

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОЙ СКВАЖИНЫ С ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ УЧАСТКОМ (ПЛАСТ М₁) НА НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ, КАРГАСОКСКИЙ РАЙОН)

УДК 622.243.23:622.324.5(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6В	Татарков Никита Николаевич		15.06.2020

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Ковалев Артем Владимирович	К.Т.Н.		17.06.2020

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рыжакина Татьяна Гавриловна	К.Э.Н.		17.06.2020

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна	—		17.06.2020

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна	—		18.06.2020

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных 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

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

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

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП
_____ 11.02.2020 Максимова Ю.А.
(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6В	Татарков Никита Николаевич

Тема работы:

Технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком (пласт М₁) на нефтяном месторождении (Томская область, Каргасокский район)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 59-116/с от 28.02.2020

Срок сдачи студентом выполненной работы:	18.06.2020
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i>	1. Геологические условия бурения 2. Особые условия бурения: – 3. Интервал отбора керна: – 4. Тип профиля: наклонно-направленный с горизонтальным участком 5. Данные по профилю: Количество интервалов с неизменной интенсивностью искривления – 5. Угол входа в пласт не менее 80 гр. Макс. зенитный угол в интервале ГНО не более 60 гр, зону установки ГНО выбрать. Максимальная интенсивность изменения зенитного угла до зоны ГНО 1,5 град/10м, максимальная интенсивность изменения зенитного угла после зоны ГНО 3,0 град/10м, максимальная интенсивность изменения в зоне ГНО 0,18 град/10м 6. Отход / длина горизонтального участка ствола: 1450
---	---

	метров / 700 метров 7. Глубина спуска эксплуатационной колонны: 3045 метров 8. Диаметр хвостовика: 127 мм 9. Способ цементирования (выбрать согласно расчетам): одно/двухступенчатый 10. Конструкция забоя (выбрать): зацементированный/не зацементированный хвостовик 11. Способ освоения скважины: перфорация, СКО, сваби-рование
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i>	1. Горно-геологические условия бурения 1.1. Геологическая характеристика 1.2. Характеристика газонефтеводности месторождения 1.3. Зоны возможных осложнений 2. Технологическая часть 2.1. Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины 2.2. Обоснование конструкции скважины 2.2.1. Обоснование конструкции эксплуатационного забоя 2.2.2. Построение совмещенного графика давлений 2.2.3. Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска 2.2.4. Выбор интервалов цементирования 2.2.5. Расчет диаметров скважины и обсадных колонн 2.2.6. Разработка схем обвязки устья скважины 2.3. Углубление скважины 2.3.1. Выбор способа бурения 2.3.2. Выбор породоразрушающего инструмента 2.3.3. Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород 2.3.4. Расчет частоты вращения долота 2.3.5. Выбор и обоснование типа забойного двигателя 2.3.6. Выбор компоновки и расчет бурильной колонны 2.3.7. Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов 2.3.8. Выбор гидравлической программы промывки скважины 2.3.9. Технические средства и режимы бурения при отборе керна 2.4. Проектирование процессов заканчивания скважин 2.4.1. Расчет обсадных колонн 2.4.1.1. Расчет наружных избыточных давлений 2.4.1.2. Расчет внутренних избыточных давлений 2.4.1.3. Конструирование обсадной колонны по длине 2.4.2. Расчет процессов цементирования скважины 2.4.2.1. Выбор способа цементирования обсадных колонн 2.4.2.2. Расчет объема тампонажной смеси и количества составных компонентов 2.4.2.3. Обоснование типа и расчет объема буферной, продавочной жидкостей 2.4.2.4. Гидравлический расчет цементирования скважины 2.4.2.4.1. Выбор типа и расчет необходимого количества цементировочного оборудования 2.4.2.4.2. Расчет режима закачки и продавки тампонажной смеси 2.4.3. Выбор технологической оснастки обсадных колонн 2.4.4. Проектирование процессов испытания и освоения скважин 2.5. Выбор буровой установки

Перечень графического материала	1. ГТН (геолого-технический наряд)
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Рыжакина Татьяна Гавриловна, к.э.н., доцент отделения социально-гуманитарных наук
Социальная ответственность	Черемискина Мария Сергеевна, ассистент отделения общетехнических дисциплин
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском языке:	
1. Горно-геологические условия бурения скважины	
2. Технологическая часть проекта	
3. Техника и технология бурения на депрессии	
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
5. Социальная ответственность	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	11.02.2020
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Ковалева Артем Владимирович	К.Т.Н.		11.02.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6В	Татарков Никита Николаевич		11.02.2020

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

Школа: Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки: 21.03.01 Нефтегазовое дело

Уровень образования: Бакалавриат

Отделение школы (НОЦ): Нефтегазовое дело

Период выполнения _____ (осенний / весенний семестр 2019 /2020 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:	18.06.2020
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
25.02.2020	1. Горно-геологические условия бурения скважины	5
17.03.2020	2. Технологическая часть проекта	40
31.03.2020	3. Техника и технология бурения на депрессии	15
07.04.2020	4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
21.04.2020	5. Социальная ответственность	15
15.06.2020	6. Предварительная защита	10

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ковалев Артем Владимирович	К.Т.Н.		11.02.2020

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший ассистент	Максимова Юлия Анатольевна	—		11.02.2020

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА

«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6В	Татарков Никита Николаевич

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

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	1. Литературные источники; 2. Методические указания по разработке раздела; 3. Сборник сметных норм на геологоразведочные работы; 4. Налоговый кодекс РФ
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности проведения поисковых ГРП с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	1. Основные технико-экономические показатели поисковых ГРП
2. Планирование и формирование бюджета поисковых ГРП	1. Расчет затрат времени, труда, материалов и оборудования по видам работ
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности поисковых ГРП	1. Общий расчет сметной стоимости строительства скважины

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

11.02.2020

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рыжакина Татьяна Гавриловна	к.э.н.		11.02.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6В	Татарков Никита Николаевич		11.02.2020

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА

«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6В	Татаров Никита Николаевич

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело/Бурение нефтяных и газовых скважин

Тема ВКР:

Технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком (пласт М₁) на нефтяном месторождении (Томская область, Каргасокский район)	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объект исследования: технический проект на строительство наклонно-направленной скважины Область применения: Каргасокский район Томской области
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	1.1 Основные положения об организации работы по охране труда в нефтяной промышленности 1.2 «Система стандартов безопасности труда» (ССБТ) 1.3 ТК РФ глава 47 1.4. СанПиН 1964-79 «Гигиенические требования к машинам и механизмам, применяемым при разработке рудных, нерудных и россыпных месторождений полезных ископаемых»
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	2. Проанализировать возможные вредные и опасные факторы при строительстве эксплуатационной наклонно-направленной скважины: – Повышенный уровень общей и локальной вибрации; – Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения на рабочем месте; – Движущиеся части и механизмы. – Работа на высоте – Неблагоприятные климатические условия
3. Экологическая безопасность:	1 Провести анализ влияния процесса строительства скважины на окружающую среду: -на атмосферу (выбросы, выхлопные газы); - на гидросферу (сбросы, утечка горючесма-

	зочных материалов, поглощение бурового раствора); -на литосферу (отходы, нарушение естественного залегания пород); 3.2 Обосновать решения по обеспечению экологической безопасности.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	4.1 Провести анализ возможных и часто встречающихся ЧС, возникающих при строительстве скважин, привести перечень возможных ЧС на объекте: - техногенного характера (пожары и взрывы в зданиях); - природного характера (лесные пожары); 4.2 Сделать выбор наиболее типичной ЧС (ГНВП), разработать превентивные меры по предупреждению ЧС и мероприятия по ликвидации её последствий.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	11.02.2020
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна	—		11.02.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6В	Татарков Никита Николаевич		11.02.2020

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 95 страниц, 57 таблиц, 18 рисунков, 30 литературных источников, 4 приложения.

Ключевые слова: буровая установка, буровой раствор, заканчивание скважины, охрана окружающей среды, скважина, бурение, проектирование, горизонтальный участок ствола, нефть.

Объектом исследования является нефтяное месторождение Каргасокского района Томской области.

Целью работы является проектирование наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком, с цементируемым хвостовиком.

Цель работы достигается путем выполнения ряда задач:

- 1) анализ технической документации, отраслевых нормам и правил при проектировании строительства скважины;
- 2) анализ геологических условий бурения;
- 3) проектирование профиля скважины согласно требованиям технического задания;
- 4) выбор и расчёт оптимальных параметров конструкции скважины;
- 5) проектирование бурильной колонны, компоновки низа бурильной колонны, обсадной колонны;
- 6) проектирование процессов крепления и заканчивания скважины.

В работе были разработаны технологические решения и рекомендации для строительства скважины глубиной по стволу 4176 метров, мероприятия по организации строительства, охране труда и окружающей среды.

Область применения исследований – буровые и сервисные компании, специализирующиеся на строительстве и заканчивании скважины и техническом сопровождении этих процессов.

Все технологические решения для строительства скважины приняты с учетом современных достижений в области технологии и техники строительства скважины.

Определения, обозначения, сокращения

В данной работе применены следующие сокращения с соответствующими расшифровками:

ВЗД – винтовой забойный двигатель;

ГНВП – газонефтеводопроявление;

ГНО – глубинно-насосное оборудование;

РУС – роторная управляемая система;

СНС – статическое напряжение сдвига;

СПО – спуско-подъемные операции;

УБТ – утяжеленные бурильные трубы;

ТБТ – толстостенная бурильная труба;

ЭК – эксплуатационная колонна;

ОЗЦ – ожидание затвердевания цемента;

КНБК – компоновка низа бурильной колонны;

ПРИ – породоразрушающий инструмент;

БКП – башмак колонный;

ЦКОД – центральный клапан обратного действия;

ПРП-Ц – пробка разделительная продавовочная цементирующая;

ГТН – геолого-технический наряд.

Оглавление

Введение.....	15
1 Горно-геологические условия бурения.....	17
1.1 Геологическая характеристика разреза скважины.....	17
1.2 Характеристика газонефтеводоносности месторождения	19
1.3 Зоны возможных осложнений	20
2 Технологическая часть	21
2.1 Обоснование и расчет профиля скважины	21
2.2 Обоснование конструкции скважины	22
2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя.....	22
2.2.2 Построение совмещенного графика давлений.....	22
2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска	23
2.2.4 Выбор интервалов цементирования.....	23
2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн	24
2.2.6 Проектирование обвязки обсадных колонн	24
2.3 Проектирование процессов углубления	24
2.3.1 Выбор способа бурения.....	24
2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента	25
2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото	26
2.3.4 Расчет частоты вращения долота	26
2.3.5 Расчёт необходимого расхода бурового раствора.....	27
2.3.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя	28
2.3.7 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны	29
2.3.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов	31
2.3.9 Разработка гидравлической программы промывки скважины	35

2.3.10	Технические средства и режимы бурения при отборе керна	36
2.4	Проектирование процессов заканчивания скважин	37
2.4.1	Расчет обсадных колонн на прочность	37
2.4.2	Выбор технологической оснастки обсадных колонн	44
2.4.3	Расчет и обоснование параметров цементирования скважины	45
2.4.3.2	Определение необходимых количеств компонентов буферной жидкости и тампонажных растворов	45
2.4.4	Проектирование процессов испытания и освоения скважины	48
2.5	Выбор буровой установки	51
3	Техника и технология бурения на депрессии	52
3.1	Определение бурения на депрессии. Область применения	52
3.2	Достоинства и недостатки	54
3.3	Технология бурения (алгоритм действий, с акцентом на отличия от традиционного бурения)	55
3.4	Циркуляционная система бурового раствора при бурении на депрессии: особенности	59
3.5	Техника для бурения: особенности скважинного оборудования	61
3.6	Техника для бурения: особенности наземного оборудования	66
3.7	Перспективы бурения на депрессии: статистика по росту объемов его в России	72
4	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение ..	75
4.1	Основные направления деятельности и организационная структура управления предприятия	75
4.1.1	Основные направления деятельности предприятия	75
4.1.2	Организационная структура предприятия	76
4.2	Расчет нормативной продолжительности строительства скважины	78

4.2.1	Нормативная карта выполнения работ по строительству скважины	78
4.3	Линейный календарный график выполнения работ	80
4.4	Сметная стоимость строительства скважины в нефтегазовой отрасли (НГО)	81
5	Социальная ответственность	83
5.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.	83
5.1.1	Специальные правовые нормы трудового законодательства.....	83
5.1.2	Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	84
5.2	Производственная безопасность.....	85
5.2.1	Анализ опасных и вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровней их воздействия на работающего	85
5.3	Экологическая безопасность.....	90
5.3.1	Защита атмосферы	90
5.3.2	Защита гидросферы.....	91
5.3.3	Защита литосферы.....	92
5.4	Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	93
	Заключение	95
	Список использованной литературы.....	98
	Приложение А	101
	Приложение Б	111
	Приложение В.....	126
	Приложение Г	136

Введение

Целью эффективного и технологичного строительства скважины является решение всех осложнений при проводке траектории скважины ещё на этапе проектирования. Широкое распространение получили наклонно-направленные скважины имеющие горизонтальный участок по пласту скважины, обладающие рядом преимуществ над вертикальными скважинами.

