

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА РАЗВЕДОЧНОЙ ВЕРТИКАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 3110 МЕТРОВ НА ГАЗОВОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТЮМЕНСКАЯ ОБЛАСТЬ)

УДК 622.143:622.243.22:622.324.5(24:181m3110)(571.12)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б52Т	Мовлани Ясин Гошгар оглы		

Руководитель ВКР

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

Консультант

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

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Киселева Елена Станиславовна	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

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

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	Мовлани Ясин Гошгар оглы

Тема работы:

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА РАЗВЕДОЧНОЙ ВЕРТИКАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 3110 МЕТРОВ НА ГАЗОВОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТЮМЕНСКАЯ ОБЛАСТЬ)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 1017/с от 08.02.2019

Срок сдачи студентом выполненной работы:	03.06.2019
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Геолого-технические условия бурения скважины на газовом месторождении (Тюменская область), с ожидаемым притоком 130 м ³ /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, 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);

	<p>– Углубление скважины: (Выбор способа бурения; выбор породоразрушающего инструмента, расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород, расчет частоты вращения долота, выбор и обоснование типа забойного двигателя, выбор компоновки и расчет бурильной колонны, обоснование типов и компонентного состава буровых растворов, выбор гидравлической программы промывки скважины, технические средства и режимы бурения при отборе керна;</p> <p>– Проектирование процессов заканчивания скважин (Расчет обсадных колонн, расчет процессов цементирования скважины, выбор технологической оснастки обсадных колонн, проектирование процессов испытания и освоения скважин);</p> <p>– Выбор буровой установки. – Винтовой забойный двигатель с регулируемым углом перекоса.</p>
Перечень графического материала	1. Геолого-технический наряд 2. Компоновка бурильной колонны
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	08.02.2019
---	------------

Задание выдал руководитель:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б52Т	Мовлани Ясин Гошгар оглы		

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

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

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

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

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
8 февраля	1. Общая и геологическая часть	10
5 апреля	2. Технологическая часть	40
31 апреля	3. Специальная часть	20
30 мая	4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
30 мая	5. Социальная ответственность	15

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

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

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

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

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕ-
РЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б52Т	Мовлани Ясин Гошгар оглы

Школа	ИШПР	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	бакалавриат	Направление	Нефтегазовое дело

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

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

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Расчет финансово-сметного расчета и финансового результата реализации проекта строительства скважины
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Нормативная карта строительства скважины
3. Расчет технико-экономических показателей	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	08.02.2019
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОГСН ШБИП	Киселева Елена Станиславовна	К.Э.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б52Т	Мовлани Ясин Гошгар оглы		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б52Т	Мовлани Ясин Гошгар оглы

Школа	ИШПР	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление	Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Данные технологические решения будут использоваться для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 3110 метров на нефтегазовом месторождении
--	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>Приказ Минздравсоцразвития России от 12.04.2011 № 302н. Трудовой кодекс РФ (ст. 219; 264; 298) Федеральный закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» № 116 от 21 июля 1997 г. Приказ Министерства труда и социальной защиты российской федерации №336 Н «Об утверждении Правил по охране труда в строительстве» от 01.06.2015г.</p>
<p>2. Производственная безопасность:</p> <p>2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого объекта.</p> <p>2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия</p>	<p>Опасные и вредные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Работа на высоте – Движущиеся части машин и механизмов – Пожаровзрывобезопасность – Электробезопасность – Превышение уровней вибрации – Превышение уровней шума – Недостаточная освещенность рабочей зоны
<p>3. Экологическая безопасность:</p>	<ul style="list-style-type: none"> – Анализ воздействия объекта на атмосферу – Анализ воздействия объекта на гидросферу – Анализ воздействия объекта на литосферу
<p>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> – перечень возможных ЧС на объекте; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; 	<p>Рассмотрев какие чрезвычайные ситуации могут возникнуть при строительстве скважин на нефть и газ.</p> <ul style="list-style-type: none"> – ГНВП – Пожары

– разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС; разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий	
---	--

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	08.02.2019
---	------------

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	Мовлани Ясин Гошгар оглы		

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

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

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 115 страниц, 17 рисунков, 28 таблицы, 45 литературных источников, 10 приложений.

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

Цель работы – проектирование вертикальной разведочной скважины глубиной 3110 метров.

В процессе работы был составлен проект на строительство вертикальной разведочной скважины на газ глубиной 3110 м (по вертикали).

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

В работе рассмотрен вопрос о возможности применения винтового забойного двигателя с регулируемым углом перекоса.

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

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

СОКРАЩЕНИЯ

- ВЗД – винтовой забойный двигатель;
- ОТТМ – муфтовое резьбовое соединение обсадной трубы, трапецеидальная;
- ОТТГ – муфтовое резьбовое соединение обсадной трубы, герметичная;
- 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 – спуско-подъемные операции;
- ЗУМППФ – зона успокоения механических примесей пластового флюида;
- ПВО – противовыбросовое оборудование;
- УВ – условная вязкость;
- ПВ – пластическая вязкость;
- БУ – буровая установка;
- БК – башмак колонный;
- ЦКОД – центральный клапан обратного действия;
- ЦЦ – центратор цементируочный;
- ГЦУ – головка цементируочная универсальная;
- ПРП-Ц – пробка разделительная продавочная цементируочная.

ОГЛАВЛЕНИЕ

1 ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ.....	14
1.1 Геологические условия бурения скважины	14
1.2 Характеристика нефтеводоносности месторождения (площади)	14
1.3 Зоны возможных осложнений	14
2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	15
2.1 Обоснование и расчет профиля скважины.....	15
2.2 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя	15
2.2.1 Построение совмещенного графика давлений.....	15
2.2.2 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска	16
2.2.4 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн.....	16
2.2.5 Проектирование обвязки обсадных колонн	17
2.3 Углубление скважины	17
2.3.1 Выбор способа бурения.....	17
2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента	17
2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород ...	19
2.3.4 Расчет частоты вращения долота	20
2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя.....	21
2.3.6 Проектирование требуемого расхода бурового раствора	23
2.3.7 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов	25
2.3.8 Выбор гидравлической программы промывки скважины.....	27
2.3.9 Технические средства и режимы бурения при отборе керна	28
2.4.1 Расчет прочностных характеристик обсадных колонн	29
2.4.1.2 Расчет внутренних избыточных давлений	30
3 УСТЬЕВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ: КОЛОННЫЕ ГОЛОВКИ, ФОНТАННЫЕ АРМАТУРЫ	39
3.1 Колонные головки	39
3.1.1 Колонные головки с клиневой подвеской	40
3.1.2 Колонные головки с муфтовой подвеской	40
3.1.3 Колонные головки типа ОУС.....	42
3.1.4 Моноблочные колонные головки	42
3.1.5 Обвязка водозаборных скважин	43
4 ОРГАНИЗАЦИОННО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	48
4.1.1 Организационная структура управления предприятием	49
4.2.2 Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции	52
4.2.3 Расчет нормативного времени на сопутствующие и вспомогательные операции.....	53
4.2.4 Расчет нормативного времени ожидания затвердевания цемента..	53
4.2.5 Расчет нормативного времени на разбуривание цементной пробки	54
4.2.6 Расчет нормативного времени на геофизические работы	55

4.2.7 Расчет затрат на прочие вспомогательные работы, не учтенные укрупненными нормами.....	55
4.2.8 Расчет нормативных затрат времени на проведение ремонтных работ.....	56
4.3 Корректировка сметной стоимости строительства скважины	56
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	60
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности..	61
5.2 Производственная безопасность.....	62
5.2.1 Анализ опасных факторов и мероприятия по их устранению	63
5.2.2 Обоснование мероприятий по снижению воздействия	68
5.3 Экологическая безопасность	70
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	71
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	73
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ.....	74
ПРИЛОЖЕНИЕ А.....	78
ПРИЛОЖЕНИЕ Б	85
ПРИЛОЖЕНИЕ В	86
ПРИЛОЖЕНИЕ Г	88
ПРИЛОЖЕНИЕ Д.....	89
ПРИЛОЖЕНИЕ Е	95
ПРИЛОЖЕНИЕ Ж.....	98
ПРИЛОЖЕНИЕ З	101
ПРИЛОЖЕНИЕ И.....	102
ПРИЛОЖЕНИЕ К.....	104

ВВЕДЕНИЕ

Добыча нефти и газа играет важную роль в развитии инфраструктуры страны, добытые ископаемые являются не только отличными горюче-смазывающим материалам, но и хорошо применяются в химической промышленности.

Одним из эффективных средств разведки и эксплуатации нефти-газовых месторождений является бурение глубоких скважин. Важно отметить что бурение нефтегазовых скважин – это трудоемкий и сложный технологический процесс, который состоит из многочисленных операций. Проектирование конструкции скважины, выбор бурового инструмента и гидравлической программы являются важнейшим технологическим этапом перед бурением. Они определяют эффективность и успех строительства скважины, экономическую эффективность разведки и разработки месторождений газа и степень развития нефтегазовой промышленности в целом.

Данная выпускная квалификационная работа представляет собой проект на строительство вертикальной разведочной скважины. Данная работа включает в себя решение многих вопросов в основных сферах проектирования скважины, а это, технологические, экономические и социальные. В специальной части работы рассматривается устевое оборудование: колонные головки, фонтанные арматуры.

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.

1.2 Характеристика нефтеводоносности месторождения (площади)

Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади) представлена в приложении Б. Краткая характеристика нефтегазоводоносности по разрезу скважины: разрез скважины представлен 7 водоносными 4 нефтеносным и 1 Газоносным пластом. Вертикальная разведочная скважина проектируется для продуктивного интервала 3050 - 3080 м с забоем закрытого типа и ожидаемым дебитом 130 м³/сут.

1.3 Зоны возможных осложнений

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

2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

2.1 Обоснование и расчет профиля скважины

По геологическому условию проектируется вертикальная разведочная скважина, поэтому профиль скважины принимается вертикальным и проекторочные расчеты не произ

2.2 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя

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 [38, 45].

2.2.1 Построение совмещенного графика давлений

Совмещенный график давлений иллюстрирует изменение по глубине скважины градиентов пластовых давлений, градиентов давлений гидроразрыва пород и градиентов давлений столба бурового раствора [14-20].

Совмещенный график давлений представлен на рисунке 1

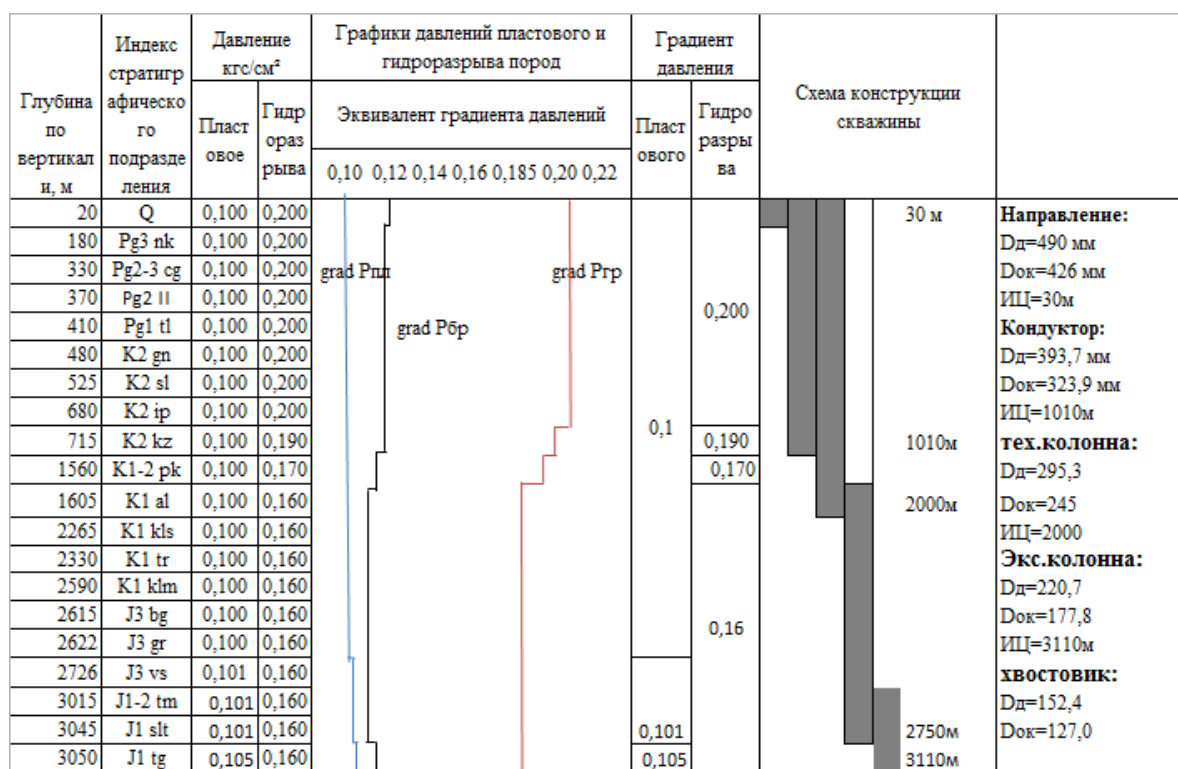


Рисунок 1 – График совмещенных давлений

2.2.2 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

Таблица 1- Конструкция скважины

Название колонны	Глубина спуска, м	Интервал цементирования, м	Внешний диаметр обсадной колонны, мм	Диаметр бурового долота на интервале, мм
Направление	0 – 20	0 – 20	426	490
Кондуктор	0 – 1010	0 – 1010	323,9	393,7
Техническая колонна	0-2000	0-2000	244,5	295,3
Эксплуатационная колонна	0 – 2770	1500 – 2750	168,3	220,7
Хвостовик	0 – 3110	2250 – 3110	114,3	152,4

2.2.3 Выбор интервалов цементирования

В соответствии с требованиями правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности предусматриваются следующие интервалы цементирования [19,31,32,38,41]:

1. Направление: интервал цементирования 0–30 м;
2. Кондуктор: интервал цементирования 0–1010 м;
3. Техническая колонна: интервал цементирования 0-2000 м;
4. Эксплуатационная колонна: интервал цементирования 1500-2750 м (цементируются с учетом перекрытия башмака предыдущей колонны на высоту 500 м для газовой скважины).
5. Хвостовик: интервал цементирования 2250–3110 м (величина установки подвесного устройства хвостовика выше башмака эксплуатационной колонны не менее 250 м для газовых скважин).

2.2.4 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

По условия геологического задания диаметр колонны под хвостовик принимаем равным $D_{хв} = 127$ мм. Диаметр скважины под каждую колонну рассчитывается с учетом габаритного размера колонны (по муфтам) и рекомендуемого зазора между муфтой и стенкой скважины [43].

2.2.5 Проектирование обвязки обсадных колонн

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

$$P_{му} = 29,380 \text{ МПа.}$$

1. Колонная головка, соответствующая максимальному устьевому давлению: **ОКК2–35–324x245x178 К1 ХЛ.**
2. ПВО, соответствующее высокому пластовому давлению: **ОП6–280/80x35.**

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.

Выбор способа бурения под направления выбираем роторный, потому что использование ВЗД не целесообразно, в виду того, что интервал бурения мал. Для остальных интервалов совмещен 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
0-30	Направление	Роторный
30-1010	Кондуктор	С применением ВЗД (винтовой забойный двигатель)
1010-2000	Техническая колонна	С применением ВЗД (винтовой забойный двигатель)
2000-2750	Эксплуатационная колонна	С применением ВЗД (винтовой забойный двигатель)
2750-3110	Хвостовик	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 и эксплуатационную колонну, так как они позволяют обеспечить максимальное значение величины механической скорости бурения при минимальном количестве рейсов.

Характеристики буровых долот по интервалам бурения в приложении Г.

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

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 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.

4. Для бурения интервала под эксплуатационную колонну проектируется долото PDC диаметром 220,7 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.

5. Для бурения интервала под хвостовика проектируется долото PDC диаметром 152,4 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 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, произведен для шарошечных долот и PDC по формулам 1 и 2 [20,35] с использованием программного обеспечения Microsoft Excel и результат занесен в таблицу 3.

$$G_I = \frac{\alpha P_{ш} F}{10^3}, \quad (1)$$

где α – коэффициент забойных условий;

$P_{ш}$ – средневзвешенная твердость горных пород по штампу;

F – опорная площадь рабочей поверхности долота.

$$F = 0,03 D_c k_T, \quad (2)$$

где k_T – число зубцов на рабочей поверхности;

D_c – средний диаметр зубцов, мм.

Результат расчета осевой нагрузки по интервалам бурения представлен в таблице 3.

Таблица 3 - Проектирование осевой нагрузки по интервалам бурения

Интервал	0-30	30-1010	1010-2000	2000-2750	2750-3110
Исходные данные					
α	1	1	1	1	1
$P_{ш}, \text{кг/см}^2$	200	300	500	1000	1500
$D_d, \text{см}$	49,00	39,37	29,53	22,07	15,24
η	1	1	1	1	1
$\delta, \text{см}$	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
$q, \text{кН/мм}$	0,2	0,2	0,2	0,4	0,4
$G_{пред}, \text{кН}$	333	117,6	127,4	137,4	90

Продолжение таблицы 3

Результаты проектирования					
G ₁ , кН	46	29	43	91	55
G ₂ , кН	98	78	102	110	72
G ₃ , кН	266	94	147	176	152
G _{проект} , кН	98	78	102	110	72

При расчетной осевой нагрузке (G1-46) и (G2-98) мы принимаем значение проектируемое 60 кН основываясь на опыте бурения четвертичных отложений этой нагрузки нам будет достаточно для разрушения горной породы в интервале 0–30 м. Для остальных интервалов бурения осевые нагрузки выбираются по данной методике.

2.3.4 Расчет частоты вращения долота

Расчеты частоты вращения долот производиться по формуле 4 с использованием программного обеспечения Microsoft Excel и результаты приведены в таблице 4

$$n_1 = 19,1 \frac{V_d}{D_d} \quad (4)$$

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

D_d – диаметр долота, м.

Таблица 4 - Расчет частоты вращения долота по интервалам бурения

Интервал		0-30	30-1010	1010-2000	2000-2750	2750-3110
Исходные данные						
V_л, м/с		2.8	2	1,8	1.8	1.6
D_д	м	0.4900	0.3937	0,2953	0,2207	0,1524
	мм	490	393,7	295,3	220,7	152,4
τ, мс		6	-	-	-	-
z		24	-	-	-	-
α		0,8	0,7	0,6	0,3	0,5
Результаты проектирования						
n₁, об/мин		109	97	129	173	180
n₂, об/мин		295	-	-	-	-
n₃, об/мин		608	-	-	-	-
n_{проект}, об/мин		30-60	90-100	130-160	180-200	180-200

Интервал бурения под направление 0 – 30 производиться бурение роторным способом. Максимальная частота вращения ротора составляет 109. Исходя

из расчетного n_1 нам не подходит, но так как интервал слишком мал и применение ДРУ не целесообразно. Исходя из опыта бурения четвертичных отложений, мы принимаем частоту вращения ротора, 30 – 60 выбранное значение не приведет к износу опор долота. Для всех остальных интервалов, выбираются расчетные значения, для эффективного разбуривания горной породы.

2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

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

Расчет двигателя произведен по формулам (4-7) [20,35-36] с использованием программного обеспечения Microsoft Excel и результат проектирования занесен в таблицу 5.

$$D_{зд}=(0,8-0,9)D_{д}, \quad (4)$$

где $D_{зд}$ – диаметр забойного двигателя, мм;

$D_{д}$ – диаметр долота, мм.

$$M_p=M_o+M_{уд}+G_{ос}, \quad (5)$$

где M_p – момент необходимый для разрушения горной породы, Н*м;

M_o – момент необходимый для вращения ненагруженного долота, Н*м;

$M_{уд}$ – удельный момент долота, Н*м/кН;

$G_{ос}$ – осевая нагрузка на долото, кН.

$$M_o=500*D_{д}. \quad (6)$$

где $D_{д}$ – диаметр долота, м.

$$M_{уд}=Q+1,2+D_{д}, \quad (7)$$

где Q – расчетный коэффициент, принимаемый в расчетах 1-2 (принимается 1,5), Н*м/кН;

$D_{д}$ – диаметр долота, см.

Результат проектирования параметров забойного двигателя по интервалам бурения представлен в таблице 5.

Таблица 5 – Результат проектирования параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал		0-30	30-1010	1010-2000	2000-2750	2750-3110
Исходные данные						
D _д	м	-	0,3937	0,2953	0,2207	0,1524
	мм	-	393,7	295,3	220,7	152,4
G _{ос} , кН		-	70	90	100	98
Q, Н*М/кН		-	1,5	1,5	1,5	1,5
Результаты проектирования						
D _{зд} , мм		-	314	236	176	122
M _р , Н*М		-	11,69	11,04	6,01	1261
M _о , Н*М		-	196,85	147,65	110,35	76,2
M _{уд} , Н*М/кН		-	48,74	36,94	27,41	17,94

Для интервала бурения под кондуктор 30–1010 м, из опыта бурения выбирается винтовой забойный двигатель ВЗД-240, 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.

