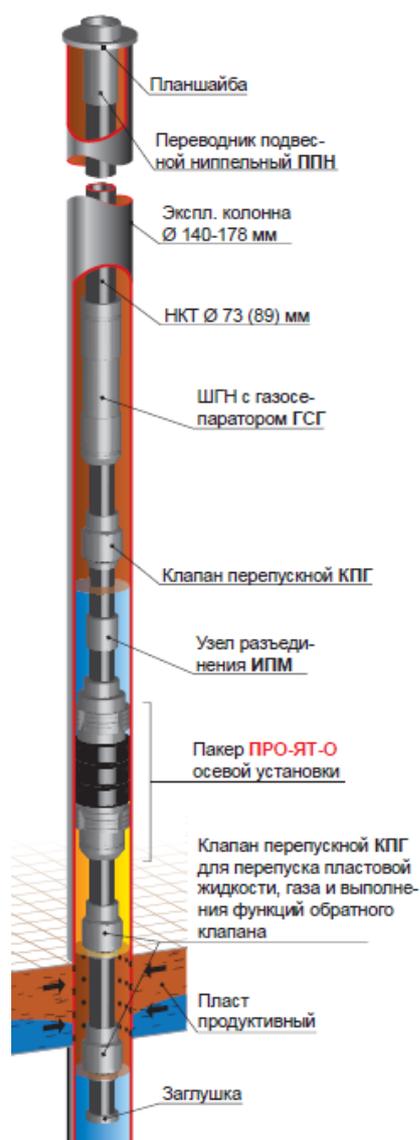


Рисунок 15 – Компоновка для уменьшения обводнённости
1ПРОК-УОА-1 и 1ПРОК-УО-1

Данная компоновка позволяет использовать технологию гидрофобизации призабойной зоны, исключить контакт с технологической жидкостью при глушении скважины. За счет применения пакера ПРО-ЯТ-О и натяжения колонны насосно-компрессорные трубы сверх собственного веса повысить коэффициент полезного действия насоса.

Двухпакерная компоновка для эксплуатации скважин с негерметичностью эксплуатационных колонн (на 35 Мпа) 2ПРОК-УОИВ-1 (рисунок 16)

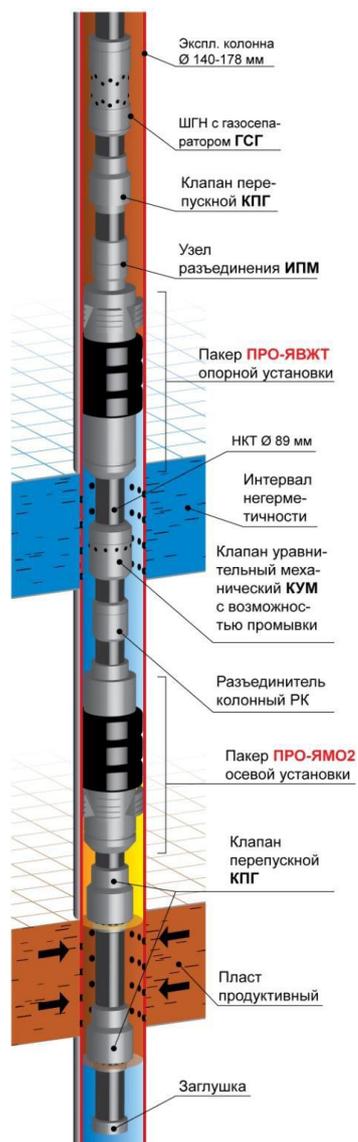


Рисунок 16 – Двухпакерная компоновка для эксплуатации скважин с негерметичностью эксплуатационных колонн

Данная пакерная компоновка обеспечивает надежную изоляцию места негерметичности, исключает проведение длительных и дорогостоящих ремонтно-изоляционных работ. Так же может эксплуатироваться с штанговым гидравлическим насосом и установкой электро-центробежного насоса автономно, в жесткой сцепке с насосом [14].

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

В настоящее время нефтяные компании применяют две формы организации строительства скважин:

- «под ключ»;
- на условиях отдельного сервиса.

При строительстве скважин «под ключ» проект фактически находится на попечении у одного подрядчика, который на условиях субподряда может привлекать сторонние организации для выполнения отдельных видов работ. Договор с генеральным подрядчиком обычно предусматривает сдачу готовой скважины за ранее оговоренную плату, размер которой определяется проектно-сметной документацией. Как правило, при таких отношениях компания заказчик делегирует всю полноту ответственности за выполнение проекта генеральному подрядчику, который вместе с ответственностью и рисками законный результат получает определенную самостоятельность введении работ при условии соблюдения нормативно-технических регламентов и проектной документации. При таком формате договорных отношений заказчик утрачивает контроль над процессом привлечения субподрядчиков, которые не всегда выбираются на конкурсной основе и согласуются с ним. По этой же причине заказчик теряет и финансовый контроль над работами, выполняемыми по субподряду, включая возможность внесения изменений в нормативную базу определения стоимости услуг, поскольку стоимость конечного продукта (скважины) уже предусмотрена договором.

Характерной тенденцией организации строительства скважин в последние годы является увеличение масштабов использования отдельного сервиса. В условиях отдельного сервиса компания заказчик путем проведения тендеров отбирает сервисные предприятия, которые предлагают интересные решения и необходимые технологии для их реализации, способны обеспечить наиболее высокое качество работ по приемлемой для

заказчика цене. При этом предметом тендеров является выполнение отдельных видов работ цикла строительства скважины (подготовительные работы к строительству скважины, вышкомонтажные работы, бурение, промыслово-геофизические исследования, цементирование и т.д.), а также поставка буровых растворов, долот, забойных двигателей и др. Привлечение для выполнения указанных работ сервисных компаний, обладающих передовыми технологиями, современным специализированным оборудованием, высококвалифицированным персоналом, позволяет существенно повысить качество строительства скважин (обеспечение герметичности колонн, достижение проектного дебитаскважин и т.д.). При такой форме организации строительства скважины ее стоимость определяется суммированием размера оплаты услуг привлеченных сервисных организаций.

Для строительства разведочной скважины больше подходит организация строительства скважины «под ключ», так как на площадку производства работ заезжает одна организация и осуществляет мобилизацию своего оборудования. В случае раздельного сервиса в данной ситуации, на площадку производства работ необходимо будет заехать многим сервисным организациям – увеличатся транспортные расходы.

Важнейшим условием повышения эффективности нефтегазодобывающего производства является снижение стоимости строительства скважин, которое, в свою очередь, служит источником снижения себестоимости добычи нефти и газа, т.к. почти одну треть затрат на добычу составляет амортизация скважин. Строительство скважин на нефть и газ осуществляется на основе утвержденной в установленном порядке проектно-сметной документации. Для определения сметной стоимости строительства скважины в составе рабочего проекта составляется сводный сметный расчет, а в составе рабочей документации разрабатывается более 30 сметных расчетов. Сметная стоимость скважины ($C_{см}$) включает:

$$C_{см} = C + П = З_{П} + Н_{Р} + П + Д + А + ПИР \quad (10)$$

где С – сметная себестоимость строительства скважины, руб.; Зп – прямые затраты, руб.; Нр – накладные расходы, определяемые в процентах от суммы прямых затрат; П – плановые накопления, определяемые в процентах от суммы прямых затрат и накладных расходов, руб.; Д – прочие работы и затраты (вознаграждение за выслугу лет, полевое довольствие, надбавки за работу на Крайнем Севере, лабораторные работы, топографо-геодезические работы и др.), руб.; А – авторский надзор; ПИР – проектные и изыскательские работы.

В сводном сметном расчете стоимости строительства скважины, составляемом по форме, средства распределяются по следующим главам:

1. Подготовительные работы к строительству скважины.
2. Строительство и разборка (передвижка) вышки, привышечных сооружений, монтаж и демонтаж бурового оборудования; монтаж и демонтаж установки для испытания скважины.
3. Бурение и крепление скважины.
4. Испытание скважины на продуктивность.
5. Промыслово-геофизические работы.
6. Дополнительные затраты при строительстве скважины в зимнее время.
7. Накладные расходы.
8. Плановые накопления.
9. Прочие работы и затраты.
10. Авторский надзор.
12. Резерв на непредвиденные работы и затраты.

Сумма затрат по перечисленным главам определяет сметную стоимость строительства скважины и является основой для заключения договоров между нефтегазодобывающими и буровыми (сервисными) предприятиями. По сути, сметная стоимость строительства скважины представляет собой ее цену [21].

4.1 Затраты на строительство скважины

Фактическая себестоимость строительства скважин определяет сумму всех затрат по буровому предприятию, которые были произведены для выполнения установленного объема работ по строительству скважин.

Раздел I. Подготовительные работы к строительству скважин.

Этот раздел калькуляции объединяет затраты на лесорубные работы, планировку площадок под бурение, устройство подъездных путей, прокладку и разборку трубопроводов, сооружение силовых, световых и телефонных линий, бурение водяных скважин и др.

Раздел II. Строительство и разборка наземных сооружений, монтаж и демонтаж оборудования. Этот раздел включает затраты по строительству (передвижке) буровых вышек, привышечных сооружений и зданий котельных, монтажу и демонтажу бурового оборудования и котельных установок.