По техническому заданию стояла задача спроектировать пяти-интервальный профиль скважины с большими протяженностями стабилизированных участков и входом в пласт не менее 80 градусов, что является затруднительной технической задачей. Вторичное вскрытие будет производится перфорацией продуктивного участка, а вызов притока стабилизируется пластом.

Запроектированные решения должны также позволять безаварийно произвести строительство скважины в непростых заданных условиях: высокие коэффициенты кавернозности, частичные поглощения по всему разрезу скважины, возможность возникновения ГНВП в продуктивных горизонтах. На протяжении всего разреза скважины присутствуют высокие коэффициенты кавернозности. В интервале продуктивного пласта коэффициент равен 1,3, 0-670 метров коэффициент достигает 1,45. Разрез скважины представлен преимущественно глинами, алевролитами, песчаниками и известняками. Продуктивный пласт сложен твердыми породами известняков, тип коллектор представлен порово-трещино-каверновым.

Пласты характеризуются нормальными пластовыми давлениями. Максимальная температура достигает 107 °С.

Присутствуют 6 водоносных и 6 нефтеносных горизонта, в интервале продуктивного пласта водонапорный пласт, находящийся в интервале 3096-3750 метров по вертикали.

Целью данной выпускной квалификационной работы является разработка оптимальных технологических решений для строительства горизонтальной скважины глубиной 4176 м на нефтяном месторождении Томской области. Проект состоит из решений, которые включают в себе все основные сферы:

технологической, обслуживающей, экономической, безопасности труда и охраны окружающей среды.

В специальной части частной задачей является анализ техники и технологии бурения на депрессии.

1 Горно-геологические условия бурения

1.1 Геологическая характеристика разреза скважины

Стратиграфический разрез представлен в таблице А.1 приложения А.

Литологическая характеристика разреза представлена в таблице А.2 приложения А.

В таблице А.3 приложения А представлен прогноз физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины.

Прогноз давлений и температур по разрезу представлен в таблице 1.

Скважина проектируется для эксплуатации интервала 3076-3096 м, поскольку он обладает наибольшим ожидаемым дебитом 0-250 м³/сут. Тип коллектора порово-трещинно-каверновый, что характерно для Западной Сибири. Присутствует газовый фактор 156-198 нм³/м³.

Продуктивный пласт в интервале 3076-3100 метров представлен известняком, плотностью 2750 кг/м³.

Аномально высокие пластовые давления отсутствуют. На всех интервалах бурения несовместимые условия по бурению исходя из градиентов пластового давления и давления гидроразрыва отсутствуют.

В интервале 0-250 метров наблюдается максимальный градиент давления гидроразрыва, который равняется 0,2 кгс/см² на м.

Таблица 1 – Давление и температура по разрезу скважины

Индекс стратиг- рафиче- ского подраз- деления	Интервал, м		Градиент давления												Температура в конце интервала	
	от (верх)	до (низ)	пластового		источ- ник полу- чения	порового		источ- ник полу- чения	гидроразрыва пород		источ- ник полу- чения	горного		источ- ник полу- чения	градус °С	Источник получения
			кгс/см ² на м			кгс/см ² на м			кгс/см ² на м			кгс/см ² на м				
			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	50	0,100	0,100	РФЗ	0,000	0,100	РФЗ	0,200	0,200	РФЗ	0	0,22	РФЗ	3	РФЗ
Pg _{3 nk}	50	140	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,200	0,200	РФЗ	0,22	0,22	РФЗ	10	РФЗ
Pg _{2-3 cg}	140	190	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,200	0,200	РФЗ	0,22	0,22	РФЗ	15	РФЗ
Pg _{2 ll}	190	250	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,200	0,200	РФЗ	0,22	0,22	РФЗ	16	РФЗ
Pg _{1 tl}	250	300	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,190	0,190	РФЗ	0,22	0,22	РФЗ	18	РФЗ
K _{2 gn}	300	460	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,190	0,190	РФЗ	0,23	0,23	РФЗ	20	РФЗ
K _{2 sl}	460	510	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,190	0,190	РФЗ	0,23	0,23	РФЗ	20	РФЗ
K _{2 ip}	510	640	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,190	0,190	РФЗ	0,23	0,23	РФЗ	21	РФЗ
K _{2 kz}	640	670	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,190	0,190	РФЗ	0,23	0,23	РФЗ	21	РФЗ
K _{1-2 pk}	670	1550	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,190	0,190	РФЗ	0,23	0,23	РФЗ	52	РФЗ
K _{1 al}	1550	1590	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,170	0,170	РФЗ	0,23	0,23	РФЗ	65	РФЗ
K _{1 kls}	1590	2250	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,160	0,160	РФЗ	0,23	0,23	РФЗ	75	РФЗ
K _{1 tr}	2250	2320	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,160	0,160	РФЗ	0,23	0,23	РФЗ	79	РФЗ
K _{1 klm}	2320	2570	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,160	0,160	РФЗ	0,23	0,23	РФЗ	79	РФЗ
J _{3 bg+J_{3 gr}}	2570	2600	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,160	0,160	РФЗ	0,24	0,24	РФЗ	87	РФЗ
J _{3 vs}	2600	2680	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,160	0,160	РФЗ	0,24	0,24	РФЗ	90	РФЗ
J _{2 tm}	2680	2945	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,160	0,160	РФЗ	0,24	0,24	РФЗ	100	РФЗ
J _{1 sal}	2945	3050	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,160	0,160	РФЗ	0,24	0,24	РФЗ	101	РФЗ
J _{1 tog}	3050	3060	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,160	0,160	РФЗ	0,24	0,24	РФЗ	102	РФЗ
J _{1 urm}	3060	3070	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,160	0,160	РФЗ	0,24	0,24	РФЗ	103	РФЗ
PZ	3070	3750	0,105	0,105	РФЗ	0,105	0,105	РФЗ	0,155	0,155	РФЗ	0,25	0,25	РФЗ	107	РФЗ

Примечание - (в графах 6, 9, 12, 15, 17 проставляются условные обозначения источника получения градиентов: ПСР - прогноз по сейсморазведочным данным, ПГФ - геофизическим исследованиям, РФЗ - расчет по фактическим замерам в скважинах).

1.2 Характеристика газонефтеводоносности месторождения

Нефтеводоносность по разрезу скважины представлена в таблицах 2-3.

Таблица 2 – Водоносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, г/см ³	Свободный дебит, м ³ /сут	Фазовая проницаемость, мдарси	Химический состав воды в мг - эквивалентной форме						Степень минерализации М, г/л	Тип воды по Сулину:	
	От (всех)	До (низ)					анионы			катионы				ГКН - гидрокарбонатно-натриевый	ХЛК - хлоркальциевый
							Cl^{-}	SO_4^{-}	HCO_3^{-}	Na^{+} , K^{+}	Mg^{++}	Ca^{+}			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1. Палеоген - четвертичных комплекс															
Q	0	50	порový	1,00	20-160	2500	89	-	11	82	4	14	0,1-0,2	ГКН	нет
Pg _{3 nk}	50	140	порový	1,00	До 300	500	89	-	11	82	4	14	0,1-0,87	ГКН	да
2. Апт - альб - сеноманский комплекс															
K _{1-2 pk}	670	1550	порový	1,004	168-492	500	97	-	3	89	3	8	11-15	ХЛК	нет
3. Неокомский водоносный комплекс															
K _{1 kls} - K _{1 klm}	1590	2570	порový	1,01	100-200	-	394,5	-	2	291,3	2,7	137	17-27	ХЛК	нет
4. Юрско - палеозойский комплекс															
J _{3 vs} - J _{2 tm}	2600	2920	Терригенный	1,022	До 125	32	657,8	0,104	16	624,5	13,6	49,85	40,1	ХЛК	нет

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
P Z	309 6	375 0	Порово- трещинно- кавер- новый	1,03	До 250	64,1	708	0,71	1 1, 9	628	20,5	60,8	41,9	X Л К	не т

Таблица 3 – Нефтеносность

Индекс стра- тигра- фиче- ского под- разде- ления	Интервал, м		Тип коллек- тора	Плот- ность, г/см ³		По- движ- ность, дар- си на сан- ти- пуаз	Со- дер- жа- ние серы, про- цент по весу	Со- дер- жа- ние па- ра- фи- на, про- цент по весу	Сво- бод- ный дебит, м ³ /сут	Параметры растворенного газа					
	от (верх)	до (низ)		в пла- сто- вых усло- ви- ях	по- сле де- га- за- ции					Га- зо- вый фак- тор, нм ³ / м ³	Содер- жание серово- дорода, про- цент по объему	Со- дер- жа- ние угле- кисло- го газа, проце- нт по объе- му	Отно- си- тель- ная по возду- ху плот- ность газа	Коэф- фици- ент сжи- мае- мости 1/МПа 10 ⁻⁴	Дав- ле- ние насы- ще- ния в пла- сто- вых усло- виях, МПа
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
J ₂ (Ю ₁₁)	2866	2874	терри- генный	0,68 1	0,81 1	0,010	0,39	4,98	20	156	-	1	-	-	13,3
J ₂ (Ю ₁₂)	2896	2904	терри- генный	0,68 1	0,81 1	0,010	0,39	4,98	20	156	-	1	-	-	13,3
J ₂ (Ю ₁₃)	2908	2926	терри- генный	0,68 1	0,81 1	0,010	0,39	4,98	30	156	-	1	-	-	13,3
J ₂ (Ю ₁₄₋₁₅)	2946	2989	терри- генный	0,68 3	0,81 1	0,022 3	0,39	4,98	20-70	156	-	1,56	1,125	-	13,3
к.в.*	3056	3076	терри- генный	0,68 8	0,87 5	0,022 3	0,49	8,13	50	160	-	-	-	-	13,3
M ₁	3076	3100	Поро- во- трещинно- кавер- новый	0,68 8	0,87 5	0,022 3	0,49	8,13	0-250	198	-	2,10	0,745	0,9490	32,7

1.3 Зоны возможных осложнений

Возможные осложнения по разрезу скважины представлены в таблице А.4 приложения А.

Самыми распространенными осложнениями являются осыпи и обвалы. Поэтому необходимо поддерживать оптимальную плотность раствора и низкую водоотдачу. Также по всему разрезу присутствуют прихватопасные зоны. Для предупреждения прихватов необходимо вводить в буровой раствор смозочные добавки, поддерживать вязкость и СНС на минимально допустимом уровне.

2 Технологическая часть

2.1 Обоснование и расчет профиля скважины

Согласно техническому заданию данные по профилю необходимо соблюдать следующие требования: 5 интервалов с неизменной интенсивностью искривления, угол входа в пласт не менее 80 градусов, максимальный зенитный угол в интервале ГНО не более 60 градусов, максимальная интенсивность изменения зенитного угла до зоны ГНО 1,5 град/10 м, максимальная интенсивность изменения зенитного угла после зоны ГНО 3,0 град/10 м, максимальная интенсивность искривления в интервале установки ГНО 0,18 град/10 м, отход на кровлю продуктивного пласта 1450 м, длина горизонтального участка 700 м.

Результаты проектирования представлены в таблице Б.1 приложения Б. Проектируемый профиль скважины представлен на рисунке 1.