Для интервала бурения 1010–2000 м под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель ВЗД-240, который отвечает требованиям по диаметру забойного двигателя, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения средних по твердости горных пород.

Для интервала бурения под хвостовик 2000–2750 м под проектируется винтовой забойный двигатель ВЗД-195, который отвечает требованиям по диаметру забойного двигателя, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения средних по твердости горных пород.

Для интервала бурения под хвостовик 2750-3110 м под проектируется винтовой забойный двигатель ВЗД-127, который отвечает требованиям по диаметру забойного двигателя, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения средних по твердости горных пород.

Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Технические характеристики забойных двигателей

Тип двигателя	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Вес, кг	Расход жидкости, л/с	Число оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, кН*м	Мощность двигателя, кВт
Д-240М.7/8	30-1010	240	6,98	1660	30-75	108-150	13,0-16,0	90-191
Д-240М.7/8	1010-2000	240	6,98	1660	30-75	120-198	13,0-16,0	90-191
ДГР-195М 7/8	2000-2750	195	7,31	1430	20-40	150-204	11,5-14,5	90-180
ДР-127М 7/8	2750-3110	127	5,8	405	10-20	120-240	8,0-11,0	33-96

2.3.6 Проектирование требуемого расхода бурового раствора

Произведен расчет требуемого расхода бурового раствора, учитывая следующие граничные условия проектирования: сохранение устойчивости стенок скважины, качественная очистка забоя, необходимость полного выноса шлама, недопущение гидроразрыва и интенсивного размыва стенок скважины. По результатам проектирования построены области допустимого расхода бурового раствора и выбраны итоговые значения с учетом дополнительных проверочных расчетов: обеспечение работы забойного двигателя, обеспечение производительности насосов. Результаты проектирования расхода бурового раствора по интервалам бурения приведены в таблице 7. Расчеты произведены с помощью программного обеспечения Microsoft Excel, по методике из источника [22].

Таблица 7 – Результаты проектирования расхода бурового раствора

Интервал	0–30	30–1010	1010–2000	2000–2750	2750–3110
Исходные данные					
D_d , м	0,4900	0,3937	0,2953	0,2209	0,1524
K	0,65	0,65	0,6	0,5	0,4
K_k	1,24	1,3	1,43	1,52	1,2
$V_{кр}$, м/с	0,15	0,15	0,15	0,13	0,11
V_m , м/с	0,011	0,0111	0,008	0,005	0,0041
$d_{бт}$, м	0,127	0,147	0,147	0,147	0,189
$d_{мах}$, м	0,490	0,393	0,295	0,220	0,152
$d_{нмах}$, м	0,015	0,015	0,01	0,009	0,007
n	3	3	10	7	5
$V_{кпмин}$, м/с	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
$V_{кпмах}$, м/с	1,3	1,3	1,3	1,5	1,5
$\rho_{см} - \rho_p$, г/см ³	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
ρ_p , г/см ³	1,25	1,19	1,15	1,11	1,10

Продолжение таблицы 7

$\rho_{п}, \text{ г/см}^3$	1,5	2,2	2,26	2,4	2,7
Результаты проектирования					
$Q_1, \text{ л/с}$	50	58	18	18	6
$Q_2, \text{ л/с}$	63	61	18	18	5
$Q_3, \text{ л/с}$	143	74	45	45	25
$Q_4, \text{ л/с}$	43	68	23	28	10
$Q_5, \text{ л/с}$	20	40	38	40	17
$Q_6, \text{ л/с}$	-	30-75	30-55	30-50	12-30

В качестве насоса примем УНБТ–950 который сможет обеспечить спроектированный расход бурового раствора. Для бурения интервала под направление примем диаметр втулок – 170 мм, для бурения интервала под кондуктор примем диаметр втулок – 160 мм, для бурения интервала под технической колонну – 150 мм, для бурения интервала под эксплуатационную колонну – 150 мм, хвостовик и отбор керна диаметр втулок – 140 мм. Число двойных ходов насоса при бурении под направление 108, $Q=60 \text{ л/с}$, работают два насоса, в связи с применением раствора высокой вязкости данного расхода будет достаточно для удаления шлама с забоя скважины. Под кондуктор число двойных ходов насоса 105, $Q=51 \text{ л/с}$, работают два насоса. Под техническую колонну число двойных ходов насоса 125, $Q=54 \text{ л/с}$, работает два насоса, Под эксплуатационную колонну число двойных ходов насоса 125, $Q=27 \text{ л/с}$, работает один насос, При отборе керна число двойных ходов 79, $Q=15 \text{ л/с}$, работает один насос. Под хвостовик число двойных ходов насоса 80, $Q=15 \text{ л/с}$, работает один насос.

Таблица 8 – Проектирование областей допустимого расхода бурового раствора

Интервал	0–30	30–1010	1010–2000	2000–2750	2750-3110
Исходные данные					
$Q_1, \text{ л/с}$	50	58	18	18	6
$Q_2, \text{ л/с}$	63	61	18	18	5
$Q_3, \text{ л/с}$	143	74	45	45	25
$Q_4, \text{ л/с}$	43	58	23	28	10
$Q_5, \text{ л/с}$	20	40	38	40	15
$Q_6, \text{ л/с}$	-	30-75	30-55	30-50	12-30
Области допустимого расхода бурового раствора					
$\Delta Q, \text{ л/с}$	63–143	58-74	38-45	40-45	15-25
Запроектированные значения расхода бурового раствора					
$Q, \text{ л/с}$	64	58	42	40	15

2.3.6 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

Проектирование КНБК по интервалам бурения выполнено в программном обеспечении для решения проектных, инженерных задач и задач оперативного контроля процесса строительства скважин «БурСофтПроект».

Выбор и расчет элементов КНБК производится согласно геологическим условиям, конструкции скважины, бурового раствора, профиля скважины. Для создания необходимой осевой нагрузки на долото и повышения жесткости бурильной колонны применяем УБТ, для бурения секции под кондуктор, эксплуатационную колонну и хвостовика применяем винтовой забойный двигатель для обеспечения наибольшего момента для разрушения горной породы и достижения плановой механической скорости проходки [34,].

Результаты проектирование компоновки низа бурильной колонны по интервалам бурения, отбора керна, расчет параметров забойного двигателя по интервалам бурения и проектирование областей допустимого расхода бурового раствора приведены в таблицах Д.1–Д.6 приложения Д.

2.3.7 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:

- интервал бурения 0-30 м под направление - глинистого типа (бентонитовый раствор);
- интервал бурения 30-1010 м под кондуктор рекомендуется использовать полимер-глинистый буровой раствор на водной основ;
- интервал бурения 1010-2000 м под техническую колонну - полимерглинистый буровой раствор;
- интервал бурения 2000-2750 м под эксплуатационную колонну-полимерглинистого бурового раствора;

- интервал бурения 2750-3110 м под хвостовик-следует применить KCL/(биополимерный) буровой раствор

Запроектированные параметры буровых растворов по интервалам бурения приведены в таблице 9 [23,26]. В таблице 10 представлен компонентный состав бурового раствора [23,26].

Таблица 9 – 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, сПз	СНС 10 сек / 10 мин,	водо-от-дача, см ³ /30 мин	рН	содержание песка, %
Бенто-нитовый	0	30	1,20	120	-	-	-	-	-	≤ 2
Полимер-глинистый	30	1010	1,16	90-110	15-35	15-45	10-30/ 25-50	≤ 10	9,5	≤ 1
Полимер-глинистый	1010	2000	1,10	40-65	7-30	10-40	2-20/ 4-35	≤ 6	8,5-10	≤ 1
Полимер-глинистый	2000	2750	1,09	40-65	7-30	10-40	2-20/ 4-35	≤ 6	8,5-10	≤ 1
Биополимерный	2750	3110	1,12	40-65	10-25	10-30	5-15/ 7-20	≤ 6	9,0	≤ 0,5

Таблица 10 – Компонентный состав бурового раствора

Тип раствора	Интервал по стволу, м		Компонентный состав бурового раствора
	от	до	
Бентонитовый	0	30	Техническая вода, глинопорошок, каустическая сода, кальцинированная сода, SAPP, барит.
Полимер-глинистый	30	1010	Техническая вода, глинопорошок, каустическая сода, кальцинированная сода, SAPP, барит, полиакриламид, ПАЦ НВ, ПАЦ ВВ, ингибитор.
Полимер-глинистый	1010	2000	Техническая вода, глинопорошок, каустическая сода, кальцинированная сода, SAPP, барит, полиакриламид, ПАЦ НВ, ПАЦ ВВ, ингибитор.
Полимер-глинистый	2000	2750	Техническая вода, глинопорошок, каустическая сода, кальцинированная сода, SAPP, полиакриламид, ПАЦ НВ, ПАЦ ВВ, ингибитор.
Биополимерный	2750	3110	Техническая вода, каустическая сода, кальцинированная сода, ксантановая смола, KCL, крахмал, ингибитор, смазывающая добавка, карбонат кальция 5 мкр, карбонат кальция 50 мкр, карбонат кальция 150 мкр, бактерицид, пеногаситель.

В качестве рекомендации для предотвращения поглощений при бурении интервалов склонных к поглощениям необходимо предусмотреть наличие необходимого количества химических реагентов для приготовления кольматационных пачек на основе бурового раствора с поднятием условной вязкости и добавлением разнофракционного карбоната кальция и инертного наполнителя [26].

Состав и концентрация кольматационной пачки:

- | | |
|--|---|
| 1. Буровой раствор | 5. CaCO ₃ 150 – 60 кг/м ³ |
| 2. ПАЦ ВВ – 5 кг/м ³ | 6. NUT SHELL MEDIUM – 30 кг/м ³ |
| 3. CaCO ₃ 5 – 60 кг/м ³ | 7. NUT SHELL COARSE – 30 кг/м ³ |
| 4. CaCO ₃ 50 – 60 кг/м ³ | 8. CF-1 (торф) – 20 кг/м ³ |

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

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

Потребное количество химических реагентов представлено в таблице Е.2 приложения Е.

2.3.8 Выбор гидравлической программы промывки скважины

Расход промывочной жидкости должен обеспечить:

- эффективную очистку забоя скважины от шлама;
- транспортирование шлама на поверхность без аккумуляции его в кольцевом пространстве между бурильными трубами и стенками скважины;
- предотвращение гидроразрыва горных пород;
- устойчивую работу забойного двигателя;
- обеспечение гидромониторного эффекта;
- предотвращение размыва стенки скважины и т.д [38,28-29].

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

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

2.3.9 Технические средства и режимы бурения при отборе керна

При строительстве проектируемой разведочной скважины планируется отбор керна для анализа газаносных пластов. Согласно геолого-техническому условию газаносность по разрезу скважины присутствует в интервале: 3050–3080 м. По условию задания скважина является разведочной и из-за неполноты геологических данных существует вероятность нахождения продуктивных пластов выше/ниже прогнозируемой вертикали, в следствие этого планируются интервалы отбора керна следующие:

– интервал отбора керна 3045-3085 м

Для отбора керна планируется использования бурголовки с PDC вооружением, для получения более качественного отобранного керна и обеспечения данной бурголовкой бурения данного интервала [35].

Характеристика проектируемой бурголовки для бурения интервала отбора керна представлена в таблице 11.

Таблица 11 – Характеристика проектируемой бурголовки для бурения интервала отбора керна

Типоразмер	Наружный диаметр, мм	Диаметр керна, мм	Присоединительная резьба по ГОСТ 21 ST 0-7Б	Масса, кг
БИТ 144/80 В 913	144	80	3-122	15

Тип и характеристика проектируемого кернотборного снаряда представлена в таблице 12.

Таблица 12 – Тип и характеристика проектируемого кернотборного снаряда

Керноприемное устройство	Наружный диаметр корпуса, мм	Максимальная длина керна за 1 рейс, м (кол-во секций)	Диаметр керна, мм	Длина керноприема, мм	Резьба		Масса устройства в сборе, кг
					верхняя	нижняя	
СК и (СК) 127/80	127	18 (2) 9 (1)	80	18835 9835	3-102	3-88	1823 900

Технические средства и режимы бурения при отборе керна представлена в таблице 13.

Таблица 13 – Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Интервал, м	Тип керноотборного снаряда	Параметры режима бурения		
		осевая нагрузка, т	частота вращения инструмента, об/мин	расход бурового раствора, л/сек
3045-3085	СК и (СК) 127/80	1-3	60-120	14-25

2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин

2.4.1 Расчет прочностных характеристик обсадных колонн

Исходные данные к расчету обсадных колонн представлены в таблице 14.

Таблица 14 – Исходные данные к расчету обсадных колонн

Параметр	Значение	Параметр	Значение
Плотность продавочной жидкости $\rho_{прод}$, кг/м ³	1000	плотность буферной жидкости $\rho_{буф}$, кг/м ³	1100
Плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{тр обл}$, кг/м ³	1400	плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{тр н}$, кг/м ³	1900
Плотность нефти ρ_n , кг/м ³	688	глубина скважины, м	3110
Высота столба буферной жидкости h_1 , м	1500	высота столба тампонажного раствора нормальной плотности h_2 , м	150
Высота цементного столба $h_{ст}$, м	20	динамический уровень скважины h_0 , м	2073

2.4.1.1 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 [38,41-42].

$$P_{ни} = P_n - P_v, \quad (8)$$

где P_n – наружное давление;

P_v – внутреннее давление.

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

1. При цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении;
2. В конце эксплуатации за счет снижения уровня флюида для нефтяных скважин и снижения давления для газовых скважин.

Эпюра наружных избыточных давлений представлена на рисунке 2.

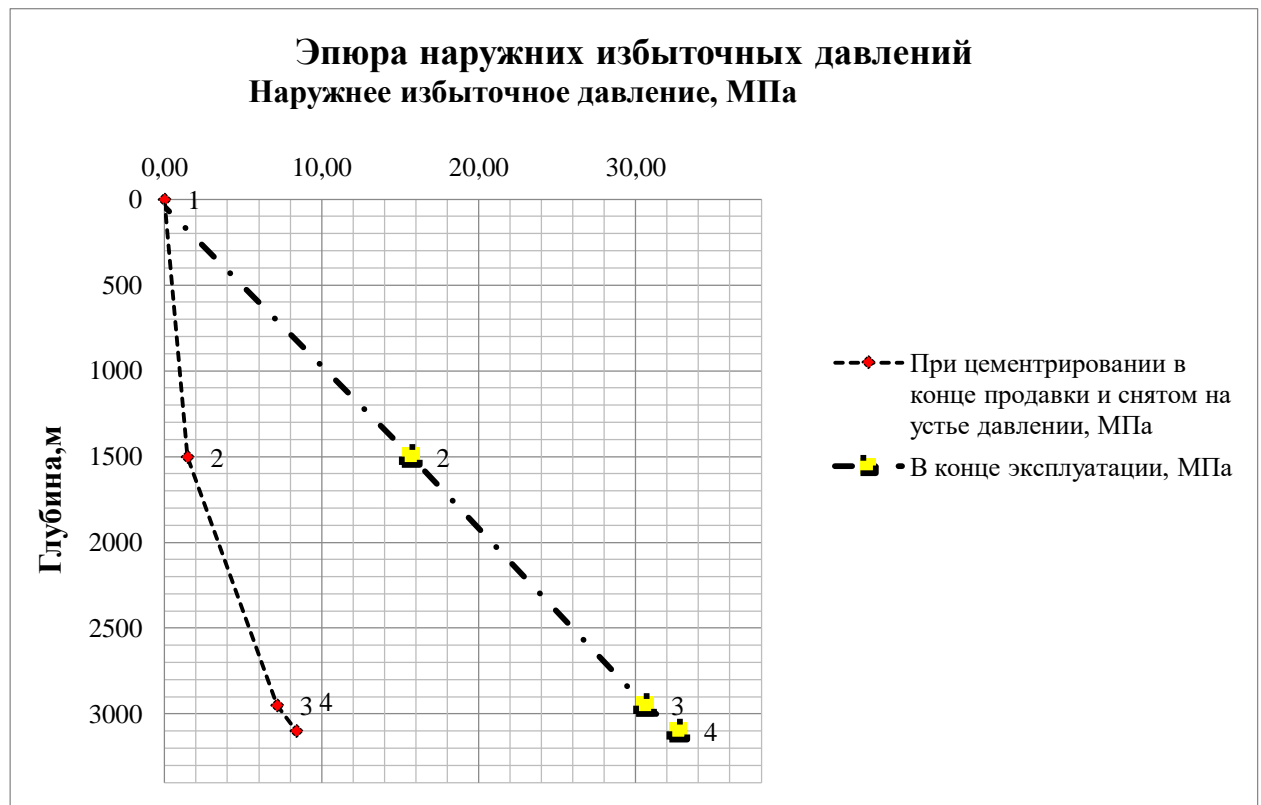


Рисунок 2 – Эпюра наружных избыточных давлений

2.4.1.2 Расчет внутренних избыточных давлений

Расчеты внутренних избыточных производятся по формуле 6. Расчеты давлений проводятся для двух случаев, при цементировании в конце продавки раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения и при опрессовки колонны с целью проверки ее герметичность. Внутренние избыточные давления представлены на рисунке 3,4.

$$P_{ви} = P_v - P_n \quad (6)$$

где $P_{в}$ – внутреннее давление;

$P_{н}$ – наружное давление.

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

2. При опрессовке колонны с целью проверки её герметичности.