Раздел III. Бурение скважины. В данном разделе концентрируются затраты по проходке и креплению скважины, которые группируются в следующие статьи калькуляции:

1. Материалы. Данная статья включает затраты на материалы, используемые при проходке и креплении скважины. К ним относятся: трубы обсадные, цемент тампонажный, глина, реагенты для химической обработки промывочной жидкости, утяжелитель, вода техническая и др. Затраты на материалы включают их цену, транспортно-заготовительные расходы и наценки снабженческих организаций.

2. Основная заработная плата. По этой статье учитывается основная заработная плата рабочих буровых бригад и рабочих по приготовлению промывочной жидкости за время проходки и крепления скважин.

3. Расходы по эксплуатации бурового оборудования и инструмента. Эта статья объединяет затраты, связанные с содержанием и эксплуатацией бурового оборудования и инструмента, бурильных труб, турбобуров (электробуров) и долот.

4. Транспортные расходы. Данная статья отражает расходы по перевозке грузов со складов или баз на буровые, по перевозке вахт, а также по содержанию обслуживающего транспорта, используемого для доставки разных мелких материалов, применяемых при обслуживании буровых.

5. Энергетические затраты. По данной статье учитывается потребление различных видов энергии (электроэнергии, энергии двигателей внутреннего сгорания, пара), используемых при проходке и креплении скважины.

6. Прочие услуги. В этой статье отражаются расходы на тампонажные работы, эксплуатацию теплофикационной котельной, текущие ремонты, производимые сторонними организациями, и другие расходы.

Раздел IV. Испытание скважин на продуктивность. В этом разделе калькуляции концентрируются все расходы по испытанию скважин на продуктивность.

Раздел V. Промыслово-геофизические работы. В этом разделе учитываются расходы по промыслово-геофизическим исследованиям в скважинах.

Раздел VI. Накладные расходы. В данном разделе отражаются расходы по управлению, организации и обслуживанию буровых работ. Накладные расходы связаны с деятельностью бурового предприятия в целом и включают административно-хозяйственные расходы (заработная плата административно-управленческого персонала, страховые взносы, расходы на командировки и перемещения, на легковой транспорт, почтово-телеграфные, конторские и канцелярские расходы, амортизация зданий и инвентаря, отчисления на содержание вышестоящей организации), расходы по обслуживанию рабочих (дополнительная заработная плата рабочих, страховые взносы с заработной платы рабочих, расходы по оплате труда и технике безопасности, по изобретательству и рационализации и др.) и прочие расходы (штрафы за простой транспортных средств, возмещение расходов за увечье, полученное на производстве и др.).

В бурении принято деление затрат на две группы:

- 1) зависящие от времени бурения;
- 2) зависящие от объема работ.

Затраты, зависящие от времени, изменяются пропорционально продолжительности бурения скважины. К ним относятся: оплата труда буровой бригады; материалы и запасные части, используемые в процессе эксплуатации бурового оборудования; содержание бурового оборудования и инструмента; амортизация бурового оборудования, спецтранспорт и др. Затраты этой группы составляют 50-70% всех расходов на бурение. Причем с ростом глубины скважины удельный вес затрат, зависящих от времени, увеличивается.

Затраты, зависящие от объема работ – это те, размер которых определяется глубиной и конструкцией скважины. К этой группе относятся затраты на долота, обсадные трубы, цемент и др. Воздействие увеличением скорости бурения или уменьшением диаметра скважины на соответствующую группу затрат позволяет снижать себестоимость буровых работ [21].

4.2 Расчет нормативного времени на бурение скважины

Согласно «Единые нормы времени на бурение скважин на нефть и газ, и другие полезные ископаемые» нормы время на механическое бурение одного метра составляют:

- для интервала под направление (0 – 30 м) – 0,02 ч;
- для интервала под кондуктор (30 – 850м) – 0,03 ч;
- для интервала отбора керна (2367 – 2370м) – 0,4ч;
- для интервала под эксплуатационную колонну (850 – 2450м) – 0,09 ч;
- для интервала хвостовика (2350 – 2680 м) – 0,1 ч.

4.3 Линейный календарный график выполнения работ

Рассмотрим пример формирования линейного графика выполнения буровых работ. Вахта работает 15 дней по 11:20 часов в сутки через 12 часов отдыха. Затем 15 дней выходных. Доставка вахт на месторождение

осуществляется авиа– и автотранспортом. Буровая бригада состоит из 4 вахт и следующего количества обслуживающего персонала:

- Буровой мастер – 1 чел.;
- Помощник бурового мастера – 1 чел.;
- Бурильщик 6 разряда – 4 чел.;
- Бурильщик 5 разряда – 4 чел.;
- Помощник бурильщика 5 разряда – 4 чел.;
- Помощник бурильщика 4 разряда – 4 чел.;
- Слесарь 5 разряда – 2 чел.

Из нормативной карты продолжительности строительства скважины видно, что общая проектная продолжительность строительства и крепления скважины составляет 30 суток, из которых продолжительность буровых работ составляет только 42% всего времени строительства скважины.

При составлении линейно-календарного графика выполнения работ учитывается то, что буровая бригада должна работать непрерывно, без простоев и пробурить все запланированные скважины за запланированное время. Остальные бригады (вышкомонтажные и освоения) не должны по возможности простаивать.

Количество монтажных бригад определяется из условия своевременного обеспечения буровых бригад устройством и оборудованием новых площадок производства работ.

Таблица 20 – Линейно-календарный график работ

Линейно-календарный график работ													
Бригады, участвующие в строительстве скважины	Затраты времени на одну скважину, месяц	Месяцы											
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Вышкомонтажные работы													
Буровые работы													
Освоение													

Из данной таблицы линейно – календарного графика работ по сооружению скважины видно, что временные затраты на вышкомонтажные работы составят 60 дней, непосредственно строительство скважины 30 дней и освоение и вызов притока – 30 дней [20].

4.4 Расчет сметной стоимости сооружения скважины

На основе вышеизложенных данных производим расчет сметной стоимости сооружения скважины, включающей в себя геологоразведочные расходы, стоимость сопутствующих затрат и работ, накладные расходы:

Таблица 21 – Сметная стоимость скважины

№	Наименование работ и затрат	Объем		Сумма основ- ных расход	Итого стоимость на объем, руб.
		Ед. изм.	Количество		
1	ОСНОВНЫЕ РАСХОДЫ				
	А. Собственно геологоразведочные				
	- проектно-сметные работы				3 548 800,0
	- буровые работы	м	4272		211 298 900,0
	Итого полевых работ: Σ_1				214 847 700,0
	- организация полевых работ	%	1,2	от Σ_1	2 578 172,40
	- ликвидация полевых работ	%	1,5	от Σ_1	3 222 715,50
	Итого основных расходов: Σ_2				5 800 887,90
	Б. Сопутствующие работы и затраты				
	- транспортировка грузов и персонала	%	20	от Σ_2	1 160 177,58
	- строительство временных зданий и сооружений	%	13	от Σ_2	754 115,43
	Итого себестоимость проекта: Σ_3				222 562 880,90
2	НАКЛАДНЫЕ РАСХОДЫ	%	14	от Σ_2	812 124,30
3	ПЛАНОВЫЕ НАКОПЛЕНИЯ	%	15	от Σ_2	870 133,18
4	КОМПЕНСИРУЕМЫЕ ЗАТРАТЫ				
	- производственные командировки	%	0,8	от Σ_1	171 581,60
	- полевое довольствие	%	3	от Σ_1	174 026,64
	- доплаты	%	8	от Σ_1	464 071,00
	- охрана природы	%	5	от Σ_1	290 044,40
5	РЕЗЕРВ	%	10	от Σ_3	22 256 288,09
ИТОГО сметная стоимость					247 601 150,10
Договорная цена с учетом НДС (+20 %)					297 121 380,10

Итого, сметная стоимость скважины, включающая в себя геологоразведочные расходы, стоимость сопутствующих затрат и работ, накладные расходы, составляет 247 601 150,10руб., а договорная цена с учетом НДС составляет 297 121 380,10 руб.

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

На сегодняшний день каждое производство нацелено на увеличение объёмов изготовленных товаров/оказанных услуг при минимальных затратах. Это предполагает увеличение объемов 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.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

При строительстве скважины не нефть и газ в условиях крайнего севере обычно предусмотрен вахтовый метод работы. Рабочая смена составляет не более 11 часов с перерывами на прием пищи. Каждый год прохождение медицинского осмотра за счет предприятия.

Согласно Трудовому кодексу РФ, N 197 -ФЗ работник имеет право на:

- рабочее место, соответствующее требованиям охраны труда;
- обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний в соответствии с федеральным законом;
- получение достоверной информации от работодателя, соответствующих государственных органов и общественных организаций об условиях и охране труда на рабочем месте, о существующем риске повреждения здоровья, а также о мерах по защите от воздействия вредных и (или) опасных производственных факторов;
- отказ от выполнения работ в случае возникновения опасности для его жизни и здоровья вследствие нарушения требований охраны труда, за исключением случаев, предусмотренных федеральными законами, до устранения такой опасности;

- обеспечение средствами индивидуальной и коллективной защиты в соответствии с требованиями охраны труда за счет средств работодателя;

- обучение безопасным методам и приемам труда за счет средств работодателя;

- гарантии и компенсации, установленные в соответствии с настоящим Кодексом, коллективным договором, соглашением, локальным нормативным актом, трудовым договором, если он занят на работах с вредными и (или) опасными условиями труда.