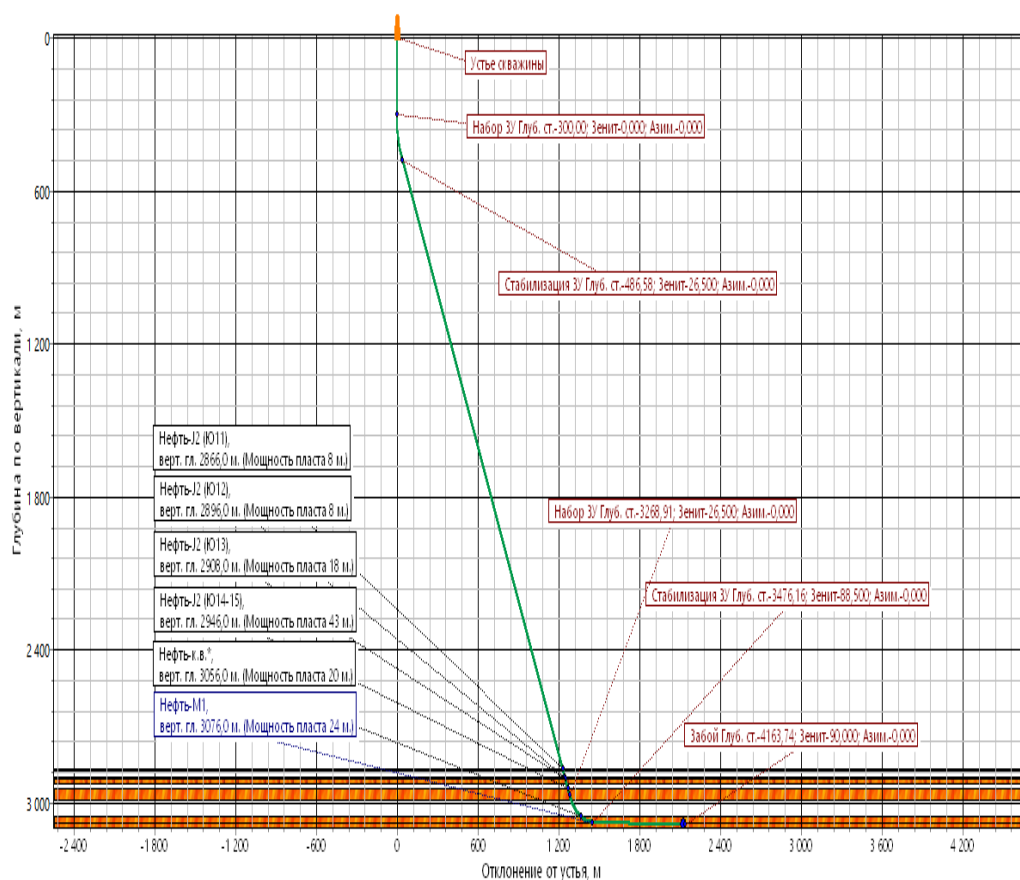


Рисунок 1 – Проектный профиль скважины

2.2 Обоснование конструкции скважины

2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя

Выбирается закрытый тип забоя (зацементированный хвостовик). Интервал продуктивного пласта сложен неустойчивыми породами, то есть эксплуатационная колонна спускается до кровли неустойчивого пласта, ниже спускается хвостовик диаметром 127,0 мм по техническому заданию.

2.2.2 Построение совмещенного графика давлений

Совмещенный график давлений демонстрирует изменение давлений гидроразрыва пород и пластовых давлений. По графику давлений также определяется число и глубина спуска обсадных промежуточных колонн. Анализ графика позволяет сделать заключение, что интервалов несовместимых по условию бурения нет, а также отсутствует необходимость в спуске технической колонны.

Совмещенный график давления представлен на рисунке 2.

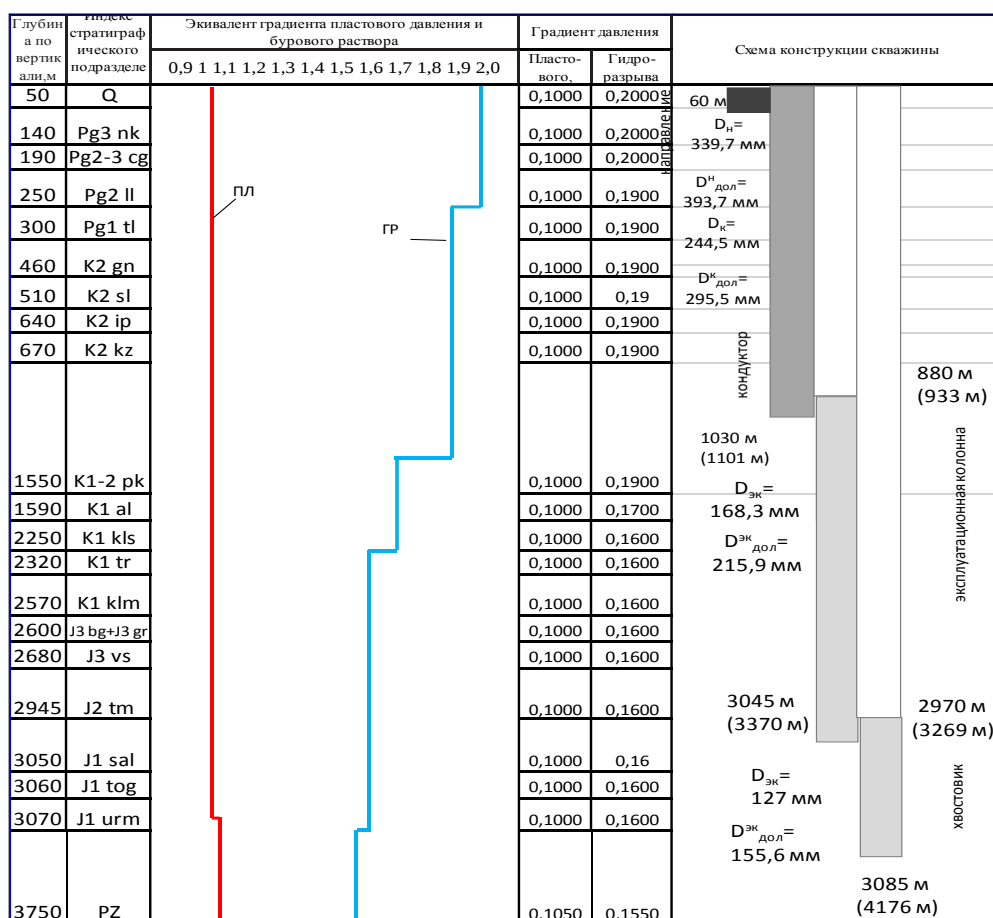


Рисунок 2 – График совмещенных давлений и схема конструкции скважины

2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

Рекомендуется спускать направление с учетом перекрытия четвертичных отложений на 10 м. Поскольку на рассматриваемом месторождении четвертичные отложения составляют 50 м, глубина спуска обсадной колонны принимается равной 60 м.

Спуск кондуктора определяется при наличии множества факторов. В том числе: расчет недопущения разрыва под башмаком в случае флюидоправления при дальнейшем бурении скважины. Расчетные глубины спуска кондуктора также показывает зоны, которые необходимо перекрыть для дальнейшей безаварийной проводки скважины. Расчетная глубина спуска кондуктора составила 1030 м. Исходные данные и результат расчета минимальной глубины спуска технической колонны представлены в таблице Б.2 приложения Б.

Эксплуатационная колонна проектируется до глубины по вертикали 3045 м (3370 м по стволу).

Интервал спуска хвостовика обоснован совокупностью нескольких факторов: необходимая протяженность горизонтального участка ствола, а также согласно правилам нефтяной и газовой промышленности, подвесное и герметизирующее устройство потайной колонны должно устанавливаться выше башмака предыдущей колонны не менее чем на 75 м для нефтяных скважин [2]. Итоговый интервал спуска хвостовика по вертикали 2970 м (3269-4176 м по стволу).

2.2.4 Выбор интервалов цементирования

В соответствии с требованиями «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» [2]:

- направление и кондуктор цементируются на всю длину – 0-60 м и 0-1030 м (1101 м по стволу);

- эксплуатационная колонны цементируются с учетом перекрытия башмака предыдущей обсадной колонны на 150 м – 880-3045 м (933-3370 м по стволу).
- хвостовик цементируется с учетом перекрытия башмака предыдущей колонны на не менее 75 м – 2790-3085 м (3269-4176 м по стволу)

2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Расчет диаметров скважины осуществляется снизу-вверх по известной методике [1]. Результаты расчетов конструкции скважины представлены в приложении Б таблице Б.3.

2.2.6 Проектирование обвязки обсадных колонн

При выборе противовыбросового оборудования и колонной обвязки необходимо учитывать величину давления опрессовки колонны $P_{оп}$, которое должно превышать возможное давления, возникающее при ГНВП и открытых фонтанов. Результаты расчетов приведены в приложении Б таблице Б.4.

С учетом полученных значений выбираем тип колонной обвязки колонн: ОКК2-35-168х245х324 К1 ХЛ.

Примем схему ОП5-350/80х35 с рабочим давлением 35 Мпа, условным диаметром прохода 350 мм и условным диаметром манифольда 80 мм.

2.3 Проектирование процессов углубления

Проектирование технологии процессов углубления включает в себя выбор типа породоразрушающего инструмента, режимов бурения, типов бурового раствора, конструкции бурильной колонны и компоновки её низа, гидравлической программы промывки.

2.3.1 Выбор способа бурения

Под направление выбирается роторный способ бурения, поскольку интервал мал и использовать ВЗД нерентабельно. Для бурения интервалов под

кондуктор и эксплуатационную колонну используется ВЗД, который обеспечит создание необходимой частоты вращения и максимальной механической скорости. Под хвостовик выбирается способ бурения с применением РУС, чтобы предупредить возникновение осложнений и аварий ввиду тяжелой компоновки и сложной траектории скважины.

Таблица 4 – Способы бурения по интервалам

Интервал бурения по стволу, м		Способ бурения
от	до	
0	60	роторный
60	1101	с применением ВЗД
1101	3370	с применением ВЗД
3370	4176	с применением РУС

2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Для строительства проектируемой скважины выбрано трехшарошечные долото для бурения интервала под направление, которое обеспечат устойчивость долота при бурении вертикального участка, PDC долота для интервалов бурения под кондуктор и эксплуатационную колонну, поскольку они позволяют обеспечить максимальное значение величины механической скорости бурения при минимальном количестве рейсов и облегчают процесс искривления скважины. Характеристики долот приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Характеристики породоразрушающего инструмента по интервалам

Интервал, м		0–60	60–1101	1101–3370	3370–4176
Шифр долота		393,7 GRD 111 Волгабурмаш	295,3 (11 5/8) FD 268SM- A72 Волга- бурмаш	215,9 (8 1/2) FD 377МН- A170 Волга- бурмаш	БИТ 155,6 BT 516 УС.195
Тип долота		Шарошечное	PDC	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		393,7	295,3	215,9	155,6
Тип горных пород		М	МС	СТ	Т
Присоединительная резьба	ГОСТ	3 152	3 152	3 117	3 88
	API	7 5/8	6 5/8	4 1/2	3 1/2
Длина, м		0,435	0,441	0,4	0,3
Масса, кг		180	90	24	12,2
Осевая нагрузка, тс	Рекомендуемая	32-40	2–15	5-15	8-16
	Предельная	42	17	15	18
Частота вращения, об/мин	Рекомендуемая	40–300	80-440	140-180	40-600
	Предельная	320	460	220	620

2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото

Результаты проектирования осевой нагрузки на ПРИ по интервалам представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Результаты расчета осевой нагрузки на долото

Параметр	Значение параметра			
Интервал, м	0-60	60-1101	1101-3370	3370-4176
Исходные данные				
Диаметр долота, см	39,37	29,53	21,59	15,56
Предельная нагрузка, тс	42	17	15	18
Результаты проектирования				
Допустимая нагрузка, тс	33,6	13,6	12,0	14,4
Проектная нагрузка, тс	3	8	12	8

2.3.4 Расчет частоты вращения долота

Для всех типов долот производится расчет из условия создания необходимой линейной скорости на периферии долота. После получения расчетных значений частот вращения долота производится сопоставление с фактическими значениями частоты вращения, применяемыми на производстве. Результаты представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Результаты расчета частоты вращения долота

Параметр	Значение параметра			
Интервал, м	0-60	60-1101	1101-3370	3370-4176
Исходные данные				
$V_{л}$, м/с	3,3	1,9	1,4	1,2
D_d	м	0,3937	0,2953	0,2159
	мм	393,7	295,3	215,9
Результаты проектирования				
n_1 , об/мин	160	123	124	147
$n_{стат}$, об/мин	60	140	180	220
$n_{проект}$, об/мин	60	140	180	180

где $V_{л}$ – рекомендуемая линейная скорость на периферии долота, м/с;

n_1 – оптимальная линейная скорость на периферии долота, об/мин;

$n_{проект}$ – проектная линейная скорость на периферии долота, об/мин.