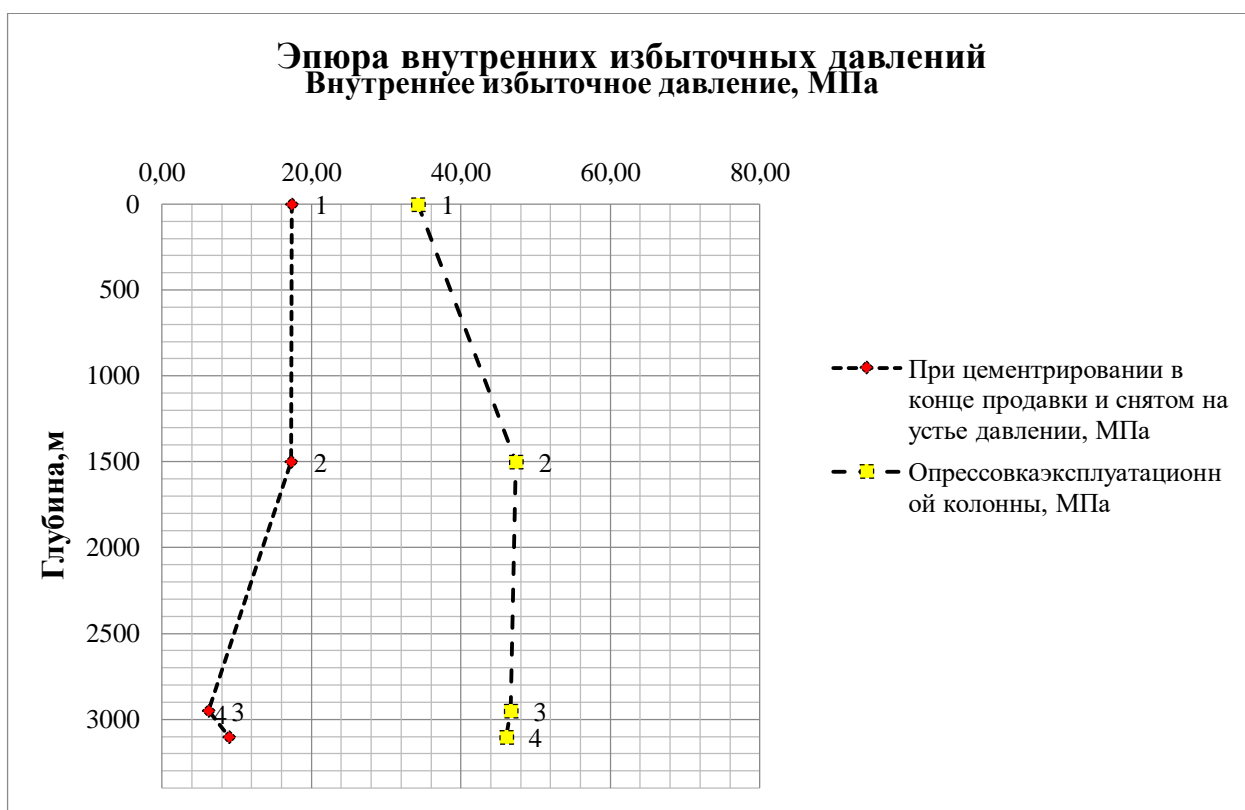


Рис 3. Эпюра внутренних избыточных давлений

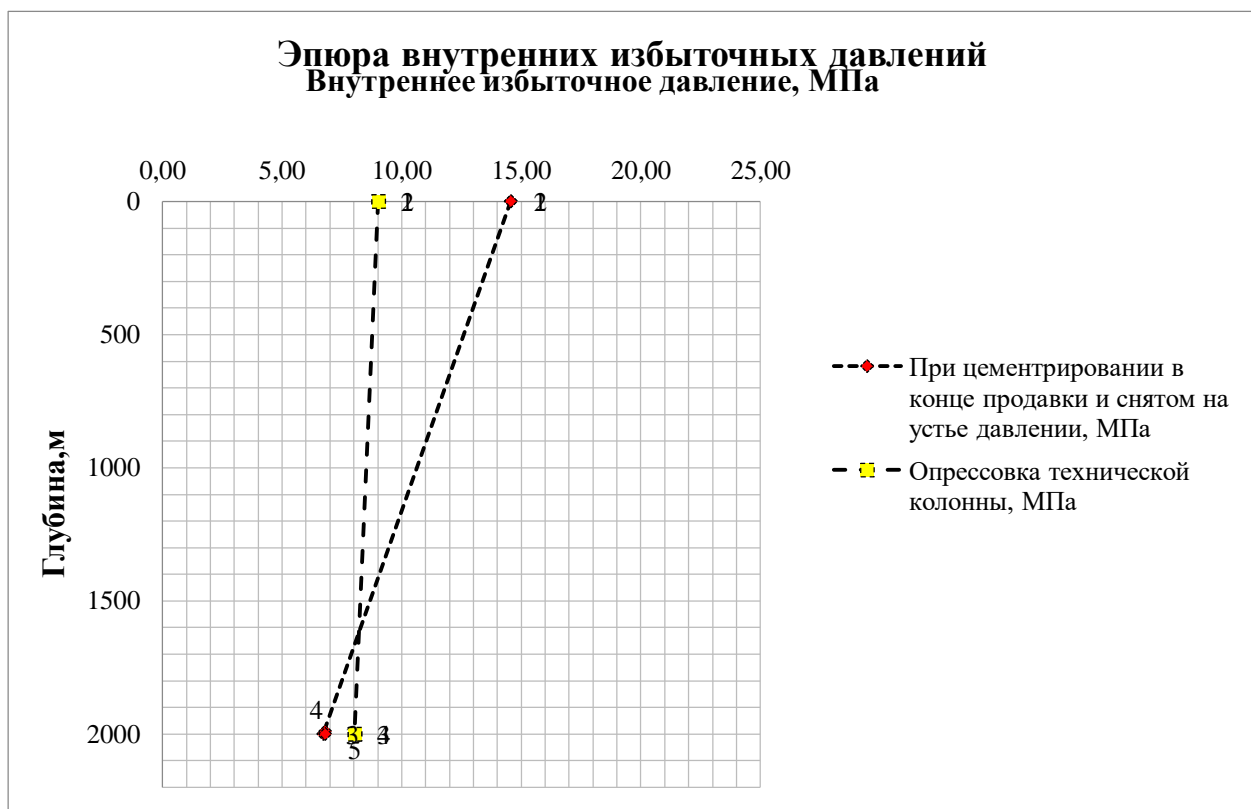


Рис 4. Эпюра внутренних избыточных давлений для кондуктора

2.4.2 Конструирование обсадной колонны по длине

В продуктивной части забоя, проектируются секции обсадной колонны с толщиной стенки 5,6 мм, остальные интервалы до устья скважины, представлены в таблице 15.

Таблица 15 – Представлены рассчитанные характеристика обсадных колонн

Наружный диаметр, мм	Тип резьбового соединения	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Удельный вес, кН/м	Вес, тонн		Интервал установки, м
						1 м трубы	суммарный	
Хвостовик								
127	ОТТМ	Д	5,6	360	0,169	6,20395	6,2039	2750-3110
Эксплуатационная колонна								
177,8	ОТТМ	Д	9,5	415	0,321	13,5841	73,1569	2585-2750
	ОТТГ	Е	6,5	2585	0,226	59,5728		0-2585

Продолжение таблицы 15

ТК								
244,5	ОТТМ	Д	7,9	2000	0,470	95,8533	95,8533	0-2000
Кондуктор								
323,9	ОТТМ	Д	9,5	1010	0,744	76,6255	76,6255	0-1010
Направление								
426	ОТТМ	Д	10	30	1,044	3,19375	3,1937	0-30

2.4.3 Расчет и обоснование параметров цементирования эксплуатационной колонны

2.4.3.1 Обоснование способа цементирования

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле 7 [19,31,41]:

$$P_{гс\ кп} + P_{гд\ кп} \leq 0,95 * P_{гр}, \quad (7)$$

где $P_{гс\ кп}$ – гидростатическое давление в кольцевом пространстве, $P_{гс\ кп} = 38,89$ МПа;

$P_{гс\ кп}$ – гидродинамические потери давления в кольцевом пространстве, $P_{гд\ кп} = 0,38$ МПа;

$P_{гр}$ – давление гидроразрыва пород на забое скважины, МПа. Согласно геологическим данным $P_{гр} = 52,61$ МПа.

Производим сравнения давлений $37,7$ МПа $\leq 49,9$ МПа.

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

2.4.3.2 Расчет объемов и компонентного состава буферной, продавочной жидкости и тампонажного раствора.

Расчет количества компонентов сухой тампонажной смеси и жидкости для её затворения производят с учётом водоцементного отношения и оптимальной плотности цементного раствора. [19,31,41]

Объемы компонентного состава буферной, продавочной жидкости и тампонажного раствора представлены в таблице 16.

Таблица 16 – Объемы компонентного состава буферной, продавочной жидкости и тампонажного раствора

Наименование жидкости	Объем жидкости, м ³	Плотность жидкости, кг/м ³	Объем воды для приготовления жидкости, м ³	Наименование компонента	Масса компонентов, кг	Наименование цемента	Масса цемента, т
Буферная	14,20	1100	14,20	МБП-МВ	9,9	-	-
	3,55		3,55	МБП-СМ	0,5	-	-
Облегченный тампонажный раствор	27,36	1400	27,36	НТФ	6,4	ПЦТ - III - Об (4)-100	11,22
Тампонажный раствор нормальной плотности	4,6	1900	4,6	НТФ	20,1	ПЦТ - I - 100	1,8
Продавочная жидкость	41,24	1030	41,24	-	-	-	-

2.4.3 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования

По формуле 10 рассчитывается давление на насосе «продавочного» цементировочного агрегата [19,31,41]:

$$P_{ца} \geq P_{цг} / 0,8, \quad (10)$$

где $P_{цг}$ – давление на цементировочной головке в конце цементирования,

$$P_{цг} = 49,9 \text{ МПа};$$

$$47,4 \text{ МПа} \geq 37,7 \text{ МПа}.$$

Выбирается ближайшее большее давление, развиваемое цементировочным агрегатом СИН.

По формуле 11 рассчитывается необходимое число цементосмесительных машин исходя из суммарной массы тампонажной смеси, расположенной в их бункерах:

$$m = G_{сyx} / G_b, \quad (11)$$

где $G_{сyx}$ – требуемая суммарная масса сухого тампонажного материала;

G_b – вместимость бункера смесителя.

1. Для облегченной тампонажной смеси: $m = 2$ машины типа УС6-30Н(У).
2. Для тампонажной смеси нормальной плотности: $m = 1$ машина типа УС6-30Н(У).

По результатам расчёта количества и выбора цементировочной техники разрабатывается технологическая схема обвязки цементировочного оборудования, представлена на рисунке 5.

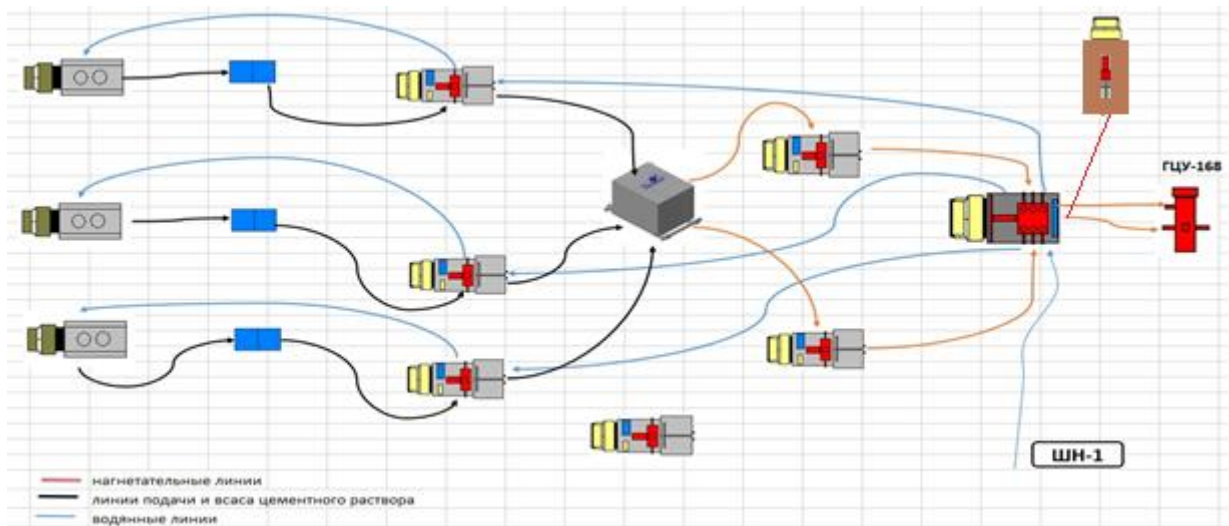


Рисунок 5 – Схема расположения оборудования при цементировании
 1 – блок манифольда; 2 – цементировочный; агрегат ЦА – 320М; 3 – УНП2 – 320*40; 4 – осреднительная емкость; УО – 20; 5 – цементосмесительная машина типа УС 6 – 30; 6 – подводящая водяная линия; 7 – станция КСКЦ 01; 8 – устье скважины; 9 – БДЕ.

2.4.4 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Оборудование колонн технологической оснасткой, приведены в таблице 17

Таблица 17 – Элементы технологической оснастки

Название колонны, D _{усл}	Наименование, шифр, типоразмер	Интервал установки, м		Количество элементов на интервале, шт	Суммарное количество, шт
		От (верх) по стволу	До (низ) по стволу		
Направление D _{усл} =127 мм	БКМ-324-ОТТМ	29,6	30	1	1
	ЦКОДМ-426-ОТТМ	29,2	29,6	1	1
	ПРП-Ц-426	29	29,2	1	1
	ПЦ-426/490	0	30	2	2
Кондуктор D _{усл} =127 мм	БКМ-426-ОТТМ	1009,6	1010	1	1
	ЦКОДМ-324-ОТТМ	997,2	997,6	1	1
	ПРП-Ц-324	997	997,2	1	1
	ПЦ-324/394	0	30	1	29
	30	1010	25+3		
Техническая колонна D _{усл} =127 мм	БКМ-245-ОТТМ	1999,7	2000	1	1
	ЦКОДМ-245-ОТТМ	1997,4	1997,7	1	1
	ПРП-Ц-245	1977,1	1977,4	1	1
	ПЦ-245/295	0	1010	26	54
	1010	2000	25+3		
Эксплуатационная колонна D _{усл} =127 мм	БКМ-178-ОТТМ	2749,7	2750	1	1
	ЦКОДМ-178-ОТТМ	2737,4	2737,7	1	1
	ПРП-Ц-178	2737,1	2737,4	1	1
	ПЦ-178/221	0	2750	50	72
	2000	2750	19+3		
Хвостовик	БКМ-178-ОТТМ	3109,7	3110	1	1
	ЦКОДМ-178-ОТТМ	3097,4	3097,7	1	1
	ПРП-Ц-178	3097,1	3097,4	1	1
	ПЦ-178/221	0	2750	69	81
				9+3	
ЦТГ-178/221	3050	3080	5	43	
			35+3		

2.4.5 Проектирование процесса испытания и освоения

скважины

2.4.5.1 Проектирование перфорационного оборудования для вторичного вскрытия продуктивного пласта

Для вторичного вскрытия продуктивного пласта будет использован кумулятивный перфоратор ПК 114-КЛ. Мощность продуктивного пласта согласно геологическим данным составляет 30 м, глубина 3050–3080 м.

Основные технические характеристики перфорационных систем однократного применения ПКО 114-АТ представлены в таблице 18.

Для перфорации продуктивной зоны пласта перфоратором ПКО 114-АТ потребуется одна спускоподъемная операция перфорационного комплекса в составе из десяти секций по 5 м.

Таблица 18 – Основные технические характеристики перфорационных систем однократного применения ПКО 114-АТ

Технические характеристики	ПКО 114-АТ
Наружный диаметр, мм	114
Фазировка, ° *	60
Плотность перфорации, отв./м **	20
Максимально допустимое гидростатическое давление, МПа ***	80/130,5/100 ***
Максимально допустимая температура, °С	150/200
Длина корпусов, м****	1/2/3/4/5/6

2.4.5.2 Проектирование пластоиспытателя

Комплекс пластоиспытательный ИПТ-80 предназначен для исследования скважин с целью определения гидродинамических характеристик пластов.

Проведение испытаний в многоцикловом режиме, отбор герметизированных проб пластовой жидкости в конце подъема комплекса из скважины (при наличии контейнеров) [44].

Таблица 19 – Технические характеристики комплекса пластоиспытательного ИПТ-116

Наружный диаметр, мм	116
Минимальный диаметр проходного канала, мм	35
Максимальный перепад давления, МПа	35
Максимальное давление, МПа	60
Температура в скважине, °С	150
Размер присоединительных резьб	3-86, 3-102

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 [35].

При выборе буровой установки должны выполняться следующие условия по формулам 12,13,14:

$$[G_{кр}] / Q_{бк} \geq 0,6; \quad (12)$$

$$[G_{кр}] / Q_{об} \geq 0,9; \quad (13)$$

$$[G_{кр}] / Q_{пр} \geq 1, \quad (14)$$

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 15:

$$Q_{пр} = k * Q_{мах}, \quad (15)$$

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 ЭУК 3000.

Расчет буровой установки производился с использованием программного обеспечения Microsoft Excel и результаты расчета буровой установки представлены в таблице 20.

Таблица 20 – Результат расчета буровой установки

Наименование БУ		Допустимая нагрузка на крюке, тс	Оснастка талевой системы
ЭУК 3000		170	5х6
Вес, тс		Условие соответствия	
Максимальный вес бурильной колонны	87,26	$[G_{кр}] / Q_{бк} \geq 0,6$	1,94
Максимальный вес обсадной колонны	95,85	$[G_{кр}] / Q_{об} \geq 0,9$	1,77
Весы колонны при прихвате	124,6	$[G_{кр}] / Q_{пр} \geq 1,0$	1,36

3 УСТЬЕВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ: КОЛОННЫЕ ГОЛОВКИ, ФОНТАННЫЕ АРМАТУРЫ

Основным назначением устьевого оборудования скважины является:

- Фиксация лифтовых труб на устье;
- Обеспечение герметичной обвязки лифтовых трубы и наземного трубопровода для транспортировки флюида;
- Герметизация межколонного пространства скважины и контроль межколонных давлений;
- Обеспечение возможности обвязки трубного и затрубного пространств с техникой на поверхности при проведении технологических операций;
- Герметизация устья при остановках скважины.

Исходя из перечисленных выше выполняемых функций устьевого оборудования, можно выделить ряд требований: долговечность, надежность, прочность, коррозионностойкость.

К оборудованию устья скважины относятся:

- Колонные головки;
- Фонтанные арматуры.

Целью данной работы является изучение типов устьевого оборудования, его классификация и выделение характерных особенностей.

3.1 Колонные головки

Колонные головки – один из элементов обвязки устья скважины, предназначенный для крепления обсадных труб (кондуктор, промежуточная и эксплуатационная колонна) на устье скважины, герметизации межколонного пространства и обеспечение контроля межколонного давления. На колонную головку устанавливается фонтанная арматура.

Колонная головка должна выбираться для каждой скважины индивидуально исходя из следующих параметров:

- Тип подвесного устройства
ОКК – обвязка колонная клиньевая,

ОКО – обвязка колонная муфтовая,

ОК (ОУС) – обвязка колонная;

3.1.1 Колонные головки с клиневой подвеской

Данный тип колонной головки является наиболее дешёвым и распространённым.

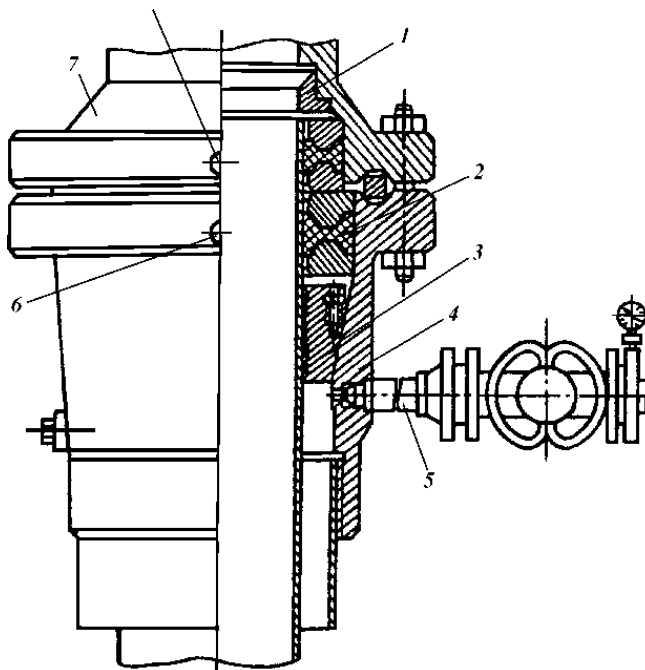


Рисунок 6 – колонная головка типа ОКК

1 – предохранительная втулка; 2 – двухъярусное пакерное устройство; 3 - клинья; 4 - корпус головки; 5 - манифольд; 6, 8 - клапаны; 7 – верхний фланец

3.1.2 Колонные головки с муфтовой подвеской

После спуска кондуктор корпус 1 колонной головки навинчивают трубу кондуктора. На корпус головки устанавливают верхний фланец, на который монтируют ПВО и продолжают бурение. При спуске колонну не допускают до проектной глубины на 5-8 м и сажают на элеватор (спайдер). На муфту последней трубы навинчивают центратор 4 без фланца 3 под фонтанную арматуру.

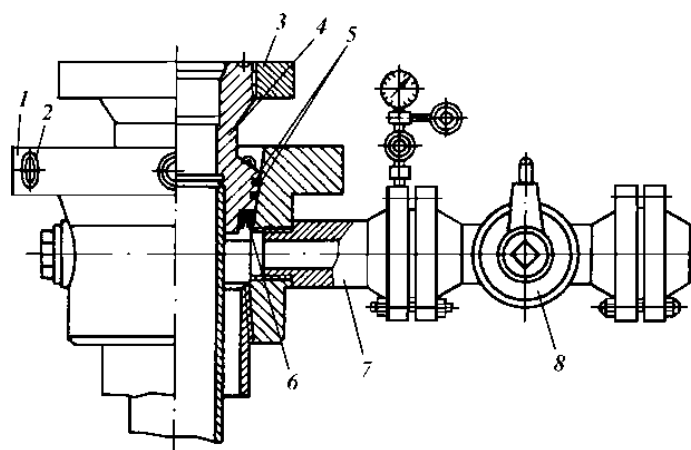


Рисунок 7 – Колонная головка типа ОКО

1 - корпус головки; 2 – стопорные винты; 3 – фланец под фонтанную арматуру; 4 – центратор; 5 – резиновые уплотнительные кольца; 6 – манжета

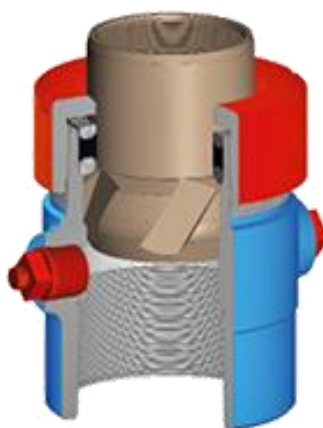


Рисунок 8 – Колонная головка типа ОКО с нипельной частью под установку ФА



Рисунок 9 – Колонная головка типа ОКОФ с фланцевой частью под установку ФА

3.1.3 Колонные головки типа ОУС

В основных характеристиках колонная головка типа ОУС схожа с ОКО. Фиксация обсадной колонны осуществляется с помощью центриатора, который устанавливается на верхнюю трубу эксплуатационной колонны. Аналогично колонной головке ОКО, у ОУС выходит муфта обсадной трубы на устье, что позволяет осуществлять монтаж фонтанной арматуры непосредственно на муфту обсадной колонны, либо через фланец. Основное различие заключается в креплении пакерных уплотнений.

