

Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки: 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СООРУЖЕНИЕ РАЗВЕДОЧНОЙ ВЕРТИКАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 3020 МЕТРОВ НА ГАЗОВОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТЮМЕНСКАЯ ОБЛАСТЬ) УДК 622.143:622.243.22:622.324.5(24:181m3020)(571.12)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б52Т	Шатунов Николай Олегович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Минаев Константин Мадестович	к.х.н.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Пахарев Александр Владимирович			

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОГСН ШБИП	Киселева Елена Станиславовна	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Фех Алина Ильдаровна			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Должность	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	ФИО
3-2Б52Т	Шатунов Николай Олегович

Тема работы:

ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СООРУЖЕНИЕ РАЗВЕДОЧНОЙ ВЕРТИКАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 3020 МЕТРОВ НА ГФЗОВОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТЮМЕНСКАЯ ОБЛАСТЬ)

Утверждена приказом директора (дата, номер)	13.05.19 № 3661/с
---	-------------------

Срок сдачи студентом выполненной работы:	30.05.19
--	----------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе:	Геолого-технические условия бурения скважины на газовом месторождении (Тюменская область), с ожидаемым притоком 113 т/сутки
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов:	<ul style="list-style-type: none"> - Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины - Обоснование конструкции скважины (Обоснование конструкции эксплуатационного забоя и выбор способа заканчивания скважины; 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 породоразрушающий инструмент; расчет частоты вращения породоразрушающего инструмента; выбор и обоснование типа забойного двигателя; расчет расхода промывочной жидкости; выбор компоновки и

	<p>расчет буровой колонны; обоснование типов и компонентного состава буровых растворов; выбор гидравлической программы промывки скважины; технические средства и режимы бурения при отборе керна).</p> <p>- Проектирование процессов заканчивания скважин (Расчет обсадных колонн на прочность; расчет наружных избыточных давлений; расчет внутренних избыточных давлений; конструирование обсадной колонны по длине; расчет процессов цементирования скважины; выбор способа цементирования обсадных колонн; расчет объемов и компонентного состава буферной жидкости, тампонажного раствора и продажной жидкости; выбор типа и расчет необходимого количества цементировочного оборудования; выбор технологической оснастки обсадных колонн; проектирование процесса испытания и освоения скважины; выбор жидкости глушения; выбор типа перфоратора и расчет количества рейсов; выбор типа пластоиспытателя).</p> <p>- Выбор буровой установки</p> <p>- Обзор современных производителей гидроиспытателей</p>
Перечень графического материала:	<p>1. ГТН (геолого-технический наряд).</p> <p>2. КНБК (компоновка низа буровой колонны).</p>
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент ОГСН ШБИП Киселева Елена Станиславовна
Социальная ответственность	Ст. преподаватель Фех Алина Ильдаровна

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	04.02.19
---	----------

Задание выдал руководитель / консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Минаев Константин Мадестович	к.х.н.		
Ст. преподаватель	Пахарев Александр Владимирович			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б52Т	Шатунов Николай Олегович		

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

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: 30.05.19

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	Минаев Константин Мадестович	К.Х.Н.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Пахарев Александр Владимирович			

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
3-2Б52Т	Шатунову Николаю Олеговичу

Школа	ИШПР	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 сметы на строительство скважины, расчет механической, рейсовой и коммерческой скоростей бурения.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций в ходе бурения скважины согласно справочников Единых норм времени (ЕНВ) и др
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 18%

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

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

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Организационная структура управления организацией
--

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	04.02.19
--	----------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН, ШБИП	Киселёва Елена Станиславовна	к.э.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б52Т	Шатунов Николай Олегович		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б52Т	Шатунову Николаю Олеговичу

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

Тема ВКР

«Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 3020 метров на газовом месторождении (Тюменской область)»	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»	
Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона).	Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 3020 метров на газовом месторождении (Тюменской область)
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования. ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования. ГОСТ 21752-76 Система «человек-машина». Маховики управления и штурвалы. Общие эргономические требования. ГОСТ 21753-76. Система «человек-машина». Рычаги управления. Общие эргономические требования.
2. Производственная безопасность 2.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения. 2.2. Обоснование мероприятий по снижению взаимодействий.	Вредные факторы: <ol style="list-style-type: none"> 1. Отклонения показателей микроклимата; 2. Повышенный уровень электромагнитных излучений; 3. Недостаточная освещенность рабочей зоны; 4. Превышение уровня шума; Опасные факторы: <ol style="list-style-type: none"> 1. Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; 2. Электрический ток.

3. Экологическая безопасность.	Источники выбросов в атмосферу; Образование сточных вод и отходов; Методы защиты атмосферы.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях.	Вероятные чрезвычайные ситуации и меры по их предупреждению: НГВП и пожаров.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	04.02.19
---	----------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Фех Алина Ильдаровна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б52Т	Шатунов Николай Олегович		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 80 страницы, 10 рисунков, 24 таблицы, 31 литературных источника, 13 приложений.

Ключевые слова: скважина, нефть, бурение, вертикальная скважина, разведочная скважина, нефтяное месторождение, отбор керна.

Объектом исследования является разведочная вертикальная скважина глубиной 3020 метров на месторождении (Тюменской область).

Цель работы – проектирование технологических решений для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 3020 метров на газовом месторождении.

В процессе работы проводилось проектирование технологических решений по строительству разведочной вертикальной скважины, построение геолого-технического наряда и компоновки низа бурильной колонны, рассмотрен вариант цементирования с помощью цементировочного комплекса.

В результате исследования были спроектированы технологические решения на строительство скважины.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: вертикальная одноколонная разведочная скважина с закрытым забоем, с рекомендуемыми режима бурения, отбора керна и интервалами спуска, цементирования обсадных колонн.

Область применения: строительство разведочных вертикальных скважин. Экономическая эффективность/значимость работы снижение себестоимости строительства разведочной вертикальной скважины.

Сокращения

В данной работе применены следующие сокращения с соответствующими расшифровками:

ЗУМППФ – зона успокоения механических примесей пластового флюида;

ПВО – противовыбросовое оборудование;

ВЗД – винтовой забойный двигатель;

ОТТМ – муфтовое резьбовое соединение обсадной трубы, трапецеидальная;

КПО – кумулятивное перфорационное оборудование;

МСП – механическая скорость проходки;

КНБК – компоновка низа бурильной колонны;

УБТ – утяжеленные бурильные трубы;

ТБВК – трубы бурильные стальные бесшовные с высаженными внутрь концами и коническими стабилизирующими поясками;

ОЗЦ – ожидания затвердения цемента;

СПО – спускоподъемные операции;

УВ – условная вязкость;

ПВ – пластическая вязкость;

БУ – буровая установка;

БКП – башмак колонный;

ЦКОД – центральный клапан обратного действия;

ЦЦ – центратор цементирувочный;

ГЦУ – головка цементирувочная универсальная;

ПРП-Ц – пробка разделительная продавочная цементирувочная;

ЦК – цементирувочный комплекс.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	13
1 ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	14
1.1 Геологические условия бурения скважины	14
1.2 Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)	14
1.3 Зоны возможных осложнений	14
2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА	16
2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины	16
2.2 Обоснование конструкции скважины	16
2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя и выбор способа за- канчивания скважин	16
2.2.2 Построение совмещенного графика давлений	16
2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска	18
2.2.4 Выбор интервалов цементирования	18
2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн	19
2.2.6 Проектирование обвязки обсадных колонн	19
2.3 Углубление скважины	21
2.3.1 Выбор способа бурения	21
2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента	21
2.3.3 Выбор типа калибратора	23
2.3.4 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород	24
2.3.5 Расчет частоты вращения долота	25
2.3.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя	26
2.3.7 Выбор необходимого расхода бурового раствора	27
2.3.8 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны	30
2.3.9 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов	30
2.3.10 Выбор гидравлической программы промывки скважины	31
2.3.11 Технические средства и режимы бурения при отборе керна	32
2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин	33
2.4.1 Расчет обсадных колонн на прочность	33

2.4.2 Расчет наружных избыточных давлений	34
2.4.3 Расчет наружных избыточных давлений	35
2.4.4 Конструирование обсадной колонны по длине	35
2.4.5 Расчет и обоснование параметров цементирования эксплуатационной колонны	36
2.4.6 Выбор технологической оснастки обсадных колонн	39
2.4.7 Проектирование процесса испытания и освоения скважины	39
2.5 Выбор буровой установки	42
3 Обзор современных производителей яссов	44
3.1 Назначение ясса	44
3.2 Виды яссов	47
3.3 Компании производители	53
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	55
4.1 Основные направления деятельности и организационная структура управления предприятия ООО «Тюменьнефтегаз нефть»	55
4.2 Расчет нормативной продолжительности строительства скважин	57
4.3 Сметная стоимость строительства скважины	63
4.4 Расчет технико-экономических показателей	64
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	66
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	66
5.2 Производственная безопасность	67
5.2.1 Анализ опасных факторов и мероприятия по их устранению	67
5.2.2 Обоснование мероприятий по снижению взаимодействий	71
5.3 Экологическая безопасность	73
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	74
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	77
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ	78
ПРИЛОЖЕНИЕ А	81
ПРИЛОЖЕНИЕ Б	88

ПРИЛОЖЕНИЕ В	91
ПРИЛОЖЕНИЕ Г	92
ПРИЛОЖЕНИЕ Д	93
ПРИЛОЖЕНИЕ Е	98
ПРИЛОЖЕНИЕ Ж	102
ПРИЛОЖЕНИЕ З	106
ПРИЛОЖЕНИЕ И	107
ПРИЛОЖЕНИЕ К	108
ПРИЛОЖЕНИЕ Л	109
ПРИЛОЖЕНИЕ М	111
ПРИЛОЖЕНИЕ Н	121

ВВЕДЕНИЕ

В современных реалиях нефть и газ оказывают огромное влияние на развитие стран, либо упадок большинства экономических показателей в отсутствии оных.

По показателям нефтегазодобычи Российская Федерация уверенно удерживает ведущие позиции на протяжении многих лет. Помимо добычи нефтегазовый комплекс страны занимается экспортом сырой продукции, переработкой и изготовлением готовых продуктов из отходов нефтяного производства: синтетические масла, смазки, пластик, каучук и т.д.

Строительство скважины является одним из важнейших этапов добычи нефти и газа. Во многом качество и количество добываемого ресурса зависит от того, насколько корректно был составлен проект на строительство и выполнение всех его пунктов.

В настоящее время, при разработке месторождения и бурении скважин, используются постоянно обновляющиеся технологические новшества. Это позволяет осуществлять добычу нефтегазовых ресурсов из ранее недоступных горизонтов.

В данной квалификационной работе рассматриваются применяемые на сегодняшний день технологии бурения скважин, включающие в себя этапы исследования геологических характеристик района, выбор технологического оборудования и режимов его работы, проектирование конструкции скважины и т.д. Все это позволит выбрать максимально эффективный и минимально затратный вариант бурения на заданном месторождении. Помимо этого, необходимо уделить немало внимания вопросам экологической обстановки и социальной ответственности, т.к. это обязательные условия при строительстве скважины в настоящее время.

1 ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

1.1 Геологические условия бурения скважины

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

Краткая характеристика геолого-технического условия бурения скважины: литологическая характеристика скважины в интервале 0–3020 м представлена в большей степени глинами, аргилитами с переслаиванием алевролитов, песчаников озерно-аллювиальные глины, суглинки серые. По разрезу скважины представлены мягкие и средние по твердости горные породы, что обосновывает выбор породоразрушающего инструмента и оптимальные режимы бурения, для достижения максимальной механической скорости проходки. Согласно сведениям по градиентам пластового давления и давления гидроразрыва пород несовместимых интервалов по условию бурения наблюдается, необходим в спуске промежуточной (технической) колонны.

1.2 Характеристика газонефтеводоносности месторождения

Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади) представлена в приложении Б. Краткая характеристика нефтегазоводоносности по разрезу скважины: разрез скважины представлен 3 водоносными 3 нефтеносным и 3 газоносными пластами. Вертикальная разведочная скважина проектируется для продуктивного интервала 2351–2990 м с забоем закрытого типа и ожидаемым дебитом 113 м³/сут.

1.3 Зоны возможных осложнений

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

Краткая характеристика зоны возможных осложнений по разрезу скважины:

в интервалах 0 – 3020 м, ожидаются осыпи и обвалы горных пород, поэтому необходимо обеспечить поддержание оптимальной плотности бурового раствора, низкой водоотдаче и обработку раствора химреагентами. Также исключить длительные простои в процессе бурения, обеспечить высокую механическую скорость проходки;

в интервале 1100 – 3020 м, возможны поглощения бурового раствора интенсивностью до 5 м³/час, возникающие при превышении градиента поглощения вследствие несоблюдения режима бурения и плотности бурового раствора;

прихватопасность в интервале бурения 0 – 3020 м, возникает в случае отклонения параметров бурового раствора от проектных значений, а также при плохой очистке ствола скважины от шлама;

нефтегазоводопроявление в интервалах 1100 – 3020 м, возникает при снижении противодавления на пласт ниже гидростатического.

2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

2.1 Обоснование и расчет профиля скважины

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

2.2 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя

Конструкция скважины – это совокупность:

числа колонн;

глубин спуска колонн;

интервалов затрубного цементирования;

диаметров обсадных колонн;

диаметров скважин под каждую колонну.

При проектировании конструкции скважины необходимо стремиться к упрощению конструкции скважины, например, за счет уменьшения числа колонн, уменьшения диаметров колонн, уменьшения рекомендуемых зазоров или применения труб с безмуфтовыми соединениями.

2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя и выбор способа заканчивания скважин

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

2.2.2 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 [3]. Совмещенный график давлений представлен на рисунке 1.

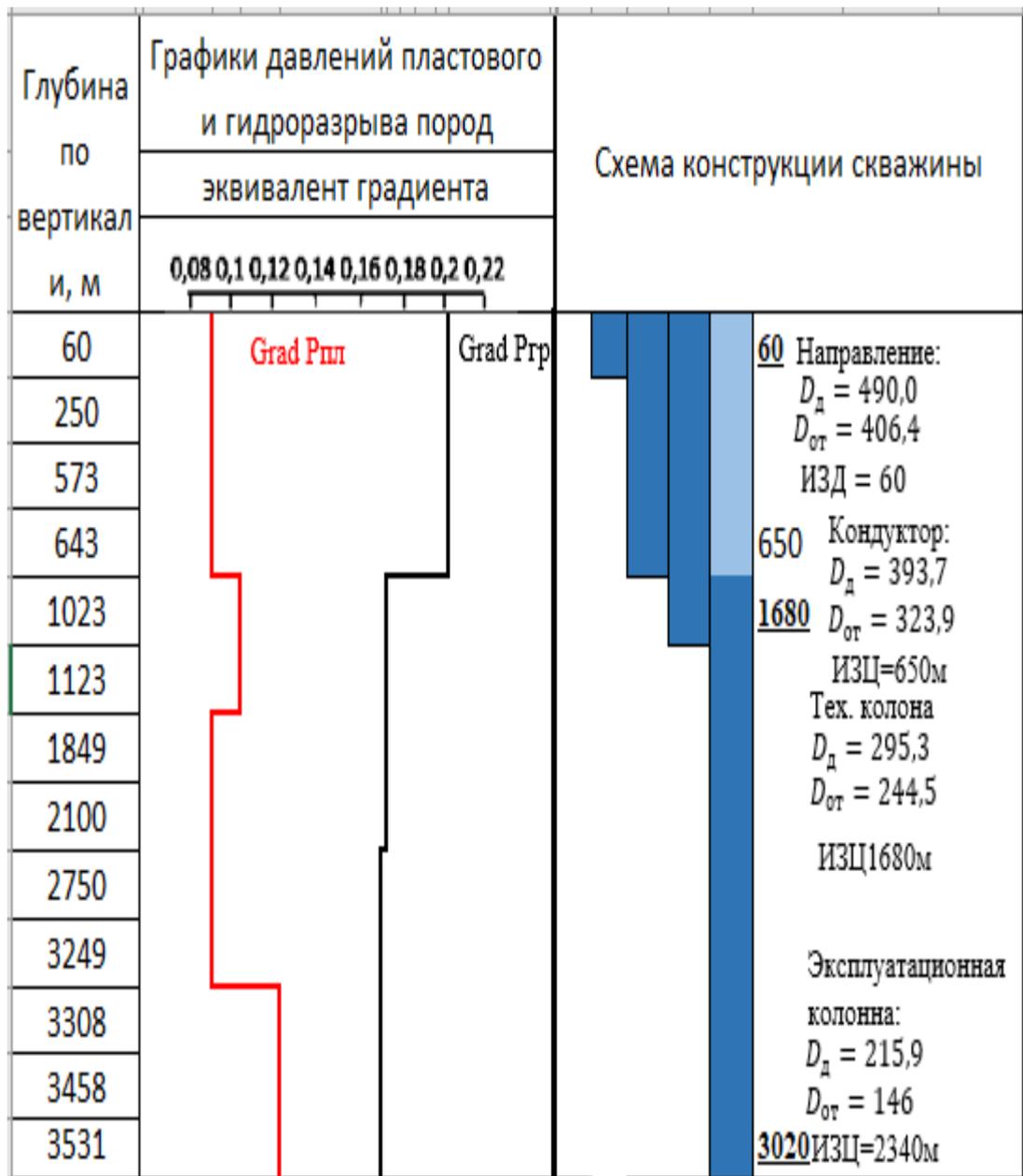


Рисунок 1 – Совмещенный график давлений

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

2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

1. Направление спускается на глубину 60 м, так как мощность четвертичных отложений составляет 50 м и с учетом величины перекрытия 10 м для посадки башмака в устойчивые породы.

2. Кондуктор спускается на глубину 650 м для перекрытия интервала неустойчивых глин 0 600 м, с учетом величины перекрытия 50 м для посадки башмака в устойчивые породы.

3. Техническая колонна спускается на глубину 1680 м. С Учетом перекрытия зоны несовместимости .

4. Эксплуатационная колонна спускается на глубину 3020 м. С учетом вскрытия продуктивного пласта 2351 2990 м и бурения интервала под ЗУМППФ, величина перекрытия составляет 30 м.

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

2.2.4 Выбор интервалов цементирования

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

1. Направление: интервал цементирования 0 60 м

2. Кондуктор: интервал цементирования 0 650 м

3. Техническая колонна: интервал цементирования 0 1680

3. Эксплуатационная колонна: интервал цементирования 1180 3020 м.

Цементируются с учетом перекрытия башмака предыдущей колонны на высоту 500 м для газовой скважины [19].

Данные о интервалах цементирования обсадных колонн приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Количество обсадных колонн, глубины их спуска и цементирования

Наименование обсадной колонны	Интервал установки по стволу, м		Интервал цементирования по стволу, м	
	от	до	от	до
Направление	0	30	0	30
Кондуктор	0	950	0	950
Техническая колонна	0	1680	0	1680
Эксплуатационная колонна	0	3020	1180	3020

2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Расчет диаметров обсадных колонн и скважины осуществляется снизу вверх [4].

Диаметр эксплуатационной колонны $D_{\text{ЭК н}}$, принимаем исходя минимального диаметра отбора керна [3]:

$$D_{\text{ЭК н}} = 146,1 \text{ мм.} \quad (1)$$

Диаметр скважины под каждую колонну рассчитывается с учетом габаритного размера колонны (по муфтам) и рекомендуемого зазора между муфтой и стенками скважины.

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

$$D_{\text{ЭК д расч}} \geq D_{\text{ЭК м}} + \Delta, \quad (2)$$

где $D_{\text{ЭК м}} = 166$ мм, наружный диаметр муфты обсадной трубы;

$\Delta = 20$ мм, разность диаметров ствола скважины и муфты колонны.

$D_{\text{ЭК д расч}} = 186$ мм,

Выбираем долото PDC, диаметр долота $D_{\text{ЭК д}} = 215,9$ мм.

2.2.6. Разработка схем обвязки устья скважины

Цель раздела – определить необходимость использования противовыбросового оборудования (ОП) и колонной обвязки (КО) для нормальной проводки скважины при вскрытии продуктивного пласта.

При выборе противовыбросового оборудования и колонной обвязки необходимо учитывать величину максимального устьевого давления $P_{му}$, которая для нефтяной скважины рассчитывается по формуле:

$$P_{му} = P_{пл} - \rho_n \cdot g \cdot H_{кр}, \quad (4)$$

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

ρ_n – плотность нефти (0,74), кг/м³;

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

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

$$P_{му\ 1пл} = 25,823 - 19,619 = 6,204 \text{ МПа.}$$

$$P_{му\ 2пл} = 23,039 - 16,928 = 6,111 \text{ МПа.}$$

$$P_{му\ 3пл} = 28,273 - 19,981 = 8,292 \text{ МПа.}$$

Данные для газовой скважины:

Рассчитываем по формуле 5

$$P_{му} = \frac{P_{пл}}{e^s}, \quad (3)$$

$$P_{му\ газ\ 1} = 23,0398 / 1,15 = 20,07 \text{ МПа.}$$

$$P_{му\ газ\ 2} = 28,2436 / 1,20 = 23,61 \text{ МПа.}$$

$$P_{му\ газ\ 3} = 29,0864 / 1,22 = 23,84 \text{ МПа.}$$

1. Колонная головка, соответствующая максимальному устьевому давлению: ОКК2-35-245х323 К1 ХЛ.

2. ПВО, соответствующее высокому пластовому давлению, имеющие градиент $\Delta p_{пл} = 28,8464 \text{ МПа}$: ОП5-230/80х35.

2.3 Углубление скважины

2.3.1 Выбор способа бурения

Целесообразность применения того или иного способа бурения определяется геолого-техническими условиями. Основные требования к выбору способа бурения - необходимость обеспечения успешной проводки скважины с высокими технико-экономическими показателями. Поэтому способ бурения выбирается на основе анализа статистического материала по уже пробуренным скважинам и соответствующих экономических расчётов [4].