2.3.5 Расчёт необходимого расхода бурового раствора

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 8.

Таблица 8 – Результаты расчета расхода бурового раствора

Параметр	Значение параметра			
Интервал	0-60	60-1030	1030-3045	3045-3085
Исходные данные				
$D_d, м$	0,3937	0,2953	0,2159	0,1556
K	0,65	0,5	0,4	0,3
K_k	1,45	1,32	1,118	1,25
$V_{кр}, м/с$	0,15	0,12	0,09	0,08
$V_M, м/с$	0,011	0,0083	0,0055	0,0042
$d_{от}, м$	0,127	0,127	0,127	0,127
$d_{мах}, м$	0,203	0,235	0,166	0,124
$d_{нмах}, м$	0,0222	0,0127	0,0111	0,0095
n	3	5	9	6
$V_{кпмин}, м/с$	0,5	0,5	1	1
$V_{кпмах}, м/с$	1,3	1,3	1,5	1,5
$\rho_{см} - \rho_p, г/см^3$	0,02	0,02	0,02	0,02
$\rho_p, г/см^3$	1,15	1,14	1,12	1,1
$\rho_n, г/см^3$	2,3	2,45	2,63	2,67
Результаты проектирования				
$Q_1, л/с$	79	34	15	6
$Q_2, л/с$	16	7	2,2	0,5
$Q_3, л/с$	55	28	24	6
$Q_4, л/с$	39	37	59	34
Области допустимого расхода бурового раствора				
$Q_{проект}, л/с$	16-79	7-37	2,2-59	0,5-34
Запроектированные значения расхода бурового раствора				
$\Delta Q, л/с$	72,2	57,6	36,1	18,4

где D_d – диаметр долота, м;

K – коэффициент удельного расхода жидкости на 1 м² забоя;

K_k – коэффициент каверзости;

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

V_M – механическая скорость бурения, м/с;

$d_{от}$ – диаметр бурильных труб, м;

$d_{H\max}$ – максимальный внутренний диаметр насадки (промывочных отверстий), м;
 n – число насадок (промывочных отверстий);
 $V_{к\text{пмин}}$ – минимально допустимая скорость восходящего потока, м/с;
 $V_{к\text{пmax}}$ – максимальная допустимая скорость восходящего потока, м/с;
 $\rho_{п}$ – плотность разбуриваемой породы, г/см³;
 $\rho_{р}$ – плотность бурового раствора, г/см³;
 $\rho_{см}$ – плотность раствора со шламом, г/см³;
 $S_{\max}$ – максимальная площадь кольцевого пространства, м²;
 Q_1 – расход промывочной жидкости для эффективной очистки забоя скважины, л/с;
 Q_2 – расход раствора при котором обеспечивается вынос шлама на поверхность, л/с;
 Q_3 – минимальный расход бурового раствора, исходя из условия предотвращения прихвата, л/с;
 Q_4 – минимальный расход раствора, исходя из условия создания необходимой скорости истечения из насадок долота, л/с.

2.3.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Тип забойного двигателя выбирается в зависимости от проектного профиля скважины, типоразмера долот, осевой нагрузки, плотности промывочной жидкости, удельного момента, обеспечивающего вращение долота и расхода бурового раствора. Результат проектирования параметров забойных двигателей по интервалам бурения представлен в приложение Б таблице Б.5.

Для интервала бурения 60–1030 метров (интервал бурения под кондуктор) выбирается винтовой забойный двигатель ДРУ-240РС (7/8) с регулируемым углом перекоса, который позволяет бурить как наклонно-направленные, так и прямолинейные интервалы, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы.

Для интервала бурения под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель ДРУ2-172РС, который обеспечивает высокий рабочий момент на долоте, что актуально при разрушении средних и твердых горных пород.

Для интервала бурения 3370–4176 м под хвостовик проектируется роторная управляемая система РУС PowerDrive vorteX 475, которая отвечает требованиям по диаметру, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения твердых горных пород. Позволяет бурить наклонно-направленные и прямолинейные интервалы интервал набора угла для добора зенитного угла до 90 градусов в продуктивном пласте без подъема инструмента

Технические характеристики ВЗД и РУС представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Технические характеристики запроектированных ВЗД и РУС

Двигатель	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Вес, кг	Расход жидкости, л/с	Число оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, кН·м	Мощность двигателя, кВт
ДРУ-240РС (7/8)	60-1101	240	8,57	2300	30-75	190-470	23	121-552
ДРУ2-172РС	1101-3370	172	5,0	1669	19-40	80-200	25,3	221-565
PowerDrive vorteX 475	3370-4176	137	9	1071	6,3-24	40-250	4,474	110-172

2.3.7 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны

Компоновки низа бурильной колонны выбираются из условия обеспечения реализации проектного профиля ствола скважины и ее конструкции.

Запроектированные компоновки низа бурильной колонны для бурения под каждый интервал представлены в таблицах Б.6 – Б.9 приложения Б.

Для определения коэффициента запаса прочности в клиновом захвате используется табличное значение Q_{TK} с применением коэффициента обхвата $C=0,9$.

В таблице Б.3 приложения Б представлены результаты расчета бурильных труб на напряжения в клиновом захвате. Результаты расчета бурильных колонн на прочность приведены таблице 10.

Таблица 10 – Результаты расчета бурильных колонн на прочность

Интервал, м Технологическая операция	Тип секции	Наруж. диам., мм	Внутр. диам., мм	Толщ. стенки, мм	Группа проч.	Тип замкового соединения	Длина, м	Масса, т			КЗП		
								1 м трубы	секции	на раст.	на выносл.	на растяж.	на статич. прочн.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Направление													
0-60 Бурение КНБК №1	Долото	393,7	—	—	—	—	0,4	—	0,157	0,157	—	—	—
	Наддолотный переводник	393,7	76,0	—	—	—	0,52	—	0,136	0,293	—	—	—
	Калибратор	393,7	80,0	—	—	—	1,3	—	0,473	0,766	—	—	—
	УБТ	203,2	100,0	—	Д	ЗЛ-197	8,3	0,2150	1,785	2,551	—	—	—
	БТ	127,0	108,6	9,2	е	ЗП-162-92	49,48	0,0312	1,545	4,095	2,25	>10	9,46
Кондуктор													
60-1101 Бурение КНБК №2	Долото	295,3	—	—	—	—	0,4	—	0,075	0,075	—	—	—
	Наддолотный переводник	219,0	76,0	—	—	—	0,52	—	0,136	0,211	—	—	—
	Калибратор	295,3	80,0	—	—	—	1,3	—	0,313	0,524	—	—	—
	Двигатель	244,5	—	—	—	—	8,63	—	2,347	2,871	—	—	—
	Обратный клапан	203,0	78,0	—	—	—	0,52	—	0,113	2,984	—	—	—
	Отклонитель	195,0	80,0	—	—	—	0,7	—	0,083	3,067	—	—	—
	ЗТС	195,0	140,0	—	—	—	4	—	0,500	3,567	—	—	—
	УБТ	178,0	90,0	—	Д	—	58,1	0,1454	8,448	12,01	—	—	—
	БТ	127,0	108,6	9,2	е	ЗП-162-92	1027	0,0312	32,06	44,07	—	5,42	2,94

Продолжение таблицы 10

Эксплуатационная													
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1101-3371 Бурение КНБК №3	Долото	215,9	—	—	—	—	0,3	—	0,041	0,041	—	—	—
	Калибратор	215,9	80,0	—	—	—	0,44	—	0,042	0,083	—	—	—
	Двигатель	176,0	—	—	—	—	5,33	—	0,780	0,863	—	—	—
	Отклонитель	178,0	80,0	—	—	—	1	—	0,150	1,013	—	—	—
	ЗТС	171,0	120,0	—	—	—	4	—	0,400	1,413	—	—	—
	УБТ	178,0	90,0	—	—	—	41,5	0,1454	6,034	7,447	—	—	—
	УБТ	178,0	90,0	—	—	—	41,5	0,1930	8,010	15,46	—	—	—
	БТ	127,0	108,6	9,2	Е	ЗП-162-92	3277	0,0312	102,31	117,76	—	2,16	1,12
Хвостовик													
3371-4176 Бурение КНБК №4	Долото	155,6	—	—	—	—	0,3	—	0,017	0,017	—	—	—
	Калибратор	155,6	70,0	—	—	—	0,44	—	0,042	0,059	—	—	—
	Двигатель	145,0		—	—	—	6,9	—	0,415	0,474	—	—	—
	Отклонитель	134,0	80,0	—	—	—	5,87	—	0,315	0,789	—	—	—
	Обратный клапан	121,0	72,0	—	—	—	0,44	—	0,030	0,819	—	—	—
	ЗТС	140,0	120,0	—	—	—	8	—	0,075	0,894	—	—	—
	БТ	88,9	70,1	9,4	л	ЗП-127-65	820	0,0217	17,82	18,71	1,21	9,25	4,69
	УБТ	89,0	76,2	—	—		42	0,0745	3,129	21,84	—	—	—
	БТ	88,9	70,1	9,4	л	ЗП-127-65	3292	0,0211	69,40	91,24	1,38	1,90	1,69

2.3.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Направление

Бурение интервала 0–30 м под направления производится бентонитовым буровым раствором с достаточной вязкостью и умеренной водоотдачей, т.к. верхняя часть разреза скважины представлена слабосцементированными песками и глинами. Такой раствор в отложениях неустойчивых песков формирует стабилизирующую эти породы фильтрационную корку. Разбуриваемые глины и

суглинки частично переходят в раствор, вызывая повышение вязкости и СНС, которые легко снижаются до нужных значений разбавлением водой.

При бурении интервала 60–1101 м под кондуктор рекомендуется использовать полимерглинистый буровой раствор на водной основе. Полимерглинистые буровые растворы на водной основе, содержащие высокомолекулярные полимеры линейного строения, в подавляющем большинстве случаев применяются при бурении верхних интервалов скважин (под кондуктор и техническую колонну), в основном сложенных из слабосцементированных песчаных горных пород, крепких пород (кондуктор). Характеризуется высокой гидрофильностью и псевдопластичностью – способностью разжижаться до вязкости, близкой к вязкости воды, при больших скоростях сдвига и загустевать при низких скоростях сдвига.

При бурении под эксплуатационную колонну и хвостовик основные проблемы, которые требуется решать, следующие: предупреждение поглощения раствора и ГНВП, набухание глин, а также относительное сохранение коллекторских свойств продуктивного пласта т.д. Для решения данных проблем выбирается раствор на углеводородной основе. Раствор на углеводородной основе применяются при бурении скважин с большим горизонтальным участком ствола скважины, в зоне пласта наблюдаются высокое давление насыщения, температура достигает 107 °С и газовый фактор также высок, а также для вскрытия продуктивного пласта.

В качестве утяжелителя применяется барит под интервал направления и кондуктора, а мраморная крошка для интервалов эксплуатационной колонны и хвостовика.

Для направления, кондуктора, эксплуатационной колонны и хвостовика используются химические реагенты компании ООО «ТКШ» (Schlumberger).

В таблице 11 представлены исходные данные и результаты расчета плотности бурового раствора.

Таблица 11 – Исходные данные и результаты расчета плотности бурового раствора

Интервал по стволу, м	Коэффициент репрессии	Пластовое давление, МПа	Глубина по вертикали, м	g, м/с ²	Плотность, г/см ³
0-60	1,16	0,6	60	9,81	1,192
60-1101	1,14	10,3	1030		1,162
1101-3370	1,12	30,45	3045		1,142
3370-4176	1,11	32,4	3085		1,188

Компонентные составы буровых растворов по интервалам бурения по интервалам представлены в таблицах 12-14.