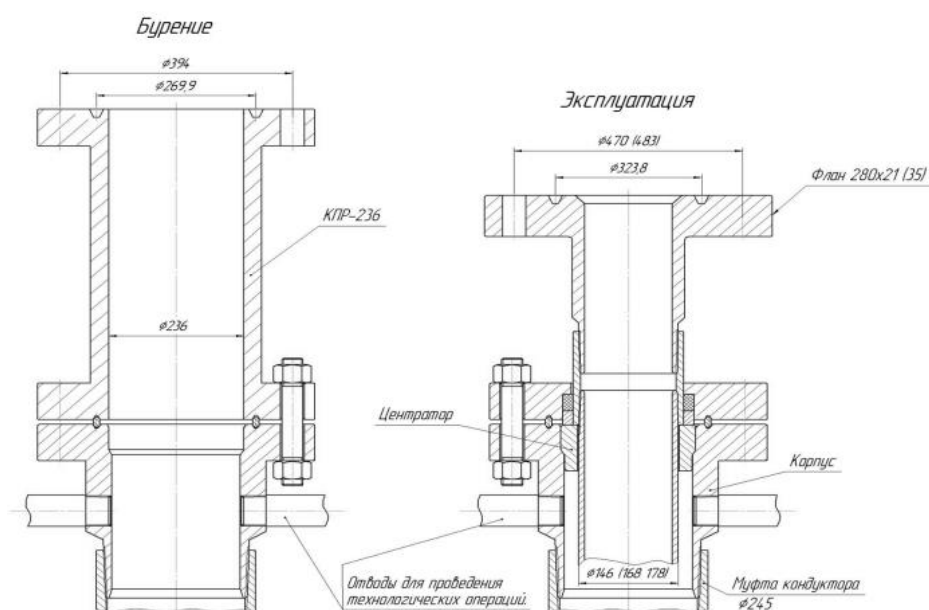


Рисунок 10 – Колонная головка типа ОУС с фланцевой частью под установку ФА

3.1.4 Моноблочные колонные головки

Обсадные колонны и трубы НКТ подвешиваются на трубодержателе в одном корпусе.

Уплотнение межтрубного пространства и НКТ производится с помощью резиновых или металлических манжет.

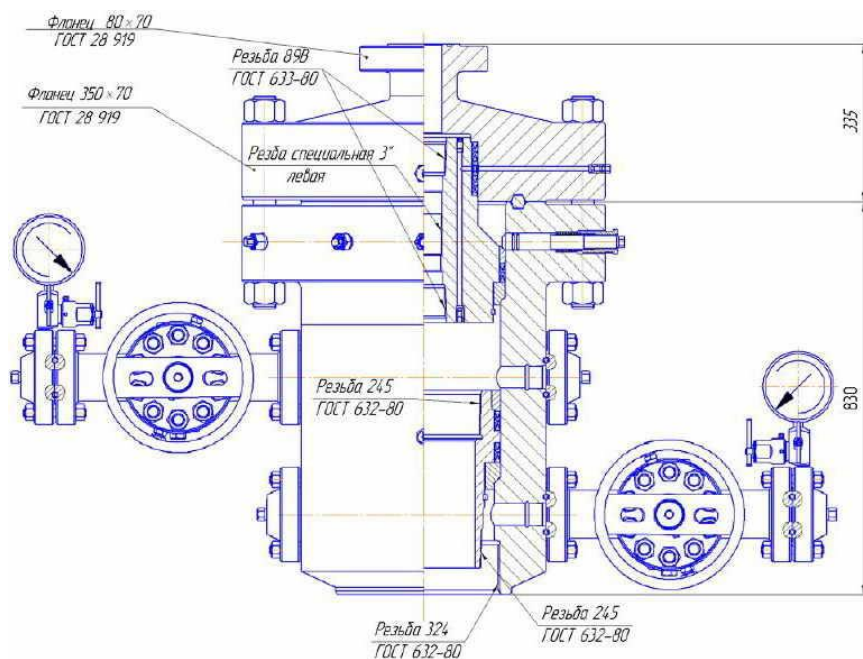


Рисунок 11 – Моноблочная колонная головка



Рисунок 12 – Моноблочная колонная головка

3.1.5 Обвязка водозаборных скважин

Обвязка водозаборных скважин устанавливается не посредственно на эксплуатационную колонну и предназначена для герметизации затрубного пространства и транспортировки флюида на поверхность.

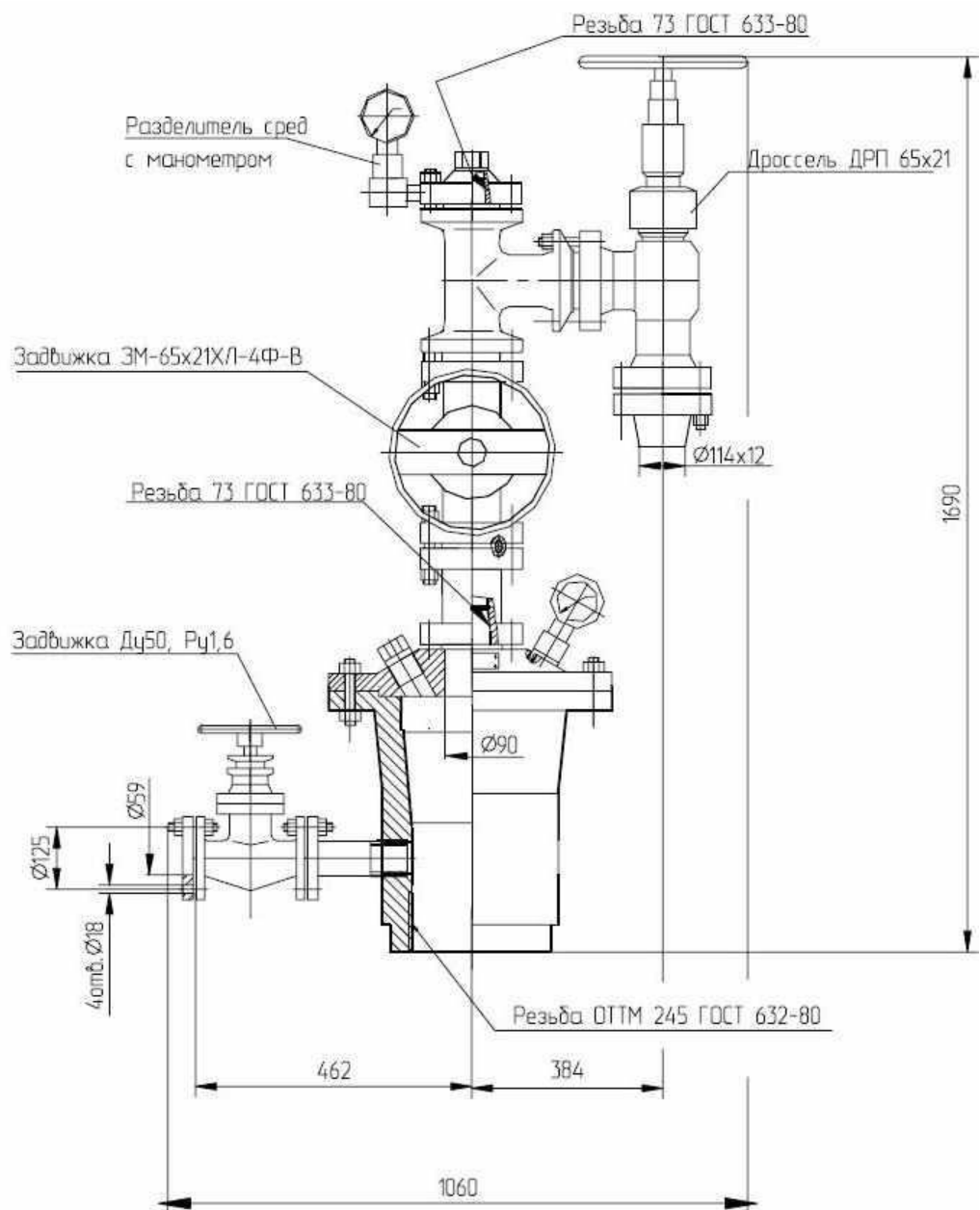


Рисунок 13 – Обвязка водозаборной скважины

3.2 Фонтанная арматура

Под фонтанной арматурой скважины понимают определенную часть устьевого оборудования газовых и нефтяных скважин состоящую из задвижек, крестовин и трубных отводов.



Рисунок 14 – АФКЭ1 – Арматура фонтанная крановая для электро – центробежных насосов

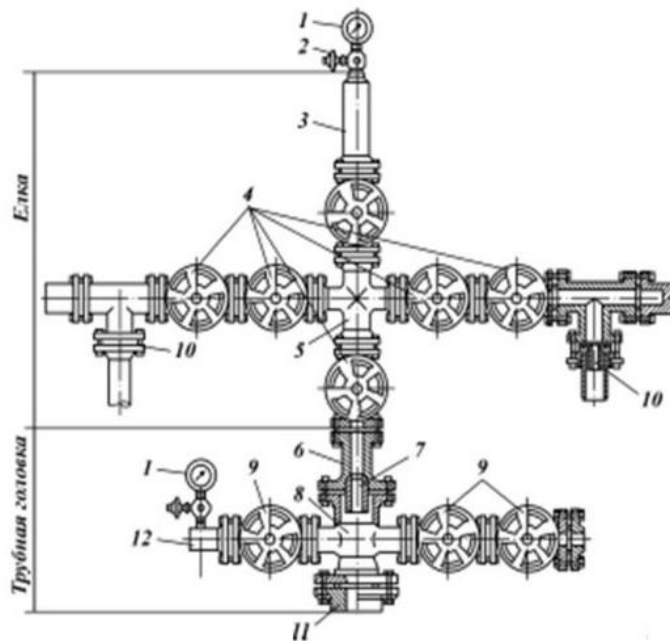


Рисунок 15 – Состав фонтанной арматуры АФ6

1- Манометры, 2 – трехходовой кран, 3 – буфер, 4 – задвижки, 5 – крестовина ёлки, 6 – переводная катушка, 7 – переводная втулка, 8 – крестовина трубной головки, 9 – задвижки, 10 – штуцеры, 11 – фланец колонной головки

В фонтанной арматуре для скважин эксплуатируемых с помощью ЭЦН в обязательном порядке должен быть кабельный ввод.

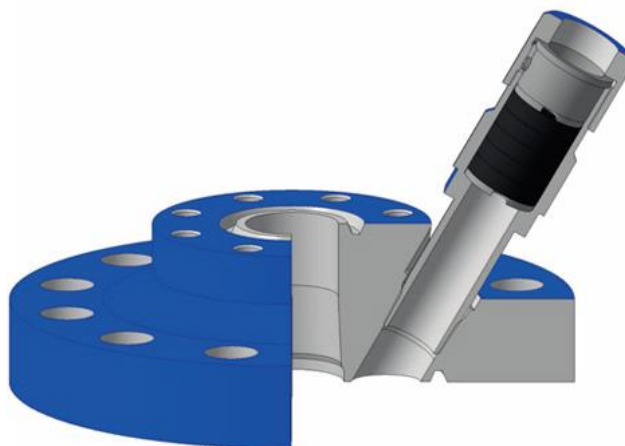


Рисунок 16 – Кабельный ввод АФКЭ

Для обеспечения комплектной поставки на скважину, производители имеют возможность поставлять комплектом фонтанную арматуру и колонную головку, что позволяет сократить затраты на транспортировку, агрегатирование оборудования на складе и снизить стоимость при покупке в комплекте у одного поставщика.



Рисунок 17 – Фонтанная арматура АФК1 и колонная головка типа ОКК2

Вывод - В данной работе были рассмотрены основные типы устьевого оборудования, к которым относятся колонная головка и фонтанная арматура.

Оптимальный подбор типов устьевого оборудования влияет на безопасность скважины при её испытании (освоении) и так же на этапе эксплуатации. Неверно подобранный тип фонтанной арматуры и колонной головки может спровоцировать аварийные ситуации, вплоть до фонтанирования скважины на поверхности и полной потери скважины.

4 ОРГАНИЗАЦИОННО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

Целью данного проекта является расчет сметной стоимости строительства разведочной скважины в Тюменской области. В ходе работы будут рассмотрены такие вопросы как: расчет нормативной продолжительности строительства скважин, расчет сметной стоимости строительства скважины, расчет технико-экономической эффективности. Организацией осуществляющей строительство данной скважины является АО «Тюменнефтегаз», структура и направление деятельности которой, также будут рассмотрены в ходе работы.

Для решения поставленной цели необходимо решить следующие задачи: произвести расчет нормативного времени на механическое бурение; произвести расчет нормативного времени на СПО; произвести расчет нормативного времени на сопутствующие и вспомогательные операции (установка центраторов, геофизические работы, ОЗЦ, разбуривание цементной пробки); произвести расчет затрат времени на проведение ремонтных работ; произвести расчет технико-экономических показателей.

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

АО «Тюменнефтегаз» – одно из ключевых дочерних обществ ПАО «НК «Роснефть» в Тюменской области. На сегодняшний день основной деятельностью предприятия является разработка месторождения «Русское».

Русское месторождение, открытое в 1968 году, находится за полярным кругом в Тазовском районе Ямало-Ненецкого автономного округа (ЯНАО).

В 2015 году стартовало полномасштабное разбуривание месторождения. На начало июня 2017 года выполнено более 130 000 метров проходки в эксплуатационном бурении.

По категории В1+В2 геологические запасы нефти составляют более 1,4 млрд тонн, извлекаемые запасы нефти – 424,6 млн тонн.

Нефть, добываемая на месторождении, обладает высокими товарными свойствами: низкопарафинистая и малосернистая (0,32% – лучше, чем у нефти сорта Brent). Несмотря на то, что нефть месторождения «Русское» имеет высокую плотность и вязкость, она не замерзает даже при температуре - 26°С.

В процессе создания нового крупного центра добычи углеводородов ПАО «НК «Роснефть» в ЯНАО строятся основные объекты инфраструктуры.

На площадке месторождения ведется строительство центрального пункта сбора нефти. Объект мощностью 6,7 млн тонн в год предназначен для подготовки нефти до товарных свойств. Продолжаются строительные-монтажные работы на приемо-сдаточном пункте «Заполярье».

Для транспортировки нефти с месторождения «Русское» строится напорный нефтепровод протяженностью 65 км. Он обеспечит стопроцентную перекачку нефти и соединит месторождение с магистральной нефтетранспортной системой «Заполярье – Пурпе».

Завершение строительства основных объектов и запуск месторождения «Русское» в промышленную эксплуатацию планируется в 2018 году.

4.1.1 Организационная структура управления предприятием

На рисунке 18 представлена организационная структура АО «Тюменнефтегаз»



Рисунок 18 – организационная структура АО «Тюменнефтегаз»

4.2 Нормативная продолжительность строительства скважин

Задачей настоящего раздела является расчет нормативной продолжительности строительства скважины. Исходные данные для расчета нормативной карты представлены в таблице 21.

Таблица 21 – Исходные данные для расчета нормативной карты

Наименование скважины	разведочная
Проектная глубина, м:	3110
Способ бурения:	
- под направление	Роторный
- под кондуктор и техническая колонна и эксплуатационную колонны и хвостовик	ВЗД
Цель бурения	разведка
Конструкция скважины:	
- направление	d 490,0 мм на глубину 30 м
- кондуктор	d 393,7 мм на глубину 1010 м
- техническая колонна	d 295.3 мм на глубину 2000 м
- эксплуатационная	d 220,7 мм на глубину 2750 м
- хвостовик	d 152.4 мм на глубину 3110 м
Буровая установка	Уралмаш 3000 ЭУК
Оснастка талевого системы	4'5
Насосы:	
- тип- количество, шт.	УНБТ-950 (2)
производительность, л/с:	
- в интервале 0-30м	60,22
- в интервале 30-1010 м	51,41
- в интервале 1010-2000 м	54,4
- в интервале 2000-2750 м	27,2
- в интервале 2750-3110 м	15,23
Утяжеленные бурильные трубы (УБТ):	d 203мм – 66,4м d 178мм – 74,7м d 108мм – 74,7м
Забойный двигатель (тип):	
- в интервале 30-1010 м	ВЗД А9Ш Д240
- в интервале 1010-2000 м	ВЗД А9Ш Д240
- в интервале 2000-2750 м	ВЗД SperryDrill 8,7:8
- в интервале 2750-3110	ВЗД ДР-127М
Бурильные трубы: длина свечей, м	24
- в интервале 0-30 м	127'9,19
- в интервале 30-1010 м	127'9,19
- в интервале 1010-2000 м	127'9,19
- в интервале 2000-2750 м	127'9,19
- в интервале 2750-3110	89'9,
Типы и размеры долот:	
- в интервале 0-30 м	III 490 М-ЦВ
- в интервале 30-1010м	БИТ 393,7 В 419
- в интервале 1010-2000 м	БИТ 295,3 В 419

Продолжение таблицы 21

- в интервале 2000-2750 м	БИТ 220,7 В 913 Н
- в интервале 2750-3110 м	БИТ 152,4 В 713 Н
- в интервале 2480-2510 м	Бурголовка БИТ 144/80 В 913

4.2.1 Расчет нормативного времени на механическое бурение

Сведения о разбивке геологического разреза на нормативные пачки, а также действующие на буровом предприятии нормы времени механического бурения 1 м породы и проходки на долото представлены в таблице 22 [21,22].

Таблица 22 – Нормы механического бурения

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	30	30	0,033	550
2	30	1010	980	0,040	5000
3	1010	2000	990	0,047	5000
4	2000	2750	750	0,1	5000
5	2750	3110	360	0,11	7000

Нормативное время на механическое N , ч бурение рассчитывается по формуле 16:

$$N = T \cdot H, \quad (16)$$

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

H – количество метров в интервале, м.

Нормативное время бурения представлено в таблице 23 [21,22].

Таблица 23 – Нормативное время бурения

Количество метров в интервале, м	Норма времени на бурение 1 метра, ч/м	Нормативное время на механическое бурение, ч
30	0,033	0,99
980	0,040	39,2
990	0,047	16,53
750	0,055	41,25
360	0,060	21,6
Итого		149,57

Далее производится расчет нормативного количества долот n с учетом интервала набора кривизны. Нормативное количество долот рассчитывается по формуле 17:

$$n = H / П, \quad (17)$$

где H – количество метров в интервале;

$П$ – нормативная проходка на долото в данном интервале, м.

Для всех интервалов расчет производится по формуле 17 и результаты расчета сводятся в таблицу 24 [21,22].

Таблица 24 – Нормативное количество долот

Количество метров в интервале H , м	Нормативная проходка на долото в данном интервале $П$, м	n
30	550	0,05
980	3000	0,326
990	3000	1,33
750	3000	0,25
360	5000	0,072
Итого на скважину		1,028

Таким образом, был произведен расчет нормативного времени на механическое бурение.

4.2.2 Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

Данные нормы включают время на выполнение следующих работ:

- 1) спуск бурильных свечей;
- 2) подъем бурильных свечей;
- 3) подъем и установка УБТ за палец;
- 4) вывод УБТ из-за пальца и спуск ее в скважину;
- 5) подготовительно-заключительные работы при СПО;
- 6) наращивание инструмента;
- 7) промывка скважины перед подъемом инструмента;
- 8) промывка скважины перед наращиванием инструмента;
- 9) смена долота;
- 10) проверка люфта турбобура;

- 11) смазка резьбы бурильных труб герметизирующей смазкой;
- 12) крепление и раскрепление свечей и элементов бурильной колонны ключами.

Укрупненные нормы времени на СПО $T_{СПО}$, с составляют на 1 метр проходки в зависимости от глубины залегания интервала и нормы проходки на долото.

Расчет производится по формуле 18:

$$T_{СПО} = П \cdot n_{сно}, \quad (18)$$

где $П$ – длина интервала, м;

$n_{сно}$ – нормативное время СПО в расчете на 1 метр, с/м.

Таким образом, были выполнены расчеты времени на СПО. Результаты приведены в приложении 3.

4.2.3 Расчет нормативного времени на сопутствующие и вспомогательные операции

Норма времени на установку одного центрирующего фонаря в сборе, определяемая на основе фактических данных о работе буровых бригад составляет 1 минуту. Нормативное время составит:

направление – 3 минуты;

кондуктор – 24 минуты;

Техническая колонна – 40 мин

эксплуатационная колонна – 55 минут;

хвостовик – 62 минуты.