Способ бурения определяет многие технические решения – режимы бурения, бурильный инструмент, гидравлическую программу, тип буровой установки и, как следствие, технологию крепления скважины.

Выбор способа бурения под интервал направления выбираем роторный потому, что использования ВЗД не целесообразно, в виду того, что интервал бурения мал. Для остальных интервалов с применением ВЗД для создания необходимой частоты вращения.

Запроектированные способы бурения приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Способы бурения по интервалам скважины

Интервал, м	Обсадная колонна	Способ бурения
0-60	Направление	Роторный
60-650	Кондуктор	С применением ВЗД (винтовой забойный двигатель)
650-16820	Техническая колонна	С применением ВЗД (винтовой забойный двигатель)
1680-3020	Эксплуатационная колонна	С применением ВЗД (винтовой забойный двигатель)

2.3.2. Выбор породоразрушающего инструмента

Из анализа физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины по степени абразивности и по категории буримости для строительства проектируемой скважины выбраны долота типа РС для интервала бурения под направления и PDC для интервала бурения под кондуктор, техническую

колонну и эксплуатационную колонну, так как они позволяют обеспечить максимальное значение величины механической скорости бурения при минимальном количестве рейсов.

Характеристики выбранных долот представлены в приложении Д.

Для бурения интервала под направление проектируется шарошечное долото диаметром 490 мм, которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мерзлыми горными породами, а проектирование долота типа PDC для заданного диаметра скважины не рентабельно [16].

2. Для бурения интервала под кондуктор проектируется долото PDC диаметром 393,7 мм, которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долота. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягкими и мягко-средними горными породами. При использовании шарошечного долота механическая скорость бурения будет меньше, чем с долотом PDC.

3. Для бурения интервала под техническую колонну проектируется долото PDC диаметром 295,3 мм, которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долото. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягко-средними и средними горными породами. При использовании шарошечного долота механическая скорость бурения будет меньше, чем с PDC, требуемая проходка обеспечена не будет.

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

2.3.3 Выбор типа калибратора

Калибратор включается в компоновку низа бурильной колонны над долотом для сохранения номинального диаметра ствола по мере износа долота по диаметру, придания стволу цилиндрической формы, так как при бурении трех-шарошечными долотами скважина в поперечном сечении имеет сложную форму. Кроме того, калибратор центрирует КНБК в скважине, что улучшает условия работы долота, забойного двигателя [2].

1. Для бурения интервала под направление 0–60 м с шарошечным долотом использование калибратора и стабилизатора не планируется в связи с незначительным интервалом бурения, калибровка ствола секции осуществляется долотом.

2. Для бурения интервала под кондуктор 60–650 м с PDC долотом планируется использование калибратора с прямыми лопостями, который позволит уменьшить гидравлические сопротивления при промывке скважины и обеспечит более стабильную работу долота. Выбор типа калибратора обусловлен тем, что интервал сложен мягкими и мягко-средними горными породами [15].

3. Для бурения интервала под техническую колонну 650–1680 м с PDC долотом планируется использование калибратора с прямыми лопостями, который позволит уменьшить гидравлические сопротивления при промывке скважины и обеспечит более стабильную работу долота. Выбор типа калибратора обусловлен тем, что интервал сложен горными породами средней твердости [15].

4. Для бурения интервала под эксплуатационную колонну 1680–3020 м с PDC долотом планируется использование калибратора с прямыми лопостями, который позволит уменьшить гидравлические сопротивления при промывке скважины и обеспечит более стабильную работу долота. Выбор типа калибратора обусловлен тем, что интервал сложен горными породами средней твердости [15].

Характеристики наддолотных калибраторов по интервалам бурения представлены в приложении Е.

2.3.4 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород

При расчете осевой нагрузки на долото используют следующие методы:

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

2. Аналитический расчет на основе качественных показателей механических свойств горной породы и характеристик шарошечных долот, применения базовых зависимостей долговечности долота и механической скорости бурения от основных параметров бурения.

3. Расчет из условия допустимой нагрузки на долото [4].

Осевая нагрузка определяется по формуле (4):

$$G_2 = qD_d, \quad (4)$$

где q – удельная нагрузка на один миллиметр диаметра долота, кН/мм таблицы 12,

D_d – диаметр долота, мм.

Рассчитанное значение округляется до ближайшего целого. Результаты приведены в таблице 3.

Таблица 3 Осевая нагрузка по интервалам бурения

Интервал	0-60	60-650	650-1680	1680-3020
	Исходные данные			
D_d , см	490	393,7	295,3	215,9
$G_{пред}$, кН	80	80	150	200
	Результаты проектирования			
G_1 , кН	23,7	64,3	154	70
G_2 , кН	41,5	78	67,9	124
G_3 , кН	105	80	150	200
$G_{проект}$, кН	48	78	150	124

Для интервала бурения под направления проектируем осевую нагрузку равную 48 кН. Ее выбор обусловлен опытом строительства скважин на данном месторождении. Для остальных интервалов бурения, так как мы используем долота PDC, выбираются осевую нагрузки близкую к максимальной.

2.3.5 Расчет частоты вращения долота

Расчет частоты вращения ведется по формуле (5):

$$n = 19,1 \frac{V_l}{D_\delta}, \text{ об/мин}, \quad (5)$$

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

D_δ – диаметр долота, м.

Расчитанное значение округляется до ближайшего целого.

Для шарошечных долот линейная скорость принимается:

в породах М – 3,4–2,8 м/с, в породах МС – 2,8 – 1,8 м/с, в породах С – 1,8 – 1,3 м/с, в породах СТ – 1,5–1,2 м/с, в породах Т – 1,2 – 1,0 м/с, в породах К и ОК – 0,8–0,6 м/с.

Для долот PDC: $V_l = 1–2$ м/с.

Меньшие значения линейной скорости берутся:

- в трещиноватых неоднородных породах;
- в твердых абразивных породах;
- при повышенных осевых нагрузках;
- для шарошечных долот с твердосплавным вооружением.

Расчетные данные частоты вращения представлены в таблице 4.

Таблица 4 Частота вращения породоразрушающего инструмента по интервалам бурения

Интервал	0-60	60-650	650-1680	1680-3020
Исходные данные				
V_l , м/с	2,8	1,2	0,8	0,8
D_δ	м	0,490	0,3937	0,2953
	мм	490	393,7	295,3
τ , мс	5	5	3	6
z	-	-	-	-
α	0,7	0,5	0,3	0,3
Результаты проектирования				
n_1 , об/мин	97	109	130	176
n_2 , об/мин	108	-	-	-
n_3 , об/мин	240	-	-	-
$n_{\text{проект}}$, об/мин	97	109	130	176

Для всех интервалов бурения проектируются частоты вращения породоразрушающего инструмента согласно известной методике, обеспечивающие

требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород.

2.3.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Тип забойного двигателя выбирается в зависимости от проектного профиля скважины, типоразмера долот, осевой нагрузки, плотности промывочной жидкости и удельного момента, обеспечивающего вращение долота [4].

Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения.

Момент необходимый для вращения ненагруженного долота определяется по формуле (6)

$$M_o = 500 \cdot D_o, \quad (6)$$

Результаты параметров забойного двигателя приведены в таблице 5.

Таблица 5 Параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал		0 60	60 650	650 1680	1680 3020
Исходные данные					
D _д	м	0,490	0,3937	0,2953	0,2159
	мм	490	393,7	295,3	215,9
G _{ос} , кН		4,8	7,7	14,4	12,7
Q, Н*м/кН		1,5	1,5	1,5	1,5
Результаты проектирования					
D _{зд} , мм		-	195	172	172
M _р , Н*м		-	2,5	2,9	3,9
M _о , Н*м		-	196,8	147,6	107,9
M _{уд} , Н*м/кН		-	48,6	36,9	27,3

Для интервала бурения 60 650 м (интервал бурения под кондуктор) расчетное значение крутящего момента на долото составило 2,5 кН*м, из опыта бурения выбирается винтовой забойный двигатель ВЗЛ Д172, который отвечает требованиям по диаметру забойного двигателя, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы для достижения плановой механической скорости проходки [15].

Для интервала бурения 650 1680 м под техническую колонну проектируется винтовой забойный двигатель ВЗД 172, который отвечает требованиям по диаметру забойного двигателя, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения средних по твердости горных пород [15].

Для интервала бурения 1680 – 3020 м под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель ВЗД 172, который отвечает требованиям по диаметру забойного двигателя, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения средних по твердости горных пород [15].

2.3.7 Расчёт необходимого расхода бурового раствора

Расход промывочной жидкости должен обеспечить:

эффективную очистку забоя скважины от шлама;

транспортирование шлама на поверхность без аккумуляции его в кольцевом пространстве между бурильными трубами и стенками скважины;

устойчивую работу забойного двигателя;

предотвращение гидроразрыва горных пород;

обеспечение гидромониторного эффекта;

предотвращение размыва стенки скважины и т.д.

Расчет расхода промывочной жидкости для эффективной очистки забоя скважины осуществляется по формуле (7):

$$Q_1 = K \cdot S_{\text{заб}}, \quad (7)$$

где K – коэффициент удельного расхода жидкости на 1 м² забоя;

$S_{\text{ЗАБ}}$ – площадь забоя м², определяется по формуле (8):

$$S_{\text{ЗАБ}} = 0,785 \cdot D_{\text{д}}^2, \quad (8)$$

Удельный расход раствора принимается в пределах от 0,3 до 0,65 м³/с. Большие значения берутся для мягких пород, так как в этом случае увеличивается объем шлама, образующегося в единицу времени.

Расход раствора Q_2 при котором обеспечивается вынос шлама на поверхность определяется по формуле (9):

$$Q_2 = V_{\text{кр}} S_{\text{max}} + V_{\text{М}} S_{\text{заб}} \frac{\rho_n - \rho_p}{\rho_{\text{см}} - \rho_p}, \quad (9)$$

где $V_{\text{кр}}$ – критическая скорость проскальзывания шлама относительно раствора, м/с;

$V_{\text{М}}$ – механическая скорость бурения, м/с;

$\rho_{п}$ – плотность разбуриваемой породы, г/см³;

$\rho_{р}$ – плотность бурового раствора, г/см³;

$\rho_{см}$ – плотность раствора со шламом, г/см³;

S_{max} – максимальная площадь кольцевого пространства определяется по формуле (10):

$$S_{max} = 0,785(D_c^2 - d_{от}^2), \quad (10)$$

где $d_{от}$ – минимальный диаметр бурильных труб запроектированной компоновки определяется по формуле (11):

$$D_c = \sqrt{K_K} D_{от}, \quad (11)$$

где K_K – коэффициент каверзости.

Критическая скорость проскальзывания $V_{кр}=0,1-0,15$ м/с, большее значение берется для более крупного шлама, то есть в мягких породах. Разность $\rho_{см} - \rho_{р}=0,02$ г/см³.

Механическая скорость бурения определяется нормативно, исходя из прочности пород. Для условий Западной Сибири ориентировочно можно принять следующие значения механической скорости бурения: в интервале до 600 м/ $V_{мех}= 30 \text{ } 40$ м/час; в интервале 600 – 1600 м - $V_{мех}= 25 \text{ } 30$ м/час; в интервале 1600 – 2400 м/ $V_{мех}= 15 \text{ } 20$ м/час; при больших глубинах $V_{мех}= 10 \text{ } 15$ м/час.

Максимальный расход раствора Q_3 , при котором не происходит размыв стенок скважины, может быть определен по формуле(12):

$$Q_3 = S_{min} V_{кр max}, \quad (12)$$

где $V_{кр max}$ – максимально допустимая скорость течения жидкости в кольцевом пространстве, м/с, для условий Западной Сибири в интервале до 1000 м $V_{кр max}=1,3$ м/с, а в нижележащих интервалах $V_{кр max} = 1,5$ м/с;

S_{min} – минимальная площадь кольцевого пространства, м².

Эта площадь рассчитывается в интервале нахождения забойного двигателя или основной ступени УБТ. Диаметр скважины принимается с учетом коэффициента каверзости определен по формуле (13):

Тогда:

$$Q_3 = 0,785 \left(\left(\sqrt{K_K} D_\delta \right)^2 - d_{\max}^2 \right) \cdot V_{\text{кп max}} \quad (13)$$

Для интервала бурения под направление и кондуктор принимается $V_{\text{кп max}} = 1,3$ м/с, для ЭК и хвостовика $V_{\text{кп max}} = 1,5$ м/с.

Расчет минимального расхода бурового раствора Q_4 из условия предотвращения прихватов ведется по формуле (14):

$$Q_4 = S_{\max} V_{\text{кп min}}, \quad (14)$$

где $V_{\text{кп min}}$ – минимально допустимая скорость восходящего потока, м/с, в расчетах принимается - 0,5 м/с. Значение S_{\max} берется из расчетов Q_2 .

Минимальный расход раствора Q_5 , исходя из условия создания необходимой скорости истечения из насадок долота, ведется по формуле (15):

$$Q_5 = 0,785 \cdot n \cdot d_{H \max}^2 \cdot 0,75, \quad (15)$$

где n – число насадок;

$d_{H \max}$ – максимальный внутренний диаметр насадки, м.

Расход раствора Q_6 , исходя из устойчивой работы гидравлического двигателя, определяется его технической характеристикой.

По результатам расчетов определяется область допустимого расхода бурового раствора, которая должна быть меньше Q_3 , но больше большего из значений Q_1, Q_2, Q_4, Q_5 или равно ему. Следует, что важным условием является нахождение расхода жидкости в рекомендуемом интервале расхода забойного двигателя.

После получения расчетных значений частоты вращения долота, необходимо провести сопоставление с фактическими значениями частоты вращения применяемые на производстве. При получении существенных различий необходимо выполнить корректировку расчетов.

Результаты проектирование расхода бурового раствора по интервалам бурения и отбора керна приведены в приложении Д.

2.3.8 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

Проектирование КНБК по интервалам бурения выполнено в программное обеспечение для решения проектных, инженерных задач и задач оперативного контроля процесса строительства скважин «БурСофтПроект» [18].

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.

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

2.3.9 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Согласно геолого-технического условия бурения разведочной скважине, требованиям промышленной безопасности в нефтегазовой отрасли и технико-экономическим обоснованиям рекомендуется использовать тип и рецептуру промывочной жидкости для бурения интервалов под спуски обсадных колонн скважины и первичного вскрытия продуктивного пласта [5]:

интервал бурения 0 – 60 м под направления;

бentonитовый буровой раствор;

интервал бурения 60 – 650 м под кондуктор;

полимер-глинистый буровой раствор;

интервал бурения 650 – 1680 м под техническую колонну – полимер-глинистый буровой раствор.

интервал бурения 1680 – 3020 м под эксплуатационную колонну – полимер-глинистый буровой раствор.

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

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

При расчете потребного количества химических реагентов необходимо учесть выполнение условия: «запас бурового раствора на поверхности должен быть не менее двух объемов скважины» [19].

Потребное количество химических реагентов представлено в приложении Д.3

2.3.10 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; - устойчивую работу забойного двигателя;

предотвращение гидроразрыва горных пород;

обеспечение гидромониторного эффекта;

предотвращение размыва стенки скважины и т.д. [5]. Спроектированные параметры забойного двигателя по интервалам бурения и области допустимого расхода бурового раствора представлены в приложении Е.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под направления принимается 55,76 л/с, исходя из возможностей оборудования буровой установки. Исходя из этого, необходимо произвести промывку в два цикла.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под кондуктор принимается 43,52 л/с, для обеспечения эффективной очистки забоя скважины, породоразрушающего инструмента, для стабильной работы ВЗД, выноса шлама и предотвращения осложнений.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под техническую колонну принимается 34,55 л/с, незначительное увеличения

расхода бурового не приведет к размыву стенок скважины, но обеспечит стабильную работу ВЗД.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под эксплуатационную колонну принимается 34,55 л/с, незначительное увеличения расхода бурового не приведет к размыву стенок скважины, но обеспечит стабильную работу ВЗД.

Так же расчет гидравлической программы промывки скважины был выполнен в программное обеспечение для решения проектных, инженерных задач и задач оперативного контроля процесса строительства скважин «БурСофтПроект» [18].

Результаты расчета гидравлической программы промывки скважины в программном обеспечении «БурСофтПроект» представлены в приложении Ж.

2.3.11 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: 2351-2990 м.

Для отбора керна планируется использования бурголовки с PDC вооружением, для получения более качественного отобранного керна и обеспечения данной бурголовкой бурения запланированного интервала.

Выбор бурголовки с PDC вооружением обусловлен так же тем, что интервал сложен горными породами средней твердости.

Из геолого-технического условия тип коллектора поровый – представлен песчаником. Для сохранения отобранного керна планируется использование керноприемного устройства с максимальной длиной приема керна и диаметром керна 80 мм, а также с использованием керна приемных стеклопластиковых труб и цангового кернорвателя. Данное техническое решение позволит произвести максимально качественно отбор керна в планируемых интервалах.

Характеристика проектируемой бурголовки для бурения интервала отбора керна представлена в таблице 6.

Таблица 6 Тип проектируемой для бурения интервала отбора керна бурголовки [16]

Типоразмер	Наружный диаметр, мм	Диаметр керна, мм	Присоединительная резьба по ГОСТ 21 ST 0-7Б	Масса, кг
y9-215,9/80 Sc-3 т	215.9	80	МК-150х6х1:8	45

Характеристика проектируемого для бурения интервала отбора керна кернотборного снаряда представлена в таблице 7.

Таблица 7 Тип проектируемого для бурения интервала отбора керна кернотборного снаряда [16]

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
					верх	низ	
У КЦ - 80	164	27 (1)	80	27000	3-121 (м)	МК - 150 х6х 1:8	2300

Режимы бурения при отборе керна представлены в таблицы 9.

Таблица 9 Технические средства и режимы бурения при отборе керна [16]

Интервал, м	Тип керноотборного снаряд	Осевая нагрузка, т	Частота вращения инструмента, об/мин	Расход бурового раствора, л/сек
2351 – 2990	У КЦ - 80	2-5	60-120	18-25

2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин

2.4.1 Расчет обсадных колонн на прочность

Исходные данные для расчета действующих нагрузок

Для расчетов применяем техническую воду $\rho_{\text{прод}} = 1000 \text{ кг/м}^3$.

Плотность нефти $\rho_{\text{н}} = 740 \text{ кг/м}^3$.

Плотность буферной жидкости $\rho_{\text{буф}} = 1100 \text{ кг/м}^3$. Рекомендации к выбору буферной жидкости представлены в РД 39-00147001-767-2000 [20].

Плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{\text{трн}} = 1900 \text{ кг/м}^3$.

Плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{\text{тр обл}} = 1500 \text{ кг/м}^3$.

Глубина эксплуатационной колонны $H = 3020$ м.

Глубина раздела буферной жидкости и облегченного тампонажного раствора $h_1 = 769$ м.

Высота тампонажного раствора нормальной плотности $h_2 = 190$ м, рассчитывается из условия его поднятия над кровлей продуктивного пласта на 50 м для нефтяной скважины.

Высота цементного стакана $h_{ст} = 10$ м.

2.4.2 Расчет наружных избыточных давлений

Наружное избыточное давление – разность между наружным давлением, действующим на обсадную колонну со стороны кольцевого пространства, и внутренним, действующим внутри обсадной колонны [8].

$$P_{ни} = P_n - P_v, \quad (16)$$

где P_n – наружное давление, МПа;

P_v – внутреннее давление, МПа.

В разные периоды времени наружное избыточное давление достигает наибольших значений.

При цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении приведены на рисунке 2.

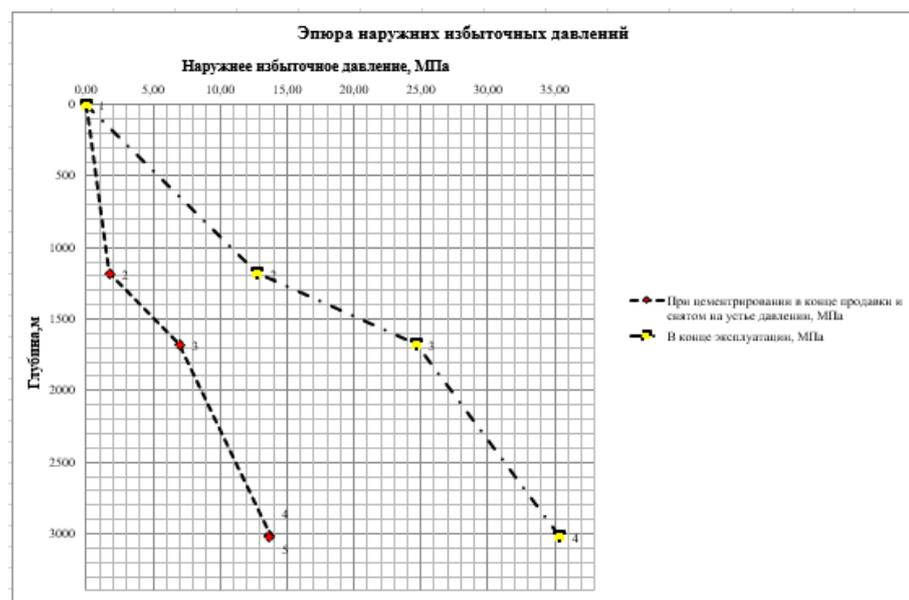


Рисунок 2 Эюра наружных избыточных давлений

2.4.3 Расчет внутренних избыточных давлений

Внутреннее избыточное давление – разность между внутренним давлением, действующим внутри обсадной колонны, и наружным, действующим на обсадную колонну со стороны кольцевого пространства [8].

$$P_{\text{ви}} = P_{\text{в}} - P_{\text{н}}, \quad (17)$$

где $P_{\text{в}}$ – внутреннее давление, МПа;

$P_{\text{н}}$ – наружное давление, МПа.