Таблица 12 – Компонентный состав и требуемое количество химических реагентов глинистого раствора для бурения интервала 0-60 м

Наименование	Назначение	Масса, кг
1	2	3
M-I GEL SUPREME	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	4841
NaOH	Поддержание требуемого pH бурового раствора	68
Барит	Регулирование плотности	292
Na ₂ CO ₃	Связывание ионов кальция и магния	78
THINSMART	Снижение вязкости раствора при попадании глин и диспергируемой твердой фазы	97

Таблица 13 – Компонентный состав и требуемое количество химических реагентов полимерного раствора для бурения интервала под кондуктор

Наименование	Назначение	Масса, кг
1	2	3
NaOH	Поддержание требуемого pH бурового раствора	361
Na ₂ CO ₃	Связывание ионов кальция и магния	412

Продолжение таблицы 13

1	2	3
M-I GEL SUPREME	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	25776
POLYPAC R	Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств	206
POLYPAC UL	Регулятор фильтрации	516
LUBE-945	Снижение коэффициента трения в скважине	2578
Барит	Регулирование плотности	292

Таблица 14 – Компонентный состав и требуемое количество химических реагентов РУО раствора для бурения интервала под эксплуатационную колонну и хвостовик

Наименование	Назначение	Масса, кг	
		Эксплуатационная колонна	Хвостовик
Дизельное топливо	Углеводородная основа	546	300
Ca(OH) ₂	Источник кальция	11690	6425
MEGAMUL	Стабилизация эмульсии	1559	857
ENVIROTREAT	Гидрофобизация выбуренной породы, уменьшение расхода эмульгатора	780	428
VERSAMOD	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств	780	428
OPTISEAL I	Контроль фильтрации	1558	872
TRUVIS	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	6235	137
Мраморная крошка	Регулирование плотности	443	824

В таблице Б.11 приложения Б представлены результаты расчета потребного объема бурового раствора

Технологические параметры бентонитового, полимерного и рую растворов приведены в таблице 15.

Таблица 15 – Технологические показатели буровых растворов

Параметр	Значение параметра		
Тип бурового раствора	бентонитовый	полимерный (глинистый)	РУО
СНС ₁ , дПа	6-10	10-40	15-30
СНС ₁₀ , дПа	12-20	20-60	60-100
Условная вязкость, с	50-80	40-60	50-70
Водоотдача, см ³ /30 мин	<12	<6	<4
рН	8-8,5	8-10	8-10
П, %	<2,0	<0,5	<0,5
ДНС, дПа	12-20	50-90	40-125
ПВ, сПз	10-12	12-35	25-35

2.3.9 Разработка гидравлической программы промывки скважины

Гидравлические показатели промывки скважины, режимы работы буровых насосов, распределение потерь давления в циркуляционной системе представлены в таблицах 16-18 соответственно.

Таблица 16 – Гидравлические показатели промывки скважины

Интервал по стволу, м		Вид техно-логической опера- ции	Наименьшая скорость восхо- дящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с на см ² к.п.	Схема промывки	Гидромони- торные насад- ки		Скорость истечения, м/с	Мощность срабатываемая на долоте, кВт
от (верх)	до (низ)					количество, шт	диаметр, мм		
Под направление									
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0	60	бурение	0,44	0,059	комбинированная	2	20	114,8	646,6
Под кондуктор									
60	1101	бурение	0,919	0,084	комбинированная	13	16	95,5	347,5

Продолжение таблицы 16

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Под техническую колонну									
1101	3370	бурение	1,033	0,099	периферийная	9	9	96,2	196
Под эксплуатационную колонну									
3370	4176	бурение	0,992	0,097	периферийная	6	9,5	82,4	89,9

Таблица 17 – 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 цилиндров втулок, мм	допустимое давление, кгс/см ²	коэффициент наполнения	число двойных ходов в мин.	производительность, л/с	
0	60	бурение	УНБ-1180	2	90	170	275	0,85	110	36,08	72,16
60	1101	бурение	УНБ-1180	2	90	160	306	0,85	100	28,8	57,6
1101	3370	бурение	УНБ-1180	2	90	170	275	0,85	110	36,08	36,08
3370	4176	бурение	УНБ-1180	1	90	140	408	0,85	82	18,37	18,37

Таблица 18 – Распределение потерь давления в циркуляционной системе

Интервал по стволу, м		Вид техно- логиче- ской операции	Давление на стояке в конце интервала, кгс/см ²	Потери давления (в кгс/см ²) для конца интервала в				
				элементах КНБК		бурильной ко- лонне	кольцевом пространстве	обвязке буровой уста- новки
от (верх)	до (низ)			насадках долота	забойном двигателе			
0	60	бурение	105,8	89,6	0	5,6	0,6	10
60	1101	бурение	195,3	60,3	47,9	71,3	5,7	10
1101	3370	бурение	248,8	54,3	78,5	78,7	26,7	10
3370	4176	бурение	393,6	48,9	79,3	204,7	56,9	3,8

2.3.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Отбор керна не предусмотрен техническим заданием.

2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин

В данном разделе приводятся результаты расчетов обсадных колонн, конструирования обсадных колонн по длине, расчетов процессов цементирования, проектирования процессов испытания и освоения скважин, а также приводятся результаты расчетов технологической оснастки обсадных колонн.

2.4.1 Расчет обсадных колонн на прочность

В качестве продавочной жидкости применяется техническая вода ($\rho_{prod} = 1000 \text{ кг/м}^3$).

Согласно РД 39-00147001-767-2000 [3], при данных геологических условиях и возможных осложнениях необходимо использовать вязкоупругие буферные жидкости. Применяются для цементирования наклонно-направленных скважин, интервалов повышенной кавернозности и желобов, пластов, склонных к интенсивному поглощению вода ($\rho_{буф.} = 1050 \text{ кг/м}^3$).

Облегченный тампонажный раствор: плотность принимается равной из диапазона рекомендуемых значений – $\rho_{тр обл} = 1400 \text{ кг/м}^3$.

Тампонажный раствор нормальной плотности: плотность принимается равной из диапазона рекомендуемых значений – $\rho_{н тр} = 1820 \text{ кг/м}^3$.

Интервалы цементирования тампонажными растворами различной плотности представлены в приложении Б таблица Б.12.

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.

На рисунке 3 представлена схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности).

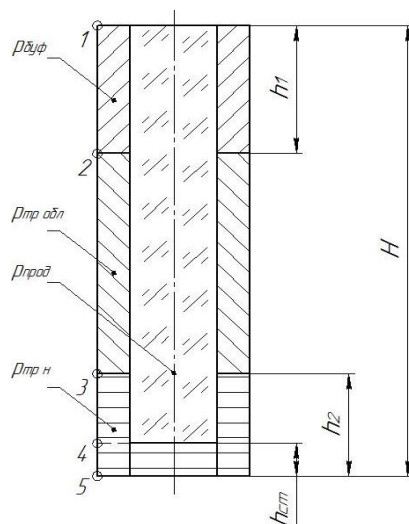


Рисунок 3 – Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении

На рисунке 4 представлена схема расположения жидкостей в эксплуатационной колонне в конце эксплуатации нефтяной скважины.

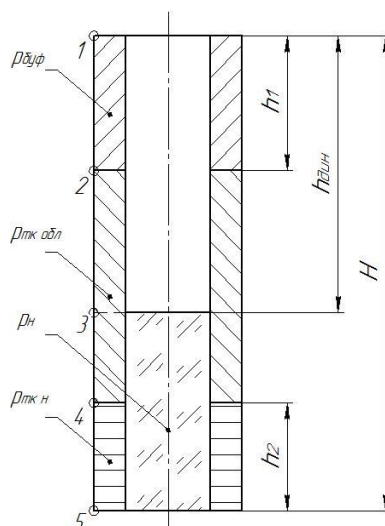


Рисунок 4 – Схема расположения жидкостей в эксплуатационной колонне в конце эксплуатации нефтяной скважины

Результаты расчета наружных избыточных давлений при цементировании кондуктора в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении представлены на рисунке 5.



Рисунок 5 – Эпюра наружных избыточных давлений для кондуктора

Результаты расчета наружных избыточных давлений при цементировании эксплуатационной колонны в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении представлены на рисунке 6.

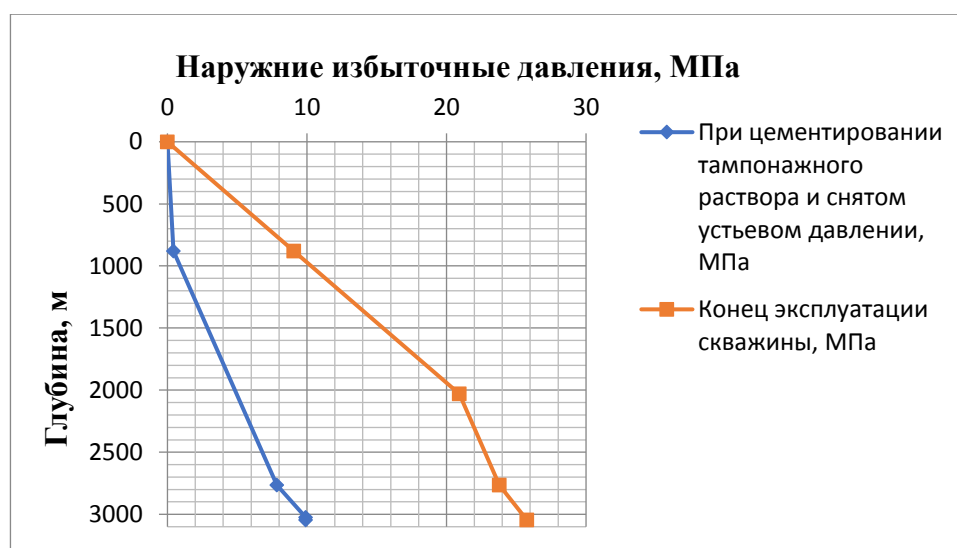


Рисунок 6 – Эпюра наружных избыточных давлений для эксплуатационной колонны

Результаты расчета наружных избыточных давлений при цементировании хвостовика в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении и в конце эксплуатации скважины представлены на рисунке 7.

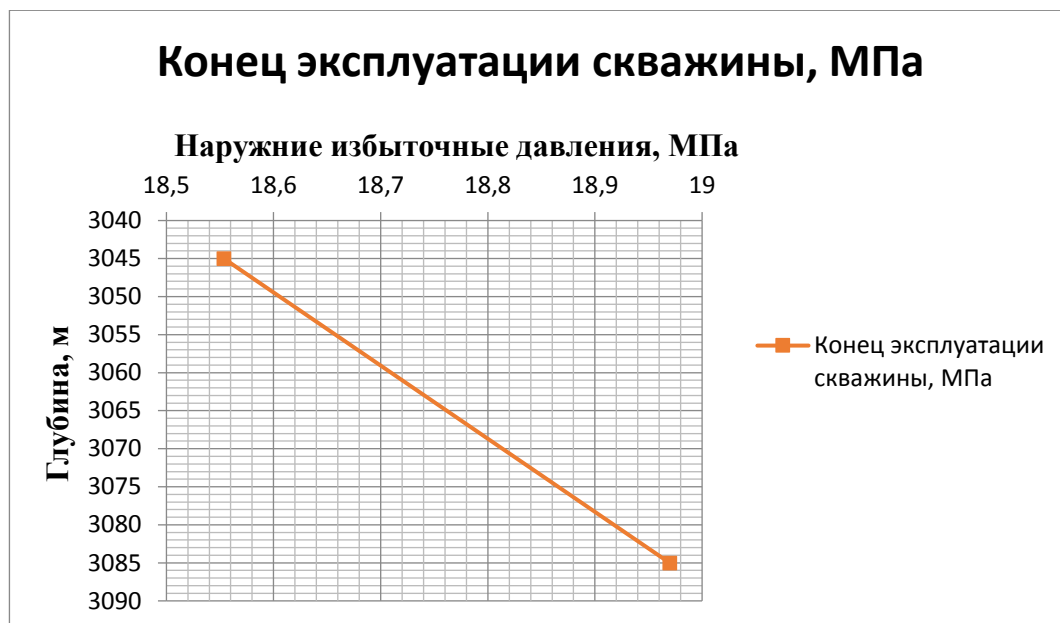


Рисунок 7 – Эюра наружных избыточных давлений для хвостовика

2.4.1.2 Расчет внутренних избыточных давлений

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

На рисунке 8 представлена схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности).

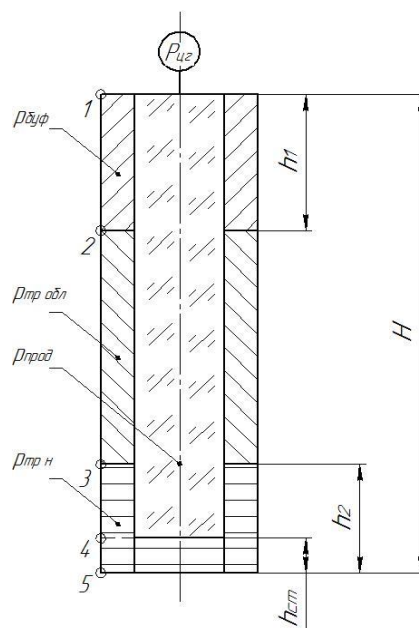


Рисунок 8 – Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения

На рисунке 9 представлена схема расположения жидкостей при опрессовке обсадной колонны (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности).