4.2.4 Расчет нормативного времени ожидания затвердевания цемента

Время ожидания затвердевания цемента (ОЗЦ) нормируется на основе фактических данных по скважинам, пробуренным в аналогичных условиях, но не выше норм времени. Принимаем время ОЗЦ направления - 4 ч, кондуктора - 10 ч, Техническая колонна - 15 ч, эксплуатационной колонны - 20 ч, хвостовик - 24 ч.

4.2.5 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, эксплуатационной колонны и хвостовика. Норма времени на выполнение следующей операции складывается из времени следующих работ [21,22] :

Наворачивание долота – 7 минут.

Спуск бурильных свечей:

а) определяется глубина спуска бурильного инструмента L_c , м по формуле 19:

$$L_c = L_k - L_n, \quad (19)$$

где L_k – глубина кондуктора, м;

L_n – длина цементной пробки, м.

б) рассчитывается, длина неизменной части бурильного инструмента L_n , м ведущая труба (24 м), переводника с долотом (1 м).

в) определяется, длина бурильных труб L_T , м по формуле 20:

$$L_T = L_c - L_n [34,39], \quad (20)$$

г) рассчитывается количество спускаемых свечей N по формуле 21:

$$N = L_T / L_c [34,39], \quad (21)$$

где L_c – длина одной свечи, м

д) по УНВ спуск одной свечи занимает 2 минут

$$T_{\text{секции}} = N * 2 + 5. \quad (22)$$

Норма времени для разбуривания цементной пробки по результатам расчета:

1. Для направления: $T_{\text{напр.}} = 0,99 * 2 + 5 = 6,98$ мин;
2. Для кондуктора: $T_{\text{конд.}} = 48 * 2 + 5 = 101$ мин.
3. Для технической колонны: $T_{\text{тех}} = 98 * 2 + 5 = 201$.
4. Для эксплуатационной колонны: $T_{\text{эксп.}} = 135 * 2 + 5 = 275$ мин.
5. Хвостовик: $T_{\text{хвост}} = 153 * 2 + 5 = 311$ мин.

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

Разбуривание цементной пробки и запорного кольца составляют 42 минуты.

Подъем инструмента после разбуривания пробки не предусматривается.

Общее время на разбуривание цементных пробок направления и кондуктора определяется суммой всех затрат времени [21,22]:

$$\Sigma = 6,98 + 101 + 201 + 275 + 311 + 3 * (7 + 17 + 42) = 960,98 \text{ мин} = 16,01 \text{ ч.}$$

4.2.6 Расчет нормативного времени на геофизические работы

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

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

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

Таким образом, в ходе работы были подсчитаны нормы времени на сопутствующие и вспомогательные работы.

4.2.8 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 [21,22].

Нормативная продолжительность проводки скважины по итогу составляет 149,57 часов или 6,2 суток. Следовательно, надбавка времени на выполнение ремонтных работ составляет 6,6 %.

Общее время на выполнение ремонтных работ определяется произведением:

$$T_{\text{общ}} = 148,8 \times 0,066 = 9,8208 \text{ ч.}$$

Общее нормативное время проводки скважины составляет:

$$\Sigma = 149,57 + 9,8208 + 25 = 184,390 \text{ ч} = 7,6 \text{ суток.}$$

Нормативная карта разведочной вертикальной скважины глубиной 3110 метров на нефтягазовом месторождении (Тюменская область) представлена в приложении И. [21,22].

Таким образом расчет нормативной продолжительности строительства скважины производился с учетом всех видов работ, предусмотренных ГТН и подсчета итога затрат времени(7,6суток).

4.3 Корректировка сметной стоимости строительства скважины

Задачей настоящего раздела является расчет сметной стоимости строительства скважины.

Проектная продолжительность T_{np} , ч определяется по формуле 22 [21,22,39]:

$$T_{np} = T_n \cdot k, \quad (22)$$

где T_n , – проектная продолжительность строительства скважины, ч;

k – поправочный коэффициент.

$$\kappa = 1 + \frac{\Delta t}{t_{np} + t_{кр} + t_{всп} + t_p}, \quad (23)$$

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

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

После этого определяется сметная стоимость строительства скважины с учетом проектной продолжительности бурения. Сметный расчет на бурение и крепление приведены в таблицах К.1 и К.2 [21,22] приложения К.

Результаты расчета по видам работ, продолжительности бурения и крепления скважин представлены в таблице 25.

Таблица 25 – Продолжительность бурения и крепления скважины

Вид работ	Продолжительность		
	нормативная, ч	проектная	
		ч	сут.
Бурение:			
направление	2,29	2,37	0,09
кондуктор	37,62	40,23	1,68
эксплуатационная колонна	127,97	131,16	5,46
хвостовик	67,96	75,12	3,13
Крепление:			
направление	4,56	4,87	0,20
кондуктор	18,0	19,26	0,80
эксплуатационная колонна	31,4	33,59	1,39
хвостовик	17,4	19,61	0,81
Итого	307,2	326,21	18,57

Уточненный сводный сметный расчет представлен в таблице К.3 приложения К.3.

4.5 Расчет технико-экономических показателей

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

а) по формуле 24 механическая скорость V_M , м/ч

$$V_M = H/T_M [34,39], \quad (24)$$

где H – глубина скважины, м;

T_M – время механического бурения, ч.

б) по формуле 25 рейсовая скорость V_p , м/ч

$$V_p = H / (T_M + T_{сно}) [34,39], \quad (25)$$

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

в) по формуле 26 коммерческая скорость V_K , м/ч

$$V_K = (H \cdot 720) / T_H, \quad (26)$$

где T_H – нормативная продолжительность бурения скважин, ч

г) по формуле 27 проходка на долото h_d , м [34.39]

$$h_d = H / n, \quad (27)$$

где n – количество долот;

Себестоимость одного метра строительства скважины находим по формуле 28 [39]:

$$C_{clm} = (C_{см} - П_n) / H, \quad (28)$$

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

$П_n$ – плановые накопления, рублей

Результаты расчетов сводим в таблицу 26.

Таблица 26 – Нормативные технико-экономические показатели бурения скважины

Показатели	Величина
Глубина скважины, м	3110
Продолжительность бурения, сут.	10,952
Механическая скорость, м/ч	83,17
Рейсовая скорость, м/ч	20,5
Коммерческая скорость, м/ст.-мес.	7860,6
Проходка на долото, м	1359,8
Стоимость одного метра	62353,5

Выводы по разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Общее время механического бурения составит 149,57 часов или 6,2 суток. При расчете нормативной продолжительности строительства скважины с

учетом всех видов работ, было рассчитано что на реализацию данного проекта необходимо 7,6 суток.

2. В ходе проведения планирования и подсчета сметной стоимости строительства проектируемой скважины общее время проводки скважины от начала забуривания до процесса окончания бурение составит 735 часов или 30,5 дней с учетом всех видов работ. Общая величина затрат на выполнение данного проекта составит 127279698 рублей.

3. Благодаря выбору современных буровых долот типа PDC, а также винтовых забойных двигателей с оптимальной заходностью и других усовершенствованных технологий бурения и крепления скважины были достигнуты следующие технико-экономические показатели: механическая скорость 83,17 м/ч; рейсовая скорость 20,5 м/ч; коммерческая скорость 7860,6 м/ст.-мес.; стоимость одного метра бурения 62353,5 рублей.

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Введение

Данным проектом предусматривается строительство площадки для временного размещения буровой установки и вспомогательных зданий и сооружений при бурении вертикальной разведочной скважины. При сооружении проектной скважины при неправильной организации труда, несоблюдении технологии проводки скважины возможны следующие опасности: механические травмы, поражение электрическим током, взрывы, пожары

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

Под проектированием понимается определение основных технологических параметров, таких как: обоснование конструкции скважины, расчет числа, глубин спуска обсадных колон и колонны бурильных труб, выбор способа бурения и другие параметры, техника и технологии необходимые для грамотного и рентабельного сооружения скважины при имеющихся геологических условиях. Выбор каждого технологического параметра также обоснован с технико-экономической точки зрения.

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

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

К выполнению буровых работ допускаются лица, возраст которых соответствует установленному законодательством, прошедшие медицинский осмотр в установленном порядке в соответствии с приказом Минздравсоцразвития России от 12.04.2011 № 302н и не имеющие противопоказаний к выполнению данного вида работ, имеющие соответствующую квалификацию и допущенные к самостоятельной работе в установленном порядке (ст. 264; 298 ТК РФ).[1].

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 – ст. 219 ТК РФ [2]. На рабочих местах, а также в местах, где возможно воздействие на человека вредных и (или) опасных производственных факторов, должны быть размещены предупредительные знаки и надписи. При возникновении несчастного случая пострадавший или очевидец немедленно должен сообщить непосредственному руководителю работ, который обязан организовать первую помощь пострадавшему и его доставку в медицинский пункт, а также сообщить о случившемся руководителю подразделения.

Рабочий несет ответственность за:

- соблюдение правил внутреннего трудового распорядка;
- выполнение требований инструкций (паспортов) заводов изготовителей оборудования и инструкции по охране труда, правил пожаробезопасности и электробезопасности;
- качественное выполнение работ;
- сохранность закрепленного за ним оборудования, приспособлений и инструмента;
- аварии, несчастные случаи и другие нарушения, причиной которых явились действия рабочего, нарушающего требования инструкций (паспортов) заводов-изготовителей оборудования и инструкции по охране труда.

Согласно приказу №336 Н «Об утверждении Правил по охране труда в строительстве» от 01.06.2015 г [3] 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.

5.2 Производственная безопасность

В таблице 27 приведены опасные и вредные факторы.

Таблица 27 – Основные опасные и вредные производственные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разра- ботка	Изго- товле-	Эксплу- атация	
1. Расположение рабочего места на значительной высоте относительно поверхности земли (пола)	+	+	+	ПОТ Р М-012-2000-Межотраслевые правила по охране труда при работе на высоте
2. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования	+	+	+	ГОСТ 12.2.003-91-оборудование производственное. ГОСТ 12.4.011-89- средства защиты работающих. ГОСТ 12.2.062-81- оборудование производственное ГОСТ 12.4.026-2001-цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная
3. Пожаровзрывобезопасность	+	+	+	ГОСТ 12.1.004-91-пожарная безопасность
4. Электробезопасность	+	+	+	ГОСТ 12.1.019-79-электробезопасность
5. Превышение уровней вибрации	+	+	+	ГОСТ 12.1.012-2004-вибрационная безопасность ГОСТ 31192.2-2005-измерение локальной вибрации и оценка ее воздействия на человека ГОСТ 31319-2006-измерение локальной вибрации и оценка ее воздействия на человека
6. Превышение уровней шума	+	+	+	ГОСТ 12.1.003-2014-шум ГОСТ 17.2.2.03-87-атмосфера
7. Недостаточная освещенность рабочей зоны	+	+	+	СНиП 23-05-95- естественное и искусственное освещение ГОСТ 12.1.005-88- общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны СанПиН 2.2.4.548–96- Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений

5.2.1 Анализ опасных факторов и мероприятия по их устранению Расположение рабочего места на значительной высоте относительно поверхности земли (пола)

Согласно ПОТ Р М-012-2000 [4] к работам на высоте относятся работы, при выполнении которых работник находится на расстоянии менее 2 м от не ограждённых 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 непосредственно с конструкций или оборудования при их монтаже или ремонте, при этом основным средством, предохраняющим работников от падения, является предохранительный пояс.

При совмещении работ по одной вертикали нижерасположенные места должны быть оборудованы соответствующими защитными устройствами (настилами, сетками, козырьками), установленными на расстоянии не более 6 м по вертикали от нижерасположенного рабочего места. Внизу под местом производства работ определяются и ограждаются опасные зоны, опасные участки обозначаются плакатами, знаками безопасности для предупреждения появления в опасной зоне посторонних лиц.

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

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 медикосанитарное обслуживание.

К основным документам, регламентирующим работу с движущимися механизмами, относится ГОСТ 12.2.003-91 [5], здесь описываются такие требования как:

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

- 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.[6].

Согласно ГОСТ 12.2.062-81 все опасные зоны оборудуются ограждениями.[7]

Согласно ГОСТ 12.4.026-2001 вывешиваются инструкции [8], и плакаты по технике безопасности, предупредительные надписи и знаки, а так-же используются сигнальные цвета.

Пожаровзрывобезопасность

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

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

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

Все 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. [9]

Для быстрой ликвидации возможного пожара на территории базы располагается стенд с противопожарным оборудованием согласно ГОСТ

12.1.004-91: огнетушитель марки ОВП-10 и ОП-10 (з)-2 шт.; ведро пожарное-2 шт.; багры-3 шт.; топоры-3 шт.; ломы-3 шт.; ящик с песком, 0,2 м³-2 шт.

Электробезопасность

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. 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.

Помощь пораженному электротоком необходимо оказывать немедленно, не теряя ни минуты. Прежде всего, добиться прекращения действия тока на пострадавшего, для чего любым способом изолировать его от источника тока. Следует помнить, что электроток вызывает сокращение мышц пальцев, и пострадавший не может самостоятельно разжать их.

Поражение электрическим током может произойти в следующих случаях:

1. прикосновение к изолированным токоведущим частям установки;
2. прикосновение к двум точкам земли, имеющим разные потенциалы; освобождение другого человека из-под напряжения.

Основная причина смертельных случаев, связанных с поражением электрическим током – нарушение правил работы с электроприборами по ГОСТ 12.1.019-79.[10].

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.[11]

Разделяют общую и локальную вибрацию. В результате развития вибрационной болезни нарушается нервная регуляция, теряется чувствительность пальцев, расстраивается функциональное состояние внутренних органов. Основным средством обеспечения вибрационной безопасности является создание условий

работы, при которых вибрация, воздействующая на человека, не превышает некоторых установленных пределов (гигиенических нормативов).

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

Для борьбы с вибрацией машин и оборудования используют различные методы:

- 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 виброрукавицы, вкладыши и прокладки из упругодемпфирующих материалов;
- коллективные средства защиты: амортизационные подушки в соединениях блоков, оснований, эластичные прокладки, виброизолирующие хомуты на напорных линиях буровых насосов.

Превышение уровней шума

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

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

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

шума различно: затрудняет разборчивость речи, вызывает не-обратимые изменения в органах слуха человека, повышает утомляемость. Пре-дельно допустимые значения, характеризующие шум, регламентируются в ГОСТ 12.1.003-2014.

Недостаточная освещенность рабочей зоны

Освещенность - важнейший параметр на рабочем месте работника, обеспечивающий комфортные условия, повышенную эффективность и безопасность труда, снижает утомление, сохраняет высокую работоспособность. Недостаточное освещение влияет на функционирование зрительного аппарата, то есть определяет зрительную работоспособность, на психику человека, его эмоциональное состояние, вызывает усталость центральной нервной системы, возникающей в результате прилагаемых усилий для опознания четких или сомнительных сигналов.

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.[12].

Пределно допустимые нормы рассчитываются по ГОСТ 12.1.005-88 и Сан-ПиН 2.2.4.548–96.

5.2.2 Обоснование мероприятий по снижению воздействия

Мероприятия по охране атмосферного воздуха

На основании проведенной оценки воздействия намечаемой деятельности на атмосферный воздух целесообразны следующие мероприятия по охране атмосферного воздуха от химического воздействия:

1. Выбор местоположения объекта с соблюдением архитектурно-планировочных решений.;
2. Контроль топливной системы механизмов, а также системы регулировки подачи топлива, обеспечивающих полное его сгорание для удержания значений выбросов загрязняющих веществ от автотранспорта и строительной техники в расчетных пределах.;
3. Двигатели автомобилей и специальной техники на время простоев должны быть заглушены.;
4. Допуск к эксплуатации машин и

механизмов в исправном состоянии, эксплуатация в строгом соответствии с техническими инструкциями: ГОСТ 17.2.2.03-87.5. Необходимо предусмотреть дегазацию объекта.

Мероприятия по обращению с отходами

Разработаны следующие мероприятия по обращению с отходами на периоды строительства и эксплуатации объекта: - организованный сбор и утилизация отходов производства и потребления на период строительства и при эксплуатации объекта; - при вводе объекта после строительства в эксплуатацию - заключение договора на утилизацию и вывоз опасных отходов. - организация мест временного хранения отходов в соответствии с санитарными требованиями и нормами, для исключения загрязнения почвы, поверхностных вод, атмосферного воздуха; - своевременная утилизация отходов с территории проектируемого объекта в целях недопущения захламления территории.

Мероприятия по минимизации возникновения возможных аварийных ситуаций на объектах

При эксплуатации объекта может возникнуть множество аварийных ситуаций, связанных с производственным процессом. Основные блоки аварийных ситуаций: аварии, связанные с незначительным воздействием на окружающую среду и производственными травмами; - горение отходов. В случае горения максимальный вред будет нанесен атмосферному воздуху как основной транспортирующей среде. Для тушения пожаров на объектах используют огнетушители. Большие возгорания тушат средствами противопожарной безопасности, пожарными машинами или насосами из пожарных резервуаров. При эксплуатации объекта возможно возникновение следующих аварийных ситуаций: пролив ГСМ; аварии автотранспорта; другие ситуации, связанные с производственными травмами. Профилактика аварийных ситуаций, связанных с производственными травмами производится путем проведения регулярных слушаний по технике безопасности среди работников. При проливе ГСМ рекомендуется: - оценить масштаб пролива и требуемое количество человек для его ликвидации; локализовать разлив, если он значительный и распространяется по рельефу; приступить к ликвидации путем засыпки пятна разлива имеющимся на полигоне грунтом.

5.3 Экологическая безопасность

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: использовать буровые растворы с малой фильтрацией, для предотвращения попадания фильтрата в почву; 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.

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.

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. К вредным источникам воздействия на атмосферу относятся: выхлопные газы автотранспортной, строительной, дорожной техники, выбросы вредных веществ предприятиями, заводами. 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

Мероприятия по устранению ЧС ГНВП, пожары:

В процессе строительства скважины возможны возникновения различного вида чрезвычайные ситуации. Это могут быть открытые нефтяные фонтаны и последствия, при не принятых мерах, падение и разрушение вышки или элементов талевой системы, а также взрывы и пожары. Данные факторы приводят к выводу из строя оборудования, нанесение огромного ущерба природной среде.

В случае возникновения аварийной ситуации – открытого фонтана, а также в следствие пожара, работы по их ликвидации должны осуществляться силами Северной военизированной части по предупреждению возникновения и по ликвидации открытых фонтанов и нефтяных фонтанов.

Анализ возможных чрезвычайных ситуаций представлен в таблице 28.

Таблица 28 - Анализ чрезвычайных ситуаций

Чрезвычайная ситуация	Источники чрезвычайной ситуации	Характер чрезвычайной ситуации	Последствия чрезвычайной ситуации
1	2	3	4
Пожары	Внутренние: являются проявления недр при вскрытии продуктивных пластов. Разлив нефти с возгоранием. Внешнее: поджог	Локальный (пострадавших не более 10 человек, материальный ущерб не более 1000 МРОТ, ЧС в пределах территории объекта)	Пожар, разрушение зданий, ожоги, летальные исходы

Продолжение таблицы 28

ГНВП	Внутреннее: Разлив нефти и дизельного топлива с возгоранием, выброс бурового раствора с последующим фонтанированием углеводородного сырья; проведение огневых работ. Внешнее: поджог	Локальный (в пределах буровой вышки)	Пожар, повреждение механизмов и оборудования, разрушение вышки, ожоги, отравления продуктами горения, летальные исходы
------	--	--------------------------------------	--

Раздел социальная ответственность был посвящен охране окружающей среды технике безопасности при бурении, и правилам безопасности при чрезвычайных ситуациях.

Перечень принимаемых мер по устранению наиболее вероятных ЧС техногенного характера связанных с пожароопасностью и принятия мер по сохранению природных ресурсов и их залежей. Недопущения загрязнений водоносных пластов.

Предусмотрены все необходимые меры безопасности жизнедеятельности, рассмотрены мероприятия по охране недр и окружающей среды и предупреждению аварий и осложнений.

Предложенные средства индивидуальной и коллективной защиты минимизируют риски получения травм и нанесения вреда здоровью персоналу с приведёнными факторами. Уделено внимание возможным источникам загрязнения окружающей среды и природоохранным мероприятиям для обеспечения ее экологической безопасности, сохранению природных ресурсов и залежей.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе был разработан проект на строительство разведочной вертикальной скважины глубиной 3110 м на газовом месторождении Тюменской области. Представлены географо-экономическая характеристика района работ, стратиграфический разрез скважины, тектоническая характеристика и газонефтеводоносность разреза, а так же проведен анализ возможных осложнений.