Расчёт внутренних избыточных давлений производится, как и для наружных избыточных давлений для периода времени [8].

При цементировании в конце продавки тампонажной смеси, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения, схема изображена на рисунке 3.

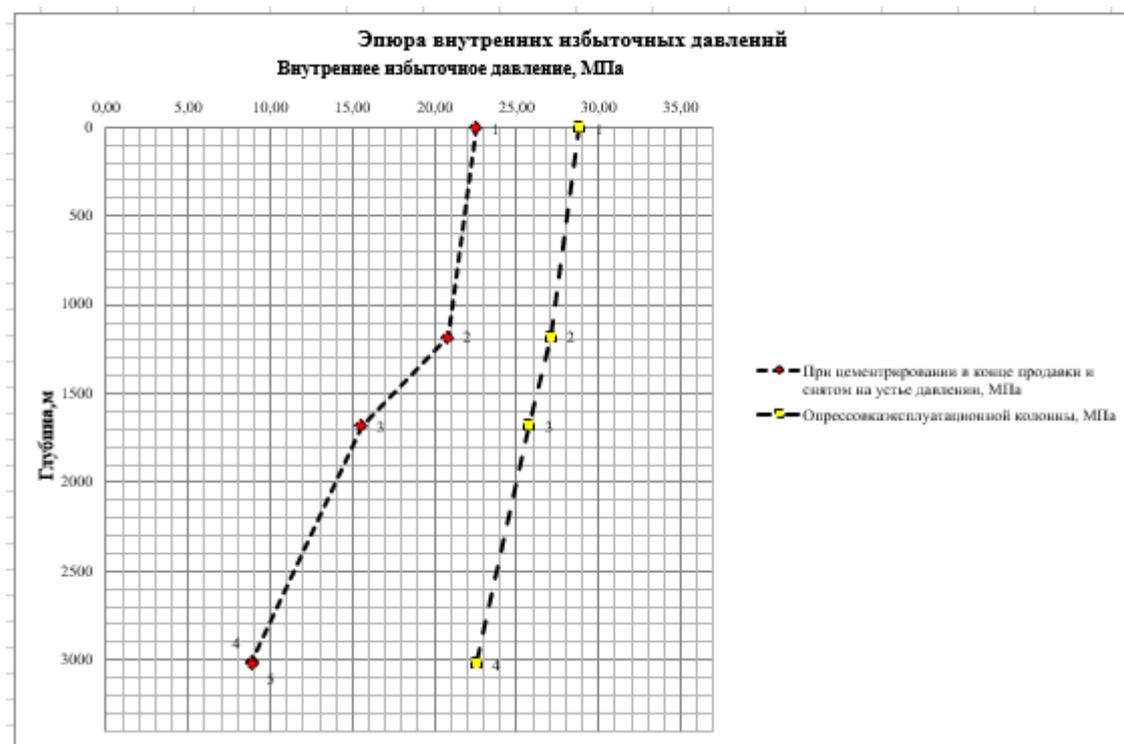


Рисунок 3 Эюры внутренних избыточных давлений

2.4.4 Конструирование обсадной колонны по длине

К параметрам обсадной колонны при заданном диаметре, при разработке конструкции скважины, относятся группа прочности материала труб, толщина стенок и длина секций с соответствующей группой прочности и толщиной стенки.

Рекомендуется использовать по возможности наиболее дешёвые обсадные трубы, поэтому для начала расчёта выбираются трубы группы прочности Д. Принимаются также тип обсадных труб и вид исполнения категории «А». Для нефтяных скважин рекомендуется использование обсадных труб типа ОТТМ [9].

Расчитанные параметры секций представлены в таблице 10.

Таблица 10 Параметры секций

Наружный диаметр, мм	Номер Секции	Тип резьбового соединения	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
						1 м трубы	секций	суммарный	
Эксплуатационная колонна									
146	1	ОТТГ	Д	10,7	719	34,26	26247,49	94288,06	3020-2301
	2	ОТТГ	Д	8,5	2301	29,57	68040,57		2301-0
Техническая колонна									
245	1	ОТТМ	Д	7,9	1680	48,13	80516,79	80516,79	1680-0
Кондуктор									
324	1	ОТТМ	Д	8,5	650	68,52	44408,64	44408,64	650-0
Направление									
406	1	ОТТМ	Д	9,5	60	93,2	5592	5592	0-60

2.4.5 Расчет и обоснование параметров цементирования эксплуатационной колонны

Обоснование способа цементирования:

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле (18):

$$P_{гс\ кп} + P_{гд\ кп} \leq 0,95 * P_{гр}, \quad (18)$$

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

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

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

Согласно геологическим данным $P_{гр} = 47,88$ МПа.

Гидродинамические потери давления в кольцевом пространстве:

$P_{гд\ кп} = 0,295$ МПа.

Гидростатическое давление составного столба жидкости в кольцевом пространстве:

$P_{гс\ кп} = 43,405$ МПа.

Производим сравнения давлений по формуле (18):

$$43,7 \text{ Мпа} \leq 45,486 \text{ МПа}, \quad (18)$$

Условия недопущения гидроразрыва пластов выполняется, принимается решение использовать прямое одноступенчатое цементирование.

Расчет объемов и компанентного состава буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости:

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

Количество составных компонентов тампонажной смеси представлены в таблице 11.

Таблица 11 Количество составных компонентов тампонажной смеси

Наименение жидкости	Объем жидк., м ³	Плотн. жидк., кг/м ³	Объем воды для пригот. жидк., м ³	Наимен. компонента	Масса компон. (кг) / колич. мешков (шт.)	Наимен. цемента	Масса цемента (т) / колич. мешков (шт.)
Буферная	6,53	1050	8,16	МБП-ВМ	457,5 / 19	-	-
	1,63			МБП-СМ	24,5 / 1	-	-
Облегченный тампонажный раствор	25,24	1500	23,61	НТФ	20393,7 / 21	ПЦТ-III-О61,6-100	20,4/21
Тампонажный Раствор Нормальной плотности	17,45	1900	17,45	НТФ	24177,7 / 25	ПЦТ-I-100	24,2 / 25
Продавочная жидкость	48,37	1030	48,37	-	-	-	-

Выбор типа и расчёт необходимого количества цементирующего оборудования рассчитывается по формуле (19):

Рассчитывается давление на насосе «продавочного» цементирующего агрегата [10]:

$$P_{ца} \geq P_{цг} / 0,9, \quad (19)$$

где $P_{цг}$ – давление на цементирующей головке в конце цементирования МПа, рассчитывается по формуле (20)

$$P_{цг} = 25,73 \text{ МПа}; \quad (20)$$

$$32 \text{ МПа} \geq 28,58 \text{ МПа}.$$

Выбирается ближайшее большее давление, развиваемое цементирующим агрегатом ЦА320. Технические характеристики насоса 9Т агрегата ЦА-320 приведены в таблице 12.

Таблица 12 Технические характеристики насоса 9Т цементирующего агрегата ЦА-320

Диаметр штука, мм	Развиваемое давление, МПа					Идеальная подача, л/с				
	скорость коробки передач					скорость коробки передач				
	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5
100	-	32	18	12	7,6	-	3,2	6,1	9,3	14,1

Рассчитывается необходимое число цементосмесительных машин исходя из суммарной массы тампонажной смеси, расположенной в их бункерах рассчитывается по формуле (21):

$$m = G_{сух} / G_b, \quad (21)$$

1. Для облегченной тампонажной смеси: $m = 1$ машины типа УС6-30Н(У);

2. Для тампонажной смеси нормальной плотности: $m = 1$ машина типа УС630Н(У).

3. Число цементируемых агрегатов, работающих для затворения тампонажного раствора, определяется с таким учетом, что на каждую цементосмесительную машину работает один агрегат: 3 машины ЦА - 320.

По результатам расчёта количества и выбора цементирующей техники разрабатывается технологическая схема обвязки цементирующего оборудования, представлена в приложении 3.

2.4.6 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Технологическая оснастка обсадных колонн представлена в таблице 13.

Таблица 13 Технологическая оснастка обсадных колонн

Тип колонны, D _{усл} , мм	Башмак	Обратный клапан	Пробка раздели- тельная продавоч- ная	Центратор, (количество, шт)	Цементирующая головка
Направление, D _{усл} =406,4 мм	БКМ-406	-	ПРП-Ц- 406	ЦЦ-406/476 (2)	Глухой переводник КП-1
Кондуктор, D _{усл} =323,9 мм	БКМ-324	ЦКОДУ - 324	ПРП-Ц- 324	ЦЦ-324/394 (16)	ГЦУ-219
Техн. колонна, D _{усл} =244,5 мм	БКМ-245	ЦКОДУ - 245	ПРП-Ц- 245	ЦЦ-245/295 (27)	ГЦУ-219
Экспл. колонна, D _{усл} =146 мм	БКМ-146	ЦКОДУ - 146	ПРП-Ц- 140	ЦЦ-146\216 (72)	ГЦУ-140

2.4.7 Проектирование процесса испытания и освоения скважины

Проектирование перфорационного оборудования для вторичного вскрытия продуктивного пласта:

Для вторичного вскрытия продуктивного пласта будет использован кумулятивный перфоратор ПК-114КЛ [12]. Мощность продуктивного пласта согласно геологическим данным составляет 110 м, глубина 2430 2540 м.

Для перфорации продуктивной зоны пласта перфоратором ПК-114КЛ потребуется 5 спуско-подъемной операции перфорационного комплекса в со-

ставе из 4 секций по 6 м и 1 секции 3 м. Основные технические характеристики перфоратора приведены в таблице 14.

Таблица 14 Основные технические характеристики перфорационных систем однократного применения ПК-114КЛ

Наименование показателя	ПК-114КЛ
Минимальный внутренний диаметр обсадной колонны, мм.	140
Максимально допустимое гидростатическое давление, МПа.	120
Максимальная плотность перфорации, отв./м.	40
Вес, снаряженного перфоратора, кг	
1м	60
2м	89
3м	134
4м	168
5м	204
6м	240

Проектирование пластоиспытателя:

Комплекс пластоиспытательный КИИ-146(95) предназначен для исследования скважин с целью определения гидродинамических характеристик пластов. Проведение испытаний в многоцикловом режиме, отбор герметизированных проб пластовой жидкости спускается на колонне бурильных труб [13]. Технические характеристики комплекса пластоиспытательного КИИ- 146(50) представлены в таблице 15.

Таблица 15 Технические характеристики комплекса пластоиспытательного ИПТ116

Тип забоя	открытый и закрытый
Диаметр ствола скважины, мм	140-312
Максимальная глубина, м	5000
Температура в скважине, °С	120
Максимальное давления, МПа	101

Проектирование оборудования для вызова притока методом свабирования:

Комплекс оборудования для свабирования скважин состоит из двух основных частей устьевого и скважинного оборудования.

1. Комплекс наземного оборудования для свабирования скважин КНОС [14]. Состав комплекса и технические характеристики представлены в таблице 16.

Таблица 16 Состав комплекса и технические характеристики

Лубрикатор Л-89.000 предназначен для извлечения (спуска) колонны сваба из скважины без ее разгерметизации	
Рабочее давление, МПа	21
Диаметр прохода, мм	75,9
Присоединительные резьбы НКТ 89 ГОСТ 633-80	
Ловушка сваба механическая ЛСМ-78.000 предназначена для удержания колонны сваба во время замены манжеты	
Рабочее давление, МПа	14
Диаметр прохода, мм	76
Присоединительные резьбы НКТ 89 ГОСТ 633-80	
Быстро-разъемное соединение БРС-73 предназначено для быстрого соединения НКТ 73 ГОСТ 633-80	
Рабочее давление, МПа	14
Диаметр прохода, мм	62
Присоединительные резьбы НКТ 73 ГОСТ 633-80	
Кран шаровый КШН-73х21.000 предназначен для оперативного перекрытия и герметизации трубного канала коллоны НКТ 73 ГОСТ 633-80	
Рабочее давление, МПа	21
Диаметр прохода, мм	38
Присоединительные резьбы НКТ 73 ГОСТ 633-80	
Превентор малогабаритный ПМТ1.3-80х21 предназначен для герметизации НКТ ГОСТ 633-80, штанг (ШН), геофизического кабеля	
Рабочее давление, МПа	21
Диаметр прохода, мм	80
Присоединительные резьбы: верх - НКТ 89 ГОСТ 633-80, низ - ОТТМ 140 ГОСТ 632-80, патрубок-ниппель - НКТ 73, муфта - НКТ 60 ГОСТ 633-80	
Затвор шаровый ЗШ1 78х21.000 предназначен для оперативного перекрытия и герметизации трубного канала коллоны НКТ 89 ГОСТ 633-80	
Рабочее давление, МПа	21
Диаметр прохода, мм	78
Присоединительные резьбы: верх - ОТТМ 140 ГОСТ 632-80, низ - НКТ 89ВН ГОСТ 633-80	
Фланец трубодержатель ФТ-89.000 предназначен для соединения устьевого оборудования с крестовиной фонтанной арматуры	
Рабочее давление, МПа	21
Диаметр прохода, мм	211,1
Присоединительные резьбы: верх - НКТ 89ВН, низ - НКТ 89 ГОСТ 633-80	

Скважинное оборудование для свабирования КС-62 [14]:

Состав оборудования свабирования и технические характеристики представлены в таблице 17.

Таблица 17 Состав оборудования свабирования и технические характеристики

Узел заделки каната КС 62.01.000 предназначен для закрепления каната диаметром от 9,5 до 15 мм (при смене сухарей) к колонне сваба	
Диаметр наружный, мм	60
Шаблон КС 62.00.006 предназначен для шаблонирования колонны НКТ 73 ГОСТ 633-80. Диаметр наружный 60 мм	
Диаметр наружный, мм	60
Штанга КС 62.00.001 предназначена для ускорения погружения колонны сваба в колонне НКТ ГОСТ 633-80	
Диаметр наружный, мм	55
Масса, кг	10
Скрепер КС 62.08.000 предназначен для очищения колонны НКТ 73 ГОСТ 633-80	
Диаметр наружный, мм	65
Ударник сваба КС 62.02.000 предназначен для создания ударных нагрузок на колонну сваба с низу в верх при ее заклинивании в колонне НКТ ГОСТ 633-80	
Диаметр наружный, мм	55
Извлекатель сваба КС.62.03.000 предназначен для извлечения колонны сваба из скважины при обрыве каната. Диаметр наружный 57 мм	
Диаметр наружный, мм	57
Сваб КС 62.03.000 предназначен для герметизации трубного канала колонны НКТ ГОСТ 633-80 при подъеме колонны сваба	
Диаметр наружный манжеты, мм	61 и 75
Штанга грузовая КС 62.00.002 предназначена для ускорения погружения скрепера в колонне НКТ ГОСТ 633-80	
Диаметр наружный, мм	55
Масса, кг	45

2.5 Выбор буровой установки

Буровая установка выбирается 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 [4] При выборе буровой установки должны выполняться следующие условия:

$$[G_{кр}] / Q_{бк} \geq 0,6, \quad (22)$$

$$[G_{кр}] / Q_{об} \geq 0,9, \quad (23)$$

$$[G_{кр}] / Q_{пр} \geq 1, \quad (24)$$

где $G_{кр}$ – допустимая нагрузка на крюке, тс;

$Q_{ок}$ – максимальный вес бурильной колонны, тс;

$Q_{об}$ – максимальный вес обсадной колонны, тс;

$Q_{пр}$ – параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс.

Параметр веса колонны при ликвидации прихвата определяется по формуле:

$$Q_{пр} = k * Q_{мах}, \quad (25)$$

где k – коэффициент увеличения веса колонны при ликвидации прихвата ($k = 1,3$);

$Q_{мах}$ – наибольший вес одной из колонн, тс.

Для расчета примем буровую установку БУ-3000 ЭУК-1М.

Результаты расчета выбора буровой установки представлены в таблице 18.

Таблица 18 Расчет выбора буровой установки.

Наименование БУ		Допустимая нагрузка на крюке, тс	Оснастка галевой системы
БУ-3000 ЭУК-1М		200	5х6
Вес, тс		Условие соответствия	
Максимальный вес бурильной колонны	97,0	$[G_{кр}] / Q_{бк} \geq 0,6$	2,06
Максимальный вес обсадной колонны	69,0	$[G_{кр}] / Q_{об} \geq 0,9$	2,89
веса колонны при ликвидации прихвата	126,1	$[G_{кр}] / Q_{пр} \geq 1,0$	1,58

3 Обзор современных производителей яссов

Бурильные ясы уже почти век успешно применяются в сфере бурения скважин в качестве инструмента борьбы с прихватами бурильных труб. Будучи изначально устройством с ограничениями в применении, сегодня конструкция бурильных ясов позволяет использовать их в том числе для горизонтальных скважин, а также вертикальных скважин со значительным показателем отклонения по вертикали.

Принцип работы бурильного яса заключается в передаче ему накопленной колонной бурильных труб энергии деформации и преобразовании ее в кинетическую в месте прихвата. Бурильный яс может включаться в компоновку бурильной колонны в качестве предупредительной меры для борьбы с прихватами инструмента.

Первоначальная конструкция бурильного яса представляла собой телескопический шток с механическим запорным устройством для фиксации устройства. Дорабатываемая в течение последних восьми десятилетий, сегодня конструкция ударного яса состоит из полого корпуса, внутри которого расположен стопорный механизм и непосредственно сам шток, перемещающийся внутри полости корпуса. Изобретение относится к нефтегазодобывающей промышленности, а именно к ударным устройствам для ликвидации прихватов колонны труб в вертикальных, наклонных и горизонтальных скважинах.

3.1 Назначение ясса

Яссы – предназначены для освобождения прихваченного в скважине бурового инструмента. Освобождение происходит в результате нанесения ударов по месту прихвата.

Яссы могут быть использованы при:

- наклонно-направленном бурении;
- горизонтальном бурении;
- аварийных работах;
- капитальном и текущем ремонте скважин.

В настоящее время их подразделяют по целевому назначению:

➤ буровой ясс: включается в состав бурового инструмента и при возникновении прихвата во время бурения скважины яссом сразу же можно работать нанося удары по месту прихвата;

➤ ловильный ясс: используется во время проведения работ по ликвидации прихвата бурового инструмента и включается в состав ловильной компоновки.

По направлению действия:

➤ одностороннего действия (только вверх);

➤ двустороннего действия (вверх и вниз).

По принципу действия:

➤ гидромеханические;

➤ гидравлические;

➤ механические.

Целью применения яссов является создание мощной ударной силы, направленной вверх или вниз, воздействуют силой или тяговым усилием, дополняющими нагрузку, принимаемую на себя бурильными станком и инструментом, а также превращение потенциальной энергии, содержащейся в растянутом бурильном инструменте, в кинетическую энергию в КНБК над яссами.

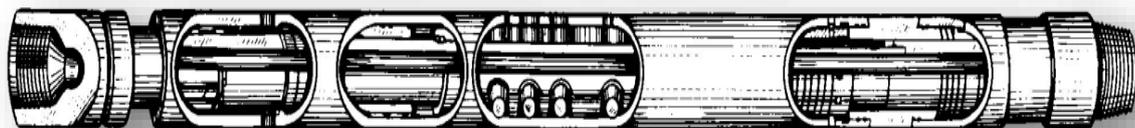


рисунок 3. Ясс

Хотя в процессе конструирования используются одинаковые основные принципы, но яссы с разным назначением по использованию сильно отличаются.

При работах с использованием яссов происходит разрушение зоны заклинивания, связи между глинистой коркой и трубами. Наиболее широко применяются такие механизмы: виброударный механизм (ВУМ) и гидравлический

ударный механизм (ГУМ). Для того, чтобы ускорить процесс ликвидации возникших прихватов на начальной стадии целесообразно будет устанавливать ударные механические устройства (ясы) также в компоновке бурильной колонны, дабы сразу при обнаружении прихватов включить в работу ясс. Особенно это важно при бурениях в осложнённых условиях.

С целью установки ясса по окончании процесса прихвата бурильной колонны начинают определять верхнюю границу прихвата или его интервал. Бурильную колонну срезают или же развинчивают над верхней этой границей, поднимают из скважины колонну, затем опускают её вместе с яссом, включая его в процесс работы. Ясс целесообразно будет опускать с применением безопасного замка.

В горизонтальной скважине ясс можно поместить либо на верхней зоне изгиба (вверху слева на рисунок 4.А), или же на боковом отводе (вверху справа на рисунке 4.Б).

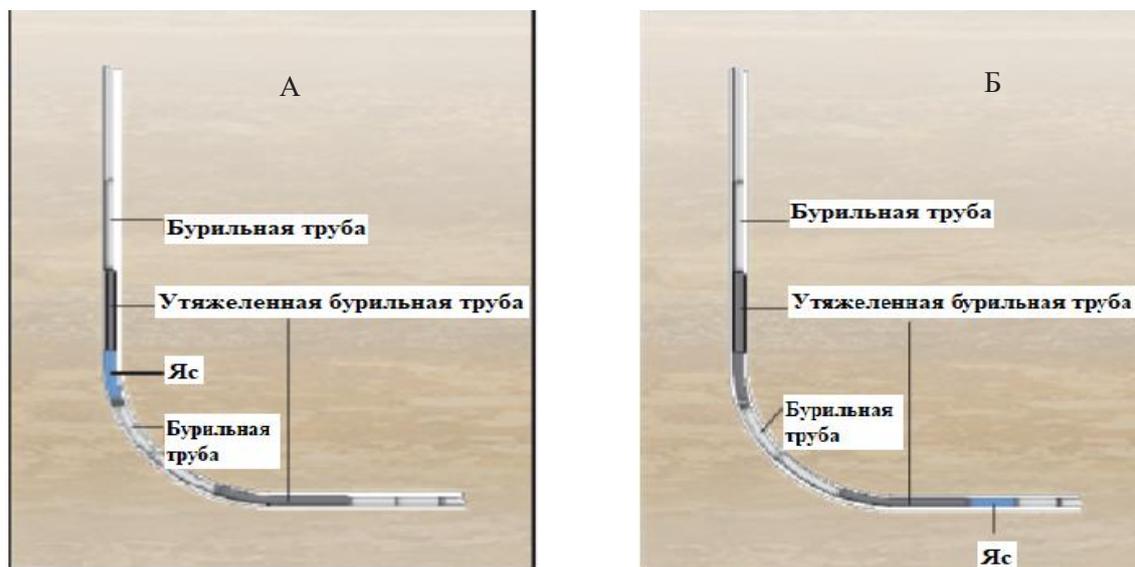


Рисунок 4 Размещение яссов в скважине:

А- Размещение одного ясса в верхней зоне изгиба в горизонтальной скважине; Б-Размещение одного ясса в боковом отводе в горизонтальной скважине.