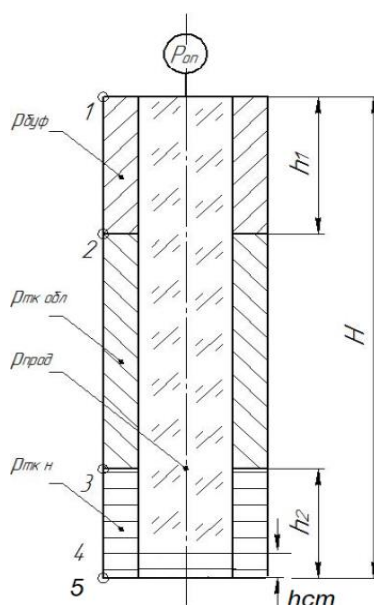


Рисунок 9 – Схема расположения жидкостей при опрессовке обсадной колонны

Результаты расчета внутренних избыточных давлений при цементировании кондуктора в конце продавки тампонажного раствора и опрессовке обсадной колонны представлены на рисунке 10.



Рисунок 10 – Эпюры внутренних избыточных давлений для кондуктора

Результаты расчета внутренних избыточных давлений при цементировании эксплуатационной колонны в конце продавки тампонажного раствора и опрессовке обсадной колонны представлены на рисунке 11.

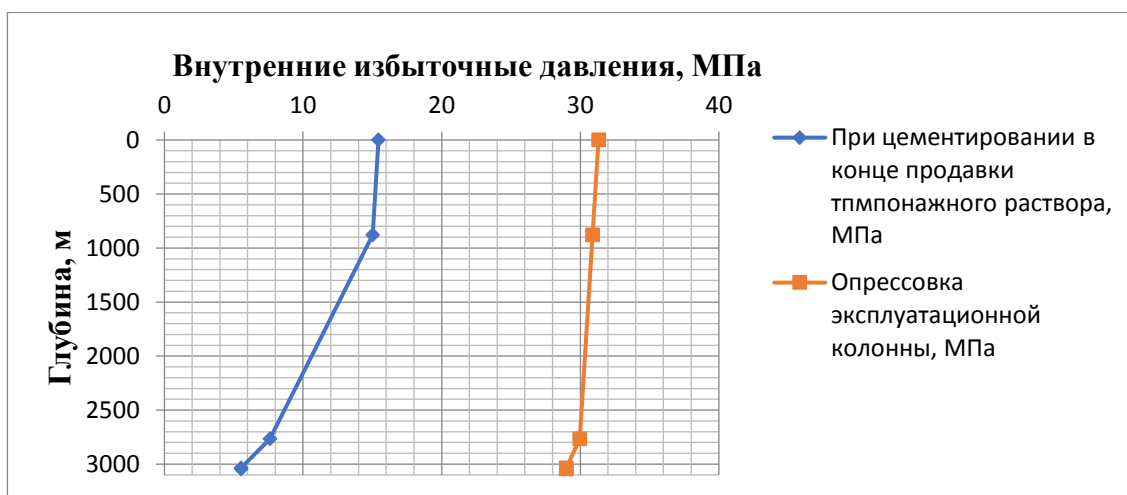


Рисунок 11 – Эпюры внутренних избыточных давлений для эксплуатационной колонны

Результаты расчета внутренних избыточных давлений при цементировании хвостовика в конце продавки тампонажного раствора и опрессовке обсадной колонны представлены на рисунке 12.

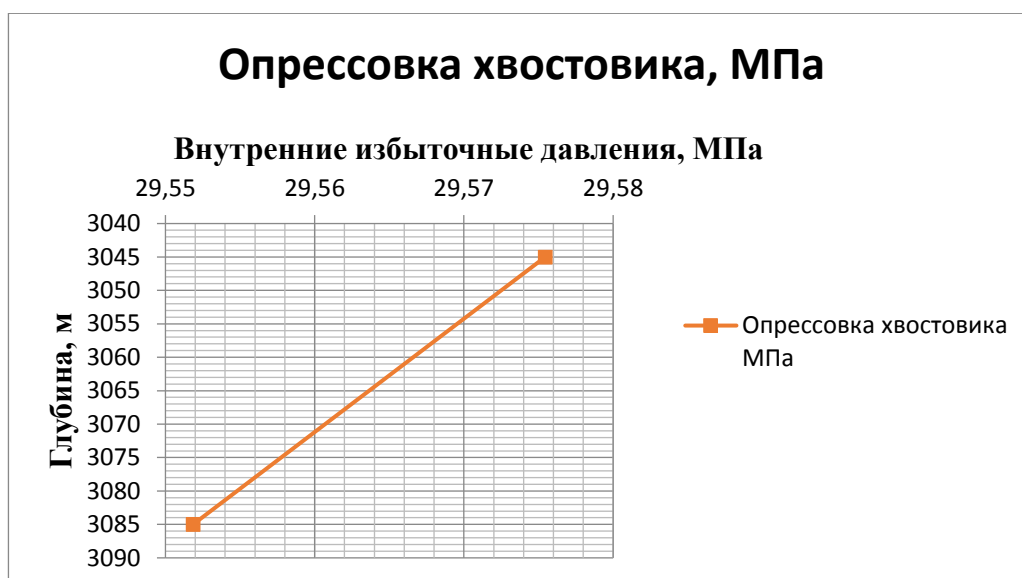


Рисунок 12 – Эпюры внутренних избыточных давлений для хвостовика

2.4.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине

Характеристики рассчитанных секций обсадных колонн представлены в таблице 19.

Таблица 19 – Характеристика секций обсадных колонн

№ сек-ций	Тип резьбо-вого со-едине-ния	Группа прочнос-ти	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
					1 м трубы	секций	суммарный	
	Направление							
1	ОТТМ	Д	8,5	60	67,2	4032	4032	0-60
	Кондуктор							
1	ОТТМ	Д	7,9	1101	47,2	45581,4	45581,4	0-1101
	Эксплуатационная колонна							
1	ОТТГ	Д	10,6	3370	41,4	140192	140192	0-3370
	Хвостовик							
1	ОТТГ	Д	7,5	806	22,1	17812,6	17812,6	3370-4176

2.4.2 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Таблица 20 – Технологическая оснастка обсадных труб

Название колонны, D _{усл} , мм	Наименование, Шифр, типоразмер	Интервал установки, м		Количество элементов на интервале, шт	Суммарное количество, шт
Направление, 324	БКМ-324	60	60	1	1
	ЦКОД-324	50	50	1	1
	ЦПЦ 324/394	0	60	2	2
	ПРП-Ц-В-324	50	50	1	1
Кондуктор, 245	БКМ-245	1101	1101	1	1
	ЦКОДУ-245	1091	1091	1	1
	ЦПЦ 245/295	0	60	1	36
		60	1101	35	
	ПРП-Ц-В-245	1091	1091	1	1
Эксплуатационная, 168	БКОК-168	3370	3370	1	1
	ЦКОДУ-168	3360	3360	1	1
	ЦПЦ 168/216	0	1101	22	112
		1101	3152	68	
		3152	3370	22	
	ЦТ 168/216	1101	3141	102	125
		3141	3370	23	
	ПРП-Ц-Н-168	3360	3360	1	1
	ПРП-Ц-В-168	3360	3360	1	1
Хвостовик 127	БКОК-127	4176	4176	1	1
	ЦКОДУ-127	4166	4166	1	1
	ЦПЦ 127/155	3269	4176	91	91
	ЦТ 127/155	3269	4176	91	91
	ПРП-Ц-Н-127	4166	4166	1	1
	ПРП-Ц-В-127	4166	4166	1	1
	ПХНВ1. 127/168- 114-УИФ ОТТМ	3269	33269	1	1

2.4.3 Расчет и обоснование параметров цементирование скважины

2.4.3.1 Обоснование способа цементирование

Результаты проверки условия недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора представлены в таблице 21.

Таблица 21 – Результаты проверки условия недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора

Параметр	Эксплуатационная колонна
$P_{гс\text{ кп}}$, МПа	44,439
$P_{гд\text{ кп}}$, МПа	4,381
$P_{гр}$, МПа	48,82
Проверка условия	$48,82 < 50,23$ (условия выполняется)

Условия выполняется, следовательно, проектируется одноступенчатое цементирование.

2.4.3.2 Определение необходимых количеств компонентов буферной жидкости и тампонажных растворов

По опыту цементировочных работ в рецептуру тампонажных растворов необходимо включать нитрилотриметилфосфоновую кислоту (НТФ), являющейся добавкой, повышающей время загустевания тампонажного раствора. Рекомендуемый расход НТФ составляет 0,41 кг/м³.

В качестве буферной жидкости рекомендуется использовать водные растворы материалов буферных порошкообразных «МБП-СМ» (обладает хорошей моющей способностью) и «МБП-МВ» (обеспечивает улучшенный смыв глинистой корки со стенок скважин) в пропорции 1 к 4 по объему буферной жидкости. Причем расход «МБП-СМ» составляет 70 кг/м³, а «МБП-МВ» – 15 кг/м³.

Результаты расчета необходимых количеств компонентов буферной жидкости и тампонажных растворов представлены в таблице 22.

Таблица 22 – Количество основных компонентов тампонажной смеси и необходимых объемов технологических жидкостей

Наименование жидкости	Объем жидкости, м ³		Плотность жидкости, кг/м ³	Объем воды для приготовления, м ³		Наименование компонента	Масса компонента, кг
Буферная жидкость	6,6	1,32	1100	5,9	1,18	МБП-СМ	92,4
		5,28	1100		4,72	МБП-МВ	79,2
Продавочная жидкость	58,79		1000	58,79		-	-
Облегченный тампонажный раствор	48,16		1400	18		ПЦТ-III-Об(4-6)-100	39680
						НТФ	19,75
Нормальной плотности тампонажный раствор	7,32		1820	4,39		ПЦТ - II - 150	9670
						НТФ	3

2.4.3.3 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования

Вместительность бункера смесителя для УС 6-30 равна: для облегченного раствора – 10 тонн, для «тяжелого» – 13 тонн.

В связи с тем, что облегченный тампонажный раствор и раствор нормальной плотности не должны смешиваться, расчет количества цементосмесительных машин ведется для каждого цемента отдельно.

В таблице 23 представлены результаты расчета необходимого количество цементировочного оборудования.

Таблица 23 – Результаты расчета необходимого количество цементировочного оборудования

Интервал	Количество цементосмесительных машин для облегченного тампонажного раствора	Количество цементосмесительных машин для тампонажного раствора нормальной плотности
Эксплуатационная колонна	4	1

Таким образом для проведения операций по цементированию скважины понадобится три цементосмесительных машин для облегченного тампонажного раствора и одна для тампонажного раствора нормальной плотности. Схема обвязки цементировочной техники представлена на рисунке 13.