В технологической части были спроектированы технологические решения: расчет и обоснование профиля скважины, конструкция скважины и конструкция эксплуатационного забоя, определение глубины спуска обсадных колонн и их число, выбор интервалов цементирования, расчет диаметров проектной скважины и диаметры обсадных колонн и разработка схем обвязки устья скважины. Выбор способа бурения, типоразмеры породоразрушающего инструмента по интервалам бурения, для каждого интервала бурения тип винтового забойного двигателей, расчет требуемого расхода бурового раствора, компоновки низа бурильной колонны и расчет бурильной колонны. Обоснование и выбор типов и компонентного состава промывочных жидкостей, выбор гидравлической программы промывки. Расчет обсадных колонн и цементирование скважины. По наибольшему весу выбрана буровая установка и способ освоения скважины.

Рассмотрены вопросы безопасности в рабочей зоне, охраны окружающей среды, чрезвычайные ситуации.

В экономической части отражены организационные формы и структура бурового предприятия, расчет продолжительности строительства скважины, разработан календарный план – график, рассчитана сметная стоимость строительства скважины

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Приказ Минздравсоцразвития России от 12.04.2011 № 302н.
2. Трудовой кодекс РФ.
3. Приказ Министерства труда и социальной защиты российской федерации №336 Н «Об утверждении Правил по охране труда в строительстве» от 01.06.2015г.
4. ПОТ Р М-012-2000-Межотраслевые правила по охране труда при работе на высоте.
5. ГОСТ 12.2.003-91-оборудование производственное.
6. ГОСТ 12.4.011-89- средства защиты работающих.
7. ГОСТ 12.2.062-81- оборудование производственное.
8. ГОСТ 12.4.026-2001-цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная.
9. ГОСТ 12.1.004-91-пожарная безопасность.
10. ГОСТ 12.1.019-79-электробезопасность.
11. ГОСТ 12.1.012-2004-вибрационная безопасность.
12. СНиП 23-05-95- естественное и искусственное освещение.
13. Абубакиров В.Ф., Буримов Ю.Г., Гноевых А.Н., Межлумов А.О., Близнюков В.Ю. Буровое оборудование: Справочник: в 2-х т. Т. 1. Буровой инструмент. – М.: ОАО Издательства «Недра», 2003. – 512 с.
14. Учебное пособие / В. П. Овчинников, В. Г. Кузнецов, О. В. Нагарев, Т. А. Ованесянц. – Тюмень: Экспресс, 2008. – 347 с.
15. Овчинников В.П., Аксенова Н.А., Агзамов Ф.А., Нагарев О.В. Заканчивание скважин Учебное пособие для вузов. – М.: ООО «Недра Бизнесцентр», Тюмень 2010. – 189 с.
16. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин: Учеб. для вузов. – М.: ООО «Недра - Бизнесцентр», 2000. – 679 с.
17. Борисов К.И., Рязанов В.И. Методические основы расчёта колонны бурильных труб: Учебное пособие. – Томск: Изд.ТПУ, 2005. – 75 с.

18. Басарыгин Ю.М., Будников В.Ф., Булатов А.И., Гераськин В.Г. Строительство наклонных и горизонтальных скважин. – М.: ООО «Недра - Бизнес-центр», 2000. – 262 с.
19. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Заканчивание скважин. Учеб. пособие для вузов. – М.: ООО «Недра – Бизнесцентр», 2000. – 670 с.
- 20 Булатов, Анатолий Иванович. Техника и технология бурения нефтяных и газовых скважин : учебник / А. И. Булатов, Ю. М. Проселков, С. А. Шамапов. – М. : Недра, 2003. – 1007 с.
21. Единые нормы времени на бурение скважин. Москва, 2000. – Ч1.
22. Единые нормы времени на бурение скважин. Москва, 2000. – Ч2.
23. Балденко Ф.Д. Расчеты бурового оборудования. М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2012. – 428 с.
24. Инструкция по расчету бурильных колонн. – М.: ВНИИБТ, 1997. – 168 с.
25. Инструкция по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин. М.: ВНИИБТ, 1997. – 194 с.
26. Книга инженера по растворам – Москва 2006 г.
27. Калинин А.Г., Левицкий А.З., Мессер А.Г., Соловьев Н.В. Практическое руководство по технологии бурения скважин на жидкие и газообразные полезные ископаемые: Справочное пособие / Под ред. А.Г.Калинина. – М.: ООО «Недра – Бизнесцентр», 2001. – 450 с.
28. Калинин А.Г., Левицкий А.З., Мессер А.Г., Соловьев Н.В. Практическое руководство по технологии бурения скважин на жидкие и газообразные полезные ископаемые: Справочное пособие / Под ред. А.Г.Калинина. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2001. – 450 с.
29. Калинин А.Г., Никитин Б.А., Солодский К.М. и др. Бурение наклонных и горизонтальных скважин: Справочник / Под ред. А.Г. Калинина. – М.: Недра, 1997. – 648 с.
30. Крепша Н.В., Свиридов Ю.Ф. Безопасность жизнедеятельности: Учеб.-метод. Пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2003. – 144 с.

31. Редутинский Л.С. Расчет параметров цементирования обсадных колонн – Томск: Изд. ТПУ, 1997. – 47 с.
32. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. ПБ 08-624-03. Москва, 2003г. – 263 с.
33. Правила пожарной безопасности в Российской Федерации. Москва, «Недра», 2004 – 187 с.
34. Основы менеджмента (нефтяная и газовая промышленность) : учебник / А. Ф. Андреев [и др.] ; Российский государственный университет нефти и газа им. И. М. Губкина (РГУ Нефти и Газа) ; под ред. А. Ф. Андреева. – М. : Нефть и газ, 2007. – 264 с.
35. А.В. Епихин, А.В. Ковалев Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Методическое пособие. ТПУ – Томск 2016 г.
36. Рязанов В.И., Борисов К.И. Практическое пособие по выполнению курсового проекта по дисциплине «Технология бурения нефтяных и газовых скважин». – Томск: Изд. ТПУ, 2008. – 94 с.
37. Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов. СанПиН 2.2.1/2.1.1.984-00. М., Федеральный центр Госсанэпиднадзора Минздрава России, 2000 г.
38. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: Учеб. Для вузов / А.Н.Попов, А.Н.Спивак, Т.О.Акбулатов и др.; Под общей ред. А.И.Спивака. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 509 с.
39. Экономика предприятий нефтяной и газовой промышленности : учебник / Российский государственный университет нефти и газа им. И. М. Губкина; Под ред. В. Ф. Дунаева. – М. : ЦентрЛитНефтеГаз, 2004. – 368 с. : ил. – (Высшее нефтегазовое образование) . – Библиогр.: с. 365.
40. Ковалев А.В. Методические указания по выполнению лабораторной работы по курсу «Заканчивание скважин», «Гидравлический расчет цементирования»– Томск Изд. ТПУ, 2018 г.

41. Ковалев А.В. Методические указания по выполнению лабораторной работы по курсу «Заканчивание скважин», «Выбор способа цементирования» – Томск, Изд. ТПУ, 2017 г.

42. Ковалев А.В. Методические указания по выполнению лабораторной работы по курсу «Заканчивание скважин», «Расчет обсадных колонн на прочность» – Томск Изд. ТПУ, 2018 г.

43. Ковалев А.В. Методические указания по выполнению лабораторной работы по курсу «Заканчивание скважин», «Проектирование конструкции скважины» – Томск Изд. ТПУ, 2018 г.

44. Ковалев А.В. Методические указания по выполнению лабораторной работы по курсу «Заканчивание скважин», «Центрирование обсадной колонны и выбор технологической оснастки» – Томск Изд. ТПУ, 2018 г.

45. Ковалев А.В. Методические указания по выполнению лабораторной работы по курсу «Заканчивание скважин», «Выбор конструкции эксплуатационного забоя». – Томск Изд. ТПУ, 2018

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Геологические условия бурения скважины

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

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания (падения)		Коэффициент кавернозности в интервале
от (верх)	до (низ)	название	индекс	угол, град.	азимут, град.	
1	2	3	4	5	6	7
0	20	четвертичная система	Q	0		1.3
20	180	некрасовская серия	Pg ₃ nk	0		1.3
180	330	чеганская свита	Pg ₂₋₃ cg	0		1.3
330	370	люлинворская свита	Pg ₂ ll	0		1.3
370	410	талицкая свита	Pg ₁ tl	0		1.3
410	480	ганькинская свита	K ₂ gn	0		1.3
480	525	славгородская свита	K ₂ sl	0		1.3
525	680	ипатовская свита	K ₂ ip	0		1.3
680	715	кузнецовская свита	K ₂ kz	0		1.3
715	1560	покурская свита	K ₁₋₂ pk	0		1.3
1560	1605	алымская свита	K ₁ al	0		1.3
1605	2265	киялинская свита	K ₁ kls	0		1.4
2265	2330	тарская свита	K ₁ tr	0		1.4
2330	2590	куломзинская свита	K ₁ klm	0		1.2
2590	2615	баженовская свита	J ₃ bg	0		1.2
2615	2622	георгиевская свита	J ₃ gr	0		1.2
2622	2726	васюганская свита	J ₃ vs	1-2		1.2
2726	3015	тюменская свита	J ₁₋₂ tm	1-2		1.2
3015	3045	салатская свита	J ₁ slt	1-2		1.2
3045	3050	тогурская свита	J ₁ tg	1-2		1.2
3050	3100	Палеозой	Pz	45-70		1.2

Таблица А.2 – Литологическая характеристика разреза скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Горная порода		Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.п.)
	от (верх)	до (низ)	краткое название	% в интервале	
1	2	3	4	5	6
Q	0	20	глины суглинки пески супеси	40 40 10 10	почвенно-растительный слой; пески, глины, суглинки и супеси
Pg ₃ nk	20	180	пески глины	70 30	пески серые и светло-серые мелко- и среднезернистые, суглинки буровато-серые и глины с прослоями лигнита
Pg ₂₋₃ cg	180	330	глины алевролиты пески	80 10 10	глины голубовато-зеленые, зеленовато-серые, с многочисленными прослоями и линзами песков серых, светло-серых, буровато-серых, кварцевых и кварц-полевошпатовых и алевритов
Pg ₂ ll	330	370	глины	100	глины зеленовато-серые, желто-зеленые, жирные на ощупь, в нижней части свиты – опоковидные
Pg ₁ tl	370	410	глины песчаники	80 20	глины темно-серые до черных, жирные, вязкие, плотные, иногда алевритистые с прослойками песчаников
K ₂ gn	410	480	глины	100	глины серые, темно-серые, извесковистые, иногда алевритистые. В верхней части – мергели серые, зеленовато-серые.
K ₂ sl	480	525	глины	100	глины серые, зеленовато-серые, комковатые, участками опоковидные, с редкими прослойками песчаников и алевролитов
K ₂ ip	525	680	глины песчаники	80 20	глины серые, темно-серые и зеленовато-серые алевритистые, иногда опоковидные с переслаиванием песчаников
K ₂ kz	680	715	глины	100	глины серые, темно-серые, тонкополосчатые, листоватые, плитчатые, иногда известковые

Продолжение таблицы А.2

1	2	3	4	5	6
K ₁₋₂ pk	715	1560	пески глины песчаники алевролиты	50 20 20 10	неравномерное переслаивание песчаников серых, светло-серых, мелкозернистых, кварц-полевошпатовых, иногда известковистых, с пологой и косой слоистостью, алевролитов серых, комковатых, иногда уплотненных, аргилитоподобных, с зеркалами скольжения, с обильным обугленным растительным детритом. Пласты песчаников не выдержаны по простиранию, часто линзовидные. Песчаная толща в подошве свиты сравнительно выдержанная по простиранию
K ₁ al	1560	1605	глины песчаники	50 50	в нижней части разреза песчаники серые, светло-серые, кварц-полевошпатовые. Верхняя часть представлена темно-серыми и черными глинами каолинит-хлорит монтморилонитового состава
K ₁ kls	1605	2265	глины песчаники	80 20	глины значительной карбонатности с прослоями песчаников значительной карбонатности
K ₁ tr	2265	2330	песчаники	100	песчаники светло-серые, мелкозернистые кварц-полевошпатовые и полимиктовые с гидрослюдисто-хлоритовым цементом
K klm	2330	2590	Песчаники Аргилиты алевролиты Алевролиты	50 30 10 10	свита представлена аргиллитами с множеством маломощных пропластков алевролитов и алевролитов; в кровле залегает песчаная толща, в низах свиты - известковистые песчаники, содержащие темно-серые, иногда битуминозные аргиллиты
J ₃ bg	2590	2615	аргиллиты	100	аргиллиты битуминозные, буровато-черные, плитчатые, сидеритизированные, иногда известковистые
J ₃ gr	2615	2622	Аргиллиты Известняки алевролиты	80 10 10	аргиллиты темно-серые, черные с незначительными линзочками известняков и алевролитов. Отмечены включения пирита, раковин белемнитов, пелеципод, растительного дендрита и глауконита
J vs	2622	2726	песчаники	100	песчаники серые, светло-серые, мелко-среднезернистые, полимиктовые, участками известковистые
J ₁₋₂ tm	2726	3015	Песчаники Аргиллиты Алевролиты угли	40 30 25 5	переслаивание песчаников, алевролитов, аргиллитов и углей до 16м: песчаники светло-серые, полимиктовые, часто глинистые, известковистые; аргиллиты серые до черных, плотные, крепкие, часто углистые, сидеритизированные

Окончание таблицы А.2

1	2	3	4	5	6
J ₁ slt	3015	3045	Алевролиты Аргиллиты Песчаники угли	10 75 10 5	верхняя часть - преимущественно глинисто-углистые породы с подчиненными прослоями песчаников и алевролитов; нижняя - средне и крупно зернистые песчаники с прослоями аргиллитов
J ₁ tg	3045	3050	Аргиллиты угли	95 5	переслаивание аргиллитов темно-серых и углей: аргиллиты серые до черных, плотные, битуминозные
Pz	3050	3100	Известняки Аргиллиты Алевролиты Туфы, брекчии	50 10 10 30	в верхней части разреза преобладают известняки, известняки доломитизированные, реже доломиты, породы серого, светло-серого, кремового цвета, мелкокомковатые, мелкозернистые, органогенно-детритовые, имеются включения остатков раковинной фауны (брахиоподы, остракоды, фораминифер и др.). Ниже, отложения силурийской системы представлены известняками, доломитами известковистыми, с незначительными прослоями глинисто-кремнистых пород, аргиллитов и алевролитов. Также палеозой в некоторых местах, представлен туфогенно-осадочными породами и брекчиями, светло-серыми до серых с кремовым оттенком пористыми каолинизированными образованиями с оолитообразной структурой.

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

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность, г/см ³	Пористость, процент	Проницаемость, мдарси	Глинистость, процент	Карбонатность, процент	Твердость, кгс/мм ²	Расслоенность породы	Абразивность	Категория породы промышленной классификации (мягкая, средняя и т.п.)
	от (верх)	до (низ)										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Q	0	20	глины	2.1	-	0	95	0	10	2	4	мягкая
			суглинок	2.0	-	0	30	0	10	2	4	мягкая
			и пески	1.9	-	500	-	0	0	1	10	мягкая
			супеси	2.0	-	0	-	0	15	3	10	мягкая
Pg ₃ nk	20	180	пески	2.4	-	600	-	0	0	1	10	мягкая
			глины	2.4	-	0	95	0	10	2	4	мягкая
Pg ₂₋₃ cg	180	330	пески	2.5	-	600	-	0	10	2	10	мягкая
			алевролиты	2.6	-	50	-	0	10	3	10	мягкая
			глины	2.4	-	0	95	0	0	1	4	мягкая
Pg ₂ ll	330	370	глины	2.1	-	0	95	0	10	2	4	мягкая
Pg ₂ tl	370	410	глины	2.4	-	1	90	0	10	2	4	мягкая
			песчаники	2.6	35	600	8	0	0	1	10	мягкая
K ₂ gn	410	480	глины	2.4	-	0	95	5	10	3	4	мягкая
K ₂ sl	480	525	глины	2.4	-	0	95	0	10	3	4	мягкая
K ₂ ip	525	680	глины	2.4	-	0	90	0	15	3	4	мягкая
			песчаники	2.6	32	450	8	3	25	2	10	мягкая
K ₂ kz	680	715	глины	2.4	-	0	90	2	15	3	4	мягкая
K ₁₋₂ pk	715	1560	глины	2.4	-	0	95	2	25	3	4	мягкая
			песчаники	2.6	31.5	1000	5	3	30	2	10	средняя
			алевролиты	2.6	13.5	10	18	5	35	3	6	средняя
			пески	2.5	38	1450-1500	7	3	20	1	10	средняя

Продолжение таблицы А.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
K ₁ al	0	1605	песчаники	2.2	22	20-50	5	5	30	2	10	средняя
			глины	2.4	16	0	95	2	25	3	4	мягкая
K ₁ kls	1605	2265	песчаники	2.2	20	10	15	5	35	3	10	средняя
			глины	2.4	20	0	95	10	30	3	4	средняя
K ₁ tr	2265	2330	песчаники	2.3	19	20-50	20	5	40	3	10	средняя
K ₁ klm	2330	2590	аргиллит	2.4	5	0	95	5	50	3	4	средняя
			ы	2.3	15	10-250	20	5	45	3	10	средняя
			песчаники	2.3	10	0	25	5	-	3	10	средняя
			алевролиты	2.3	10	0	25	5	35	3	6	средняя
J ₃ bg	2590	2615	аргиллиты	2.4	5	0	95	5	70	3	4	средняя
J ₃ gr	2615	2622	аргиллиты	2.4	5	0	95	5	80	3	4	средняя
			известняки	2.5	18	5-100	35	65	100	1	4	средняя
			алевролиты	2.3	10	5	25	5	65	3	6	средняя
J ₃ vs	2622	2726	угли	1.2	0	0	0	0	70	4	5	средняя
			алевролиты	2.3	10	5	25	5	120	3	6	твердые
			песчаники	2.3	15	5-100	20	5	65	3	10	средняя
J ₁₋₂ tm	2726	3015	песчаники	2.4	15	10-250	20	5	120	3	10	твердые
			аргиллиты	2.4	5	0	90	5	130	3	4	твердые
			алевролиты	2.3	10	5	25	5	120	3	6	твердые
			угли	1.2	0	0	0	0	70	4	5	средняя
J ₁ slt	3015	3045	алевролиты	2.3	10	5	25	5	120	3	6	твердые
			аргиллиты	2.4	5	0	90	5	130	3	4	твердые
			угли	1.2	0	0	0	0	70	4	5	средняя
J ₁ tg	3045	3050	аргиллиты	2.4	5	0	90	5	130	3	4	твердые
			угли	1.2	0	0	0	0	70	4	5	средняя
Pz	3050	3100	известняки	2.65	0,1-16	2	20	80	170	4	4	твердые
			туфы, брек- чии аргил- литы	2.65	12.7	0	25	20	200	4	7	твердые
			литы	2.4	5	0	90	10	150	4	4	твердые
			алевролиты	2.4	10	5	25	5	150	4	6	твердые