Величина волны напряжений связана со скоростью, ускоряющейся КНБК. Время прохождения волны связано с длиной КНБК. Удар – это сила определенной величины, прилагаемая к точке прихвата к КНБК. В бурильном

яссе создается ударная сила, проходящая вниз до места прихвата. Сила удара должна превосходить силу прихвата в точке его возникновения. В случае если сила удара больше силы прихвата, КНБК начинает «скользить» на небольшое расстояние. Расстояние «скольжения» зависит от импульсов удара, поступающего к месту прихвата.

Импульс удара – это его продолжительность. Чем сильнее импульс, тем длиннее путь «скольжения» КНБК за каждый цикл удара ясса и тем скорее освобождается колонна. Для эффективной работы ясса необходимы и удар, и импульс.

Во всех случаях сила удара должна превышать силу прихвата, иначе, независимо от величины созданного импульса, КНБК не станет «скользить». Существует три вида бурильных яссов.

3.2 Виды яссов

Гидравлический ясс:

Применяются в вертикальных и наклонно-направленных скважинах с повышенным трением (горизонтальные и удлиненные), нижний ясс при использовании двух яссов, при невозможности большого натяжения.

Преимущества:

возможность изменения величины срабатывания;
не подвержен влиянию частоты вращения и температуры;
защищенные уплотнители и ударные поверхности, неизменная задержка срабатывания

Недостатки:

тепловая энергия, влияющая на вязкость гидравлической жидкости, уменьшение значения максимального натяжения, частоту отказов уплотнителей.



Рисунок 5 Гидравлический ясс

Гидравлический буровой ясс двойного действия Hydra-Jar AP:

Применение ясса-Hydra-Jar AP при бурении для предотвращения повреждения ствола. Приводной цилиндр Hydra-Jar AP имеет секцию, в которой возможны свободное осевое расширение и вытягивание штока банки, при котором крутящий момент передается через инструмент. Верхний гидравлический цилиндр и балансирующий поршень обеспечивают одинаковое давление на инструмент и в цилиндре. Верхний блокирующий цилиндр имеет сужение, называемое стопором. Когда прикладывается усилие перенапряжения, поршень стопора поднимается к стопору, в результате чего гидравлическая жидкость проталкивается через поршень, и растягивающая нагрузка накапливается в бурильной колонне. Поршень стопора медленно движется через цилиндр, пока не пройдет сквозь сужение стопора, в результате чего джек разблокируется и перемещается вверх. Цилиндр и нижний стопорный шток выполняют те же функции с одним лишь отличием они производят работу банкой вниз.

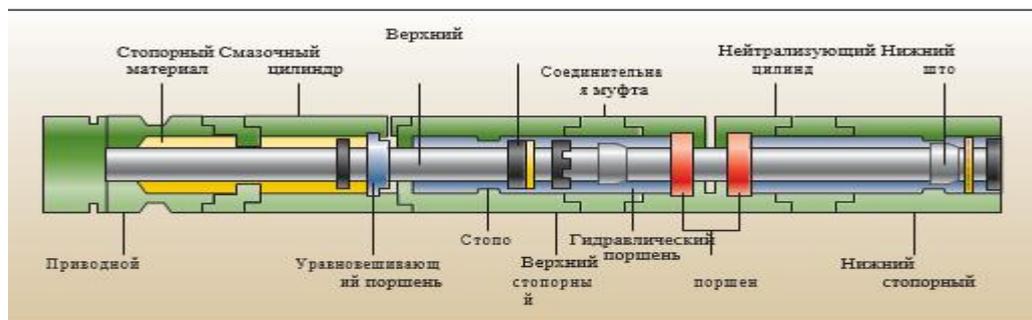


Рисунок 6 Гидравлический буровой ясс двойного действия Hydra-Jar AP

Особенность этих ясов – это отсутствие в конструкциях механической части (защёлки с пакетом пружин). Это позволяет вести эксплуатацию ясов в скважинах, имеющих сложный профиль, где затруднительно создать и контролировать осевые усилия, необходимые для перезарядки применяемого ясса.

Для гидравлической части используют два клапана, имеющие дозирующие устройства, что позволяет нанести удары по местам прихватов с разной силой по обоим направлениям (вверх-вниз).

Механические ясы:

Работают с использованием механизмов пружины, фиксации и высвобождения. Работает вверх на заданное усилие растяжения, и вниз – на заданное усилие сжатия (рисунок 7).

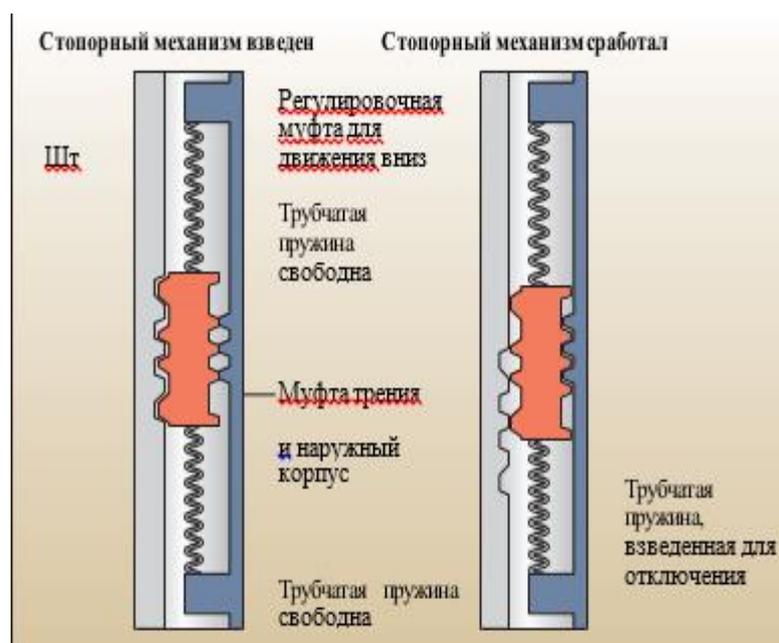


Рисунок 7 Механический ясс

Положение механического ясса во время бурения – либо взведенное (нейтральное), либо выдвинутое.

При бурении нежелательно работать яссом вниз, так как случайная его сработка может повредить долото и компоненты КНБК.

Ясы поступают на буровую с конкретными настройками, определяющими нагрузку при работе вверх и вниз.

Возможна корректировка в скважине на 10–15 % с помощью приложения крутящего момента к бурильной колонне.

Буровой механический ясс двустороннего действия:

Принцип работы основан на использовании потенциальной энергии, производимой растянутой бурильной колонной после того как разъединяются захваты.

Механизм ясса должен находиться под напряжением растяжения в во избежание нахождения в нейтральной точке.

Ясс должен быть расположен достаточно далеко от долота.

Над яссом необходимо иметь запас веса для создания необходимой нагрузки сжатия.

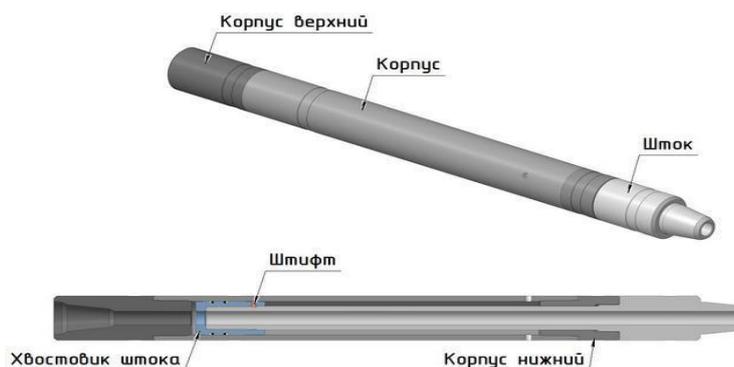


Рисунок 8 механический ясс двустороннего действия

Буровые гидромеханические яссы одностороннего и двустороннего действия:

ясс одностороннего действия предназначен для нанесения ударов, направленных вверх;

ясс двустороннего действия предназначен для нанесения ударов, направленных вверх и вниз;

гидромеханический ясс сочетает в себе особенности гидравлических и механических яссов и состоит из следующих частей.

Механическая часть включает в себя предохранительную защёлку с пакетом тарельчатых пружин и предотвращает нежелательное срабатывание ясса во время бурения и спускоподъемных операций.

Гидравлическая часть включает в себя клапан с дозирующим устройством и позволяет регулировать силу удара вверх за счёт изменения усилия натяжения бурильной колонны во время гидравлической задержки.



Рисунок 9 Гидромеханические ясы

Крутильный ясс SHOCK TURN:

Применяются в вертикальных и наклонно-направленных скважинах с повышенным трением. По принципу работы его основное отличие от яссов остальных типов в придании нагрузки на скручивание совместно с осевой нагрузкой, без использования ротора или верхнего привода. Использование крутильного ясса позволяет приложить вращение инструмента именно в точке прихвата. Это снижает вероятность порыва или разрушения бурильной колонны от закручивания при традиционной методике ликвидации прихватов.



Рисунок 10 Крутильный ясс SHOCK TURN

В практике бурения и капитального ремонта скважин для извлечения прихваченного в скважине оборудования широкое применение получили ясы различных конструкций. Они позволяют наносить сильные удары по прихваченному оборудованию за счет накопления упругой деформации растяжения

или сжатия рабочей колонны. Общепринято, что используемые яссы наносят удары, направленные вверх или вниз.

Однако очевидно, что прихваченное в скважине оборудование легче извлечь, если прикладывать к нему не только ударные нагрузки по оси скважины, но и ударный крутящий момент. На основе многолетних и широкомасштабных работ компанией «Буринтех» предложена новая технология извлечения прихваченного оборудования с помощью принципиально новых типов крутильных яссов SHOCK TURN. Данный инструмент позволяет осуществлять два типа ударов, действующих одновременно на забое скважины: крутильные и осевые. Крутильные яссы SHOCK TURN используют наряду с энергией осевой упругой деформации рабочей колонны деформацию кручения, что увеличивает силу удара подобных яссов.

В промышленной практике часто происходят аварии, при которых прихваченным оказывается протяженный участок рабочей колонны труб. При таких авариях целесообразнее попытаться извлечь прихваченные трубы по частям путем их последовательного отвинчивания. Как показал опыт, проводить отвинчивание обычным способом, путем статической передачи крутящего момента с поверхности, малоэффективно. Более эффективно отвинчивание путем приложения ударных крутящих моментов на отворот с помощью яссов SHOCK TURN, что было доказано промышленными работами в Западной Сибири.

Известно, что работа обычных яссов осложняется при их установке в наклонно направленных и горизонтальных участках ствола скважины, так как в данных условиях часть осевой нагрузки, прикладываемой с поверхности к рабочей колонне труб, не доходит до ясса вследствие действия сил трения. Промысловый опыт показал, что в подобных интервалах работа ясса SHOCK TURN более эффективна, так как передача крутящего момента от поверхности к инструменту лучше поддается контролю и осуществляется с меньшими затратами на трение. Полевая практика применения крутильных яссов SHOCK TURN также показала их эффективность: дорогостоящее поверхностное оборудование «top drive – верхний привод» бурового станка испытывает значительно мень-

шие реактивные ударные нагрузки, обусловленные работой ясса, что способствует большей работоспособности оборудования.

3.3 Компании производители

1. Tianhe Oil Group Huifeng Petroleum Equipment Co., Ltd.
2. Shaanxi Brj Petroleum Machinery Equipment Co., Ltd.
3. Dezhou Jingmei Petroleum Machinery Co., Ltd. &Nbsp.
4. Shaanxi FYPE Rigid Machinery Co., Ltd.
5. Derun Energy Co Ltd.
6. Beifang Shuangjia Drilling Tools.
7. Dongying City Dongda Machinery Manufacture Co., Ltd.
8. Guizhou Gaofeng Petroleum Machinery Co., Ltd.
9. ГидроБурСервис.
10. Буринтех.

Вывод

Наличие в КНБК ясса может послужить в качестве меры предосторожности с целью предотвращения повреждений ствола, потери времени, увеличения затрат при прихвате трубы. Размещение используемого ясса следует выбрать на основе проведения тщательного анализа, дабы иметь возможность пользоваться полным его потенциалом.

Энерговооруженность крутильных яссов SHOCK TURN по сравнению с обычными в 6-6,2 раза выше за счет использования дополнительного источника энергии. При работе с крутильным яссом SHOCK TURN вероятность извлечения прихваченного оборудования выше, так как на него действует не только осевая нагрузка, но и ударный крутящий момент. Крутящий момент передается по колонне с меньшими потерями на трение по сравнению с осевой нагрузкой. Поэтому эффективность работы крутильных яссов SHOCK TURN в искривленных и горизонтальных стволах выше. При работе крутильного ясса дорогостоящее поверхностное оборудование «top drive – верхний привод» бурового стан-

ка испытывает меньшие реактивные ударные нагрузки, обусловленные работой ясса, что способствует большей работоспособности оборудования.

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

В рамках бакалаврской работы основной целью является расчет сметной стоимости строительства проектируемой разведочной вертикальной скважины глубиной 3020 на Тюменском месторождении.

Для достижения поставленной цели, необходимо решить следующие задачи:

Рассмотреть структуру и направление деятельности организации АО "Тюменьнефтегаз";

Произвести расчет рейсовой и механической и коммерческой скорости;

Составить нормативные карты строительства проектируемой скважины;

Произвести оценку денежных затрат;

4.1 Основные направления деятельности и организационная структура управления предприятия АО "Тюменьнефтегаз"

Компания "Тюменьнефтегаз" образована в феврале 1991 года после упразднения "Сибирского нефтяного министерства" – Главтюменьнефтегаза, которое руководило добычей нефти на всей территории Тюменской области. Производственные объединения, работающие на севере области в Ямало-Ненецком и Ханты-Мансийском автономных округах, получили полную самостоятельность, а вновь организованный Тюменьнефтегаз стал заниматься разработкой нефтяных месторождений только на юге Тюменской области. Характерной особенностью компании является ее специализация на добыче нефти из сложнопостроенных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами.

В 1995 году компания вошла в состав Тюменской нефтяной компании (ТНК) и в настоящее время является вторым по объемам производства добывающим предприятием ТНК. На долю Тюменьнефтегаза приходится около 8% всей добываемой ТНК нефти.[11].

В настоящее время Тюменьнефтегазу принадлежат лицензии на право пользования недрами десяти месторождений углеводородов, расположенных в пределах Ямало-Ненецкого и Ханты-Мансийского автономных округов. Из де-

сяти месторождений в настоящее время добыча нефти и газа ведется на Ермаковском и Кальчинском месторождениях, на остальных пока ведутся разведочные работы. По данным на 1 октября 1999 года извлекаемые запасы нефти по этим месторождениям составляют (по промышленным категориям C1+C2) 572904 млн. тонн.

АО «Тюменнефтегаз» было образовано в 1993 году в связи с приватизацией по первому варианту льгот одноименного государственного научно-производственного объединения. В связи с преобразованием ГП в АО была проведена эмиссия 615972 обыкновенных и 205324 привилегированных акций номиналом 1000 руб. После этого в 1995 и 1997 годах были проведены дополнительные выпуски ценных бумаг. В 1998 году в связи с деноминацией рубля номинальная стоимость ценных бумаг компании была снижена в 1000 раз.

В настоящее время уставный капитал Тюменнефтегаза составляет 958968.78 тыс. руб. Он разделен на 719226585 обыкновенных и 239742195 привилегированных акций номиналом 1 руб. Основным акционером компании является ТНК, которой принадлежит 38% УК. Реестр акционеров ведет ЗАО «Иркол» (Москва).

Компания регулярно выплачивает дивиденды по привилегированным акциям. На собрании акционеров Тюменнефтегаза по итогам 1998 года, которое состоялось 17 сентября 1999 года, было принято решение выплатить дивиденды за 1998 год из расчета 0.0039 руб. на привилегированную акцию. По обыкновенным акциям принято решение дивиденды не выплачивать. За 1997 год дивиденды составили 0.008 руб. на одну обыкновенную акцию и 0.008 руб. на одну привилегированную акцию (данные с учетом деноминации).

О «Тюменнефтегаз» имеет доли в уставных капиталах следующих компаний: ДАО «Нефтемаш» (38%), ДАО «Сибнефтемаш» (38%), ДАО «Тюменнефтеспецстрой» (38%), ДАО «Тюменнефтегеофизика» (38%), ДАО «ТюменьАСУнефть» (38%), ДАО «Тюменнефтекомплектсервис» (38%), ДАО ТПП РС «Тюменнефть» (38%), ЗАО «МИЦТЭК» (22.2%), ЗАО «Компания Тура Петролеум» (50%), СП «Карасульский» (67.2%),

Организационная структура управления предприятия представлена в приложении И.

4.2 Расчет нормативной продолжительности строительства скважин

Исходные данные для расчета нормативной карты представлены в таблице 19.

Таблица 19 – Исходные данные для расчета нормативной карты

Наименование скважины	
Проектная глубина, м:	3020
Способ бурения:	
- под направление	Роторный
- под кондуктор ,техническую и эксплуатационную колонны	Турбинный
Цель бурения	разведка
Конструкция скважины:	
- направление	d 406,4 мм на глубину 60 м
- кондуктор	d 323,9 мм на глубину 650 м
- техническая	d 244,5 мм на глубину 1680 м
- эксплуатационная	d 146,1 мм на глубину 3020 м
Буровая установка	Уралмаш 3000 ЭУК-1М
Оснастка талевой системы	5*6
Насосы:	
- тип- количество, шт.	УНБ-600
производительность, л/с:	
- в интервале 0-60м	55
- в интервале 60-650м	43
- в интервале 650-1680м	34
- в интервале 1680-3020м	34
Утяжеленные бурильные трубы (УБТ):	d 203мм
Забойный двигатель (тип):	
- в интервале 60-650 м	Д1-240
- в интервале 650-1680 м	Д5-195
- в интервале 1680-3020 м	Д5-195
Бурильные трубы: длина свечей, м	24
- в интервале 0-60 м	127'9,19
- в интервале 60-650 м	127'9,19
- в интервале 650-1680 м	127'9,19
- в интервале 1680-3020 м	127'9,19
Типы и размеры долот:	
- в интервале 0-60 м	Ш490 С-ЦВ
- в интервале 60-650м	БИТ 393.7 В 419 ТСР
- в интервале 650-1680м	У10-295,3СТ-4ТК
- в интервале 1680-3020 м	БИТ 215,9ВТ616УЕС38
- в интервале 2882-2909 м	Бурголовка у9-215,9/80 Sc-3 т

1 Расчет нормативного времени на механическое бурение

Сведения о действующем на буровом предприятии нормам времени механического бурения 1 м породы и проходки на долото на газовом месторождении (Тюменской область) представлены в таблице 20.

Таблица 20 Нормы механического бурения на нефтяном месторождении

Интервалы бурения	Интервал, м		Количество метров в интервале, м	Норма времени механического бурения 1 м породы, ч	Норма проходки на долото, м
	от (верх)	до (низ)			
1	0	60	60	0,034	580
2	60	650	590	0,039	1660
3	650	1680	1030	0,061	1380
4	1680	3020	1340	0,084	1450

Нормативное время на механическое N , ч бурение рассчитывается по формуле: $N = T * H$, (14)

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

H - количество метров в интервале, м.

Расчет нормативного времени на механическое бурение представлен в таблицы 21.

Таблицы 21 Расчет нормативного времени на механическое бурение

Количество метров в интервале, м	Норма времени на бурение 1 метра, ч/м	Нормативное время на механическое бурение, ч
60	0,034	2,04
590	0,039	23,01
1030	0,061	62,83
1340	0,084	112,56
Итого		200,44

Далее производится расчет нормативного количества долот n с учетом интервала набора кривизны. Нормативное количество долот рассчитывается по формуле (22):

$$n = H / \Pi, \quad (22)$$

где Π нормативная проходка на долото в данном интервале, м.

Результаты расчета нормативного количества долот приведены в таблице 22.

Таблица 22 – Нормативное количество долот

Количество метров в интервале H , м	Нормативная проходка на долото в данном интервале Π , м	n
60	580	0,10
590	1660	0,35
1030	1380	0,74
1340	1450	0,94
Итого на скважину		2,13

2 Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

Данные нормы включают время на выполнение следующих работ:

спуск бурильных свечей;

подъем бурильных свечей;

подъем и установка УБТ за палец;

вывод УБТ из-за пальца и спуск ее в скважину;

подготовительно-заключительные работы при СПО;

наращивание инструмента;

промывка скважины перед подъемом инструмента;

промывка скважины перед наращиванием инструмента;

смена долота;

проверка люфта турбобура;

смазка резьбы бурильных труб герметизирующей смазкой;

крепление и раскрепление свечей и элементов бурильной колонны ключами.

чами.

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

Расчет производится по формуле (23):

$$T_{\text{СПО}} = \Pi * n_{\text{СПО}}, \quad (23)$$

где $n_{\text{СПО}}$ нормативное время СПО в расчете на 1 метр, с/м;

Π – длина интервала, м

Результаты расчета времени на СПО и исходные данные приведены в приложении И.