- повышенные или дополнительные гарантии и компенсации за работу на работах с вредными и (или) опасными условиями труда могут устанавливаться коллективным договором, локальным нормативным актом с учетом финансово-экономического положения работодателя [16].

5.2 Производственная безопасность

На предприятиях, оказывающих услуги по строительству скважин на нефть и газ могут возникать вредные и опасные факторы. Данные факторы указаны в таблице 22.

Таблица 22 – Возможные опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Подго- товка к бурению	Буре- ние сква- жин	Эксп- луата- ция	
1.Отклонение показателей микроклимата	+	+	+	Уровни вибраций в соответствии с гигиеническими нормами, установленными ГОСТ 12.1.012.-90
2. Превышение уровня шума и вибрации	+	+		
3.Отсутствие или недостаток естественного света	+	+	+	
4.Недостаточная освещенность рабочей зоны	+	+		Уровень шума на рабочих местах по ГОСТ 12.1.003-83 Требования к освещению устанавливаются СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение.
5.Повышенное значение напряжения в электрической цепи	+	+	+	

5.3 Анализ опасных и вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных и вредных факторов на работающего

Резкие изменения температуры окружающей среды, да и просто работа в условиях пониженных температур несет пагубное влияние на человека. Двигательная активность работника обеспечивается всеми жизненными процессами в теле человека.

Работники, которые трудятся на открытом воздухе при низких температурах, рискуют получить травмы: переохлаждение организма (гипотермия); обморожение (руки, пальцы, нос).

Для профилактики обморожений работники должны быть обеспечены специализированной одеждой для низких температур.

Работники, которые трудятся на открытом воздухе при высоких температурах, рискуют получить травмы: перегревание организма (гипертермия); солнечный удар.

Для защиты от гнуса и клещей работникам выдается набор репеллентов, в состав которого входят аэрозоль и крем для защиты от гнуса и мошки, аэрозоль для защиты от клещей, средство после укусов (бальзам). Летняя спецодежда включает в себя противознцефалитные костюмы.

В непосредственной близости от места строительства скважины находится насосный агрегат, который создает уровень звука, не превышающий допустимый (max 80 ДБА) согласно ГОСТ 12.1.003-83 (1999). При осуществлении строительства скважины создаются определенные вибрации, в зависимости от скорости подачи жидкости для бурения. Согласно ГОСТ 12.1.012-90 технологическая норма уровня виброскорости составляет 92 дБ, при частоте в 63 Гц. Уровень вибрации при работе в непосредственной близости от места проведения составляет менее 101 дБ, что превышает норму.

Для того, чтобы снизить вредное воздействие шумов и вибраций на буровой необходимо производить своевременный профилактический осмотр и ремонт, подтягивание ослабевших соединений, своевременно смазывать

вращающиеся детали. Если подавить шум в источнике возникновения невозможно, то следует применять звукопоглощающие и звукоизолирующие экраны ПП-80, ПА/О, ПА/С.

Основные методы борьбы с вибрацией: виброизоляция (резинометаллические упоры, поронитовые прокладки, обрезиненные втулки); соблюдение режима труда и отдыха; виброгашение (применение муфт из эластичных материалов, установка на виброгасящее основание).

Для организации внутреннего производственного освещения применяются промышленные светильники подвесного, накладного и встраиваемого типа с источниками света, обеспечивающими оптимальную освещенности и цветопередачу освещаемых помещений: люминесцентные и металлогалогенные лампы, светодиоды. На ряде участков к светильникам предъявляются требования пыле- и влагозащиты, а также взрывозащиты. Для освещения больших открытых территорий и объектов месторождений применяются мачты освещения и высокомастовые опоры, высотой 16-40м. Организация освещения любого нефте- и газодобывающего объекта как объекта с повышенной пожаро- и взрывоопасностью, обязательно подразумевает молниезащиту. Молниеотвод должен быть выше всех остальных объектов на территории для притягивания электрического разряда.

В бурении используются электроустановки низкого и высокого напряжения. Лица, работающие на электроустановках, проходят соответствующее обучение, им присваивается классификационная группа I - V по технике безопасности. Бурильщики и помощники должны иметь группу не ниже II. Согласно "Правилам техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей", лица II группы должны иметь элементарное техническое знакомство с электроустановками, отчетливо представлять опасность электрического тока и приближение к токоведущим частям, знать основные меры предосторожности при работах в электроустановках, а также иметь практическое знакомство с правилами

оказания первой помощи. Основными мерами защиты при эксплуатации электроустановок являются: надежная изоляция пускорегулирующих аппаратов, контактов магнитных пускателей, автоматов, цепей автоматического электропривода, заземление.

Работникам обязательно выдаются средств индивидуальной защиты (СИЗ) (основание п.7 Приложение к приказу Министерства здравоохранения и социального развития Российской Федерации от «9» декабря 2009 г. № 970н. Типовые нормы бесплатной выдачи специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты работникам нефтяной промышленности, занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением).

Перечень СИЗ, положенных работнику согласно действующим требованиям: костюм хлопчатобумажный для защиты от общих производственных загрязнений и механических воздействий с маслостойкой пропиткой; ботинки кожаные с жестким подноском; перчатки с полимерным покрытием; каска защитная; подшлемник под каску; очки защитные; наушники противозвучные (с креплением на каску) или; вкладыши противозвучные.

5.4 Экологическая безопасность

Экологическая безопасность — состояние защищенности природной среды и жизненно важных интересов человека от возможного негативного воздействия хозяйственной и иной деятельности, чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера, их последствий (ФЗ «Об охране окружающей среды»).

В соответствии с СанПиН 2.2.1./2.1.1.1200-03, санитарно-защитная зона для площадок по строительству скважин на нефть и газ составляет 300м. от границ площадки.

Для водозаборной скважины также необходимо учитывать СЗЗ первый пояс от 5м до 30м.

Строительство типовых разведочных скважин состоит из следующих этапов: подготовка площадки, строительные-монтажные работы, бурение и крепление, освоение, рекультивация.

5.4.1 Защита Атмосферы

При сжигании жидкого топлива (дизтопливо) в котельной в атмосферу выбрасываются *диоксид азота, оксид азота, сажа, сернистый ангидрид, оксид углерода, бенз(а)пирен, мазутная зола.*

При сгорании дизтоплива в дизельных установках и агрегатах выделяются в атмосферу *диоксид азота, оксид азота, сажа, сернистый ангидрид, оксид углерода, бенз(а)пирен, формальдегид и керосин.*

Для обеспечения агрегатов топливом на площадке буровой предусматривается склад ГСМ, при сливо-наливных операциях и при хранении топлива от емкостей дизтоплива через запорно-регулирующую арматуру выделяются в атмосферу *сероводород, углеводороды предельные C₁₂-C₁₉. От емкости нефти, добываемой при испытании скважины - углеводороды предельные C₁-C₅, углеводороды предельные C₆-C₁₀, бензол, ксилол, толуол.*

При въезде и выезде спецтехники с площадки работ и работы спецтехники на площадке производства работ в атмосферный воздух поступают *диоксид азота, оксид азота, сажа, ангидрид сернистый, окись углерода, бензин, керосин.*

Выкидная линия ПВО. При сжигании газа в атмосферный воздух выбрасываются *азота диоксид, оксид азота, оксид углерода, метан и бенз(а)пирен.*

Участок сварки, газорезки и окраски. В атмосферу поступают загрязняющие вещества *железа оксид, марганец и его соединения, диоксид азота, углерода оксид, фтористый водород, фториды неорганические плохо растворимые, пыль неорганическая, содержание SiO₂ 20-70% .*

Узел приготовления цементного. При пересыпке цемента в атмосферу поступает *пыль неорганическая 70-20 % диоксида кремния.*

При строительстве скважин на нефть и газ осуществляются следующие мероприятия для снижения отрицательного воздействия на атмосферный воздух:

- до начала строительства скважины проверить и привести в исправное состояние все емкости, где будут храниться нефтепродукты;
- доставка и хранение химреагентов осуществляется в герметичных емкостях и прочие.

5.4.2 Защита гидросферы

Воздействие на поверхностные и подземные воды при строительстве скважин на нефть и газ состоит в следующем:

- возможное загрязнение поверхностных и подземных вод нефтепродуктами, шламом;
- в истощении ресурсов подземных вод за счет межпластовых перетоков;
- в потреблении водных ресурсов для производственных нужд.

Основным потенциальным источником загрязнения водной среды являются: склады ГСМ, химреагентов, шламовый амбар и др.