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

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Градиент давления												Температура в конце интервала	
	от (верх)	до (низ)	пластового			порового			гидроразрыва пород			горного			градус	источник получения
			кгс/см ² на м		источник получения	кгс/см ² на м		источник получения	кгс/см ² на м		источник получения	кгс/см ² на м		источник получения		
			от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Q	0	20	0.000	0.100	РФЗ	0.000	0.100	РФЗ	0.200	0.200	РФЗ	0	0.22	РФЗ	3	ПГФ
Pg ₃ nk	20	180	0.100	0.100	РФЗ	0.100	0.100	РФЗ	0.200	0.200	РФЗ	0.22	0.22	РФЗ	10	ПГФ
Pg ₂₋₃ cg	180	330	0.100	0.100	РФЗ	0.100	0.100	РФЗ	0.200	0.200	РФЗ	0.22	0.22	РФЗ	15	ПГФ
Pg ₂ ll	330	370	0.100	0.100	РФЗ	0.100	0.100	РФЗ	0.200	0.200	РФЗ	0.22	0.22	РФЗ	18	ПГФ
Pg ₁ tl	370	410	0.100	0.100	РФЗ	0.100	0.100	РФЗ	0.200	0.200	РФЗ	0.22	0.22	РФЗ	19	ПГФ
K ₂ gn	410	480	0.100	0.100	РФЗ	0.100	0.100	РФЗ	0.200	0.200	РФЗ	0.22	0.22	РФЗ	20	ПГФ
K ₂ sl	480	525	0.100	0.100	РФЗ	0.100	0.100	РФЗ	0.200	0.200	РФЗ	0.22	0.22	РФЗ	21	ПГФ
K ₂ ip	525	680	0.100	0.100	РФЗ	0.100	0.100	РФЗ	0.200	0.200	РФЗ	0.22	0.22	РФЗ	22	ПГФ
K ₂ kz	680	715	0.100	0.100	РФЗ	0.100	0.100	РФЗ	0.200	0.200	РФЗ	0.22	0.22	РФЗ	23	ПГФ
K ₁₋₂ pk	715	1560	0.100	0.100	РФЗ	0.100	0.100	РФЗ	0.190	0.190	РФЗ	0.22	0.23	РФЗ	53	ПГФ
K ₁ al	1560	1605	0.100	0.100	РФЗ	0.100	0.100	РФЗ	0.170	0.170	РФЗ	0.23	0.23	РФЗ	55	ПГФ
K ₁ kls	1605	2265	0.100	0.100	РФЗ	0.100	0.100	РФЗ	0.160	0.160	РФЗ	0.23	0.23	РФЗ	77	ПГФ
K ₁ tr	2265	2330	0.100	0.100	РФЗ	0.100	0.100	РФЗ	0.160	0.160	РФЗ	0.23	0.23	РФЗ	79	ПГФ
K ₁ klm	2330	2590	0.100	0.100	РФЗ	0.100	0.100	РФЗ	0.160	0.160	РФЗ	0.23	0.23	РФЗ	88	ПГФ
J ₃ bg	2590	2615	0.100	0.100	РФЗ	0.100	0.100	РФЗ	0.160	0.160	РФЗ	0.24	0.24	РФЗ	89	РФЗ
J ₃ gr	2615	2622	0.100	0.100	РФЗ	0.100	0.100	РФЗ	0.160	0.160	РФЗ	0.24	0.24	РФЗ	89	РФЗ
J ₃ vs	2622	2726	0.100	0.100	РФЗ	0.100	0.100	РФЗ	0.160	0.160	РФЗ	0.24	0.24	РФЗ	93	РФЗ
J ₁₋₂ tm	2726	3015	0.101	0.101	РФЗ	0.100	0.101	РФЗ	0.160	0.160	РФЗ	0.24	0.24	РФЗ	103	РФЗ
J ₁ slt	3015	3045	0.101	0.101	РФЗ	0.101	0.101	РФЗ	0.160	0.160	РФЗ	0.24	0.24	ПГФ	104	РФЗ
J ₁ tg	3045	3050	0.101	0.101	РФЗ	0.101	0.101	РФЗ	0.160	0.160	РФЗ	0.24	0.24	ПГФ	104	РФЗ
Pz	3050	3100	0.105	0.105	РФЗ	0.105	0.105	РФЗ	0.160	0.160	РФЗ	0.25	0.25	ПГФ	107	РФЗ

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Характеристика нефтегазоносности и месторождения (площади)

Таблица Б.1 - Нефтегазоводоносность по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал		Тип коллектора	Плотность, кг/м ³	Свободный дебит, м ³ /сут	Газовый фактор (для нефтяных пластов), м ³ /м ³	Относится ли к источникам водоснабжения, краткая характеристика химического состава (для водяных горизонтов)
	от	до					
1	2	3	4	5	6	7	8
Нефтеносность							
J ₁₋₂ tm(Ю ₁)	2635	2645	поровый	681	5-10	126,5	-
J ₁₋₂ tm(Ю ₁₄)	2974	3003	поровый	681	5-10	126,5	-
J ₁₋₂ tm(Ю ₁₅)	3016	3043	поровый	683	5-10	126,5	-
Pz (M1)	3050	3080	Поровотрещинно-ватокаверновый	688	130	106,2	-
Газоносность							
Pz	3050-	3069	Поровотрещинно-ватокаверновый	732-845	96-503	-	
Водоносность							
Q	0	20	поровый	1000	20-160	-	Нет. Минерализ. 0,1-0,2 г/л
Pg ₃ nk	20	180	поровый	1000	До 300	-	Да. Минерализ. 0,11-0,87 г/л
K ₁₋₂ pk	715	1560	поровый	1001	100	-	Нет. Минерализ. 17,8-20,0 г/л
K ₁ kls – K ₁ klm	1605	2590	поровый	10014	20	-	Нет. Минерализ. 0,8-29 г/л
J ₃ vs	2622	2645	поровый	1002	1-20	-	Нет. Минерализ 30-40 г/л
J ₁₋₂ tm	2730	2970	поровый	1002	1-10	-	Нет. Минерализ 30-40 г/л
PZ	2730	2970	поровотрещино-ватокаверновый	1002-1100	0,1-36,7	-	Нет. Минерализ 24-146 г/л

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Возможные осложнения по разрезу скважины

Таблица В.1 - Возможные осложнения по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Прогнозируемые интервалы по вертикали, м		Тип осложнения	Характеристика и условия возникновения
	От	До		
1	2	3	4	5
Q-P1-3	0	180	Поглощения	Интенсивность – 1 м ³ /час. Потери циркуляции нет. Увеличение плотности промывочной жидкости против проектной, репрессия на пласт более 20% гидростатического давления.
K ₁ -2pk	675	1560		
J ₃ vs-J ₁ slt	2622	3045		
Pz	3050	3110		
Q – Pg ₁ tl	0	320	Осыпи и обвалы	Время до начала осложнения <3,0сут. Соблюдение технологической скорости бурения, проработка ствола скважины, увеличение плотности и снижение водоотдачи промывочной жидкости
K ₁₋₂ pk	675	1560	Осыпи и обвалы	Время до начала осложнения <2,5сут. Соблюдение технологической скорости бурения, проработка ствола скважины, увеличение плотности и снижение водоотдачи промывочной жидкости
K ₁ kls+tr	1605	2330		
Pz	3050	3110		
Q-Pg ₃ nk	0	180	Водопроявления	Снижение противодавления на пласт ниже гидростатического. Увеличение водоотдачи, перелив бурового раствора
K ₁₋₂ pk	675	1560	Водопроявления	-

Продолжение таблицы В.1

K ₁ kls – K ₁ klm	1605	2590	Водопроявления	-
J ₃ vs	2622	2645		
J ₁₋₂ tm	2730	2951	Водопроявления	Несоблюдение параметров бурового раствора, снижение противодействия на пласт ниже. Перелив бурового раствора, пленка нефти, пузырьки газа, увеличение водоотдачи
	2951	2960		
	2974	3003		
	3016	3043		
Pz	3050	3110	Нефтегазопроявления	Несоблюдение параметров бурового раствора, снижение противодействия на пласт ниже гидростатического. Перелив бурового раствора, пленка нефти, пузырьки газа, увеличение водоотдачи
Q – Pg _{2-3cg}	0	330	Прихватоопасность	Несоблюдение проектных параметров бурового раствора, режима промывки, недостаточная очистка забоя от выбуренной породы
Pg ₂ ll – K ₂ sl	330	525		
K ₁₋₂ pk	675	1560	Прихватоопасность	Оставление бурового инструмента без движения. Увеличение плотности бурового раствора выше проектной
K ₁ al	1560	1605		
Pz	3050	3110	Прихватоопасность	Оставление бурового инструмента без движения. Увеличение плотности бурового раствора выше проектной. Несоблюдение проектных параметров бурового раствора, режима промывки
Pg ₂₋₃ cg + K ₂ sl	180	525	прочие возможные осложнения	За счет потери устойчивости стенок ствола вследствие некачественного бурового раствора
K ₁₋₂ kz	680	715	прочие возможные осложнения	За счет разбухания глинистых пород и потери устойчивости стенок ствола вследствие некачественного бурового раствора

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Выбор породоразрушающего инструмента

Таблица Г.1 – Характеристики буровых долот по интервалам бурения

Интервал		0–30	30–1010	1010–2000	2000–2750	2750–3110
Шифр долота		БИТ 490,0 С–ЦВ	БИТ 393,7 ВТ–419	БИТ 295,3– В–419	БИТ 220,7 В–913	БИТ 152,4 В 713 Н
Тип долота		шарошечное долото	PDC	PDC	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		490,0	393,7	295,3	220,7	152,4
Тип горных пород		М	МС	СТ	СТ	СТ
Присоединительная резьба	ГОСТ	3–171	3–177	3–152	3–117	3–88
	API	7 5/8 reg	6 5/8 reg	6 5/8 reg	4 1/2 reg	3 1/2 reg
Длина, м		0,63	0,4	0,3	0,3	0,2
Масса, кг		316	160	75	42	15
G, тс	Рекомендуемая	7-10	6-8	9-15	14-18	10-16
	Предельная	–	–	40	40	40
n, об/мин	Рекомендуемая	30-80	60-120	80-160	80-160	100-160
	Предельная	–	–	–	–	-

Таблица Г.2 – Характеристики калибраторов

Интервал		30–1010	1010–2000	2000–2750	2750–3110
Шифр калибратора		КЛС 393,7 МС	КЛС 295,3 МС	КЛСВ 220,7 СТ	КЛС 152,4 СТ
Тип калибратора		лопастной со спиральными лопастями	лопастной со спиральными лопастями	лопастной со спиральными лопастями	лопастной со спиральными лопастями
Диаметр калибратора, мм		393,7	295,3	220,7	152,4
Тип горных пород		М	МС	СТ	СТ
Присоединительная резьба	ГОСТ	3-177	3-152	3-117	3-102
	API	7 5/8 reg	6 5/8 reg	4 1/2 reg	3 1/2 reg
Длина, м		1,27	0,88	0,96	0,84
Масса, кг		450	290	170	60

ПРИЛОЖЕНИЕ Д
Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

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

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диа- метр, мм	Резьба (низ)	Тип соеди- нения (низ)	вес, кг
					Резьба (верх)	Тип соеди- нения (верх)	
Бурение под направление (0-30м)							
1	Долото Ш 490 С-ЦВ	0,63	490	-	3-171	Ниппель	316
2	УБТ УБТ 203х100 Д	16,6	203	100	3-171	Ниппель	3157,2
					3-171	Муфта	
3	Переводник ПЗ-171/147	0,52	203	100	3-171	Ниппель	48,9
					3-147	Муфта	
4	Ведущая труба ТВКП-140	20	140	100	3-147	Ниппель	3616
					3-171	Муфта	
Суммарный вес, кг							7138,1

Таблица Д.2 – КНБК для бурения секции под кондуктор (30-1010м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	вес, кг
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под кондуктор (30-1010м)							
1	Долото БИТ 393,7 В 419	0,4	393,7	-	3-177	Ниппель	160
2	Наддолотный калибратор 8КС 393,7 МС	1,27	393,7	90	3-177	Ниппель	450
					3-177	Муфта	
3	Переводник ПЗ-177/152	0,51	203	89	3-177	Ниппель	74,3
					3-152	Муфта	
4	ВЗД Д-240М.7/8	6,98	240	-	3-152	Муфта	1660
					3-171	Муфта	
5	Клапан обратный КОБ-203	0,77	203	-	3-171	Ниппель	115
					3-171	Муфта	
6	УБТ УБТ 203х100 Д	16,6	203	100	3-171	Ниппель	3187,2
					3-171	Муфта	
7	Переводник ПЗ-171/147	0,54	178	89	3-171	Ниппель	48,9
					3-147	Муфта	
8	ЯСС ЯГ4-172	6,51	172	70	3-147	Ниппель	640
					3-147	Муфта	
9	Переводник ПЗ-133/171	0,54	178	89	3-147	Ниппель	48,9
					3-171	Муфта	
10	УБТ УБТ 203х100 Д	16,6	203	100	3-171	Ниппель	3187,2
					3-171	Муфта	
11	Переводник ПЗ-171/133	0,54	178	89	3-171	Ниппель	48,9
					3-133	Муфта	
12	Бурильная труба ПК 127х9 Д	913,23	127	95,3	3-133	Ниппель	24392,3
					3-133	Муфта	
13	Рабочий переводник ПЗ – 147/133	0,52	178	95	3-133	Ниппель	44
					3-147	Муфта	
14	Шаровый кран КШЗ-147	0,46	178	70	3-147	Ниппель	40
					3-147	Муфта	
15	Ведущая труба ТВКП-140	28	140	100	3-147	Ниппель	3616
					3-171	Муфта	
Суммарный вес, кг							37712,7

Таблица Д.3 – КНБК для бурения секции под Техническая колонна (1010-2000м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соеди- нения (низ)	вес, кг
					Резьба (верх)	Тип соеди- нения (верх)	
Бурение под техничка (1010-2000м)							
1	Долото БИТ 295,3 В 419	0,3	295,3	-	3-152	Ниппель	75
2	Наддолотный ка- либратор 8КС 295,3 МС	0,88	295,3	80	3-152	Ниппель	290
					3-152	Муфта	
3	ВЗД Д-240М.7/8	6,98	240	-	3-152	Муфта	1660
					3-171	Муфта	
4	Клапан обратный КОБ-203	0,77	203	-	3-171	Ниппель	115
					3-171	Муфта	
5	УБТ УБТ 203х100 Д	33,2	203	100	3-171	Ниппель	6374,4
					3-171	Муфта	
6	Переводник ПЗ-171/133	0,54	178	89	3-171	Ниппель	48,9
					3-133	Муфта	
7	ЯСС ЯГ4-172	6,51	172	70	3-133	Ниппель	640
					3-133	Муфта	
8	Переводник ПЗ-133/171	0,54	178	89	3-133	Ниппель	48,9
					3-171	Муфта	
9	УБТ УБТ 203х100 Д	33,2	203	100	3-171	Ниппель	6374,4
					3-171	Муфта	
10	Переводник ПЗ-171/133	0,54	170	170	3-171	Ниппель	48,9
					3-133	Муфта	
11	Бурильная труба ПК 127х9 Д	1887,56	127	95,3	3-133	Ниппель	50397,85
					3-133	Муфта	
12	Рабочий перевод- ник ПЗ – 147/133	0,52	178	95	3-133	Ниппель	44
					3-147	Муфта	
13	Шаровый кран КШЗ-147	0,46	178	70	3-147	Ниппель	40
					3-147	Муфта	
14	Ведущая труба ТВКП-140	28	140	100	3-147	Ниппель	3616
					3-171	Муфта	
Суммарный вес, кг							69773,35

Таблица Д.4 – КНБК для бурения секции под эксплуатационную колонну (2000-2750)

№	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 (2000-2750м)							
1	Долото БИТ 220,7 В 913 Н	0,4	220,7	-	3-117	Ниппель	42
2	Калибратор КЛСВ-220,7 СТ	0,96	220,7	70	3-117	Ниппель	170
					3-117	Муфта	
3	ВЗД ДГР-195М 7/8	7.31	203.5	-	3-117	Муфта	1430
					3-147	Муфта	
4	Обратный клапан КОБ-172	0,92	178	40	3-147	Ниппель	98
					3-147	Муфта	
5	УБТ УБТС 1-178Д	33,2	178	80	3-147	Ниппель	4827,3
					3-147	Муфта	
6	Переводник ПЗ – 147/133	0,53	178	101	3-147	Ниппель	44
					3-133	Муфта	
7	ЯСС ЯГК-172	6,51	170	70	3-133	Ниппель	640
					3-133	Муфта	
8	Переводник ПЗ – 133/147	0,53	178	95	3-133	Ниппель	44
					3-147	Муфта	
9	УБТ УБТС 1-178 Д	41,5	178	71	3-147	Ниппель	6034,1
					3-147	Муфта	
10	Переводник ПЗ – 147/133	0,53	178	101	3-147	Ниппель	46,1
					3-133	Муфта	
11	Бурильная труба ПК 127х9 Д	2628,63	127	9,2	3-133	Ниппель	70184,4
					3-133	Муфта	
12	Рабочий перевод- ник ПЗ – 133/147	0,52	178	95	3-133	Ниппель	44
					3-147	Муфта	
13	Шаровый кран КШЗ-147	0,46	178	70	3-147	Ниппель	40
					3-147	Муфта	
14	Ведущая труба ТВКП-140	28	140	40	3-147	Ниппель	3616
					3-171	Муфта	
Суммарный вес, кг							87265,9

Таблица Д.5 – КНБК для бурения секции под Хвостовика(2750-3110)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диа- метр, мм	Внут. диа- метр, мм	Резьба (низ)	Тип соеди- нения (низ)	вес, кг
					Резьба (верх)	Тип соеди- нения (верх)	
Бурение под хвостовик (2750-3110м)							
1	Долото БИТ152,4 В 713 Н	0,2	152,4	-	3-88	Ниппель	15
2	Переводник ПЗ-88/102	0,4	118	58	3-88	Ниппель	24
					3-102	Муфта	
3	Калибратор КЛС-152,4 СТ	0,84	152,4	60	3-102	Ниппель	187,8
					3-102	Муфта	
4	ВЗД ДР-127М 7/8	5,8	127	-	3-102	Муфта	405
					3-102	Муфта	
5	Обратный клапан КО-127	0,5	127	10	3-102	Ниппель	56
					3-102	Муфта	
6	Переводник ПЗ-102/88	0,4	120	40	3-102	Ниппель	24
					3-88	Муфта	
7	УБТ УБТ 108х46 Д	33,2	108	46	3-88	Ниппель	1958,8
					3-88	Муфта	
8	ЯСС ЯГ-121	3,9	121	57	3-88	Ниппель	250
					3-88	Муфта	
9	УБТ УБТ 108х46 Д	41,5	108	46	3-88	Ниппель	2448,5
					3-88	Муфта	
10	переводник ПЗ-88/101	0,4	108	58	3-88	Ниппель	24
					3-101	Муфта	
11	СБТ 89х9 Д	2994,26	89	60	3-101	Ниппель	61112,8
					3-101	Муфта	
12	переводник ПЗ-118/101	0,2	146	60	3-101	Ниппель	30
					3-118	Муфта	
13	Шаровый кран КШЗ-118	0,4	140	50	3-118	Ниппель	40
					3-118	Муфта	
14	Ведущая буриль- ная труба - 108	28	108	83	3-118	Ниппель	3616
Суммарный вес, кг							70191,9

Таблица Д.6 – КНБК для бурения секции для Отбор керна(3045-3085)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диа- метр, мм	Резьба (низ)	Тип соеди- нения (низ)	Сум.вес, кг	
					Резьба (верх)	Тип соеди- нения (верх)		
Отбор керна (3045-3085м)								
1	Бурголовка БИТ 144/80 В 913	0,2	144	80			15	
					3-102	Муфта		
2	Снаряд керноот- борный СКи(СК) 127/80	7,41	127	80	3-102	Ниппель	1823	
					3-88	Муфта		
3	УБТ 108x45 Д	41,5	108	45	3-88	Ниппель	2448,5	
					3-88	Муфта		
4	Переводник ПЗ-88/101	0,4	108	58	3-88	Ниппель	44	
					3-101	Муфта		
5	СБТ 89x9 Д	3006,89	89	60	3-101	Ниппель	61340,55	
					3-101	Ниппель		
6	Переводник ПЗ-118/101	0,2	146	60	3-101	Ниппель	30	
					3-118	Муфта		
7	Шаровый кран КШЗ-118	0,4	140	50	3-118	Ниппель	40	
					3-118	Муфта		
8	Ведущая буриль- ная труба - 108	28	108	83	3-118	Ниппель	3616	
	Суммарный вес, кг							69357,05

ПРИЛОЖЕНИЕ Е

Таблица Е.1 – Потребное количество бурового раствора под интервал 0–3110 м

Направление Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
от	до					
0	30	30	490,0	-	1,3	V = 7,4
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} = 0,48
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} = 4,9
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{сно} = 0,01
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₁ = 7,4
Объем раствора к приготовлению:						V _{бр} = 25,2
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						V _{перев1} = 9,9
Кондуктор Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
от	до					
30	1010	980	393,7	406,0	1,30	V = 159,4
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} = 12,5
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} = 109,6
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{сно} = 4,9
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₂ = 159,4
Общая потребность бурового раствора на интервале:						V _{бр} = 450,8
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						V _{перев1} = 9,9
Объем раствора к приготовлению:						V ₂ = 440,9
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						V _{перев2} = 161,9
Промежуточная Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
от	до					
1010	2000	990	295,3	0,3093	1,34	V = 166,6
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} = 9,8
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} = 4,9
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{сно} = 64,1
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₁ = 166,6
Общая потребность бурового раствора на интервале:						V _{бр} = 407,1
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						V _{перев1} = 161,9
Объем раствора к приготовлению:						V ₂ = 245,2
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						V _{перев2} = 169,1

Продолжение таблицы Е.1

Эксплуатационная колонна		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
Интервал бурения, м.						
от	до					
2000	3000	1000	220,7	224,5	1,27	V = 128,2
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} =7,1
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} =34,8
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{спо} =5,0
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₂ =128,2
Общая потребность бурового раствора на интервале:						V _{бр} =308,3
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						V _{перев1} =169,1
Объем раствора к приготовлению:						V ₂ =139,1
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						V _{перев2} =130,7
Хвостовик		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
Интервал бурения, м.						
от	до					
3000	3110	110	152,4	160,0	1,2	V = 62,7
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} =0,5
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} =1,7
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{спо} =0,55
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₃ =62,7
Общая потребность бурового раствора на интервале:						V _{бр} =133,15
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						V _{перев2} =0,0
Объем раствора к приготовлению:						V _{3'} =133,15