3 Расчет нормативного времени на установку центрирующих фонарей

Норма времени на установку одного центрирующего фонаря в сборе, определяемая на основе фактических данных о работе буровых бригад составляет 1 мин. Нормативное время составит: кондуктор: $16 * 1 = 16$ мин, техническую колонна: $27 * 1 = 27$ мин, эксплуатационная колонна: $72 * 1 = 72$ мин.

4 Расчет нормативного времени ожидания затвердевания цемента

Время ожидания затвердевания цемента (ОЗЦ) нормируется на основе фактических данных по скважинам, пробуренным в аналогичных условиях, но не выше норм времени. Принимаем время ОЗЦ направления - 4 ч, кондуктора - 10 ч, эксплуатационной колонны - 18 ч, эксплуатационной колонны - 24 ч.

5 Расчет нормативного времени на разбуривание цементной пробки

В укрупненные нормы времени на крепление скважины включено время на выполнение следующих видов работ:

промывка скважины перед спуском обсадных труб – 2 цикла;

подготовительно-заключительные работы перед спуском обсадных труб;

спуск резьбовых обсадных труб;

подготовительно-заключительные работы к промывке скважины во время спуска колонны обсадных труб;

промежуточные работы во время спуска колонны;

промывка скважины перед цементированием – 2 цикла;

подготовительно-заключительные работы к цементированию колонны обсадных труб;

цементирование скважины;

заключительные работы после затвердевания цемента;
герметизация устья скважины.

Разбуривание цементной пробки предусматривается после цементирования направления, кондуктора. Норма времени на выполнение следующей операции складывается из времени следующих работ:

отвертывание долота - 7 минут.

спуск бурильных свечей:

а) определяется глубина спуска бурильного инструмента L_c , м по формуле (24):

$$L_c = L_k - L_n, \quad (24)$$

где L_k - глубина кондуктора, м;

L_n - длина цементной пробки, м.

б) рассчитывается, длина неизменной части бурильного инструмента L_n , м квадрата (28 м), переводника с долотом (1 м).

в) определяется, длина бурильных труб L_T , м по формуле (25):

$$L_T = L_c - L_n, \quad (25)$$

г) рассчитывается количество спускаемых свечей N по формуле (26):

$$N = L_T / l_c, \quad (26)$$

где l_c - длина одной свечи, м

д) по УНВ спуск одной свечи занимает 2 минуты, рассчитывается по формуле (27):

$$T_{\text{секции}} = N * 2 + 5. \quad (27)$$

Норма времени для разбуривания цементной пробки по результатам расчета:

1. Для направления: $T_{\text{напр.}} = 2 * 2 + 5 = 9$ мин;

2. Для кондуктора: $T_{\text{конд.}} = 27 * 2 + 5 = 59$ мин.

3. Для технической колонны: $T_{\text{тех.}} = 77 * 2 + 5 = 159$ мин

Подготовительные и заключительные работы перед и после спуска занимают 17 минут.

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

Общее время на разбуривание цементных пробок направления и кондуктора определяется суммой всех затрат времени. Рассчитывается по формуле (28):

$$\Sigma = 9 + 59 + 159 + 3 * (7 + 17 + 42) = 425 \text{ мин} = 7,08 \text{ ч} \quad (28)$$

6 Расчет нормативного времени на геофизические работы

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

7 Расчет затрат на прочие вспомогательные работы, не учтенные укрупненными нормами

Общее нормативное время на проведение прочих вспомогательных работ составляет 7,56 ч.

8 Расчет нормативных затрат времени на проведение ремонтных работ

Нормативное время проведения ремонтных работ определяется в процентах от нормативной продолжительности проводки скважины (за исключением времени проведения геофизических исследований). Величина процента принимается по сборнику ЕНВ.

Расчет времени на ремонтные работы производится после включения в нормативную карту всех видов работ, предусмотренных ГТН и подсчета итога затрат времени.

Нормативная продолжительность проводки скважины по итогу составляет 235,32 часов или 9,8 суток. Следовательно, надбавка времени на выполнение ремонтных работ составляет 6,6%.

Общее время на выполнение ремонтных работ определяется произведением:

$$T_{\text{общ}} = 235,32 \times 0,066 = 15,531 \text{ ч.}$$

Общее нормативное время проводки скважины составляет:

$$\Sigma = 235,32 + 15,531 + 25 = 275,851 \text{ ч} = 11,5 \text{ суток.}$$

Нормативная карта разведочной вертикальной скважины глубиной 3020 метров на газовом месторождении (Тюменской область) представлена в приложении И.

Таким образом, общая нормативная продолжительность на строительство разведочной скважины глубиной 3020 на газовом месторождении (Тюменской область) составила 11,5 суток

4.3 Сметная стоимость строительства скважины

1 Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины

Проектная продолжительность $T_{пр}$, ч определяется по формуле (29):

$$T_{пр} = T_n * k, \quad (29)$$

где T_n , проектная продолжительность строительства скважины, ч;

k поправочный коэффициент.

Проектная продолжительность бурения и крепления скважины представлена в таблице 23.

Таблица 23 – Продолжительность бурения и крепления скважины

Вид работ	Продолжительность		
	нормативная, ч	проектная	
		ч	сут.
Бурение:			
Направление	1,37	1,48	0,06
Кондуктор	49,27	53,21	2,217
Техническая колонна	132,8	143,4	5,975
Эксплуатационная колонна	132,8	101,4	5
Крепление:			
направление	3,56	3,84	0,16
кондуктор	16,0	17,28	0,72
Техническая колонна	32,4	20	0,89
эксплуатационная колонна	32,4	24	1
Итого	400,69	366,61	16,022

Сметный расчет на бурение и крепление приведены в приложении И.

Результаты расчета по видам работ, продолжительности бурения и крепления скважин представлены в приложении И.

Таким образом, за счет современных долот PDC с большей проходкой, получилось снизить затраченное время на бурения скважины.

4.4 Расчет технико-экономических показателей

После составления нормативной карты рассчитываются следующие нормативные технико-экономические показатели проводки скважины:

а) механическая скорость V_M , м/ч рассчитывается по формуле (30):

$$V_M = H/T_M, \quad (30)$$

где H глубина скважины, м;

T_M время механического бурения, ч.

б) рейсовая скорость V_p , м/ч рассчитывается по формуле (31):

$$V_p = H/(T_M + T_{сно}), \quad (31)$$

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

в) коммерческая скорость V_K , м/ч рассчитывается по формуле (32):

$$V_K = (H * 720)/T_H, \quad (32)$$

где T_H нормативная продолжительность бурения скважин, ч.

г) проходка на долото h_d , м:

$$h_d = H/p, \quad (25)$$

где p количество долот.

Себестоимость одного метра строительства скважины рассчитывается по формуле (33):

$$C_{с1м} = (C_{см} - П_n)/H, \quad (33)$$

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

$П_n$ – плановые накопления, руб.

Расчет нормативных технико-экономических показателей бурения скважины представлен в таблице 24.

Таблица 24 – Нормативные технико-экономические показатели бурения скважины

Показатели	Величина
Глубина скважины, м	3020
Продолжительность бурения, сут.	18,027
Механическая скорость, м/ч	18,93
Рейсовая скорость, м/ч	14
Коммерческая скорость, м/ст.-мес.	7860,6
Проходка на долото, м	1359,8
Стоимость одного метра	44599,5

Таким образом, стоимость одного метра бурения разведочной скважины глубиной 3020 на газовом месторождении (Тюменской область) составила 44500 тыс. руб., а проходка на долото PDC 1359 метров.

Вывод по разделу “Финансовый менеджмент , ресурсоэффективность и ресурсосбережение”

1. Общее время затраченное на строительство разведочной скважины на газовом месторождении (Тюменской области) составило 11,5 суток, это меньше проектного времени на 5 суток. Оно было уменьшено за счет меньшего времени затраченного на установку фонарей, ОЗЦ, геофизических исследований.

2. Проектная продолжительность бурения и крепление скважины составило 16,2 суток, оно было достигнуто за счет использования современного оборудования , качественных долот PDC компании “Буринтех” которые позволили увеличить работы одного долота, без затраты времени на СПО для замены.

3. Техничко-экономические показатели проектируемой скважины улучшены по сравнению с типовыми. Это связано с изменением конструкции скважины, применением иных рецептур буровых и тампонажных растворов, использованием прогрессивных компоновок низа бурильных колонн. За счет этого удалось снизить стоимость и время на строительство скважины относительно проектной.

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Основные элементы производства формирующие опасные и вредные факторы при проектировании, подготовке и выполнении геолого-технических.

К выполнению буровых работ допускаются лица, возраст которых соответствует установленному законодательством, прошедшие медицинский осмотр в установленном порядке и не имеющие противопоказаний к выполнению данного вида работ, имеющие соответствующую квалификацию и допущенные к самостоятельной работе в установленном порядке. Каждый рабочий должен быть проинструктирован по безопасности труда. Работники в зависимости от условий работы и принятой технологии производства должны быть обеспечены соответствующими средствами индивидуальной и коллективной защиты.

ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования [20].

ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования [21].

Перед началом работ должны быть определены опасные зоны, в которых возможно воздействие опасных производственных факторов, связанных или не связанных с технологией и характером выполняемых работ.

ГОСТ 21752-76 Система «человек-машина». Маховики управления и штурвалы. Общие эргономические требования [22].

ГОСТ 21753-76. Система «человек-машина». Рычаги управления. Общие эргономические требования [23].

За выполнение тяжелых работ, работ с вредными или опасными условиями труда предусмотрены такие компенсационные доплаты и надбавки, как: до 12% тарифной ставки (оклада) за нахождение на рабочем месте с вредными условиями труда не менее 50% рабочего времени (лаборант химического анализа); за каждый час ночной работы 40% часовой тарифной ставки (оклада); за

работу в выходной и нерабочий праздничный день оплата производится в двойном размере.

Проектируемые работы будут проводиться на территории Тюменской области, согласно Справочнику базовых цен на инженерно-геологические и инженерно-экологические изыскания для строительства данный район приурочен к районам, где к заработной плате работников применяется коэффициент 1,3.

5.2 Производственная безопасность

Производственная среда это часть окружающей человека среды, включающая природно-климатические факторы и факторы, связанные с профессиональной деятельностью (шум, вибрация, токсичные пары, газы, пыль, ионизирующие излучения и др.), называемые вредными и опасными факторами труда. Нормы освещенности на буровой установке приведен в приложении М.

5.2.1 Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения

1. Пожаровзрывобезопасность

По классификации пожароопасных зон площадка изысканий относится к категории II-III (расположенные вне помещения зоны, в которых обращаются горючие жидкости с температурой вспышки выше 61°C или твердые горючие вещества). Основными причинами пожаров на производстве могут являться: причины электрического характера (замыкания, перегрев проводов); открытый огонь (сварочные работы, костры, курение, искры от автотранспорта и неомедленного инструмента); удар молнии; разряд зарядов статического электричества.

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

Весь автотранспорт при работе во взрывоопасных зонах снабжаются искрогасителями. В этих зонах также обязательно использование омедненного инструмента.

Все инженерно-технические работники и рабочие, вновь принимаемые на работу, должны проходить первичный и вторичный противопожарный инструктаж. По окончании инструктажей проводится проверка знаний и навыков. Результаты проверки оформляются записью в «Журнал регистрации обучения видов инструктажа по технике безопасности» согласно ГОСТ 12.1.004-91 [24].

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

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

К работам на высоте относятся работы, при выполнении которых работник находится на расстоянии менее 2 м от неогражденных перепадов по высоте 1,3 м и более. При невозможности устройства ограждений работы должны выполняться с применением предохранительного пояса и страховочного каната.

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

Необходимо пользоваться средствами индивидуальной защиты от падения с высоты такие как страховочные привязи, амортизаторы блокирующие устройства.

3. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования

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

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

К основным документам, регламентирующим работу с движущимися механизмами, относится ГОСТ 12.2.003-91 [25], здесь описываются такие требования как:

материалы конструкции производственного оборудования не должны оказывать опасное и вредное воздействие на организм;

конструкция производственного оборудования и его отдельных частей должна исключать возможность их падения, опрокидывания и самопроизвольного смещения;

конструкция производственного оборудования должна исключать падение или выбрасывание предметов (например, инструмента, заготовок, обработанных деталей, стружки), представляющих опасность для работающих;

производственное оборудование должно быть пожаровзрывобезопасным;

движущиеся части производственного оборудования, являющиеся возможным источником травмоопасности, должны быть ограждены или расположены так, чтобы исключалась возможность прикасания к ним работающего или использованы другие средства, предотвращающие травмирование;

элементы конструкции производственного оборудования не должны иметь острых углов, кромок, заусенцев и поверхностей с неровностями.

В последнем случае должны быть предусмотрены меры защиты работающих и т.д. Все рабочие во избежание травм снабжаются спецодеждой: защитная каска, которая выдается каждому члену бригады, щитки защитные лицевые, сапоги, согласно ГОСТ 12.4.011-89 [26].

Согласно ГОСТ 12.2.062-81 все опасные зоны оборудуются ограждениями [27].

Согласно ГОСТ 12.4.026-2001 вывешиваются инструкции, и плакаты по технике безопасности, предупредительные надписи и знаки, а так же используются сигнальные цвета [28].

4. Острые кромки, заусенцы и шероховатость на поверхности инструментов

Механические поражения могут быть следствием неосторожного обращения с инструментами. Инструмент должен содержаться в исправности и чистоте, соответствовать техническим условиям завода-изготовителя и эксплуатироваться в соответствии с требованиями эксплуатационной и ремонтной документации. Ручной инструмент (кувалды, молотки, ключи, лопаты и т.п.) должен содержаться в исправности. Инструменты с режущими кромками и лезвиями следует переносить и перевозить в защитных чехлах и сумках, согласно ГОСТ 12.2.003-91 [29].

5. Электрический ток

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

Причинами поражения электрическим током могут быть: повреждение изоляции электропроводки, неисправное состояние электроустановок, случайное прикосновение к токоведущим частям (находящимся под напряжением), отсутствие заземления и др. Поэтому работа на каротажных станциях требует помимо соответствующей квалификации персонала большого внимания и строгого соблюдения правил электробезопасности.

Корпуса всех агрегатов должны быть надежно заземлены. Заземление выполняется на контур буровой.

Во избежание электротравм следует проводить следующие мероприятия:

ежедневно перед началом работы проверять наличие, исправность и комплектность диэлектрических защитных средств (диэлектрические перчатки, боты, резиновые коврики, изолирующие подставки);

все технологические операции, выполняемые на приёмных и питающих линиях, должны проводиться по заранее установленной и утвержденной системе команд, сигнализации и связи.

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

5.2.2 Обоснование мероприятий по снижению взаимодействий

1. Превышение уровней вибрации

Вибрация – это механические колебания, оказывающие ощутимое влияние на человека. Источником вибрации является буровая установка и установка статического зондирования. К основным законодательным документам, регламентирующим вибрацию, относится ГОСТ 12.1.012-2004 [30].

Под действием вибрации у человека развивается вибрационная болезнь. Согласно ГОСТ 12.1.012-2004 наиболее опасна для человека вибрация с частотой 16-250 Гц.

Значения нормируемых параметров вибрации определяют по результатам измерений на рабочих местах: локальной вибрации – по ГОСТ 31192.2-2005, общей вибрации – по ГОСТ 31319-2006 [31].

Для борьбы с вибрацией машин и оборудования используют такие различные методы как, использование машин с меньшей виброактивностью; использование материалов и конструкций, препятствующих распространению вибрации и воздействию ее на человека; использование в качестве рабочих виброопасных профессий лиц, не имеющих медицинских противопоказаний, и обеспечение прохождения ими регулярных медицинских обследований; проведение послеремонтного и, при необходимости, периодического контроля виброактивных машин; индивидуальные средства защиты: виброобувь и виброручкавицы, вкладыши и прокладки из упругодемпфирующих материалов; коллективные средства защиты: амортизационные подушки в соединениях блоков, оснований, эластичные прокладки, виброизолирующие хомуты на напорных линиях буровых насосов.

2. Превышение уровней шума

Шум — беспорядочные колебания различной физической природы, отличающиеся сложностью временной и спектральной структуры.

Шум может создаваться работающим оборудованием (буровой установкой, установкой статического зондирования, установками воздуха, преобразователями напряжения). Действие шума различно: затрудняет разборчивость речи, вызывает необратимые изменения в органах слуха человека, повышает утомляемость.

3. Недостаточная освещенность рабочей зоны

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

Нормы освещенности приведены в приложении Н.

4. Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны

Источниками запыленности и загазованности воздуха на буровой являются силовые приводы, дизельные электростанции, химические реагенты. С целью исключения вредного воздействия отработанного бурового раствора, горюче-смазочных материалов, химических реагентов и веществ в процессе бурения скважины на окружающую среду необходимо выполнение следующих мероприятий:

вести бурение скважины по без амбарной технологии;

буровая установка оснащается поддоном для сбора буровых сточных вод, которые потом вместе с буровым раствором подлежат утилизации;

площадка под буровую установку должна иметь лежнёвку с устройством дренажной системы;

хранение запаса бурового раствора, ГСМ и нефтепродуктов должно осуществляться только в металлических ёмкостях.

5.3 Экологическая безопасность

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

1. Влияние на литосферу

В процессе освоения нефтяных и газовых месторождений наиболее активное воздействие на природную среду осуществляется в пределах территорий самих месторождений, трасс линейных сооружений (в первую очередь магистральных трубопроводов), в ближайших населенных пунктах (городах, поселках). При этом происходит нарушение растительного, почвенного и снежного покровов, поверхностного стока, срезка микрорельефа.

Для сохранения качества почвы необходимо:

сократить до минимума попадание различных масел, дизельного топлива и нефти на землю. Для этого необходимо производить их транспортировку только в герметичных металлических емкостях;

после сооружения всех скважин на кусте необходимо разровнять кустовое основание, закопать шламовые амбары, произвести рекультивацию поверхностного слоя почвы;

необходимо исключить открытое фонтанирование для этого на устье должно устанавливаться противовыбросовое оборудование.

2. Влияние на гидросферу.

В процессе бурения происходит загрязнение подземных водоносных горизонтов производственными водами (буровой раствор, нефтепродукты, минеральные воды), бытовыми стоками. При вскрытии поглощающих горизонтов буровой раствор может поступить в водоносный горизонт, тем самым произойдет загрязнение водяного пласта.

С целью защиты гидросферы необходимо проводить следующие мероприятия:

сооружение водоотводов, накопителей и отстойников;

очистные сооружения для буровых стоков и бытовых стоков (канализационные устройства, септики);

контроль за герметичностью амбара;
предотвращение поступления бурового раствора в поглощающие горизонты;
строго соблюдать разработанную конструкцию скважины, которая обеспечивает изоляцию водоносных горизонтов и перекрытие интервалов поглощения бурового раствора;
создать по всей длине обсадной колонны прочное цементное кольцо с целью исключения перетоков пластовых вод из одного пласта в другой.

3. Влияние на атмосферу

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

Для предотвращения загрязнения атмосферы необходимо использовать только исправную технику с минимальными выхлопами углекислого газа в воздух, на производстве фильтрующие элементы и их утилизацию согласно экологическим нормам.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Источник чрезвычайной ситуации - Опасное техногенное происшествие, авария, катастрофа, опасное природное явление, стихийное бедствие, широко распространенная инфекционная болезнь людей, сельскохозяйственных животных и растений, в результате чего произошла или может возникнуть чрезвычайная ситуация.

Чрезвычайные ситуации могут быть классифицированы по значительному числу признаков:

- по происхождению (антропогенные, природные);
- по продолжительности (кратковременные, затяжные);
- по характеру (преднамеренные, непреднамеренные);
- по масштабу распространения.

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

Алгоритм действий при чрезвычайных ситуациях:

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

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

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

Вывод

В данной работе представлены правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности на строительном объекте Тюменской области. Обозначение возрастных рамок и допуска по здоровью работников. Проведение первичных и плановых инструктажей на рабочих местах. Компенсационные доплаты и надбавки за выполнение тяжелых работ и работ с вредными и опасными условиями труда.

Исследования условий труда и действующих правил безопасности в сфере бурения нефтяных и газовых скважин. Анализ выявленных таких вредных и опасных факторов как: пожаровзрывоопасность, расположение рабочего места на значительной высоте относительно поверхности земли, движущиеся машины и механизмы производственного оборудования, острые кромки шеро-

ховатость рабочих поверхностей, электрический ток. Обоснование мероприятий по недопущению производственного травматизма. Личная защита (СИЗ).

Рассмотрены влияния производства на экологическую безопасность и мероприятия по улучшению экологической обстановки:

– влияния на литосферу (проведение рекультиваций, исключение открытого фонтанирования, недопущение розливов технологических жидкостей;

– влияние на гидросферу (сооружение водоотводов и накопителей, предотвращение поглощения бурового раствора, обеспечение качественного крепления скважины);

– влияние на атмосферу (использование исправной автотехники, фильтрующих элементов).

Рассмотрены вероятные чрезвычайные ситуации техногенного характера, связанные с пожароопасностью и меры по их предупреждению.

Заключение

В ходе выполнения ВКР на тему: «Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 3020 метров.

Были аргументированы: способ бурения, профиль и конструкция скважины.

Приведено обоснование выбора класса и типоразмера долот, расчет работы частоты вращения долота, расчет осевой нагрузки на долото, разработаны режимы бурения для всех интервалов, обоснован выбор бурового раствора и его расход, расчет частоты вращения долота. Выбрана буровая установка наклонно-направленного бурения. Спроектированы и обоснованы компоновки бурильных колонн. Выбрана буровая установка наклонно-направленного бурения. Данный выбор позволяет нам достичь оптимальных результатов проходки скважины, с наименьшим потреблением средств и времени на строительство скважины и наилучшем коэффициентом ее работы. Работа составлена на основе анализа существующих технологий строительства скважин, а также использовался накопленный опыт бурения в районах с аналогичными геологическими и географическими условиями.