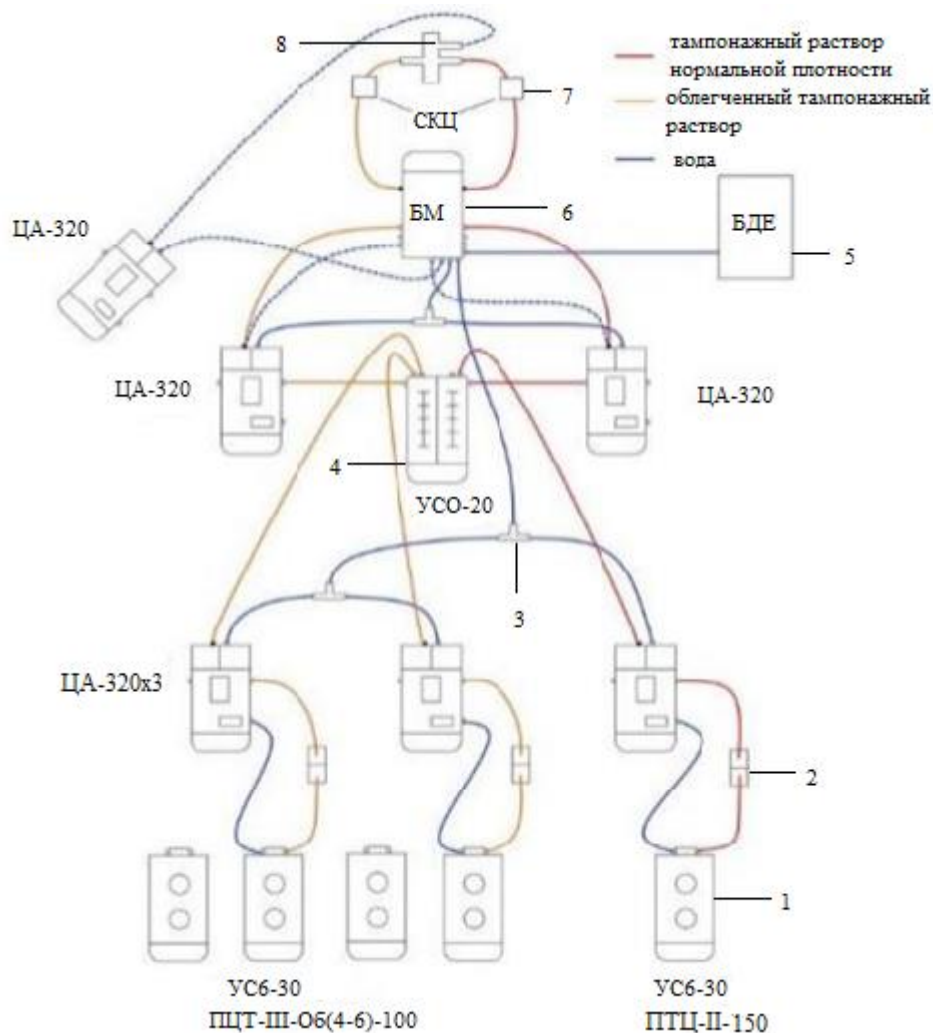


Рисунок 13 – Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования:

1 – цементосмесительная машина типа УС 6-30; 2 – бачок затворения;
3 – тройник; 4 – установка смесительная осреднительная типа УСО-20; 5 – блок дополнительных емкостей; 6 – блок манифольда; 7 – станция контроля цементирования; 8 – цементировочная головка

2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважины

2.4.4.1 Выбор жидкости глушения

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

Для предотвращения набухания глин и в последствии кольтматации призабойной зоны пласта целесообразно использовать жидкость глушения на основе хлористого калия KCl.

Плотность жидкости глушения определяется для газового пласта, который будет подвержен испытанию по формуле 1.

$$\rho_{ж.г.} = \frac{(1+k) \cdot P_{пл}}{g \cdot h} = 1070,34 \text{ кг/м}^3, \quad (1)$$

Требуемый объем жидкости глушения определяется как объем обсаженного ствола скважины и умножается на 2 по формуле 2 [2].

$$V_{ж.г.} = 2 \cdot (V_{вн}^{168,3} + V_{вн}^{139,7}) \quad (2)$$

где $V_{вн}^{168,3}$ – внутренний объём цементируемой ЭК;
 $V_{вн}^{139,7}$ – внутренний объём цементируемого хвостовика.

$$V_{ж.г.} = 2(V_{внхв} + V_{внэк.}) = 2(7,94 + 57,24) = 130,36 \text{ м}^3$$

2.4.4.2 Выбор типа перфоратора и расчет количества рейсов

Для проведения перфорации на данной скважине используется вторичное вскрытие в обсаженной скважине, осуществляющееся с помощью перфорации обсадной колонны.

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

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

Протяженности интервала перфорации составляет 700 м.

Для проведения перфорации на данной скважине используется кумулятивный корпусный перфоратор многократного использования ПГМ102СТ. Спускается в скважину на НКТ. Монтаж компоновки: перфоратор, пакер, циркуляционный клапан, промывочный патрубок. Максимальная длина длинна сборки 300 м. Для качественного вторичного вскрытия предлагается использовать способ чередования модулей, снаряженных зарядами ГП (глубокое пробиение) и БО (большое отверстие). На следующем этапе проводится спуск и привязка к точке, затем устанавливаются пакеры и опрессовывается, а после понижение уровня перед перфорацией, создание депрессии при перфорации и инициатива перфоратора. Данный прибор является генератором-перфоратором, который используется не только для вторичного вскрытия, а также одновременной термогазодинамической обработки с целью улучшения гидродинамической связи пласта со скважиной. Для улучшения очистки перфорируемых отверстий рекомендуется провести свабирующие и кислотную ванну. В приложении Б таблице Б.13 приведены заряды, используемые для перфорации.

2.4.4.3 Способ и технические средства вызова притока

Согласно ТЗ запроектирован способ вызова притока – свабирующие (поршневание). Современные методики освоения буровых включают в себя свабирующие нефтяных скважин. Процесс проводится, как самостоятельное освоение методом уменьшения уровня жидкости в буровой. Основной элемент системы – сваб (поршень), имеющий одну или несколько манжет, которые функционируют, как обратный клапан. Уровень жидкости в нефтяной скважине понижается за счет этой комплектующей. Сваб оборудован обратным клапаном, грузовыми штангами и манжетами для уплотнения.

Выбираем комплекс оборудования для свабирующих скважин «СВАБ-1» предназначен для выполнения одноименных технологических операций. Свабирующие проводят:

- Для удаления бурового раствора.
- После кислотной обработки (для удаления кислоты).

- После проведения гидроразрыва – очистка скважины.
- После перфорирования – для удаления обломков, шлама и увеличения притока.
 - Для выявления динамического положения уровня жидкости в скважине – определение глубины установки насоса.
 - Для определения восстанавливаемости скважины и расчета требуемой продуктивности глубинного насоса.
 - После задавливания скважины: смена тяжелой жидкости на нормальную и выравнивания давления.
 - Для запуска скважины путем перепада давления.
 - Для определения притока жидкости после перфорирования.
 - Для разгрузки газовой скважины и удаления жидкости, которая снижает или полностью останавливает добычу газа.
 - В новой скважине по обсадной колонне свабируют для удаления жидкости, даже до того как было проведено какое-либо закачивание.
 - Очистка скважины после проведения ГРП.

Комплекс оборудования для свабирования скважин состоит из двух основных частей:

- Устьевое оборудование
- Скважинная часть комплекса.

В состав устьевого оборудования входят следующие функциональные узлы:

- Тройник-разрядник ТЗ.5 00.00.000
- Превентор плащечный механический ПЗ.5 00.00.000
- Скважинный лубрикатор ЛЗ.5-00.00.000
- Сальниковый очиститель МЕГА-АС 00.00.000
- Ручной гидравлический насос Н-1 00.00.000
- Рукав высокого давления РВД-00.00.000

В состав скважинной части комплекса входит: тросовая головка ТГ-1 , вертлюг ВР-1, грузовая штанга ГШ-1, ударный ясс УЯ-1, держатель мандрели ДМ-1, мандрель верхняя TV, мандрель нижняя TUF, манжета R-30, манжета TUF.

Технические характеристики сваба приведены в таблице Б.14 приложения Б.

2.4.4.4 Выбор типа фонтанной арматуры

В соответствии с ГОСТ 33846-89 [] проектируется арматуру фонтанная АФ1-80/65х35.

2.5 Выбор буровой установки

На основании расчета веса эксплуатируемых бурильных и обсадных колонн, а также глубины бурения проектируется использование буровой установки БУ 4000/250 ЭК-БМЧ. При проведении расчетов также учитывается проектируемый силовой верхний привод от предприятия SLC Group, масса которого составляет 9,8 т. Результаты проектирования и выбора буровой установки представлены в таблице 24.

Таблица 24 – Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины

БУ 4000/250 ЭК-БМЧ			
Максимальный вес бурильной колонны с СВП, тс ($Q_{бк} + Q_{свп}$)	121,57	$[G_{кр}] \times 0,6 \geq Q_{бк} + Q_{свп}$	$150 > 121,57$
Максимальный вес обсадной колонны с СВП, тс ($Q_{об} + Q_{свп}$)	140,192	$[G_{кр}] \times 0,9 \geq Q_{об} + Q_{свп}$	$225 > 140,192$
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ($Q_{пр}$)	158,0	$[G_{кр}] / Q_{пр} \geq 1$	$250/158,0=1,58 > 1$
Допустимая нагрузка на крюке, тс ($G_{кр}$)	250		

Геолого-технический наряд представлен в приложении Г.

3 Техника и технология бурения на депрессии

3.1 Определение бурения на депрессии. Область применения

Бурение скважин на депрессии - это технология бурения с отрицательным дифференциальным давлением (а иногда и при равенстве давлений) в системе скважина-пласт, когда пластовое давление превышает давление столба жидкости в скважине [4].

Неустойчивость некоторых призабойных зон приводит к малому предельно допустимому скелетному напряжению, в связи с чем разрешенный уровень депрессии может колебаться в самых широких пределах, а в отдельных случаях – и вовсе являться недопустимым. Последнее относится, прежде всего, к уже истощенным крупным месторождениям (особенно газоконденсатным и газовым), где падение пластового давления к первоначальному уровню доходит до 3-4 раз. Тем не менее, использование технологии депрессивного бурения возможно и на них – но лишь с учетом величины коэффициента аномального давления пластов (k_a) в зависимости от глубины.

Согласно редакции, (от 1 января 2017 года) Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности, разрешается проведение буровых работ с регулированием дифференциального давления в системе скважина – пласт. Ст.213. При бурении с давлением на забое меньшим, чем пластовое давление, депрессия на стенки скважины должна быть не более 15% эффективных скелетных напряжений (разница между горным и поровым давлением пород).

В интервалах, сложенных глинами, аргиллитами, глинистыми сланцами, солями, склонными к потере устойчивости и текучести, плотность, фильтрация, хим. состав бурового раствора устанавливаются исходя из необходимости обеспечения устойчивости стенок скважины.

Однако в одних случаях допустимая депрессия в 10–15 % эффективных скелетных напряжений будет пренебрежимо мала, в других – очень велика, а в третьих – бурение на депрессии вообще недопустимо. Для определения области применения технологии бурения на депрессии приведен расчет ее допу-

стимого значения $\Delta p_{\text{деп}}$ на пласты, залегающие на глубине от 500 до 4500 м, при коэффициентах $k_{\text{аномальности}}$ пластового порового давления от 0,25 до 2,0 (табл. 3.1). При значениях коэффициента аномальности пластового давления 0,25–0,50, характерных для некоторых крупнейших истощенных газовых и газоконденсатных месторождений и ПХГ России (Уренгойское ГКМ, Ставропольское, Пунгинское ПХГ и др.), бурение на депрессии целесообразно вести с глубин более 1000 м. Причем с ростом глубины более 2000 м нет необходимости поддерживать депрессию, равную предельно допустимой, т.е. $\Delta p = 0,1(p_{\text{гор}} - p_{\text{пл}})$, так как ее значение превышает 3,1–2,6 МПа. При таких депрессиях может произойти разрушение околоствольной зоны вскрываемого пласта, а также могут возникнуть условия, осложняющие нормальный процесс бурения. Следовательно, в условиях АНПД применение технологии бурения на депрессии реально только с глубины 1000 м и более. При глубине бурения более 1500 м необходимо уменьшать депрессию ниже 10 % эффективных скелетных напряжений горных пород. В условиях АВПД реализовать бурение на депрессии возможно с глубин более 2500 м при $k_a = 1,5$, а также с глубин более 4000 м при $k_a = 2,0$ [5].

Таблица 3.1

Изменение допустимой депрессии $\Delta p_{\text{деп}} = 0,1 (p_{\text{гор}} - p_{\text{пл}})$, МПа, на пласты горных пород в зависимости от глубины и пластового давления

Глубина, м	Средняя плотность массива горных пород $\rho_{\text{гор}}$, МПа	Горное давление $p_{\text{гор}}$, МПа	$\Delta p_{\text{деп}} = 0,1 (p_{\text{гор}} - p_{\text{пл}})$, МПа, при различных $k_a = p_{\text{пл}}/p_{\text{гст}}$				
			0,25	0,5	1,0	1,5	2,0
500	1670	8,2	0,70	0,57	0,33	0,08	—
1000	1700	16,7	1,4	1,2	0,7	0,2	—
1500	1750	25,8	2,2	1,8	1,1	0,4	—
2000	1820	35,7	3,1	2,6	1,6	0,6	—
2500	1900	46,6	4,0	3,4	2,2	1,0	—
3000	2000	58,9	5,2	4,4	2,9	1,5	0,01
3500	2150	73,8	6,5	5,7	4,0	2,2	0,5
4000	2300	90,3	8,0	7,1	5,1	3,1	1,2
4500	2400	105,9	9,5	8,4	6,2	4,0	1,8

Рисунок 14 – Зависимость депрессии от глубины и давления

3.2 Достоинства и недостатки.