Комплекс организационно-профилактических и технологических мероприятий по охране подземных и поверхностных вод включает:

- замкнутую систему водоотвода технических и производственно-ливневых стоков;
- герметичность циркуляционной системы буровой установки;
- повторное использование очищенных буровых сточных вод на технологические нужды;
- повторное использование избыточного бурового раствора для других скважин.

Кроме того, уменьшение отрицательного воздействия на поверхностные и подземные воды обеспечивается выбором местоположения скважины, а также инженерной изоляцией буровой площадки в целом и отдельных ее компонентов.

5.4.3 Защита литосферы

При проведении буровых работ на одной площадке производства работ могут образовываться следующие виды отходов: Шламы буровые при бурении, связанном с добычей сырой нефти, малоопасные; Отходы из жилищ несортированные (исключая крупногабаритные); Песок, загрязненный нефтью или нефтепродуктами (содержание нефти или нефтепродуктов менее 15%); Обтирочный материал, загрязненный нефтью или нефтепродуктами (содержание нефти или нефтепродуктов менее 15%); Отходы упаковки бумажной с влагопрочными полиэтиленовыми слоями незагрязненные; Отходы полипропиленовой тары незагрязненной; Лом и отходы, содержащие незагрязненные черные металлы в виде изделий, кусков, несортированные; Непищевые отходы (мусор) кухонь и организаций общественного питания практически неопасные; Остатки и огарки стальных сварочных электродов.

Все места временного накопления отходов должны находиться в исправном состоянии и подвергаться ежедневному контролю по объёму накопления. По мере накопления контейнеров, производится их утилизация, обезвреживание, захоронение специализированным предприятием по договору.

Местоположение шламонакопителей определено в соответствии со схемой рабочей площадки. В целях предупреждения утечек отходов в окружающую среду предусмотрена гидроизоляция дна и бортов накопителя, а также обваловка его по периметру. Обваловка отсыпается из грунта до уровня верха обваловки рабочей площадки.

Шламовый амбар предназначен для размещения бурового шлама, сбора буровых сточных вод, образующихся при бурении скважины. По окончании строительства дальнейшая деятельность по обращению с отходами бурения определяется условиями рабочего проекта, в соответствии с которыми возможно как транспортирование, утилизация, обезвреживание бурового шлама с привлечением сторонних специализированных организаций на основе заключенных договоров, так и его захоронение.

При бурении скважин (с использованием шламонакопителей для сбора отходов бурения) снижение отрицательного техногенного воздействия на окружающую среду обеспечивается:

- организованным сбором всех видов отходов бурения и их локализацией в строго отведенном месте;
- очисткой ОБР и БСВ, удалением твердой фазы раствора на центрифуге;
- использованием малоопасных химических реагентов для обработки бурового раствора, что обеспечивает 4 класс опасности бурового шлама;
- использованием очищенных буровых сточных вод и отработанного бурового раствора в системе оборотного водоснабжения и закачкой очищенных жидких отходов (водная фаза бурового раствора, буровые сточные воды) в нефтесборный коллектор или в коллектор системы поддержания пластового давления.

Организация рациональной системы сбора, накопления, регулярного вывоза накопленных отходов и уборки территорий, существенно снизить их воздействие на окружающую природную среду и на здоровье человека [18].

5.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайные ситуации бывают техногенного характера: пожар, взрыв, разлив сильно действующего, ядовитого вещества, отключение электроэнергии и природного характера: метель, сильные морозы, пожары и пр.

Основное число аварий происходит вследствие нарушения исполнителями работ технологии бурения и эксплуатации оборудования и инструментов, применяемых в бурении. Большое количество аварий вызвано некачественным изготовлением инструмента, механизмов и оборудования и нарушения техники безопасности при производстве работ. Значительно меньший процент составляют аварии, вызванные непредвиденными обстоятельствами.

Такими являются: вскрытие продуктивных горизонтов с содержанием сероводорода, вскрытие сильнотрещиноватых пластов текучих пород, нефтегазопроявления и т. д.

Открытые фонтаны. Этот вид аварий, хоть и редкий, но встречается повсеместно, причем особенно часто при проводке скважин на новых месторождениях нефти и газа. Основные причины, по которым возникают открытые фонтаны: не соответствующая геологическим условиям конструкция скважин, выбранная без учета глубины залегания и пластового давления вскрываемых горизонтов; некачественное цементирование обсадных колонн, на которых устанавливается противовыбросовое устройство, что приводит к прорывам газа при выбросах после закрытия превентора; отсутствие противовыбросового оборудования на устье скважин при вскрытии газовых, газоконденсатных или напорных нефтяных и водоносных горизонтов, а также несоответствие его параметров условиям бурения скважин; неудовлетворительные схемы оборудования устья скважин, не обеспечивающие своевременную и надежную их герметизацию при газопроявлениях; неправильная эксплуатация противовыбросового оборудования; неправильный выбор для вскрытия напорных горизонтов и для бурения скважин после их вскрытия плотности промывочной жидкости, а также использование жидкостей низкого качества.

Основными мероприятиями по предотвращению и ликвидации аварий являются: проверка состояния противовыбросового оборудования, наличие средств и материалов по борьбе с нефтегазопроявлениями, обучение буровой бригады. Вскрытие продуктивного пласта запрещается при отсутствии в КНБК клапана - отсекающего, а под ведущей трубой шарового клапана. Скважина должна непрерывно доливать при подъеме инструмента с регистрацией объема бурового раствора долитого в скважину. Важным профилактическим мероприятием для предупреждения открытого фонтанирования является практическая подготовка буровой бригады. На буровой необходимо постоянно иметь запас бурового раствора [19].

Заключение

В данном курсовом проекте в геологической части рассмотрены геологические условия района строительства скважины, газонефтеносность, возможные осложнения, которые могут возникнуть при бурении.

В технической части проекта произведен расчет конструкции скважины, выбор и обоснование способа бурения, типоразмеров долот по интервалам бурения, режимы бурения для каждого интервала. Так же произведен гидравлический расчет промывки скважины, расчет бурильной и обсадной колон, цементирования скважины.

В проекте рассмотрены необходимые меры безопасности жизнедеятельности, мероприятия по охране окружающей среды и предупреждению аварий и осложнений.

В части финансовый менеджмент проекта рассчитана сметная стоимость сооружения скважины.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ И ИСТОЧНИКОВ

1. А.В. Епихин, А.В. Ковалев. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»). ТПУ. Томск, 2016.–152с.;
2. М.А. Самохвалов, А.В. Ковалев, А.В. Епихин. Заканчивание скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»). ТПУ. Томск, 2016. – 92с.;
3. Булатов А. И., Проселков Ю. М., Шаманов С. А. Техника и технология бурения нефтяных и газовых скважин: учеб. для ВУЗов. – М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 2003. – 1007с.;
4. <http://www.sibburmash.ru>;
5. Абубакиров В.Ф., Буримов Ю.Г., Гноевых А.Н., Межлумов А.О., Близиюков В.Ю. Буровое оборудование: Справочник: в 2-х т. Т. 2. Буровой инструмент. – М.: ОАО Издательства «Недра», 2003. – 494 с.;
6. Теория и практика заканчивания скважин. В 5 т. / А.И. Булатов, П.П. Макаренко, В.Ф. Будников, Ю.М. Басарыгин; Под ред. А.И. Булатова. – М.: ОАО «Издательство «Недра», 1998.;
7. Булатов А.И., Макаренко П.П., Проселков Ю.М. Буровые промывочные и тампонажные растворы: Учебное пособие для вузов. – М.: ОАО «Издательство «Недра», 1999. – 424с.;
8. Борисов К.И., Рязанов В.И. Методические основы расчёта колонны бурильных труб: Учебное пособие. – Томск: Изд. ТПУ, 2005-75 с.;
9. Инструкция по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин. М.: ВНИИБТ, 1997. – 194с.;
10. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Заканчивание скважин. Учеб. пособие для вузов. – М.: ООО «Недра – Бизнесцентр», 2000. – 670с.;

11. Чубик П.С. Практикум по тампонажным материалам. - Томск: Изд. ТПУ, 1999. – 82с.;
12. Методические указания по определению объемов отработанных бурильных растворов и шламов при строительстве скважин: РД 39-3-819-91 от 05.05.2017 г.;
13. Методика контроля параметров буровых растворов: РД 39-00147001-773-2004 от 05.05.2017 г.;
14. <https://npf-paker.ru>;
15. <http://neftandgaz.ru>;
16. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ;
17. Налоговый кодекс РФ;
18. Белов, Сергей Викторович. Безопасность жизнедеятельности и защита окружающей среды (техносферная безопасность) : учебник для академического бакалавриата / С. В. Белов. - 5-е изд., перераб. и доп.. - Москва: Юрайт ИД Юрайт, 2015 – 703с.;
19. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. – М., 2013. – 131 с.
20. Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые, утверждены постановлением государственного комитета СССР по труду и социальным вопросам и секретариата ВЦСПС от 7 марта 1986 года N 81/5-86;
21. Резервы снижения стоимости строительства нефтяных и газовых скважин. Учебное пособие / Л. Н. Руднева - Тюмень ТюмГНГУ 2012 г.;
22. Методические рекомендации Госстроя РФ по использованию федеральных единичных расценок на строительные, монтажные, специальные строительные, ремонтно-строительные и пусконаладочные работы (ФЕР-2001) при определении стоимости строительной продукции на территории субъектов Российской Федерации (введены в действие письмом Госстроя РФ от 30 апреля 2003 г. N НЗ-2626/10).