Таблица Е.2 – Потребное количество химических реагентов

Наименование материала	Упаковка ед. изм.												
		Направление		Кондуктор		Пром. колонна		Экспл. колонна		Хвостовик		Итого	
	кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп	
Каустическая сода	25 (мешок)	11,0	1	234,15	10	168,95	7	107,75	5	94,05	4	616	27
Кальцинированная сода	25 (мешок)			234,15	10	168,95	7	107,75	5			510,85	22
Глинопопрошок	1000 (мешок)	2442	3	39805,5	40	16895	17	10775	11			69917,5	71
Барит	1000 (мешок)	3330	4	60879	61	27032	28	15085	16			106326	109
Полиакриламид	25 (мешок)			234,15	10	337,9	14	215,5	9			787,55	33
ПАЦ НВ	25 (мешок)			1404,9	57	1689,5	68	1077,5	44			4171,9	169
DRILLING DETERGENT	210 (бочка)			468,3	3	270,32	2	172,4	1			911,02	6
BARAZAN	25 (мешок)									225,72	10	225,72	10
KCL	1000 (мешок)									11286	12	11286	12
DEXTRID LT	25 (мешок)									3009,6	121	3009,6	121
GEM GPE	230 (бочка)									940,5	5	940,5	5
BDF-612	208 (бочка)									1881	10	1881	10
Карбонат кальция 5 мкр	1000 (мешок)									13167	14	13167	14
Карбонат кальция 50 мкр	1000 (мешок)									13167	14	13167	14
MICROBIOSIDE	20(канистра)									94,05	5	94,05	5
BDF-611	220 (бочка)									94,05	1	94,05	1

ПРИЛОЖЕНИЕ Ж

Гидравлическая программа промывки скважины

Таблица Ж.1 – гидравлические показатели промывки скважины

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с на см ² к.п.	Схема промывки	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность срабатываемая на долоте, л.с./дм ²
от (верх)	до (низ)					Диаметр, мм.	Кол-во, шт.		
Под направление									
0	30	БУРЕНИЕ	0,26	0,032	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	14	4	97,8	1,9
Под кондуктор									
30	1010	БУРЕНИЕ	0,33	0,042	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	11	5	108,2	2,97
Под техническую колонну									
1010	2000	БУРЕНИЕ	0,65	0,079	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	11	7	81,8	3,03
Под эксплуатационную колонну									
2000	2750	БУРЕНИЕ	0,66	0,071	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	10	4	86,6	3,01
Хвостовик									
2750	3110	БУРЕНИЕ	0,97	0,084	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	7	4	98,9	4,75
Отбор керна									
3045	3085	Отбор керна	0,96	0,082	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	7	4	97,7	4,56

Таблица Ж.2 – Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Количество	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
От (верх)	До (низ)				КПД	Диаметр цилиндрических втулок, мм	Допустимое давление, кгс/см ²	Коэффициент наполнения	Число двойных ходов в мин.	Производительность, л/с	
0	30	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	2	90	170	192,6	0,85	108	30,11	60,22
30	1010	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	2	90	160	220,5	0,85	105	25,7	51,41
1010	2000	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	2	90	150	252,0	0,85	125	27,2	54,4
2000	2750	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	1	90	150	252,0	0,85	125	27,2	27,2
3045	3085	Отбор керна	УНБТ-950	1	90	140	293,4	0,85	79	15,04	15,04
2750	3110	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	1	90	140	293,4	0,85	80	15,23	15,23

Таблица Ж.3 – Распределение потерь давлений в циркуляционной системе

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Давление на стояке в конце интервала, кгс/см ²	Потери давления (в кгс/см ²) для конца интервала в				
				элементах КНБК		бурильной колонне	кольцевом пространстве	обвязке буровой установки
от (верх)	до (низ)			насадках долота	забойном двигателе			
0	30	БУРЕНИЕ	80,3	67,8	0,0	2,4	0,0	10,0
30	1010	БУРЕНИЕ	212,9	80,3	74,3	46,9	1,4	10,0
1010	2000	БУРЕНИЕ	227,8	43,5	74,6	94,6	5,1	10,0
2000	2750	БУРЕНИЕ	186,2	48,3	78,9	36,2	14,6	8,2
3045	3085	Отбор керна	200,8	63,1	0,0	92,7	42,3	2,7
2750	3110	БУРЕНИЕ	293,1	64,8	71,1	111,3	43,2	2,8

ПРИЛОЖЕНИЕ 3

Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

Таблица 3 - 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	0-30	490,0	500	11	24	0-30	0,0118	1,18
II	30-1010	393,7	5000	12	32	30-100	0,0119	1,19
						100-200	0,0130	1,30
						200-300	0,0143	1,43
						300-400	0,0145	1,45
						400-500	0,0148	1,48
						500-600	0,0152	1,52
						600-700	0,0155	1,55
						700-800	0,0156	1,56
						800-900	0,0157	1,57
						900-1010	0,0158	1,58
Итого								15,81
III	1010-2000	295,3	5000	12	32	1010-1100	0,0159	1,59
						1100-1000	0,0160	1,60
						1200-1200	0,0162	1,62
						1300-1300	0,0163	1,63
						1400-1400	0,0174	1,74
						1500-1500	0,0185	1,85
						1600-1600	0,0187	1,87
						1700-1700	0,0190	1,90
						1800-1800	0,0196	1,96
						1900-1900	0,0207	2,07
						2000-2000	0,0227	2,27
						1900-2000	0,0230	2,30
Итого								38,21
IV	2000-2750	220,7	5000	12	32	2000-2100	0,0235	2,35
						2100-2200	0,0237	2,37
						2200-2300	0,0250	2,50
						2300-2400	0,0270	2,70
						2400-2500	0,0275	2,75
						2500-2600	0,0279	2,79
						2600-2750	0,0282	2,82
Итого								56,49
V	2750-3110	152,4	7000	12	32	2750-2800	0,0287	2,87
						2800-2900	0,0293	2,93
						2900-3000	0,0310	3,10
						3000-3110	0,0314	3,14
Итого								68,53

ПРИЛОЖЕНИЕ И

Расчет нормативной продолжительности строительства скважины

Таблица 3.2 – Нормативная карта вертикальной разведочной скважины

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	Ш 393,7 М-ЦВ	470	0,13	0–60	60	0,027	1,62	0,67	2,29
Бурение под кондуктор	PDC 295,3 FD 516 SM	820	1,08	60–950	890	0,027	24,03	13,59	37,62
Бурение под эксплуатационную колонну	PDC 215,9 В716 У	1300	1,57	950–3000	2150	0,037	79,55	48,42	127,97
Бурение хвостовик		750	0,96	3000–3720	720	0,057	41,04	26,92	67,96
Всего			3,74		3720		146,24	89,60	235,84
Крепление:									
– направления									3,56
– кондуктора									16,0
– эксплуатационная									32,4
– хвостовик									35,3

Продолжение таблица 3.2

Установка центраторов			3					0,3
– направления			23					0,23
– кондуктора			78					0,78
– эксплуатационная			34					0,34
– хвостовик								
ОЗЦ:								
– направления								4,0
– кондуктора								12,0
– эксплуатационная								24,0
– хвостовик								24,0
Разбуривание цементной пробки (10 м)								
– направления				50–60				1,06
– кондуктора				940–950				2,12
– эксплуатационная				2990–3000				3,42
– хвостовик				3710–3720				5,42
Промывка скважины (1 цикл)								
– направления								0,05
– кондуктора								0,11
– эксплуатационная								0,50
– хвостовик								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)								411,49
Ремонтные работы (3,3 %)								13,58
Общее время на скважину								450,07

ПРИЛОЖЕНИЕ К
Сметная стоимость строительства скважины

Таблица К.1 – Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Стоимость единицы, руб	Подготовительные работы		Направление		Кондуктор		техническая		Эксплуатационная		хвостовик	
		кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
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	4,583	633,32	6,274	867,004	7,539	1041,81
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	4,583	91,20	6,274	124,852	7,539	150,02
Содержание средств контроля, диспетчеризации и управления процессом бурения, сут	27,67	-	-	0,06	1,66	2,217	61,34	4,583	126,81	6,274	173,601	7,539	208,60

Продолжение таблицы К.1

Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение	7,54	-	-	0,06	0,45	2,217	16,7	4,583	34,55	6,274	47,305	7,539	56,84
Содержание бурового оборудования (до 15 станков, экспл. бурение), сут	252,86	4	1011,4	0,06	15,17	2,217	560,6	4,583	1158,85	6,274	1586,443	7,539	1906,31
Износ бурового инструмента к-т,сут	28,51	4	114,04	0,06	1,71	2,217	63,2	4,583	130,66	6,274	178,871	7,539	214,93
Износ ловильного инструмента при эксплуатационном бурении, сут	6,95	-	-	0,06	0,41	2,217	15,4	4,583	31,85	6,274	43,604	7,539	52,39
Амортизация бурового оборудования при бурении, крепления, испытании скв.испытателем пластов	1317	1,2	1580,4	0,06	79,02	2,217	2919,789	4,583	6035,81	6,274	8262,858	7,539	9928,86
Материалы и запасные части при турбинном бурении (4000<V<5500 м/ст.-мес), сут	853,29	-	-	-	-	2,217	1891,74	4,583	3910,62	6,274	5353,541	7,539	6432,95

Продолжение таблицы К.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
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	-	-	-	-	-	-	4,583	1697,31	6,274	2323,57	7,539	2792,06
Содержание бурильных труб (до 100 000 м), сут	23,22	-	-	0,06	1,4	2,217	51,47	4,583	106,41	6,274	145,682	7,539	175,05
Плата за подключенную мощность, сут	138,89	4	555,56	0,06	8,33	2,217	307,91	4,583	636,53	6,274	871,395	7,539	1047,09
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	4,583	462,14	6,274	632,670	7,539	760,23
Эксплуатация ДВС, сут	8,9	-	-	0,06	6,05	2,217	223,56	4,583	40,78	6,274	55,838	7,539	67,09
Эксплуатация трактора, сут	33,92	4	135,68	0,06	0,534	2,217	19,73	4,583	155,45	6,274	212,814	7,539	255,72
Автомобильный спец транспорт до 400 км, сут	100,4	4	401,6	0,06	2,03	2,217	75,2	4,583	460,13	6,274	629,909	7,539	756,91
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	4,583	775,85	6,274	1 062,125	7,539	1276,27
Содержание станции геолого-технологического контроля, сут	14,92	-	-	0,06	0,82	2,217	30,35	4,583	68,37	6,274	93,608	7,539	112,48
Порошок бентонитовый марки А, т	75,4	-	-	14,2	1070,68	25,4	1915,16	4,583	345,55	6,274	437,059	7,539	568,44
КМЦ-700 высший сорт, т	1994	-	-	0,17	338,98	0,38	757,72	4,583	9138,50	6,274	12510,356	7,539	15032,76

Продолжение таблицы К.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	
Биолуп LVL, т	324,74	-	-	-	-	-	-	0,74	240,307	0,96	311,750	1,3	422,16	
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	0,60	549,6	0,86	787,76	
POLY KEM D, т	328	-	-	-	-	-	-	0,63	206,64	0,85	278,8	1,16	380,48	
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	1,8	58,42	2,01	65,24	
Транспортировка турбобуров до 300 км, т	23,53	-	-	0,8	18,82	3,5	101,18	1,03	24,2359	1,10	25,88	1,17	27,53	
Транспортировка хим. Реагентов 4 группы до 300 км, т	27,46	-	-	6,39	175,33	63,3	1738,2	-	-	-	-	44,21	1214	
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		36837,54		45402,75	
Затраты зависящие от объема работ														
III 490 М-ЦВ	686,4	-	-	0,1	68,64	-	-	-	-	-	-	-	-	
БИТ 393,7 В 419	1379,7	-	-	-	-	0,43	593,271	-	-	-	-	-	-	
БИТ 295,3 В 419	1159,4	-	-	-	-	0,2	231,88	1,54	1785,476	-	-	-	-	
БИТ 220,7 В 913 Н	1028,4	-	-	-	-	-	-	1,18	1213,512	-	-	-	-	
БИТ152,4 В 713 Н	964,9	-	-	-	-	-	-	0,68	792,132	-	-	-	-	
Обратный клапан КОБ – 178	552,3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Износ шурфа на 10 %, м	1,56	-	-	50	78	672	39	2409	3758,04	2455	3829,8	2500	3900	
Транспортировка труб, т	4,91	-	-	3,4	16,69	22,2	109,002	42,7	209,657	65,3	320,623	70,6	346,64	
Транспортировка долот, т	6,61	-	-	1	6,61	1	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		5187,819			4156,23		4253,25	

Продолжение таблицы К.1

Всего затрат без учета транспортировки вахт, руб	7749,71	2392,179	14042,353	22596,901	40994,58	49565,07
Всего по сметному расчету, руб	137341,404					

Таблица К.2 – Сметный расчет на крепление скважины

Наименование затрат	Стоимость единицы, руб	Направление		Кондуктор		техническая		Эксплуатационная		хвостовик	
		кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Затрат зависящие от времени											
Оплата труда буровой бригады, сут	138,19	0,16	22,1104	0,72	99,4968	1,03	142,33	1,46	201,757	1,96	270,85
Оплата труда дополнительного слесаря и эл/монтера (1 смена, 4 разряд, экспл. бурение), сут	19,9	0,16	3,184	0,72	14,328	1,03	20,49	1,46	29,054	1,96	39,00
Содержание средств контроля, диспетчеризации и управления процессом бурения, сут	27,67	0,16	4,4272	0,72	19,9224	1,03	28,50	1,46	40,3982	1,96	54,23
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение, сут	7,54	0,16	1,2064	0,72	5,4288	1,03	7,76	1,46	11,0084	1,96	14,77
Содержание бурового оборудования (до 15 станков, экспл. бурение), сут	252,86	0,16	40,4576	0,72	182,0592	1,03	260,44	1,46	369,175	1,96	495,60
Износ бурового инструмента к-т,сут	28,51	0,16	4,5616	0,72	20,5272	1,03	29,36	1,46	41,624	1,96	55,87
Износ ловильного инструмента при эксплуатационном бурении, сут	6,95	0,16	1,112	0,72	5,004	1,03	7,15	1,46	10,147	1,96	13,62
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважин, сут	1317	0,16	210,72	0,72	948,24	1,03	1 356,51	1,46	1922,82	1,96	2581,32

Продолжение таблицы К.2

Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважины, сут	1368	0,16	218,88	0,72	984,96	1,03	1 409,04	1,46	1997,28	1,96	2681,28
Материалы и запасные части в эксплуатационном бурении (4000<V<5500 м/ст.-мес), сут	419,4	0,16	67,104	0,72	301,968	1,03	431,98	1,46	612,324	1,96	822,02
Плата за подключенную мощность, сут	138,89	0,16	22,222	0,72	100,000	1,03	143,05	1,46	202,779	1,96	272,22
Плата за эл/энергию при 2-х ставочном тарифе, сут	100,84	0,16	16,1344	0,72	72,6048	1,03	103,86	1,46	147,2264	1,96	197,64
Эксплуатация ДВС, сут	8,9	0,16	1,424	0,72	6,408	1,03	9,16	1,46	12,994	1,96	17,44
Автомобильный спец транспорт до 400 км, сут	100,4	0,16	16,064	0,72	72,288	1,03	103,41	1,46	146,584	1,96	196,78
Амортизация вагон-домиков 7 шт, сут	169,29	0,16	27,0864	0,72	121,8888	1,03	174,36	1,46	247,1634	1,96	331,80
Эксплуатация бульдозера, сут	18,4	0,16	2,944	0,72	13,248	1,03	18,95	1,46	26,864	1,96	36,06
Эксплуатация трактора, сут	33,92	0,16	5,4272	0,72	24,4224	1,03	34,93	1,46	49,523	1,96	66,48
Транспортировка оборудования устья скважины до 400 км, т	8,21	1,7	13,957	25	205,25	1,01	8,29	1,21	9,93	1,44	11,82
Башмак колонный БК-490 шт	95,5	1	95,5	-	-	-	-	-	-	-	-
Башмак колонный БК-393,7 шт	85,5	1	85,5	-	-	-	-	-	-	-	-
Башмак колонный БК-295,3 шт	75,5	1	75,5	-	-	-	-	-	-	-	-
Башмак колонный БК-220,7 шт	65	-	-	1	65	-	-	-	-	-	-
Башмак колонный БК-152,4 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	-	-	-	-

Продолжения таблицы К.2

Головка цементировочная ГЦУ-490	590,9	-	-	-	-	1	590,9	-	-	-	-
Головка цементировочная ГЦУ-393,7	4610	-	-	-	-	-	-	1	4610	-	-
Головка цементировочная ГЦУ-295,3	4280	-	-	-	-	-	-	-	-	1	4280
Головка цементировочная ГЦУ- 220,7	3740	1	3740	-	-	-	-	-	-	-	-
Головка цементировочная ГЦУ-152,4	3320	-	-	1	3320	-	-	-	-	-	-
Башмак колонный БК-324, шт	2880	-	-	-	-	1	2880	-	-	-	-
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб			4855,954		68876,4		6896,774		1068855		12438,84
Затрат зависящие от объема работ											
Обсадные трубы 426x10 мм	37,21	30	1116,3	-	-	-	-	-	-	-	-
Обсадные трубы 324x9,5, мм	32,2	-	-	702	22604,4	-	-	-	-	-	-
Обсадные трубы 245x7,9, мм	28,53	-	-			1010	28815,3				
Обсадные трубы 177,8x7,7 мм	19,96	-	-	-	-			1247	29516,4	-	-
Обсадные трубы 127,0x5 мм	23,67	-	-							1440	34084
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	0,38	29,49	0,50	38,81
Заливка колонны, тампонажный цех, агр/оп	145,99	2	291,98	3	437,97	5	729,95	6	875,94	7	1021,9
Затворение цемента, тампонажный цех, т	6,01	2,79	16,7679	25,87	155,4787	54,8	329,348	60,4	363,00	65,8	395,45

Продолжение таблицы К.2

Работа ЦСМ, тампонажный цех, ч	36,4	1	36,4	1,1	40,04	1,38	50,232	1,5		1,7	43,31				
Опресовка колонны, тампонажный цех, агр/оп	87,59	1	87,59	2	175,18	2	175,18	3	262,77	4	350,36				
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	16	588,8	20	736				
Пробег ЦСМ, км	36,8	1	36,8	3,8	139,84	4	147,2	5	184	6	220,8				
Пробег СКЦ-2М, км	40,8	-	-	-	-	1	40,8	2	81,6	4	16,2				
Дежурство ЦА-320М, тампонажный цех, ч	15,49	-	-	16	247,84	24	371,76	30	464,7	40	619,6				
Транспортировка обсадных труб, т	18,76	2,23	41,8348	21,15	396,774	73,4	1376,984	80,4	1508,30	85,4	375,38				
Транспортировка обсадных труб запаса, т	37,52	0,2	7,504	44,02	33,77	1,8	67,536	2	75,04	2,5	93,8				
Транспортировка вахт, руб	738														
Итого затрат зависящих от объема бурения, без учета транспортировки вахт, руб			1828,9985			22742,0521			72253,3			92545,5			10555,8
Всего затрат, без учета транспортировки вахт, руб	199925,65														
Всего по сметному расчету, руб	200663,65														

Таблица К.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	49344
Крепление скважины	117812
Итого по главе 3	167156
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)	18360
Итого по главе 5	18360

Продолжение таблицы К.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
Эксплуатация котельной	2935
Итого по главе 6	12764
Итого по главам 1-6	426649
Глава 7	
Накладные расходы	
Накладные расходы на итог глав 1-6 без геофизических работ (16,4 % от суммы глав 1-6)	66959
Итого по главе 7	66959
Глава 8	
Плановые накопления на итог прямых затрат по главам 1-7 (8 % от суммы глав 1-7)	39488
Итого по главе 8	39488
Глава 9	
Прочие работы и затраты	
Выплата премий (4,6 % от суммы глав 1-8)	24522
Выплаты за работу в районах крайнего севера (2,9 % от суммы глав 1-8)	15459
Выплаты за подвижной характер работы (1,8 % от суммы глав 1-8)	9592
Лабораторные работы (0,15 % от суммы глав 3-4)	270
Топографо-геодезические работы	123
Скважины на воду	4771
Итого по главе 9	54737
Итого по главам 1-9	587833
Глава 10	
Авторский надзор (0,2 % от суммы глав 1-9)	1175
Итого по главе 10	1175
Глава 11	
Проектные и исследовательские работы	
Изыскательские работы	790
Проектные работы	3830
Итого по главе 11	4620

Продолжение таблицы К.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)	29681
Итого по главе 12	29681
Итого по сводному сметному расчету	623309
Так как пересчет осуществлялся по расценкам 1985 года, необходимо учесть коэффициент удорожания затрат, равный 204,2 НДС 20%	127279698 22910345
Итого в ценах 2019 года с учетом коэффициента	150190044