Дальнейшее изучение техники и технологии применения бурильных яссов при бурении. Целью задачи работы является эффективность применения бурильных яссов для превращения потенциальной энергии, содержащейся в растянутом бурильном инструменте, в кинетическую энергию в КНБК.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Спутник буровика: Справочник / К.В. Иогансен. – М.: «Недра», 1986. - 199 с.
2. Техника и технология бурения нефтяных и газовых скважин: Учебник для ВУЗов / А.И. Булатов, Ю.М. Проселков, С.А. Шаманов. – М.: ООО «Недра – Бизнесцентр», 2003. - 1007 с.
3. Проектирование конструкции скважины: Методическое руководство / А.В. Ковалев. – Томск: ТПУ, 2017. – 19 с.
4. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: Методическое руководство / А.В. Епихин, А.В. Ковалев. – Томск: ТПУ, 2017. – 47 с.
5. Технологические жидкости: Методическое руководство / К.М. Минаев, А.В. Ковалев. – Томск: ТПУ, 2017. – 24 с.
6. Промывочные жидкости и тампонажные смеси: Учебник для вузов / Л.М. Ивачев. – М.: «Недра», 1987. – 242 с.
7. Заканчивание скважин: Учебное пособие для вузов / Ю.М. Басарьгин, А.И. Булатов, Ю.М. Проселков. - М.: ООО «Недра - Бизнесцентр», 2000. – 670 с.
8. Расчет наружных и внутренних избыточных давлений: Методическое руководство / А.В. Ковалев. – Томск: ТПУ, 2017. – 14 с.
9. Конструирование обсадной колонны по длине: Методическое руководство / А.В. Ковалев. – Томск: ТПУ, 2017. – 24 с.
10. Расчет и обоснование параметров цементирования эксплуатационной колонны: Методическое руководство / А.В. Ковалев. – Томск: ТПУ, 2017. – 8 с.
11. АО Тюменьнефтегаз [Электронный ресурс] <https://tumenneftgaz.rosneft.ru>
12. Перфорационные системы [Электронный ресурс] / ООО «Промперфоратор»; Электрон.дан.– Самара: Промперфоратор, 2018. URL: <http://www.promperforator.ru>, свободный. Загл. с экрана. – Яз.рус. Дата обращения: 14.03.2018 г.

13. Геофизический сервис и приборостроения [Электронный ресурс] / АО «Башнефтегеофизика»; Электрон.дан. – Уфа: Башнефтегеофизика, 2018. URL: <http://www.bngf.ru>, свобод. Загл. с экрана. – Яз.рус. Дата обращения: 15.03.2018 г.
14. Буровое нефтепромысловое оборудование [Электронный ресурс] / Группа компаний KASC; Электрон.дан. – Актобе: KASC, 2018. URL: <http://kasc.ru>, свободный. Загл. с экрана. – Яз.рус. Дата обращения: 25.03.2018 г.
15. Буровой инструмент [Электронный ресурс] / Компания «ВНИИБТ - Буровой инструмент»; Электрон.дан. – Пермь: ВНИИБТ, 2018. URL: <http://www.vniibt-bi.ru>, свободный. Загл. с экрана. – Яз.рус. Дата обращения: 01.03.2018 г.
16. Буровое оборудование [Электронный ресурс] / ООО НПП «БУРИН-ТЕХ»; Электрон.дан. – Уфа: Буринтех, 2018. URL: <http://burintekh.ru> свободный. Загл. с экрана. – Яз.рус. Дата обращения: 20.02.2018 г.
17. ПО «Бурсофтпроект» - инженерные расчёты строительства скважин: Методическое руководство / ООО "Бурсофтпроект". – Королев: 2017. – 76 с.
18. Буровые долота Смит Битс. Новые технологии и решения: Информационный материал / Компания «Шлюмберже». – Красноярск, 2015. – 215 с.
19. ПБ 08-624-03. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». Серия 08. Выпуск 19. – М.: Закрытое акционерное общество «Научно-технический центр исследований проблем промышленной безопасности», 2013. – 288 с.
20. РД 39-00147001-767-2000. Инструкция по креплению нефтяных и газовых скважин. – М., 2000. – 99 с.
21. СП 131.1330.2012. Строительные нормы и правила. Строительная климатология. – М.: Изд-во стандартов, 2013. – 109 с.
22. ГОСТ 12.0.003-2015. Система стандартов безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. – М.: ФГУП «Стандартинформ», 2016. – 16 с.

23. ГОСТ 12.2.003-91. Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие требования безопасности. – М.: ФГУП «Стандартинформ», 2007. – 1 лс.
24. ГОСТ 12.1.005-88. Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. – М.: ФГУП «Стандартинформ», 2005. – 49с.
25. ГОСТ 12.1.038-82. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. – М., 1988. – 7с.
26. ГОСТ 12.1.003-2014. Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности. – М.: ФГУП «Стандартинформ», 2015. – 23 с.
27. ГОСТ 12.1.012-90. Система стандартов безопасности труда. Вибрационная безопасность. Общие требования. – М.: ФГУП «Стандартинформ», 2006. – 31 с.
28. ГОСТ 12.1.004-91. Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность. Общие требования. – М., 1996. – 83 с.
29. ГОСТ 12.4.026-2015. Система стандартов безопасности труда. Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная. Назначение и правила применения. Общие технические требования и характеристики. Методы испытаний. – М.: ФГУП «Стандартинформ», 2015. – 81 с.
30. ГОСТ Р 22.0.02-2016. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Термины и определения. – М.: ФГУП «Стандартинформ», 2015. – 7 с.
31. Значения нормируемых параметров вибрации определяют по результатам измерений на рабочих местах: локальной вибрации – по ГОСТ 31192.2-2005, общей вибрации – по ГОСТ 31319-2006 [31].

Приложение А
(Обязательное)
Геологические условия бурения скважины

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

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания (падения) пластов по подошве		Коэффициент кавернзности интервала (средне-взвешенная величина)
от (кров)	до (подошва)	название	индекс	угол		
				град	мин.	
1	2	3	4	5	6	7
0	50	четвертичные отл.	Q	-	-	1,3
50	250	Серовская, ирбитская, юрковская.	Р ₂₋₃	-	-	1,3
250	573	Тибейсалинская св.	Р ₁			1,15
573	643	Танамская свита	К ₂ ^{d+m}	-	-	1,15
643	1023	Часельская свита	К ₂ ^{km+st-k}	-	-	1,15
1023	1123	Кузнецовская свита	К _{2t}			1,15
1123	1849	Покурская свита	К ₁₋₂ ^{s-al-a}	-	-	1,15
1849	2100	Ереямская свита	К ₁ ^{a-br-h}	-	-	1,15
2100	2750	Заполярная свита	К ₁ ^v	-	-	1,15
2750	3249	Мегионская свита	К ₁ ^{v-b}	-	-	1,05
3249	3308	Яновстанская	J ₃ ^{km-v} -К ₁	-	-	1,05
3308	3458	Сиговская	J ₃ ^{o-km}	-	-	1,05
3458	3531	Точинская	J ₃ ^{ki-o}	-	-	1,05
3531	3850	Малышевская	J ₂ ^{b-kl}	-	-	1,05

Таблица А.2 – Литологическая характеристики разреза скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.п.)
	от (верх)	до (низ)	
1	2	3	4
Q	0	50	Пески, озерно-аллювиальные глины, суглинки серые, супеси
P ₂₋₃	50	250	Алевритистые глины с прослоями алев- ролитов и глауконитовых песков.
P ₁	250	573	Верхн. часть - пески мелкозерн. слабо каоилиниз., с прослоями глин и алевро- литов. Нижн. часть- глины темно-серые алевритистые, слюдистые, иногда опо- ковидные, с прослоями алевритов и песков.
K ₂ d+m	573	643	Серые, зеленовато-серые и желтовато- серые пески и алевриты с прослоями глин алевритовых
K _{2km+st-k}	643	1023	Верх - ритмичное переслаивание глини- стых алевролитов, алевритистых глин. Низ - серые и темно-серые глины с про- слоями глинистых алевролитов, реже песков.
K _{2t}	1023	1123	Морские плотные глины зеленовато- серые, с включ. глауконита, пиритиз. Водорослей. В верхней части песчано- алевритовые отложения газсалинской пачки.

Продолжение таблицы А.2

K ₁₋₂ ^{s-al-a}	1123	1849	Верхняя подсвита- преимущественно алевролитопесчаные отложения. Средняя часть- крупные пачки глин, глинистых алевролитов, пропластки углей. Нижн. часть- ритмичное чередование алевролитоглинистых, алевролитопесчаных и существенно песчаных толщ.
K ₁ ^{a-br-h}	1849	2100	Песчаники серые, в средней части коалинизированные, с несколькими прослоями серых алевролитов и глин шоколадных, в основании слабо биотурбированных. Характерен обугленный растительный детрит, отпечатки растений, обломки древесины, корневидные растительные остатки.
K _{1v}	2100	2750	песчаники, чередующиеся с подчиненными прослоями серых алевролитов и алевролитовых глин в основании слабо битуминозных
K _{1v-b}	2750	3249	ы аргиллитоподобные, серые и темно-серые, алевритовые и тонкоотмученные, с пластами песчаников относительно равномерно распределенных по всему разрезу
J3km-v-K1	3249	3308	Темно-серые аргиллитоподобные глины, от тонкоотмученных до алевритовых, с подчиненными прослоями серых песчаников и алевролитов

Окончание таблицы А.2

J _{3o} -km	3308	3458	Песчаники серые, алевролиты, в разной степени глауконитовыми и темно-серыми аргиллитоподобными глинами
J ₃ ^{ki-o}	3458	3531	Глины и аргиллиты темно-серые алевролитовые, с прослоями алевролитов и песчаником
J ₂ ^{b-kl}	3531	3850	Чередование песчаников, алевролитов и аргиллитоподобных глин. Песчаники серые и буровато-серые, преимущественно мелко-зернистые, кварцево-полевошпатовые. Глины буровато-серые и темно-серые, алевролитистые, тонкоплитчатые, часто углистые с маломощными прослоями песчаников.

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

Индекс стратигра- фического под-	Интер-		Краткое название горной породы	Плот- ность, кг/ м ³	Пори- стость, %	Проницае- мость, дарси	Глини- стость, %	Категория твердрсти	Абразив- ность (класс)	Категория породы по промысловой классификации
	от (верх)	до (низ)								
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Q	0	50	суглинки, супеси, глины,	1920	40-42	*	20-30 90	I-II	II-III	Мерзлые
P ₂₋₃	50	250	пески алевритистые глины,	1920	40-42	*	20-30 90	II-IV	III, VI-VII	Мерзлые
P ₁ , K ₂	250	573	Пески, алевролиты, глины, пески	1950	30-32	*	80	II- IV	III-IV	Мерзлые
K ₂	573	643	Пески, глины, алевриты	1940	26-28	*	100	II-III	III-IV	Мягкие
K ₁₋₂	643	1123	алевритистые глины, глины, пески	1940	26-228	*	100	II-III	II-IV	Мягкие
K ₁	1123	1849	Глины, алеврити- стые глины, пес- чаник	2080	24-27	*	90	III-VII	IV-VIII	Средние

Окончание таблицы А3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
K ₁ ^{a-br-h}	1849	2100	песчаники серые, алевроиты, Глины,	2080	24-27	*	90	IV-VII	IV-VIII	Средние
K _{1v}	2100	2750	песчаники, Алевро- литы, Алевролитистые глины	2230	20-22	*	20	III-VII	IV-VIII	Средние
K _{1v-b}	2750	3249	глины аргиллитопод- обные, песчаники	2310	14-19	*	20	V-VII	V-IX	Средние
J _{3km-v-K₁}	3249	3308	глины аргиллитопод- обные, алевроли- ты, песчаники	2310	14-19	*	20	V-VII	V-IX	Средние
J _{3o-km}	3308	3458	песчаники, алевро- литы, глины аргил- литоподобные	2290	12-15	*	80	V-VIII	VI-IX	Твердые
J ₃ ^{ki-o}	3458	3531	глины, аргиллиты, песчаники	2310	14-15	*	30	V-IV	VI-IX	Твердые
J ₂ ^{b-kl}	3531	3850	песчаники, глины аргиллитоподобные	2380	8-16	*	30	V-IX	VI-IX	Твердые

Таблица А.4 – Геокриологическая характеристика пород на месторождения

Система (свита)	Интервал залегания, м		Тип ММП (О- Р основной,	Льдистость пород, %	Наличие (да, нет)			
	от	до			избыточной льдистости в виде линз	таликов	межмерзлотных напорных вод	пропластков газогидратов
1	2	3	4	5	6	7	8	
Четвертичная	3	50	О	50-60	да	да	нет	нет
Палеогеновая	100	350	Р	20-30	нет	да	нет	да

Приложение Б
(Обязательное)

Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)

Таблица Б. Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал		Тип коллек- тора	Плотность, кг/м ³ (для газа- относительная по воздуху)	Свободный дебит, м ³ /сут	Газовый фактор (для нефтяных пластов), м ³ /м ³	Относится к ликви- сточникам водоснаб- жения, краткая ха- рактеристика химиче- ского состава (для во- дяных горизонтов)
	от	до					
1	2	3	4	5	6	7	8
Нефтеносность							
БТ ₁₀	2635	2642	Порово- трещинный	759	23	109	-
БТ ₁₂₋₀	2351	2390		734	70	133	-
БТ ₁₂₁₋₁	2882	2909		706	113	168	-

Продолжение таблицы Б.

Газоносность							
БТ1	2351	2390	поровый	0,622	400000	-	-
БТ12 ⁰	2882	2909	поровый	0,656	121200	-	-
БТ12 ¹⁻¹	2968	2990	поровый	0,706	113500	-	-
Водоносность							
Q - P1/3	2	70	поров.	1000	-	-	Да; минерализация 0,13
K2-K1	1179	2310	поров.	1015	10-75,5	-	Нет, химический состав% экв: Cl ⁻ - 94 ; SO4⁻ - HCO3⁻ - 2.4 ; Na⁺, (K⁺) - 96 ; Mg ⁺⁺ - 2.4 ; Ca ⁺⁺ - 17.74 ; Минерализация 17.74

Окончание таблицы Б.

К1	2346	3080	поров.	1011	до 32,8	-	нет, Нет, химический состав% экв: Cl⁻ - 94; SO₄⁻ - HCO₃⁻ - 2.4; Na⁺ ,(K⁺) – 50; Mg⁺⁺ – 2.4; Ca⁺⁺ – 2 минерализация 1 5,7
К1	3483	3850	поров.	1011	288	-	Нет. Нет, химический состав% экв: Cl⁻ - 94; SO₄⁻ - HCO₃⁻ - 2.4; Na⁺ ,(K⁺) – 96; Mg⁺⁺ – 2.4; Ca⁺⁺ – 33 минерализация 5.7

Приложение В

(Обязательное)

Зоны возможных осложнений

Таблица В - Возможные осложнения по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип осложнения	Характеристика и условия возникновения
	от	до		
1	2	3	4	5
К	1100	3222	Поглощение бурового раствора	Интенсивность – до 5 м ³ /час, потери циркуляции – нет. Возникает при превышении градиента поглощения вследствие несоблюдения режима бурения и плотности бурового раствора.
К-Ж	3222	3850		
К-Ж	0	3850	Осыпи и обвалы горных пород	Причины: нарушение технологии бурения, превышение скорости СПО, организационные простои (ремонтные работы, ожидание инструмента, материалов), несоблюдение параметров бурового раствора, в т.ч. плотности, водоотдачи, вязкости и др., несвоевременная реакция на признаки осложнений
ПК16 ² , ПК18, БТ12 ⁰ , БТ1 БТ12 ¹⁻¹ Ю2 ¹	1100	3222	Нефтепроявление	Снижение гидростатического давления в скважине из-за: - снижения уровня бурового раствора при бурении или жидкостей глушения при испытании при СПО инструмента и отсутствии долива скважины; - подъема бурильной колонны при наличии сифона или поршневания - требования по устранению в соответствии с п. 285. “
	3222	3850		
Q - P1	0	600	Прихватоопасность	Отклонение свойств и параметров бурового раствора от проектных, плохая очистка бурового раствора от шлама, оставление бурильного инструмента в открытом стволе без движения при остановках бурения и СПО, в т.ч. организационных простоях.

Приложение Г
(Обязательное)
Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

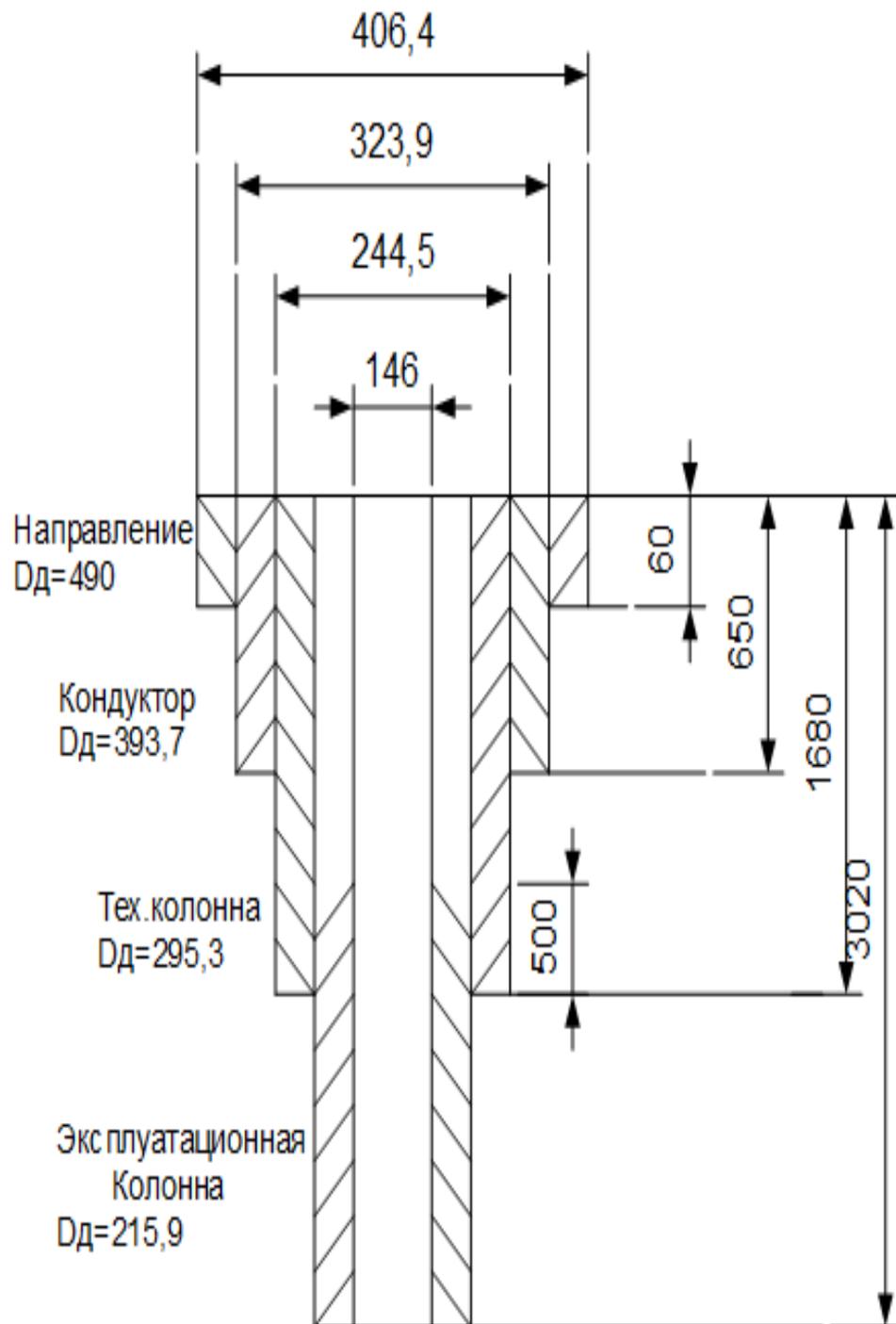


Рисунок Г Конструкция скважины

Приложение Д
(Обязательное)

Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

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

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Вес, кг
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под направление (0-60 м)							
1	Долото Ш490 С-ЦВ	0,63	490	-	-	-	316
					3-171	Ниппель	
2	Переводник М171 х М171	0,45	229	90	3-171	Муфта	93
					3-171	Муфта	
3	Калибратор КШЗ-490	1,21	490	100	3-171	Ниппель	465
					3-171	Муфта	
4	Переводник П – 147/171	0,52	203	101	3-171	Ниппель	63
					3-147	Муфта	
5	Переводник П-133/147	0,52	178	101	3-147	Ниппель	46
					3-171	Муфта	
6	УБТС 203х80Д	21	203	80	3-171	Ниппель	5204
					3-171	Муфта	
7	Переводник П-133/171	0,52	178	101	3-171	Ниппель	46
					3-133	Муфта	
8	Бурильная труба ПК 127х9 Е	35	127	108	3-133	Ниппель	1495
					3-133	Муфта	
9	Рабочий переводник ПЗ147/133	0,52	178	75	3-133	Ниппель	44
					3-147	Муфта	
10	Шаровый кран КШЗ-147Р1-02	0,52	187	75	3-147	Ниппель	53
					3-147	Муфта	
11	Ведущая труба ВБТ133,4	18	133,4	82	3-147	Ниппель	1224
					3-152	Муфта	
Суммарный вес, кг							3799