Приложение А

(Обязательное)

Геологические условия бурения скважины

Таблица А.1 – Проектный стратиграфический разрез

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	20	Четвертичн. отлож.	Q	0		1,3
20	60	Тургасская	P _{3tr}	0		1,3
60	120	Новомихайловская	P _{3nm}	0		1,3
120	160	Атлымская	P _{3at}	0		1,3
160	360	Тавдинская	P _{2tv}	0		1,3
360	518	Люлинворская	Pg _{2 ll}	0		1,2
518	565	Талицкая	Pg _{1 tl}	0		1,3
565	705	Ганькинская	K _{2 gn}	0		1,5
705	805	Березовская	K _{2 br}	0		1,5
805	820	Кузнецовская	K _{2 kz}	0		1,6
820	1555	Покурская	K _{1-2 pk}	0		1,3
1555	1610	Алымская	K _{1 al}	0		1,3
1610	2020	Вартовская	K _{1 vr}	0		1,3
2020	2120	Тарская	K _{1 tr}	0		1,3
2120	2440	Куломзинская	K _{1 klm}	0		1,1
2440	2455	Баженовская	J _{3 bg}	0		1,1
2455	2515	Васюганская	J _{3 vs}	0-2		1,2
2515	2645	Тюменская	J _{2tm}	-		1,1
2645	2700	Палеозой	PZ	-		1,1

Примечание:

-прогнозируемая альтитуда ротора +105 м (альтитуда земли + 101 м).

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	20	пески суглинки глины супеси	40 40 10 10	Пески серые, светло-серые; суглинки и супеси буровато-серые; глины бурые с прослоями лигнита и почвенно-растительным слоем.
P _{3tr}	20	60	пески глины	80 20	Пески серые разнозернистые глинистые с прослойками глин.
P _{3nm}	60	120	пески глины	80 20	Глины серые, коричневатого-серые очень плотные, слюдистые, с включениями и прослойками лигнита. Песок мелко- тонкозернистый, слюдистый, глинистый, с включениями растительной сечки, прослойками глин.
P _{3at}	120	160	пески	100	Песок светло-серый, в верхней части разреза тонкозернистый слюдистый, в нижней части разнозернистый хорошо промытый.
P _{2tv}	160	360	глины алевролиты пески	70 15 15	Глины зеленовато-серые, очень плотные с тонкими прослоями алевролитов и песков.
Pg _{2 ll}	360	518	глины пески алевролиты	90 5 5	Люлинворская свита сложена преимущественно глинами зеленовато-серыми, желто- зелеными, жирными на ощупь, с прослойками и линзами алевролитов и песков.
Pg _{1 tl}	518	565	глины алевролиты пески	90 5 5	Талицкая свита сложена глинами темно-серыми до черных, плотными, участками вязкими, жирными на ощупь, с пропластками и присыпками алевролитов и песков.
K _{2 gn}	565	705	глины мергели пески алевролиты	80 10 5 5	Ганькинская свита сложена глинами серыми, темно-серыми, с тонкими прослоями песков и алевролитов. В верхней части присутствуют мергели серые, зеленовато-серые.

1	2	3	4	5	6
K ₂ br	705	805	глины алевролиты пески	90 5 5	Березовская свита в основном сложена глинами серыми, зеленовато-серыми, комковатыми с тонкими прослоями алевролитов и песков.
K ₂ kz	805	820	глины	100	Кузнецовская свита сложена глинами темно-серыми, тонкополосчатыми, листоватыми, с остатками морской фауны.
K ₁₋₂ pk	820	1555	алевролиты глины песчаники	40 30 30	Покурская свита сложена неравномерным чередованием глин, алевролитов и песчаников. Песчаники светло-серые, глинистые, алевролиты серые, мелкозернистые, песчанистые. Глины серые, комковатые.
K ₁ al	1555	1610	песчаники аргиллиты глины алевролиты	30 30 20 20	Переслаивание песчаников, алевролитов и аргиллитов. В нижней части глины.
K ₁ vr	1610	2020	алевролиты аргиллиты песчаники	50 25 25	Свита складывается преимущественно песчано-глинистыми отложениями. Породы представлены переслаиванием песчаников, алевролитов, аргиллитов. Пласты свиты часто не выдержаны в разрезе, часто глинизируются.
K ₁ tr	2020	2120	песчаники аргиллиты алевролиты	70 15 15	Отложения тарской свиты представлены преимущественно песчаниками с подчиненными прослоями алевролитов и аргиллитов. Песчаные пласты выдержаны и толщина их различная, достигает 32м.
K ₁ klm	2120	2440	аргиллиты песчаники алевролиты	60 30 10	Отложения куломзинской свиты представлены глубоководно-морскими, преимущественно глинистыми отложениями - аргиллитами серыми, плотными с частыми прослоями крепкоцементированных песчаников и светло-серых алевролитов.
J ₃ bg	2440	2455	аргиллиты	100	Отложения баженовской свиты представлены темно-серыми, почти черными битуминозными аргиллитами.
J ₃ vs	2455	2515	песчаники глины алевролиты аргиллиты угли	50 20 20 5 5	Представлена преимущественно песчаником с подчиненными прослоями алевролитов, местами с редкими прослоями угля. Нижняя часть свиты более глинистая.

1	2	3	4	5	6
J ₂ tm	2515	2645	песчаники аргиллиты алевролиты угли	50 25 20 5	Сложена неравномерным переслаиванием аргиллитов, алевролитов, песчаников, углистых аргиллитов и углей. Разрез свиты отличается высокой угленасыщенностью, толщина их колеблется от менее метра до 3,5м. Верхняя часть свиты более песчаная, нижняя более глинистая.
PZ	2645	2700	туфобрекчии туфопесчаники аргиллиты серпентинит глины	40 30 10 10 10	Сложена туфобрекчиями и туфопесчаниками буровато-серого цвета. На поверхности фундамента отмечается кора выветривания, сложенная сидеритизированной дресвой, в основном аргиллитового состава

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	20	супеси	2	10	-	40	0	-	1	-	мягкая
			суглинки	2,2	10	0	65	0	10	5	4	мягкая
			пески	2,1	30	2500	10	0	-	1	10	мягкая
			глины	2,4	20	0	100	0	10	5	4	мягкая
P ₃ tr	20	60	пески	2,1	30	2000	10	0	-	1	10	мягкая
			глины	2,4	20	0	100	0	10	5	4	мягкая
P ₃ nm	60	120	пески	2,1	30	1500	10	0	-	1	10	мягкая
			глины	2,4	20	0	100	0	10	5	4	мягкая
P ₃ at	120	160	пески	2,1	30	2500	20	0	-	5	10	мягкая
P ₂ tv	160	360	глины	2,4	20	0	100	0	10	5	4	мягкая
			алевролиты	2	15	5	50	2	10	5	6	мягкая
			пески	2,2	25	1500	50	0	-	5	10	мягкая
Pg ₂ ll	360	518	алевролиты	2,2	15	5	50	0	10	2	6	мягкая
			глины	2,4	20	0	100	2	10	5	4	мягкая
			пески	2,1	30	2500	5	0	-	1	10	мягкая
Pg ₁ tl	518	565	глины	2,4	20	0	100	0	10	5	4	мягкая
			пески	2,2	30	1500	10	0	-	5	10	мягкая
			алевролиты	2,2	20	10	40	-	-	5	10	мягкая

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
K ₂ gn	565	705	мергели	2,2	15	5	20	5	10	3	6	мягкая
			пески	2,2	30	1500	10	0	-	5	10	мягкая
			алевроиты	2,2	20	10	40	-	-	5	10	мягкая
			глины	2,4	20	0	100	7	10	4	4	мягкая
K ₂ br	705	805	глины	2,4	20	0	100	6	10	4	4	мягкая
			алевроиты	2,2	20	10	40	-	-	5	10	мягкая
			пески	2,2	30	1500	10	0	-	5	10	мягкая
K ₂ kz	805	820	глины	2,4	20	0	100	0	10	5	0,4	мягкая
K ₁₋₂ pk	820	1555	песчаники	2,2	25	250	20	3	20	5	10	мягкая
			глины	2,4	20	0	100	3	15	5	4	мягкая
			алевролиты	2,3	20	7	20	3	20	2,5	10	мягкая
K ₁ al	1555	1610	глины	2,3	10	0	100	2	30	1	6	средняя
			алевролиты	2,3	15	3	20	3	20	2,5	10	средняя
			аргиллиты	2,3	5	0	90	8	50	2,5	4	средняя
			песчаники	2,2	15	15	15	3	40	2,5	10	средняя
K ₁ vr	1610	2020	аргиллиты	2,3	5	0	90	8	50	2,5	4	средняя
			алевролиты	2,3	10	6	17	6	50	3	4	средняя
			песчаники	2,2	23	13	15	3	50	2,5	10	средняя
K ₁ tr	2020	2120	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

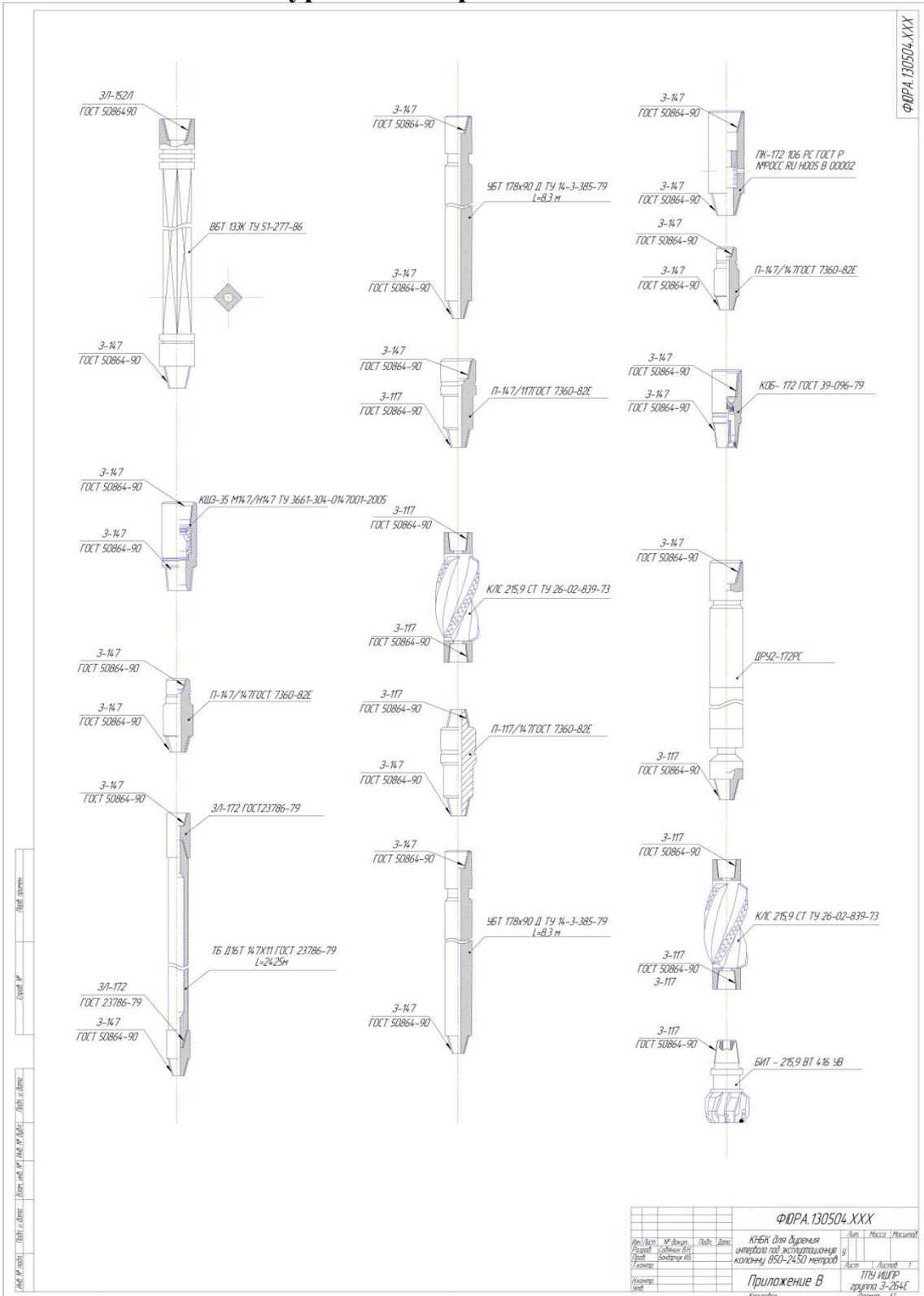
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
K ₁ klm	2120	2440	песчаники	2,4	20	19	20	10	60	3	4	средняя
			алевролиты	2,3	7	5	30	5	20	3,5	5	средняя
			аргиллиты	2,4	5	0	95	5	25	3,5	10	средняя
J ₃ bg	2440	2455	аргиллиты	2,4	5	1	100	8	100	3	6	средняя
J ₃ vs	2455	2515	песчаники	2,4	14	60	20	45	60	2,5	10	средняя
			глины	2,4	5	0	100	5	90	3	4	средняя
			аргиллиты	2,4	10	1	95	30	120	2,5	6	средняя
			алевролиты	2,4	5	0	40	15	90	3	4	средняя
			угли	1,2	0	0	0	0	40	4	5	мягкая
J ₂ tm	2515	2645	песчаники	2,4	15	20	10	60	80	2,5	4	средняя
			аргиллиты	2,4	5	0	95	10	120	2,5	6	средняя
			алевролиты	2,4	10	1	30	40	95	2,5	6	средняя
			угли	1,2	0	0	0	0	40	4	5	мягкая
PZ	2645	2700	глины	2,4	5	0	100	2	140	3	4	твердая
			серпентинит	2,58	2,09	-	-	3	250	-	-	твердая
			аргиллиты	2,5	0	0	95	8	150	2,5	6	твердая
			туфобрекчик и	2,6	7,53	-	-	3	250	-	-	твердая
			туфопесчани ки	2,69	3,5	-	-	-	200	7	10	твердая

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

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Градиент давления								Температура в конце интервала
	от	до	пластового		порового		гидро разрыва пород		горного		градус
	(верх)	(низ)	кгс/см ² на м								
			от (верх)	до (низ)							
1	2	3	4	5	7	8	10	11	13	14	16
Q	0	20	0	0,1	0	0,1	0	0,2	0	0,2	2
P _{3tr}	20	60	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	5
P _{3nm}	60	120	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	7
P _{3at}	120	160	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	10
P _{2tv}	160	360	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,21	12
Pg _{2 ll}	360	518	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,21	0,21	24
Pg _{1 tl}	518	565	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,21	0,22	26
K _{2 gn}	565	705	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,22	0,22	31
K _{2 br}	705	805	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,22	0,22	35
K _{2 kz}	805	820	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,23	0,23	40
K _{1-2 pk}	820	1555	0,1	0,1	0,1	0,1	0,18	0,18	0,23	0,23	66
K _{1 al}	1555	1610	0,1	0,1	0,1	0,1	0,17	0,17	0,23	0,23	68
K _{1 vr}	1610	2020	0,1	0,1	0,1	0,1	0,17	0,17	0,23	0,24	84
K _{1 tr}	2020	2120	0,1	0,1	0,1	0,1	0,17	0,17	0,24	0,24	88
K _{1 klm}	2120	2440	0,1	0,1	0,1	0,1	0,17	0,17	0,24	0,24	94
J _{3 bg}	2440	2455	0,1	0,1	0,1	0,1	0,17	0,17	0,24	0,24	95
J _{3 vs}	2455	2515	0,103	0,103	0,103	0,103	0,17	0,17	0,24	0,24	97
J _{2tm}	2515	2645	0,103	0,103	0,103	0,103	0,17	0,17	0,24	0,24	101
PZ	2645	2700	0,103	0,103	0,103	0,103	0,165	0,165	0,24	0,24	103

Приложение В (Обязательное)

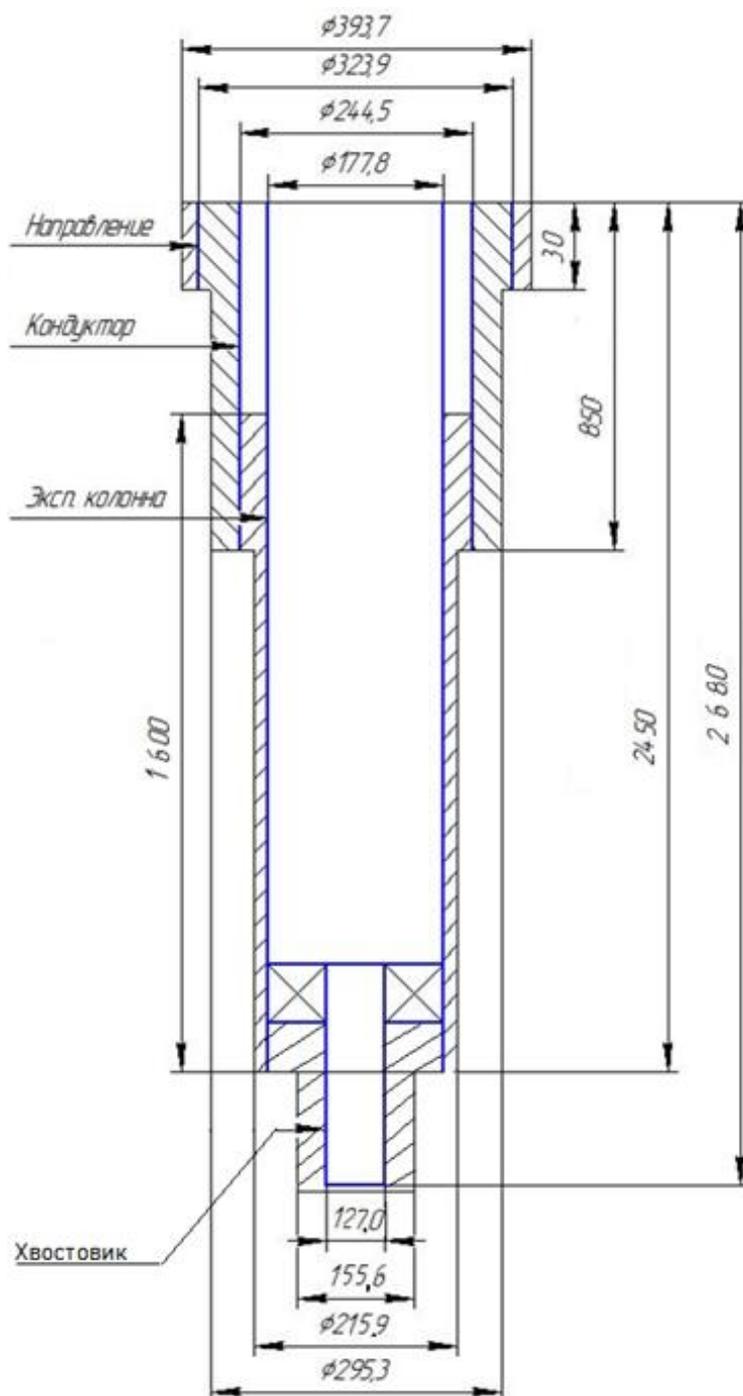
Компоновка низа бурильной колонны для бурения интервала 850 – 2450 м