Таблица Д.1.2 – КНБК для бурения секции под кондуктор (60-650 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внутренний. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Вес, кг
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под кондуктор (60-650 м)							
1	Долото БИТ 393.7 В 419 ТСР	0,45	393,7	-	-	-	20
					3-171	Ниппель	
2	Калибратор КС393,7СТ	1,27	393,7	80	3-171	Ниппель	40
					3-171	Муфта	
3	Переводник НЗ152 х177	0,52	203	127	3-171	Ниппель	81
					3-152	Ниппель	
4	Двигатель ВЗД 195	25,8	195		3-152	Ниппель	4745
					3-171	Муфта	
5	Переводник П147 х171	0,52	203	101	3-171	Ниппель	63
					3-147	Муфта	
6	Переливной клапан 1КП-176.000	0,63	176	35	3-147	Ниппель	79
					3-147	Муфта	
7	Обратный клапан КО-178.100	0,52	176	-	3-147	Ниппель	73
					3-147	Муфта	
8	Переводник П – 171/147	0,52	203	101	3-147	Ниппель	46
					3-171	Муфта	
9	УБТ 203*80Д	27	203	80	3-171	Ниппель	5753
					3-171	Муфта	
10	Переводник П – 147/171	0,52	203	101	3-171	Ниппель	63
					3-147	Муфта	
11	Ясс гидравлический ЯГ-195	2,70	195	78	3-147	Ниппель	460
					3-147	Муфта	
12	П-133/147	0,52	178	101	3-147	Ниппель	46
					3-133	Муфта	
13	Бурильная труба ПК 127х9 Е	557	127	108	3-133	Ниппель	15459
					3-133	Муфта	
14	Рабочий переводник ПЗ147/133	0,52	178	75	3-133	Ниппель	44
					3-147	Муфта	
15	Шаровый кран КШЗ-147Р1-02	0,52	187	75	3-147	Ниппель	53
					3-147	Муфта	
16	Ведущая труба ВБТ 133,4	18	133,4	82	3-147	Ниппель	1224
					3-152	Муфта	
Суммарный вес, кг							28325

Таблица Д.1.3 – КНБК для бурения секции под техническую колонну (650-1680 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Вес, кг
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под техническую колонну (650-1680 м)							
1	Долото У10-295,3СТ-4ТК	0,42	295,3	-	-	-	78
3	Калибратор 2КС 295,3 СТ	0,46	295,3	80	3-152	Нипель	47
					3-152	Муфта	
5	Двигатель ВЗД 195	25,8	195		3-152	Нипель	4745
					3-171	Муфта	
6	Переводник П147 х171	0,52	203	101	3-171	Нипель	63
					3-147	Муфта	
7	Переливной клапан 1КП-176.000	0,63	176	35	3-147	Нипель	79
					3-147	Муфта	
8	Обратный клапан КО-178.100	0,52	176	-	3-147	Нипель	73
					3-147	Муфта	
9	Переводник П – 171/147	0,52	203	101	3-147	Нипель	46
					3-171	Муфта	
10	УБТ 203*80Д	54	203	80	3-171	Ниппель	11507
					3-171	Муфта	
11	Переводник П – 147/171	0,52	203	101	3-171	Ниппель	63
					3-147	Муфта	
12	Ясс гидравлический ЯГ-195	2,70	195	78	3-147	Ниппель	460
					3-147	Муфта	
13	Переводник П-133/147	0,52	178	101	3-147	Ниппель	46
					3-133	Муфта	
14	Бурильная труба ПК 127х9 Е	1593	127	108	3-133	Ниппель	42533
					3-133	Муфта	
15	Рабочий переводник ПЗ147/133	0,52	178	75	3-133	Ниппель	44
					3-147	Муфта	
16	Шаровый кран КШЗ-147Р1-02	0,52	187	75	3-147	Ниппель	53
					3-147	Муфта	
17	Ведущая труба ВБТ 133,4	18	133,4	82	3-147	Ниппель	1224
					3-152	Муфта	
Суммарный вес, кг							61105

Таблица Д.1.4 – КНБК для бурения секции под эксплуатационную колонну (1680-3020 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Вес, кг
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под эксплуатационную колонну (1680-3020 м)							
1	Долото БИТ 215,9ВТ616УЕС38	0,35	215,9	-	-	-	45
					3-117	Ниппель	
2	Переводник МЗ117/117	0,35	140	78	3-117	Муфта	39
					3-117	Муфта	
3	Калибратор 1СК 215,9 СТ	0,46	215,9	80	3-117	Ниппель	47
					3-177	Муфта	
4	Переводник НЗ – 117/177	0,52	203	101	3-177	Ниппель	46
					3-117	Ниппель	
5	Двигатель ВЗЛ Д172	5,22	172		3-117	Ниппель	670
					3-147	Муфта	
6	Переливной клапан 1КП-176.000	0,63	176	35	3-147	Ниппель	79
					3-147	Муфта	
7	Обратный клапан КО-178.100	0,52	176	-	3-147	Ниппель	73
					3-147	Муфта	
8	УБТ 178*80Д	63	178	80	3-147	Ниппель	10968
					3-147	Муфта	
9	Переводник ПЗ – 133/147	0,20	178	101	3-147	Ниппель	46
					3-133	Муфта	
10	Яс гидравлический ЯГ-162	2,39	162	50	3-133	Ниппель	460
					3-133	Муфта	
11	Бурильная труба ПК 127х9 Е	2946	127	108	3-133	Ниппель	78658
					3-133	Муфта	
12	Рабочий переводник ПЗ147/133	0,52	178	75	3-133	Ниппель	44
					3-147	Муфта	
13	Шаровый кран КШЗ-147Р1-02	0,52	187	75	3-147	Ниппель	53
					3-147	Муфта	
14	Ведущая труба ВБТ 133,4	18	133,4	82	3-147	Ниппель	1224
					3-152	Муфта	
Суммарный вес, кг							92452

Таблица Д.1.5 – КНБК для отбора керна (2882-2909 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Вес, кг
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под эксплуатационную колонну с отбором керна (2882-2909 м)							
1	Бурголовка у9-215,9/80 Sc-3 т	0,35	215,9	80	-	-	45
					МК-150х6х1:8	Муфта	
2	Кернорватель У КЦ - 80	0,35	164	80	-	-	-
					-	-	
3	Керноприемник УКР-146/80БИ	27	146	80	МК-150х6х1:8	Нипель	-
					3-121	Муфта	
4	Переводник ПЗ – 147/121	0,45	146	78	3-121	Нипель	33
					3-147	Муфта	
5	УБТ 178*80Д	63	178	80	3-147	Ниппель	10968
					3-147	Муфта	
6	Переводник ПЗ – 133/147	0,20	178	101	3-147	Ниппель	46
					3-133	Муфта	
7	Ясс гидравлический ЯГ-162	2,39	162	50	3-133	Ниппель	460
					3-133	Муфта	
8	Бурильная труба ПК 127х9 Е	2919	127	108	3-133	Ниппель	77937
					3-133	Муфта	
9	Рабочий переводник ПЗ147/133	0,52	178	75	3-133	Ниппель	44
					3-147	Муфта	
10	Шаровый кран КШЗ-147Р1-02	0,52	187	75	3-147	Ниппель	53
					3-147	Муфта	
11	Ведущая труба ВБТ 133,4	18	133,4	82	3-147	Ниппель	1224
					3-152	Муфта	
Суммарный вес, кг							91731

Приложение Е

(Обязательное)

Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Таблица Е.2.1 Параметры бурового раствора по интервалам бурения

Тип раствора	Интервал по стволу, м		Параметры бурового раствора							
	от	до	плотность, г/см ³	УВ, с	ПВ, сПз	ДНС, дПа	СНС 10 сек / 10 мин, дПа	водоотдача, см ³ /30 мин	рН	содержание песка, %
Бентонитовый	0	60	1,18	40	-	-	-	-	-	< 1
Полимерглинистый	60	650	1,16	50	15	45	25-50	10	9,5	< 1,5
Полимерглинистый	650	1680	1,23	35	15	40	25-50	10	9,5	< 1
Полимерглинистый	1680	2782	1,07	65	30	40	4-35	6	8,5	< 1
КСЛ/полимерный (биополимерный)	2782	3020	1,07	65	25	30	7-20	< 6	8	< 1

Таблица Е.2.2 – Описание компонентного состава бурового раствора по интервалам бурения

Тип раствора	Интервал по стволу, м		Компонентный состав бурового раствора
	от	до	
Бентонитовый	0	60	Техническая вода, Каустическая сода, Кальцинированная сода, Глинопорошок, Барит.
Полимер глинистый	60	650	Техническая вода, Каустическая сода, Кальцинированная сода, Глинопорошок, Барит, Полиакриламид, ПАЦ НВ, Ингибитор
Полимер глинистый	650	1680	Техническая вода, Каустическая сода, Кальцинированная сода, Барит, Глинопорошок, Полиакриламид, ПАЦ НВ, Ингибитор
Полимер глинистый	1680	2782	Техническая вода, Каустическая сода, Кальцинированная сода, Барит, Глинопорошок, Полиакриламид, ПАЦ НВ, Ингибитор
КСЛ/полимерный (биополимерный)	2782	3020	Техническая вода, Каустическая сода, КСЛ, ВАРАЗАН, DEXTRID LT, GEM GPE, Смазывающая добавка, Карбонат, кальция 5 мкр, Карбонат кальция 50 мкр, Бицид, Пеногаситель.

Таблица Е.2.3 – Потребное количество бурового раствора под интервал 0-3020 м

Направление Интервал бурения, м		Длина интервала, м	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм	Ккаверн.	Объем скважины в конце интервала, м ³
от	до					
0	60	60	490	-	1,3	14,7
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}} = 0,9$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}} = 9,6$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}} = 0,3$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_1 = 24$
Объем раствора к приготовлению:						$V_{\text{бр}} = 24$
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						$V_{\text{перев1}} = 20,6$
Кондуктор Интервал бурения, м		Длина интервала, м	Диаметр долота под интервал, мм	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм	Ккаверн.	Объем скважины в конце интервала, м ³
от	до					
60	650	590	393,7	373,0	1,3	100,4
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}} = 8,5$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}} = 54,4$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}} = 2,9$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_2 = 172,2$
Общая потребность бурового раствора на интервале:						$V_{\text{бр}} = 239,5$
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						$V_{\text{перев1}} = 20,6$
Объем раствора к приготовлению:						$V_2' = 218,9$
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						$V_{\text{перев2}} = 123,4$
Технич. колонна Интервал бурения, м		Длина интервала, м	Диаметр долота под интервал, мм	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм	Ккаверн.	Объем скважины в конце интервала, м ³
от	до					
650	1680	1670	295,3	306,9	1,15	125,4

Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}} = 8,7$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}} = 56,3$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}} = 5,1$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_3 = 255,9$
Общая потребность бурового раствора на интервале:						$V_{\text{бр}} = 325,9$
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						$V_{\text{перев2}} = 123,4$
Объем раствора к приготовлению:						$V_{3'} = 202,5$
Экспл. колонна		Длина интервала, м	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм	Кка-верн.	Объем скважины в конце интервала, м ³
Интервал бурения, м						
от	до					
1680	3020	1340	215,9	228,7	1,05	112,8
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}} = 13,9$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}} = 69,7$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}} = 6,7$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_4 = 292,4$
Общая потребность бурового раствора на интервале:						$V_{\text{бр}} = 377,5$
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						$V_{\text{перев3}} = 0$
Объем раствора к приготовлению:						$V_{4'} = 224,1$

Таблица Е.2.4 – Потребное количество химических реагентов

Наименование материала	Упаковка ед. изм. кг	Потребное количество реагентов									
		Направление		Кондуктор		Тех. колонна		Экспл. колонна		Итого	
		кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп
Каустическая сода	25 (мешок)	16,4	1	124,4	5	155,9	7	236,8	10	533,5	23
Кальцинированная сода	25 (мешок)	11,7	1	88,9	4	111,4	5	169,2	7	381,2	17
Глинопорошок	1000 (мешок)	2585	3	10668	11	11140	12	16920	17	41313	44
Барит	1000 (мешок)	2467	6	20802	21	20052	21	38916	39	82237	87
Полиакриламид	25 (мешок)			142,4	6	222,8	9	338,4	14	703,6	29
ПАЦ НВ	25 (мешок)			1600,2	64	1782,4	72	2358,8	95	5741,4	231
DRILLING DETERGENT	210 (бочка)			177,8	1	178,2	1	270,7	2	626,7	4
BARAZAN	25 (мешок)							406	17	406	17
KCL	1000 (мешок)							20304	21	20304	21
DEXTRID LT	25 (мешок)							5414,4	217	5414,4	217
GEM GPE	230 (бочка)							1692	8	1692	8
BDF-612	208 (бочка)							6768	33	6768	33
Карбонат кальция 5 мкр	1000 (мешок)							25380	26	25380	26
Карбонат кальция 50 мкр	1000 (мешок)							25380	26	25380	26
MICROBIOSIDE	20(канистра)							169,2	9	169,2	9
BDF-611	220 (бочка)							169,2	1	169,2	1

Приложение Ж
(Обязательное)

Гидравлическая программа промывки скважины

Таблица Ж.4.1 – Расчет параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал	0-60	60-650	650-1680	1680-3020
	Исходные данные			
D_д, м	0,4900	0,3937	0,2953	0,2159
K	0,3	0,5	0,4	0,4
K_к	1,2	1,38	1,1	1,1
V_{кр}, м/с	0,15	0,12	0,1	0,1
V_м, м/с	0,0083	0,0083	0,0042	0,0042
d_{бт}, м	0,127	0,127	0,127	0,127
d_{мах}, м	0,203	0,235	0,166	0,166
d_{нмах}, м	0,0254	0,0127	0,0111	0,0111
n	3	5	6	6
V_{кпмин}, м/с	0,5	0,5	0,5	0,5
V_{кпмах}, м/с	1,3	1,3	1,5	1,5
ρ_{см} – ρ_р, г/см³	20	20	20	20
ρ_р, г/см³	1121	1121	1211	1211
ρ_п, г/см³	1070	1070	1070	1070
	Результаты проектирования			
Q₁, л/с	36	34	11	11
Q₂, л/с	17	8	0,9	0,9

Продолжение таблицы Ж.3.1.

Q ₃ , л/с	147	66	13	13
Q ₄ , л/с	66	40	9	9
Q ₅ , л/с	44	37	39	39
Q ₆ , л/с	-	19-57	17-39	17-39

Таблица Ж.3.2 Проектирование областей допустимого расхода бурового раствора

Интервал	0-60	60-650	650-1680	1680-3020
	Исходные данные			
Q ₁ , л/с	36	34	11	11
Q ₂ , л/с	17	8	0,9	0,9
Q ₃ , л/с	147	66	13	13
Q ₄ , л/с	66	40	9	9
Q ₅ , л/с	44	37	39	39
Q ₆ , л/с	-	19-57	17-39	17-39
	Области допустимого расхода бурового раствора			
ΔQ, л/с	66-147	40-66	11-13	11-13
	Запроектированные значения расхода бурового раствора			
Q, л/с	66-70	40-60	11-12	11-12
	Дополнительные проверочные расчеты (оценка создаваемого момента на забойном двигателе)			
Q _{тн} , л/с	-	57	38	38
ρ ₁ , кг/м ³	-	1000	1000	1000
ρ _{бр} , кг/м ³	-	1150	1080	1080
M _{тн} , Н*м	-	21500	15500	15500
M _{тб} , Н*м	-	36000	13800	13800

Таблица Ж.3.3 Гидравлические показатели промывки скважины

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Количество	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
					КПД	диаметр цилиндрических втулок, мм	допустимое давление, кгс/см ²	коэффициент наполнения	число двойных ходов в мин.	производительность, л/с	
от (верх)	до (низ)										
0	60	Бурение	УНБ-600	2	100	170	214	1	100	27,88	55,76
60	650	Бурение	УНБ-600	2	100	150	280	1	100	21,76	43,52
650	1680	Бурение	УНБ-600	1	100	150	280	1	100	21,76	21,76
1680	3020	Бурение	УНБ-600	2	100	130	250	1	57	17,28	34,55
2882	2909	Отбор керна	УНБ-600	1	100	140	202	1	75	22,85	22,85

Таблица Ж.3.4 Распределение потерь давлений в циркуляционной системе

Интервал по стволу, м		Вид техно- логической 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	60	Бурение	71,7	60,1	0	1,5	0	10
60	650	Бурение	157,7	57,9	49,3	37,9	2,6	10
650	1680	Бурение	136,2	57,2	28,6	24,2	20,9	5,2
1680	3020	Бурение	204,3	41,0	39,9	90,9	22,5	10,0
2882	2909	Отбор керна	152,4	36,3	0	61,5	48,6	6,0

Приложение 3
(Обязательное)
Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования

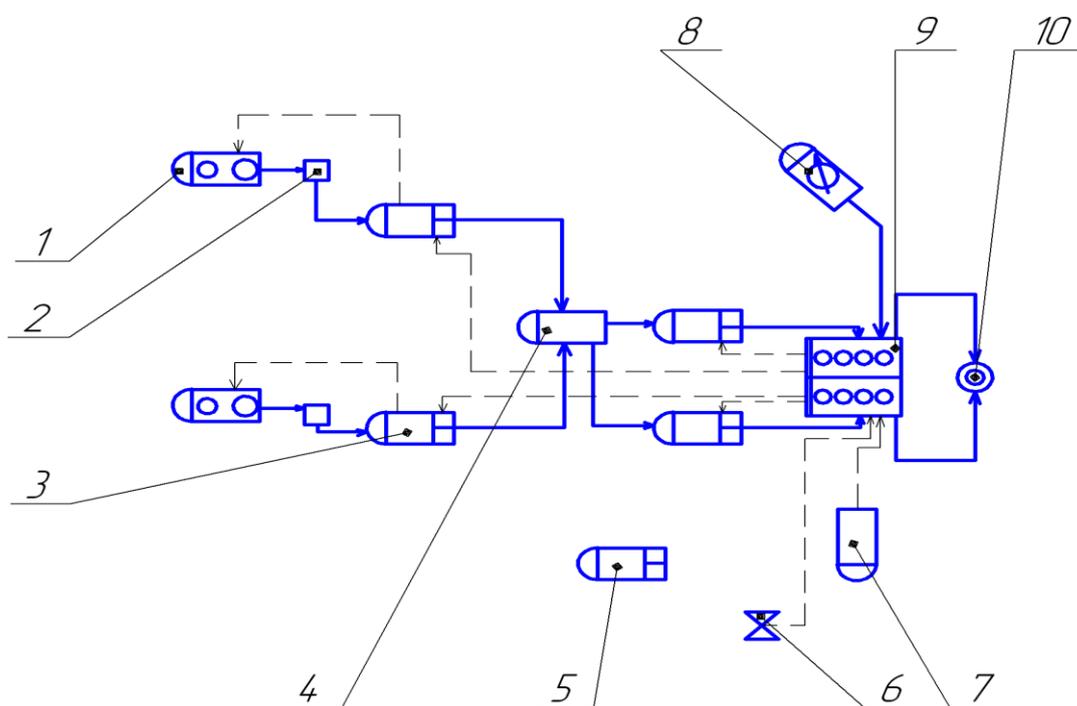


Рисунок Е.1 - Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования

1 цементосмесительная машина УС6-30Н(У) 15т бункер; **2** бачок затворения; **3** цементировочный агрегат ЦА-320М; **4** осреднительная емкость УО-16; **5** цементировочный агрегат ЦА-320М (резервный); **6** подводящая водяная линия; **7** автоцистерна; **8** станция КСКЦ 01; **9** блок манифольдов СИН-43; **10** устье скважины;

Приложение И
(Обязательное)
Организационная структура управления предприятия АО «Тюменьнефтегаз»

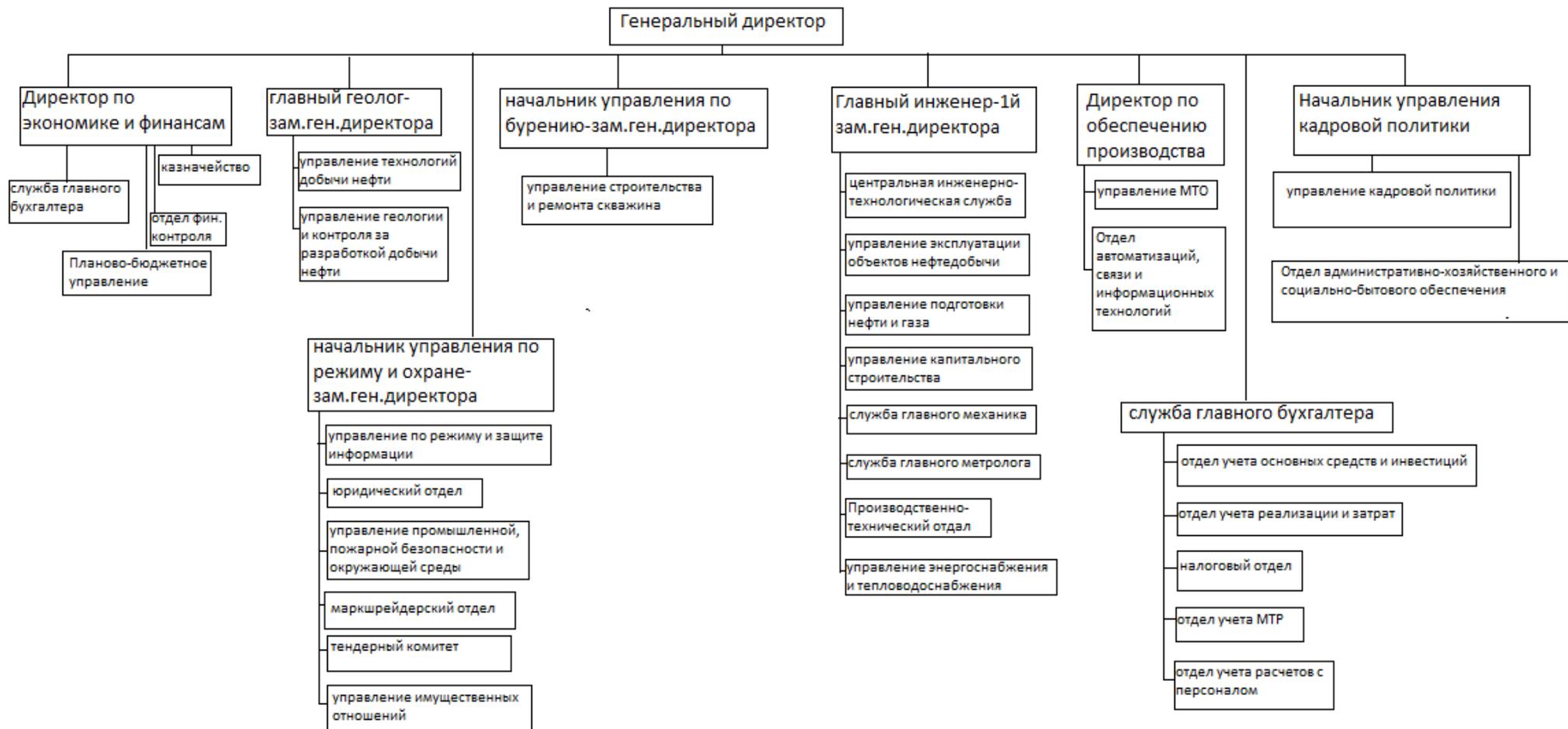


Рисунок И – Организационная структура управления АО «Тюменьнефтегаз»