Приложение Г

(Обязательное)

Конструкция скважины



Приложение Д
(Обязательное)

Таблица Д.1 – КНБК для бурения секции под направления (0 – 30 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Суммарный вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под направление (0-30 м)							
1	Ш 393,7 М-ГВУ-R227	0,41	393,7	-	3-177	Ниппель	0,150
2	Переводник Н171хМ177	0,39	219	76	3-177	Муфта	0,636
					3-171	Муфта	
3	Калибратор КЛС 390-393	1,27	203	80	3-171	Ниппель	0,824
					3-171	Муфта	
4	Переводник М152хН171	0,52	203	76	3-171	Ниппель	0,994
					3-152	Муфта	
5	УБТ 203х100 Д	8,30	203	100	3-152	Ниппель	2,956
					3-152	Муфта	
6	Переводник М127хН152	0,52	203	78	3-152	Ниппель	3,068
					3-127	Муфта	
7	ТБПК 127х9 Е	До устья	127	90	3-127	Ниппель	5,447
					3-127	Муфта	
8	Переводник М147хН127	0,40	178	78	3-127	Ниппель	5,947
					3-147	Муфта	
9	КШЗ-35 М147хН147	0,40	178	76	3-147	Ниппель	6,44
					3-147	Муфта	
10	ВБТ-К 133 Н 147	16	133	82	3-147	Ниппель	7,6
					3-152	Муфта	

Таблица Д.2. – КНБК для бурения секции под кондуктор (30 – 850 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединен ия (низ)	Суммар- ный вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединен ия (верх)	
Бурение под кондуктор (30-850 м)							
1	Долото 295,3 В 813 УЕН 40	0,32	295,3	-			0,75
					3-152	Ниппель	
2	Калибратор КЛ- 295.3	0,50	295,3	80	3-152	Муфта	1,015
					3-152	Ниппель	
3	Двигатель ДРУ- 240РС	10,3	240	-	3-152	Муфта	4,286
					3-152	Муфта	
4	Обратный клапан КОБ-240	0,42	240	50	3-152	Ниппель	6,036
					3-152	Муфта	
5	Переливной клапан ПК- 240РС	0,42	240	55	3-152	Ниппель	5,186
					3-152	Муфта	
6	УБТ 203x100 Д	16,6	203	100	3-152	Ниппель	8,022
					3-152	Муфта	
7	Калибратор КЛ- 295,3	1,3	295,3	80	3-152	Ниппель	8,287
					3-152	Муфта	
8	Переводник М- 147 Н-152	0,53	181	76	3-152	Ниппель	10,359
					3-147	Муфта	
9	ТБД16Т 147x11	819	147	125	3-147	Ниппель	34,719
					3-147	Муфта	
10	Переводник М147xН147	0,40	178	78	3-147	Ниппель	35,21
					3-147	Муфта	
11	КШЗ-35 М147xН147	0,40	178	76	3-147	Ниппель	35,71
					3-147	Муфта	
12	ВБТ-К 133 Н 147	16	133	82	3-147	Ниппель	36,9
					3-152Л	Муфта	

Таблица Д.3 – КНБК для бурения секции под эксплуатационную колонну (850 – 2450 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Суммарный вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под эксплуатационную колонну (850-2450 м)							
1	Долото 215,9 ВТ 416 УВ	0,27	215,9	-	3-117	Ниппель	0,44
2	Калибратор 1К 215,9	0,39	215,9	78	3-117	Муфта	1,04
					3-117	Муфта	
3	Двигатель ДР2-172РС	5,33	172	-	3-117	Ниппель	1,82
					3-147	Муфта	
6	Обратный клапан КОБ-172	0,42	172	50	3-147	Ниппель	2,12
					3-147	Муфта	
5	Переводник М-147 Н-147	0,40	172	51	3-147	Ниппель	2,32
					3-147	Муфта	
4	Переливной клапан ПК-172 РС	0,42	172	55	3-147	Ниппель	2,63
					3-147	Муфта	
7	УБТ 178х90 Д	8,30	178	90	3-147	Ниппель	3,53
					3-147	Муфта	
8	Переводник М-147 М117	0,40	178	51	3-147	Ниппель	4,63
					3-117	Муфта	
9	Калибратор 1К 215,9	0,39	215,9	78	3-117	Ниппель	4,13
					3-117	Муфта	
10	Переводник М-147 М117	0,40	178	51	3-117	Ниппель	4,63
					3-147	Муфта	
11	УБТ 178х90 Д	8,30	178	90	3-147	Ниппель	5,84
					3-147	Муфта	
12	ТБ Д16Т 147х11	2425	147	125	3-147	Ниппель	58,82
					3-147	Муфта	
13	Переводник М147хН147	0,40	178	78	3-147	Ниппель	59,32
					3-147	Муфта	
14	КШЗ-35 М147хН147	0,40	178	76	3-147	Ниппель	59,87
					3-147	Муфта	
15	ВБТ-К 133 Н 147	16	133	82	3-147	Ниппель	61,07
					3-152Л	Муфта	

Таблица Д.4 – КНБК для бурения секции под хвостовик
(2450 – 2680 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединен ия (низ)	Суммар- ный вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединен ия (верх)	
Бурение под хвостовик (2450-2680 м)							
1	Долото БИТ 155,6 В 416У	0,3	155,6	-			0,015
					3-88	Ниппель	
2	ВЗД ДРУ 120 РС 6/7	6	120	-	3-88	Муфта	0,515
					3-102	Муфта	
4	Обратный клапан КОБ-120	0,42	120	67	3-102	Ниппель	0,530
					3-102	Муфта	
5	Переливной клапан ПК-120	0,42	120	51	3-102	Ниппель	0,554
					3-102	Муфта	
6	Переводник Н102/М108	0,4	132	76	3-102	Ниппель	0,556
					3-108	Муфта	
7	УБТ 108х9Д	48	108	71	3-108	Ниппель	2,284
					3-108	Муфта	
8	Бурильная труба ТБПК 89х9Е	2625	89	73	3-108	Ниппель	69,151
					3-108	Муфта	
9	Переводник Н108/М102	0,4	132	76	3-108	Ниппель	69,302
					3-102	Муфта	
10	КШЗ-35 Н102хМ102	0,4	130	65	3-102	Ниппель	69,451
					3-102	Муфта	
11	ВБТ-К 89-Д Н102	16	89	64	3-102	Ниппель	70,131
					3-102Л	Муфта	

Таблица Д.5 – КНБК для отбора керна (2635 – 2665 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Суммарный вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Отбор керна (2635-2665 м)							
1	Бурильная головка У8-152,4/66,7 SC-2ТК	0,3	152,4	66,7	3-102	Муфта	0,030
2	Кернотборный снаряд СК-136/80	12	136	80	3-102	Ниппель	0,221
					3-102	Муфта	
3	Переводник Н102/М108	0,4	132	76	3-102	Ниппель	0,307
					3-108	Муфта	
4	УБТ 108х9 Д	12	108	71	3-108	Ниппель	1,063
					3-108	Муфта	
5	Бурильная труба ТБПК 89х9 Е	2640	89	71	3-108	Ниппель	67,82
					3-108	Муфта	
6	Переводник Н108/М102	0,4	132	76	3-88	Ниппель	67,83
					3-101	Муфта	
7	КШЗ-35 Н102хМ102	0,4	130	65	3-102	Ниппель	67,93
					3-102	Муфта	
8	ВБТ-К 89-Д Н102	16	89	64	3-102	Ниппель	69,01
					3102Л	Муфта	

Приложение Е

(Обязательное)

Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов по интервалам

Таблица Е.1 – Компонентный состав бентонитового раствора (направление)

Наименование хим. реагента	Класс	Назначение	Концентрация, кг/м ³
Каустическая сода	Регулятор щелочности (рН)	Регулирование кислотности среды	0,7-1,2
Глинопорошок	Структурообразователь	Придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтратоотдачи	50-60
Кальцинированная сода	Регулятор рН и жесткости	Регулирование жесткости среды	0,28
МЕХ-РАН	Полиакриат, флокулянт, капсулятор	Стабилизатор	0,56
Барит	Утяжелитель	Регулирование плотности	0,2

Таблица Е.1.1 – Технологические свойства бентонитового раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,16-1,19
Условная вязкость, с	30-40
Содержание песка, %	<2

Таблица Е.2 – Компонентный состав ингибирующих растворов (кондуктор)

Наименование хим. реагента	Класс	Назначение	Концентрация, кг/м ³	
			0,2-0,3	0,4-0,5
Каустическая сода	Регулятор щелочности (Ph)	Регулирование кислотности среды	0,2-0,3	0,4-0,5
Глинопорошок	Структурообразователь	Придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтраотодачи	7-15	30-40
Полиакриламид	Понизитель фильтрации	Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств	0,3-0,5	0,2-0,5
ПАВ	ПАВ	Снижение поверхностного натяжения на границе фаз	1	-
Полиакрилат	Понизитель фильтрации	Стабилизатор, регулятор фильтрации, инкапсулятор	0,1-0,15	-
ПАЦ НВ	Понизитель фильтрации	Регулятор фильтрации	0,5-0,6	5
Смазывающая добавка	ПАВ	Снижение коэффициента трения в скважине	4,5-5,5	3-5
Ингибитор	Ингибиторы	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	1	-
Кальцинированная сода	Регулятор рН и жесткости	Регулирование жесткости среды	0,15	0,25
СААР	Разжижитель	Осуждение цемента	0,46	0,8
Барит	Утяжелитель	Регулирование плотности	124	135

Таблица Е.2.1 – Технологические свойства ингибирующих растворов

Регламентируемые свойства	Значение	
Плотность, г/см ³	1,13	1,16
Условная вязкость, с	30-40	20-35
Пластическая вязкость, сПз	15-20	10-18
ДНС, дПа	35-80	40-80
СНС 10 сек/10 мин, дПа	15-38/35-75	10-30/20-60
Водоотдача, см ³ /30 мин	8-10	6-10
рН	8-9	8-9
Содержание песка, %	< 1,5	< 1,5

Таблица Е.3 – Компонентный состав полимерного (инкапсулированного) раствора (эксплуатационная колонна)

Наименование хим. реагента	Класс	Назначение	Концентрация, кг/м ³
Каустическая сода	Регулятор щелочности (Ph)	Регулирование кислотности среды	0,2-0,3
ПАВ	ПАВ	Снижение поверхностного натяжения на границе фаз	1
Биополимер	Структурообразователь	Придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтратоотдачи	0,3-0,4
ПАЦ ВВ	Понизитель фильтрации	Регулятор фильтрации, реологических свойств	1-1,2
ПАЦ НВ	Понизитель фильтрации	Регулятор фильтрации	4-5
Инкапсулятор	Понизитель фильтрации	Инкапсулятор, стабилизатор, регулятор фильтрации	0,8-1
Смазывающая добавка	ПАВ	Снижение коэффициента трения в скважине	9-10
Мраморная крошка	Утяжелители	Регулирование плотности	40-45

Таблица Е.3.1 – Технологические свойства полимерного (инкапсулированного) раствора

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

Таблица Е.4 – Компонентный состав KCL/полимерного (биополимерного) раствора (хвостовик)

Наименование хим. реагента	Класс	Назначение	Концентрация, кг/м ³
1	2	3	4
Каустическая сода	Регулятор щелочности (Ph)	Регулирование кислотности среды	2-2,1
Ксантановая камедь	Структурообразователь	Придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтратоотдачи	3,4-3,6
KCL	Ингибиторы	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	30-50
Крахмал	Понизитель фильтрации	Регулятор фильтрации	16-18
Ингибитор	Ингибиторы	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	4
Смазывающая добавка	ПАВ	Снижение коэффициента трения в скважине	18-22
Карбонат кальция 5 мкр	Утяжелители, закупоривающие материалы	Регулирование плотности, кольматация каналов	10-15
1	2	3	4
Карбонат кальция 50 мкр	Утяжелители, закупоривающие материалы	Регулирование плотности, кольматация каналов	20-25
Карбонат кальция 150 мкр	Утяжелители, закупоривающие материалы	Регулирование плотности, кольматация каналов	10-12
Бактерицид	Бактерициды	Защита от микробиологической деструкции	0,4-0,5
Пенегаситель	Пенегасители	Предотвращение пенообразования	0,4-0,5

Таблица Е.4.1 – Технологические свойства полимерного (инкапсулированного) раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,07-1,08
Условная вязкость, с	40-50
Пластическая вязкость, сПз	10-15
ДНС, дПа	60-100
СНС 10 сек/10 мин, дПа	30-40/40-70
Водоотдача, см ³ /30 мин	< 6
pH	8-10
Содержание песка, %	< 0,5

Таблица Е.5 – Результаты расчета системы бурового раствора под интервал «0 – 2680 м»

Направление		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
Интервал бурения, м.	от					
		30	393,7	-	1,3	3,6
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}} = 0,38$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}} = 3,18$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}} = 0,15$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_1 = 4,75$
Объем раствора к приготовлению:						$V_{\text{бр}} = 18,21$
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						$V_{\text{перев1}} = 3,48$
Кондуктор		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
Интервал бурения, м.	от					
		820	295,3	305,3	1,5	58,2
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}} = 3,03$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}} = 58,24$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}} = 4,1$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_2 = 91,39$
Общая потребность бурового раствора на интервале:						$V_{\text{бр}} = 253,13$
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						$V_{\text{перев1}} = 3,48$
Объем раствора к приготовлению:						$V_2 = 249,65$
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						$V_{\text{перев2}} = 45,07$

Продолжение таблицы Е.5

Экспл. колонна		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
Интервал бурения, м.						
от	до					
850	2450	1600	215,9	225,9	1,3	87,2
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}} = 11,22$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}} = 53,1$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}} = 8,0$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_3 = 110,16$
Общая потребность бурового раствора на интервале:						$V_{\text{бр}} = 297,64$
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						$V_{\text{перев2}} = 54,08$
Объем раствора к приготовлению:						$V_{3'} = 252,57$
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						$V_{\text{перев3}} = 54,08$
Хвостовик		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
Интервал бурения, м.						
от	до					
2450	2680	230	155,6	165,6	1,1	50,9
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}} = 0,98$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}} = 3,4$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}} = 1,15$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_4 = 57,55$
Общая потребность бурового раствора на интервале:						$V_{\text{бр}} = 125,63$
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						$V_{\text{перев2}} = 54,08$
Объем раствора к приготовлению:						$V_{3'} = 71,55$

Приложение Ж

(Обязательное)

Гидравлическая программа промывки скважины

Таблица Ж.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, л.с./дм ²
от (верх)	до (низ)					Кол-во	Диаметр		
Под направление									
0	30	БУРЕНИЕ	0,38	0,045	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	3	15	103,8	3,0
Под кондуктор									
30	850	БУРЕНИЕ	0,59	0,08	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	10	6*4,10*6	94,2	4,24
Под эксплуатационную колонну									
850	2450	БУРЕНИЕ	0,98	0,082	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	7	6*4,9*3	98,7	4,59
Под хвостовик									
2450	2680	БУРЕНИЕ	1,3	0,094	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	5	6*3,7*2	92,6	4,57
Отбор керна									
2635	2665	Отбор керна	1,3	0,1	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	6	94,1	5,08

Таблица Ж.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
От (верх)	До (низ)				КП Д	Диаметр цилиндровых втулок, мм	Допустимое давление, кгс/см ²	Коэффициент наполнения	Число двойных ходов в мин.	Производительность, л/с	
0	30	БУРЕНИЕ	УНБ-600	2	100	170/140	247,5	1	125	27,5	55
30	850	БУРЕНИЕ	УНБ-600	2	100	170/140	247,5	1	124	27,5	55
850	2450	БУРЕНИЕ	УНБ-600	1	100	170	326	1	125	30	30
2450	2680	БУРЕНИЕ	УНБ-600	1	100	140	367,2	1	125	16	16
2635	2665	Отбор керна	УНБ-600	1	100	140	330	1	125	16	16

Таблица Ж.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	30	БУРЕНИЕ	60,0	75,7	0	2,5	0,1	7,2
30	850	БУРЕНИЕ	90,0	60,3	38,0	36,2	3,6	3,6
850	2450	БУРЕНИЕ	100,0	63,9	64,7	40,3	21,8	2
2450	2680	БУРЕНИЕ	90,0	55,7	50,5	60,2	32,6	0,5
2635	2665	Отбор керна	95,0	58,1	0	50,4	32	0,6