Приложение К

(Обязательное)

Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

Таблица К Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

Исходные данные из нормативной карты				Исходные данные из сборника УНВ на СПО				Расчет нормативного времени на СПО, ч
интервалы бурения	интервал бурения, м	размер долота, мм	норма проходки на долото, м	номер таблицы	номер графы	интервал бурения, м	норма времени, ч/м	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
I	0-60	490	500	11	24	0-60	0,0118	0,35
II	60-650	393,7	1580	12	32	60-100	0,0119	0,83
						100-200	0,0130	1,30
						200-300	0,0143	1,43
						300-400	0,0143	1,43
						400-500	0,0143	1,43
						500-650	0,0152	1,52
Итого								8,29
III	650-1680	295,3	1300	12	32	650-900	0,0156	1,72
						900-1000	0,0156	1,56
						1000-1100	0,0157	1,57
						1100-1200	0,0163	1,63
						1200-1300	0,0174	1,74
						1300-1400	0,0185	1,85
						1400-1500	0,0187	1,87
						1500-1680	0,0190	1,90
Итого								13,84
IV	1680-3020	215,9	1200	12	32	1680-1800	0,0156	1,72
						1800-1900	0,0156	1,56
						1900-2000	0,0157	1,57
						2000-2100	0,0163	1,63
						2100-2200	0,0174	1,74
						2200-2300	0,0185	1,85
						2300-2400	0,0187	1,87
						2400-2500	0,0190	1,90
						2500-2600	0,0198	1,90
						2600-2700	0,0203	1,93
						2700-2800	0,0210	1,95
						2800-2900	0,0215	1,99
						2900-3020	0,0215	2,03
Итого								23,64
Итого								45,77

Приложение Л

(Обязательное)

Расчет нормативной продолжительности строительства скважины

Таблица Л. - Нормативная карта разведочной вертикальной скважины глубиной 3020 метров на газовом месторождении (Тюменская область)

Наименование работ	Тип и размер долота	Норма проходки, м	Количество, шт	Интервал бурения, м	Количество метров, м	Время механического бурения, ч		Прочие работы, связанные с проходкой, ч	Всего времени на интервал бурения, ч
						на 1 м бурения	на весь интервал		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Бурение под направление	Ш490 С-ЦВ	580	0,06	0-60	60	0,034	1.02	0,35	1,37
Бурение под кондуктор	БИТ 393.7 В 419 ТСП	1660	0,49	60-650	590	0,039	31.59	13.39	44,98
Бурение под техническую колонну	У10-295,3СТ-4ТК	1380	1,23	650-1680	1030	0,061	103,1	33.98	136,99
Бурение под эксплуатационную колонну	БИТ 215,9ВТ61 6УЕС38	1380	1,23	1680-3020	1340	0,061	103,1	33.98	136,99
Всего			3,01		3020		238,81		320,33
Крепление: - направления									3,56
- кондуктора	-	-	-	-	-	-	-	-	16,0
- техническая									32,4
- эксплуатационная									32,4

Окончание таблицы Л.

Установка центраторов									
-направление			24						-
-кондуктор			70						0,27
-техническая									0,85
- эксплуатационная									0,85
ОЗЦ:									
-направление									-
-кондуктора									4,0
-техническая									10,0
- эксплуатационной									22,0
Разбуривание цементной пробки									24,0
(10 м)	-	-							
-направление				50-60					
-кондуктор				640-650					1,84
-техническая				1670-1680					2,12
- эксплуатационной									2,12
Промывка скважины (1 цикл)									
-направление									
-кондуктор									0,01
-техническая									0,11
- эксплуатационная									0,50
									0,52
Спуск и подъем при ГИС	-	-	-	-	-	-	-	-	5,89
Геофизические работы	-	-	--	-	-	-	-	-	25,0
Прочие вспомогательные работы, не учтенные в УНВ	-	-	-	-	-	-	-	-	7,65
Всего на бурение скважины (без учета норм времени на геофизические работы)	-	-	-	-	-	-	-	-	235,32
Ремонтные работы (6,6 %)	-	-	-	-	-	-	-	-	15,531
Общее время на скважину	-	-	-	-	-	-	-	-	763,27

Приложение М

(Обязательное)

Сметная стоимость строительства скважины

Таблица М.1 - Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Стоимость единицы, руб	Подготовительные работы		Направление		Кондуктор		Техническая и эксплуатационная	
		кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Затраты зависящие от времени									
Оплата труда буровой бригады при безметражных работах (4 чел.), сут	129,15	4	516,6	-	-	-	-	-	-
Оплата труда буровой бригады, сут	138,19	-	-	0,06	8,3	2,217	306,36	5,975	825,6853
Оплата труда дополнительного слесаря и эл/монтера (1 смена, 4 разряд, экспл. бурение), сут	19,9	4	79,6	0,06	1,19	2,217	44,1	5,975	118,9025
Содержание средств контроля, диспетчеризации и управления процессом бурения, сут	27,67	-	-	0,06	1,66	2,217	61,34	5,975	165,3283
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение	7,54	-	-	0,06	0,45	2,217	16,7	5,975	45,0515
Содержание бурового оборудования (до 15 станков, экспл. бурение), сут	252,86	4	1011,4	0,06	15,17	2,217	560,6	5,975	1510,839
Износ бурового инструмента к-т,сут	28,51	4	114,04	0,06	1,71	2,217	63,2	5,975	170,3473
Износ ловильного инструмента при эксплуатационном бурении, сут	6,95	-	-	0,06	0,41	2,217	15,4	5,975	41,52625
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении, испытании скв.испытателем пластов	1317	1,2	1580,4	0,06	79,02	2,217	2919,789	5,975	7869,075
Материалы и запасные части при турбинном бурении (4000<V<5500 м/ст.-мес), сут	853,29	-	-	-	-	2,217	1891,74	5,975	5,098,40

Продолжение таблицы М.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, роторный способ, 1 секционный), сут	16,12	-	-	0,06	0,967	-	-	-	-
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, винтовой забойный двигатель), сут	370,35	-	-	-	-	-	-	5,975	2212,84
Содержание бурильных труб (до 100 000 м), сут	23,22	-	-	0,06	1,4	2,217	51,47	5,975	138,73
Плата за подключенную мощность, сут	138,89	4	555,56	0,06	8,33	2,217	307,91	5,975	829,88
Дополнительная плата за эл/энергию при подготовительных работах к бурению, сут	41,4	4	165,6	-	-	-	-		
Дополнительная плата за эл/энергию при бурении, сут	100,84	-	-	0,06	2,48	2,217	91,78	5,975	247,365
Эксплуатация ДВС, сут	8,9	-	-	0,06	6,05	2,217	223,56	5,975	602,51
Эксплуатация трактора, сут	33,92	4	135,68	0,06	0,534	2,217	19,73	5,975	53,17
Автомобильный спец транспорт до 400 км, сут	100,4	4	401,6	0,06	2,03	2,217	75,2	5,975	202,67
Транспортировка вагон-домиков с базы до буровой, т	13,69	146,7	2008,32	-	-	-	-	-	-
Амортизация вагон-домиков 7 шт, сут	169,29	4	677,16	0,06	6,024	2,217	222,5	5,975	599,89
Содержание станции геолого-технологического контроля, сут	14,92	-	-	0,06	0,82	2,217	30,35	5,975	81,79
Порошок бентонитовый марки А, т	75,4	-	-	14,2	1070,68	25,4	1915,16	-	-
КМЦ-700 высший сорт, т	1994	-	-	0,17	338,98	0,38	757,72	-	-

Окончание таблицы М.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Биолуп LVL, т	324,74	-	-	-	-	-	-	0,74	240,3076
NaCl, т	215,6	-	-	-	-	-	-		
Сода кальцинированная марки А, т	18,33	-	-	0,085	1,56	0,06	1,0998	-	-
НТФ, т	916	-	-	-	-	-	-	0,42	384,72
POLY KEM D, т	328	-	-	-	-	-	-	0,63	206,64
Барит, т	320	-	-	-	-	-	-	-	-
Транспортировка материалов и запчастей до 300 км, т	32,46	0,35	11,36	14,51	470,99	40,32	1308,787	1,4	45,444
Транспортировка турбобуров до 300 км, т	23,53	-	-	0,8	18,82	3,5	101,18	1,03	24,2359
Транспортировка хим. Реагентов 4 группы до 300 км, т	27,46	-	-	6,39	175,33	63,3	1738,2		
Транспортировка ГСМ на 300 км, т	27,45	0,82	22,51	0,34	9,33	0,86	23,61		
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб		7749,71		2222,235		13294,47		16616,95	
Затраты зависящие от объема работ									
Ш 394 М-ЦВ	686,4	-	-	0,1	68,64	-	-	-	-
БИТ 295.3 ВТ 616	1379,7	-	-	-	-	0,43	593,271	-	-
БИТ 215,9 ВТ 713	1028,4	-	-	-	-	-	-	1,18	1213,512
Обратный клапан КОБ – 178	552,3	-	-	-	-	-	-		
Износ шурфа на 10 %, м	1,56	-	-	50	78	672	39	2409	3758,04
Транспортировка труб, т	4,91	-	-	3,4	16,69	22,2	109,002	42,7	209,657
Транспортировка долот, т	6,61	-	-	1	6,61	1	6,61	1	6,61
Транспортировка вахт, руб	738								
Итого по затратам зависящим от объема работ, без учета транспортировки вахт, руб	0		169,944		747,883		5979,951		
Всего затрат без учета транспортировки вахт, руб	7749,71		2392,179		14042,353		22596,901		
Всего по сметному расчету, руб	46781,754								

Таблица М.2 Сметный расчет на крепление скважины

Наименование затрат	Стоимость единицы, руб	Направление		Кондуктор		Техническая и эксплуатационная	
		кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8
Затрат зависящие от времени							
Оплата труда буровой бригады, сут	138,19	0,16	22,1104	0,72	99,4968	1,46	201,7574
Оплата труда дополнительного слесаря и эл/монтера (1 смена, 4 разряд, экспл. бурение), сут	19,9	0,16	3,184	0,72	14,328	1,46	29,054
Содержание средств контроля, диспетчеризации и управления процессом бурения, сут	27,67	0,16	4,4272	0,72	19,9224	1,46	40,3982
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение, сут	7,54	0,16	1,2064	0,72	5,4288	1,46	11,0084
Содержание бурового оборудования (до 15 станков, экспл. бурение), сут	252,86	0,16	40,4576	0,72	182,0592	1,46	369,1756
Износ бурового инструмента к-т,сут	28,51	0,16	4,5616	0,72	20,5272	1,46	41,6246
Износ ловильного инструмента при эксплуатационном бурении, сут	6,95	0,16	1,112	0,72	5,004	1,46	10,147
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважин, сут	1317	0,16	210,72	0,72	948,24	1,46	1922,82
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважины, сут	1368	0,16	218,88	0,72	984,96	1,46	1997,28
Материалы и запасные части в эксплуатационном бурении (4000<V<5500 м/ст.-мес), сут	419,4	0,16	67,104	0,72	301,968	1,46	612,324
Плата за подключенную мощность,сут	138,89	0,16	22,2224	0,72	100,0008	1,46	202,7794

Продолжение таблицы М.2

Плата за эл/энергию при 2-х ставочном тарифе, сут	100,84	0,16	16,1344	0,72	72,6048	1,46	147,2264
Эксплуатация ДВС, сут	8,9	0,16	1,424	0,72	6,408	1,46	12,994
1	2	3	4	5	6	7	8
Автомобильный спец транспорт до 400 км, сут	100,4	0,16	16,064	0,72	72,288	1,46	146,584
Амортизация вагон-домиков 7 шт, сут	169,29	0,16	27,0864	0,72	121,8888	1,46	247,1634
Эксплуатация бульдозера, сут	18,4	0,16	2,944	0,72	13,248	1,46	26,864
Эксплуатация трактора, сут	33,92	0,16	5,4272	0,72	24,4224	1,46	49,5232
Транспортировка оборудования устья скважины до 400 км, т	8,21	1,7	13,957	25	205,25	1,21	9,93
Башмак колонный БК-324, шт	85,5	1	85,5	-	-	-	-
Башмак колонный БК-245, шт	65	-	-	1	65	-	-
Башмак колонный БК-146, шт	45,5	-	-	-	-	1	45,5
Центратор ЦЦ-245/295, шт	25,4	-	-	3	76,2	-	-
Центратор ЦЦ-146/195, шт	18,7	-	-	-	-	8	149,6
ЦКОДМ-146, шт	113,1	-	-	1	113,1	-	-
Продавочная пробка ПП-324, шт	80,5	1	80,5	-	-	-	-
Продавочная пробка ПП-245, шт	59,15	-	-	1	59,15	-	-
Продавочная пробка ППЦ-146, шт	30,12	-	-	-	-	1	30,12
Головка цементирующая ГЦУ-324	590,9	-	-	-	-	1	590,9
Головка цементирующая ГЦУ-245	4280	1	-	-	-	1	-
Головка цементирующая ГЦУ-146	3320	-	-	-	3320	-	-
Башмак колонный БК-324, шт	2880	-	-	-	-	1	2880
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб			970,6226		6831,495		9776,774

Продолжение таблицы М.2

Затрат зависящие от объема работ								
	1	2	3	4	5	6	7	8
Обсадные трубы 324x9,5, мм	37,21	30	1116,3	-	-	-	-	-
Обсадные трубы 245x7,9, мм	28,53	-	-	702	20028,06	-	-	-
Обсадные трубы 146x7,7 мм	19,96	-	-	-	-	1864	37205,44	
	23,67	-	-	-	-	1247	29516,49	
1	2	3	4	5	6	7	8	
Портландцемент тампонажный ПЦТ-I-50, т	26,84	2,79	74,8836	25,87	694,3508	-	-	
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-I-100, т	29,95	-	-	-	-	4,38	131,181	
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-Шоб(5)-100, т	32	-	-	-	-	50	1600	
Хлористый кальций, т	77,62	0,11	8,5382	1,03	79,9486	0,193	14,98066	
Заливка колонны, тампонажный цех, агр/оп	145,99	2	291,98	3	437,97	5	729,95	
Затворение цемента, тампонажный цех, т	6,01	2,79	16,7679	25,87	155,4787	54,8	329,348	
Работа ЦСМ, тампонажный цех, ч	36,4	1	36,4	1,1	40,04	1,38	50,232	
Опресовка колонны, тампонажный цех, агр/оп	87,59	1	87,59	2	175,18	2	175,18	
Работа СКЦ-2М, тампонажный цех, агр/оп	80,6	-	-	-	-	1	80,6	
Пробег ЦА-320М, км	36,8	3	110,4	8,5	312,8	13	478,4	
Пробег ЦСМ, км	36,8	1	36,8	3,8	139,84	4	147,2	
Пробег СКЦ-2М, км	40,8	-	-	-	-	1	40,8	
Дежурство ЦА-320М, тампонажный цех, ч	15,49	-	-	16	247,84	24	371,76	

Окончание таблицы М.2

Транспортировка обсадных труб, т	18,76	2,23	41,8348	21,15	396,774	73,4	1376,984
Транспортировка обсадных труб запаса, т	37,52	0,2	7,504	44,02	33,77	2	4,8
Транспортировка вахт, руб	738						
Итого затрат зависящих от объема бурения, без учета транспортировки вахт, руб	1828,9985		22742,0521		72253,3		
Всего затрат, без учета транспортировки вахт, руб	96824,35						
Всего по сметному расчету, руб	97562,35						

Таблица М.3-Сводный сметный расчет

Наименование затрат	Стоимость, тыс. руб.
1	2
Глава 1	
Подготовительные работы к строительству скважины	
Подготовка площадки, строительство подъездного пути, трубопроводов, линий передач и т.д.	61124
Разработка трубопроводов линий передач и др.	229
Работы, не учитываемые нормами зимнего удорожания	1071
Итого по главе 1	62424
Глава 2	
Строительство и разработка вышки и привышечных сооружений, монтаж и демонтаж бурового оборудования и установки для испытания скважины	
Строительство и монтаж без транспортировки рабочих	151301
Разборка и демонтаж	1210
Монтаж установки для освоения скважины	450
Демонтаж установки для освоения скважины	140
Итого по главе 2	153101
Глава 3	
Бурение и крепление скважины	
Бурение скважины	46781,75 4
Крепление скважины	97562,35
Итого по главе 3	144334,1
Глава 4	
Испытание скважины на продуктивность	
Испытание скважины на продуктивность в эксплуатационной колонне	12844
Итого по главе 4	12844
Глава 5	
Промыслово-геофизические исследования	
Промыслово-геофизические исследования (10,2 % от суммы глав 3-4)	16545,83 3
Итого по главе 5	16545,83 3

Продолжение таблицы М.3

1	2
Глава 6	
Дополнительные затраты на строительство скважин в зимний период	
Подготовительные работы к строительству скважины (6,42 % от суммы главы 2)	9829,1
Эксплуатация котельной	2935
Итого по главе 6	12764,1
Итого по главам 1-6	407049
Глава 7	
Накладные расходы	
Накладные расходы на итог глав 1-6 без геофизических работ (16,4 % от суммы глав 1-6)	66756,03 6
Итого по главе 7	66756,03 6
Глава 8	
Плановые накопления на итог прямых затрат по главам 1-7 (8 % от суммы глав 1-7)	37904,4
Итого по главе 8	37904,4
Глава 9	
Прочие работы и затраты	
Выплата премий (4,6 % от суммы глав 1-8)	23538,6
Выплаты за работу в районах крайнего севера (2,9 % от суммы глав 1-8)	14839,57
Выплаты за подвижной характер работы (1,8 % от суммы глав 1-8)	9210,77
Лабораторные работы (0,15 % от суммы глав 3-4)	243,3
Топографо-геодезические работы	123
Скважины на воду	4771
Итого по главе 9	52726,24
Итого по главам 1-9	564435,6
Глава 10	
Авторский надзор (0,2 % от суммы глав 1-9)	1128,9
Итого по главе 10	1128,9
Глава 11	
Проектные и исследовательские работы	
Изыскательские работы	790
Проектные работы	3830
Итого по главе 11	4620

Продолжение таблицы М.3

1	2
Глава 12	
Резерв средств на непредвиденные работы и затраты	
Резерв средств на непредвиденные работы и затраты (5 % от суммы глав 1-11)	28509,2
Итого по главе 12	28509,2
Итого по сводному сметному расчету	598693,2
Так как пересчет осуществлялся по расценкам 1985 года, необходимо учесть коэффициент удорожания затрат, равный 204,2	1222531
НДС 18%	51
Итого в ценах 2019 года с учетом коэффициента	107764
	1223609
	16

Приложение Н
(Обязательное)
Производственная безопасность

Таблица Н.1 — Вредные воздействия на природную среду в результате выполнения геолого-технических мероприятий и природоохранные мероприятия по их устранению

Рабочие места, подлежащие освещению	Места установки светильников	Норма освещённости, люкс
Роторный стол	На ногах вышки на высоте 4 м, под углом 45-50°. Над лебедкой на высоте 4 м под углом 25-30°	75
Щит КИП	Перед приборами	100
Полати верхового рабочего	На ногах вышки, на высоте не менее 2,5 м от пола полатей под углом не менее 50°	75
Путь талевого блока	На лестничных площадках, по высоте вышки, под углом не менее 64-70°	20
Кронблок	Над кронблоком	50
Приемный мост	На ногах вышки на высоте не менее 6 м	20
Редукторное помещение	На высоте не менее 3 м	30
Насосный блок- пусковые ящики	На высоте не менее 3 м	50
Насосный блок – насосы	На высоте не менее 3 м	25
ПВО	Под полом буровой	100
Площадка ГСМ и инструмента	На высоте не менее 3 м	100

Приложение Н 2 – Основные опасные и вредные производственные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разра ботка	Изгот овлен	Экспл уатац	
1. Пожаровзрывобезопасность,	+	+	+	ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ ГОСТ 12.1.004-91. ГОСТ 12.2.003-91 ГОСТ 12.4.011-89 ГОСТ 12.4.026-2001 ГОСТ 12.2.003-91 ГОСТ 12.1.012-2004 ГОСТ 31192.2-2005 ГОСТ 31319-2006 ГОСТ 12.1.003-2014 ГОСТ 12.2.062-81 СНиП 23-05-95
2. Расположение рабочего места на значительной высоте относительно поверхности земли (пола)	+	+	+	
3. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования	+	+	+	
4. Отклонение показателей микро-климата на открытом воздухе	+	+	+	
5. Электробезопасность	+	+	+	
6. Повышенный уровень вибрации	+		+	
7. Повышенный уровень шума	+		+	
8. Недостаточная освещенность рабочей зоны	+	+	+	