Достоинства:

- Оптимизация доступа к пласту – уменьшение зоны повреждения и кольматации за счет того, что зона проникновения фильтрата бурового раствора в ПЗП очень мала.
- Улучшение качества замеров во время бурения, связанное с малым проникновением фильтрата бур. р-ра в ПЗП.
- Снижение стоимости скважины – не нужна стимуляция, при вскрытии пласта, скважина уже начинает работать и не требует дополнительных затрат для стимуляции притока флюида.
- Добыча во время бурения = Прибыль – при проходке по горизонтальному участку ствола, скважина работает и параллельно с бурением уже добывают флюид.
- Увеличение механической скорости бурения - т.к. отсутствует гидростатическое давление на забой, а наоборот, пластовое давление помогает улучшить вынос шлама.

Недостатки:

- Проблемы в оценке и проектировании скважины, а именно малое количество опыта в выборе пластов, подходящих под данную технологию, недостаток точной информации о давлениях, отсутствие опыта в решении возникающих проблем. Усложнение скважинной механики.
- Сложность внедрения технологии из-за: отсутствия опытного персонала, проблематичности контроля за раствором и высокой аварийности бурения на депрессии, а также вопросов оборудования.
- Ценовые вопросы.

3.3 Технология бурения (алгоритм действий, с акцентом на отличия от традиционного бурения).

На текущем этапе развития техники и технологии основной объем бурения скважин ведется в условиях превышения забойного давления над пластовым.

В соответствии с требованиями действующих Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности созданное столбом раствора гидростатическое давление на забое скважины должно превышать проектные пластовые давления на величину не менее:

- 10 % для скважин глубиной до 1200 м (интервалов от 0 до 1200 м);
- 5 % для интервалов от 1200 м до проектной глубины [6].

Преимуществом метода вскрытия пластов на репрессии является сравнительная простота его реализации. То есть для вскрытия продуктивных горизонтов не требуется никаких специальных технологий или технических средств, для этого достаточно применения стандартного противовыбросового оборудования и успешного регулирования параметров промывочной жидкости.

К недостаткам бурения на превышении давления следует отнести:

- снижение ФЕС пород, слагающих коллектор в прискважинной зоне вследствие проникновения в них дисперсной фазы и дисперсионной среды промывочных жидкостей:
- поглощения промывочных жидкостей под действием перепада давления, действующего со стороны ствола скважины:
- потенциальную опасность возникновения прихватов бурильной колонны вызванных дифференциальным давлением, действующим на стенки скважины против интервалов проницаемых пород:
- снижение механической скорости разрушения горных пород на забое скважины, обусловленное избыточным давлением столба промывочной жидкости.

Технология бурения на репрессии:

- 1) Произвести сборку КНБК, спустить инструмент до глубины на одну свечу выше башмака обсадной колонны.
- 2) Провести инструктаж по ТБ и планируемым работам относительно возобновления циркуляции.
- 3) Возобновить циркуляцию, постепенно выходя на режим, до достижения требуемого расхода.
- 4) Плавное довести долото до забоя, начав бурение.

Технология наращивания на репрессии:

- 1) Пробурить интервал глубиной в 1 свечу с текущими оборотами и расходом раствора. (или, когда ведущая труба войдет в ротор на всю длину)
- 2) Увеличить расход раствора и обороты до максимума.
- 3) Проработать ствол скважины на 1 свечу на подъеме и на спуске, выдержав паузу в верхней точке свечи, чтобы минимизировать «столкновение потоков». Если инструмент идет туго - повторить
- 4) Выключить насосы.
- 5) При вращении снять отсчеты веса и момента над забоем
- 6) Отключить вращение.
- 7) Снять отсчеты для осевых нагрузок при подрыве и при прослаблении (при выключенных насосах).
- 8) Подвешать бурильную колонну с помощью клиньев на столе ротора (или, поднять бурильную колонну на длину ведущей трубы, подвешать на клинья)
- 9) Отвентить СВП от колонны. (или, ведущую трубу, вместе с вертлюгом спустить ее в шурф)
- 10) Нарастить колонну, путем привинчивания к ней двухтрубной или трехтрубной свечи (двух или трех свинченных между собой бурильных труб).
- 11) Снять колонну с клиньев, плавно запустить насосы, довести долото до забоя и продолжить бурение. (или, снять колонну с клиньев, спустить в скважину на длину свечи, подвешать с помощью клиньев на стол ротора, под-

нять из шурфа ведущую трубу с вертлюгом, привентить ее к бурильной колонне, освободить колонну от клиньев, довести до забоя, запустив насосы и продолжить бурение).

В бурение с контролем давления используется не просто раствор, а азот, для насыщения раствора газом, для его облегчения.

Технология бурения на депрессии:

1) Произвести сборку КНБК, спустить инструмент до глубины на одну свечу выше башмака обсадной колонны.

2) Провести инструктаж по ТБ и планируемым работам относительно возобновления циркуляции.

3) Демонтировать под роторную юбку, затем установить подшипниковый узел согласно процедуре. Установить первый обратный клапан в колонну бурильных труб, после чего определить текущий уровень промывочной жидкости в растворе с помощью эхо метра.

4) Произвести СПО КНБК в открытый ствол (возобновление циркуляции с КНБК, находящейся в обсадной колонне, может привести к повреждению её элементов). Перенаправить поток из скважины на линию с оборудованием MPD, зафиксировать объём бурового раствора в емкостях и приступить к подаче мультифазной жидкости согласно процедуре, описанной ниже.

5) Начать подачу азота, постепенно повышая производительность до достижения 50% от давления на стояке (при этом ведущая бурильная труба или квадрат должны находиться в верхнем положении).

6) Запустить буровой, постепенно выходя на режим до достижения XXX л/с и продолжить закачку смеси бурового раствора с азотом до получения жидкости на поверхности (циркуляции).

7) Соотношение бурового раствора и азота будет регулироваться согласно состоянию (параметрам) скважины и инструкциям инженера по бурению с управлением давлением. Изменение соотношения выполняется ступенчато. Инженер по растворам будет вовлечен в процесс, чтобы управлять выходом

бурового раствора. Необходимо постоянно отслеживать общий уровень в емкостях.

8) После получения стабильного выхода раствора на поверхности, необходимо промывку до выравнивания параметров промывочной жидкости.

9) После стабилизации системы необходимо зафиксировать следующие параметры: давление на манифольде, давление на линии подачи газа, давление в затрубе, крутящий момент, вес на крюке, вес инструмента на майна через уплотнительный элемент, вес инструмента на вира через уплотнительный элемент, общий уровень в емкостях.

10) Продолжить спуск инструмента через подшипниковый узел. После спуска долота на забой, возобновить циркуляцию и выровнять параметры бурового раствора, начать бурение.

Процедура наращивания при бурении на равновесии, с контролем давления отличается от бурения на репрессии. При бурении на репрессии операции более просты, чем на равновесии.

Технология наращивания на депрессии:

1) После бурения свечи продолжить циркуляцию, расходить инструмент и подняться на 3 метра над забоем.

2) Остановить буровые насосы и продолжить подачу в инструмент азота (1 или 2 минуты в зависимости от расстояния до места установки ближайшего обратного клапана в бурильном инструменте). Когда замещение произведено, остановить подачу азота (открыть задвижку на байпасс на линии подачи азота).

3) Для поддержания постоянного значения забойного давления необходимо набрать требуемое противодействие на дроссельной задвижке управления давлением, рассчитанное в программном обеспечении.

4) Открыть задвижку на манифольде азотной линии и стравить давление на стояке через сепаратор.

5) После того как давление на стояке достигло нулевой отметки необходимо убедиться в исправности последнего установленного открытием задвижки для стравливания давления на стояке.

6) Если возникают какие-либо проблемы в процессе процедуры наращивания, и насосы выключены более 15 минут необходимо следовать процедурам при длительных простоях:

7) Закрыть задвижку для стравливания давления со стояка, а также задвижку для проверки давления.

8) Запустить насосы в половину рабочего литража.

9) Открыть задвижку на линии нагнетания азота.

10) Закрыть задвижку на байпасе азотной линии (Подача азота осуществляется в буровой манифольд).

11) Постепенно увеличивать расход на буровых насосах для предотвращения нарушения стабильности ствола скважины.

12) После того как скважина будет стабилизирована (для чего возможно потребуется осуществить промывку скважины до полного выхода забойной пачки), записать все параметры и сравнить их с параметрами до наращивания.

13) Спустить инструмент до забоя и продолжить бурение.

3.4 Циркуляционная система бурового раствора при бурении на депрессии: особенности.

Выходящая из скважины 14 промывочная жидкость через задвижки устьевой крестовины выкидной линии и отводной обратный клапан 11 поступает в герметизированный циклонный сепаратор 1 высокого давления, где происходит отделение шлама. Из сепаратора 1 жидкость с газом поступает в емкость 2 авторегулирования устьевого давления. В емкость 2 из баллонов 5 подается инертный газ, который занимает объем 8 с избыточным давлением p_1 , равным избыточному давлению на устье скважины 14. Уровень промывочной жидкости контролируется системой автоматики 3, 4, 7, 22, 23.

При проявлении из пласта объем газированной жидкости в емкости авторегулирования увеличивается и уровень ее поднимается. Объем газа уменьшается, а давление его возрастает и передается на устье. Увеличение устьевое давления передается на забой скважины, и приток флюида из пласта прекращается.

В ГСЦ предусматриваются контроль и регистрация расхода и давления промывочной жидкости 12 и 6 в нагнетательном манифольде и на выходе из скважины. Сброс шлама из сепаратора 1 и избытка промывочной жидкости в амбар 19 осуществляется через задвижки 20, а сброс газа через ДЗУ4 – на факельную линию. Устье скважины 14 по трубопроводам 15 и 17 обвязывается с выкидной линией аварийным и рабочими отводами и стандартным блоком дросселирования 18. Линия 16 служит для долива скважины. Промывочная жидкость из емкости 2 поступает через ДЗУ 22 на прием буровых насосов по трубопроводу 21. Предусмотрен также сброс жидкости в емкости 10 стандартной циркуляционной системы через ДЗУ 23. На устье скважины вместе с ПВО устанавливается вращающийся превентор 13. Дозирующий насос 9 служит для ввода под давлением во всасывающую часть ГСЦ необходимых химических реагентов [5].

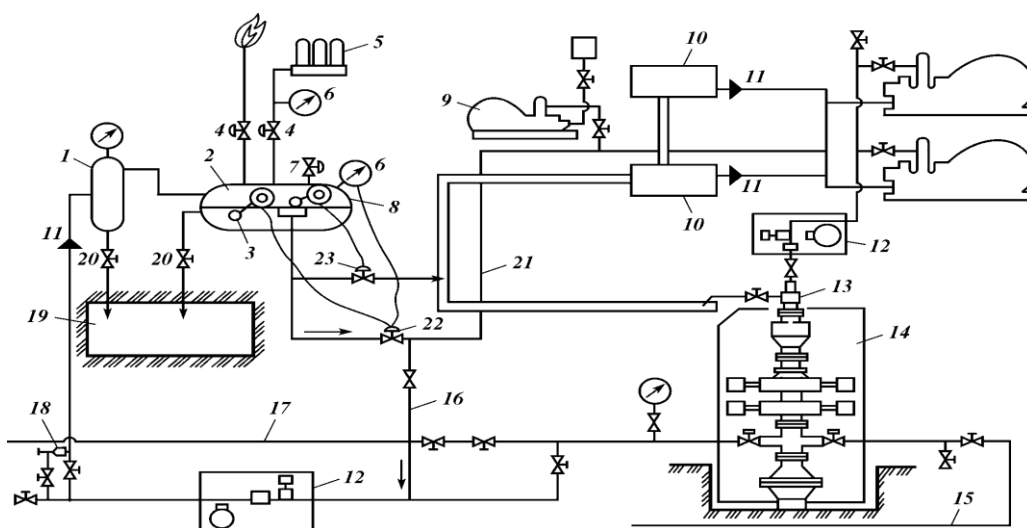


Рисунок 15 – Схема циркуляционной системы

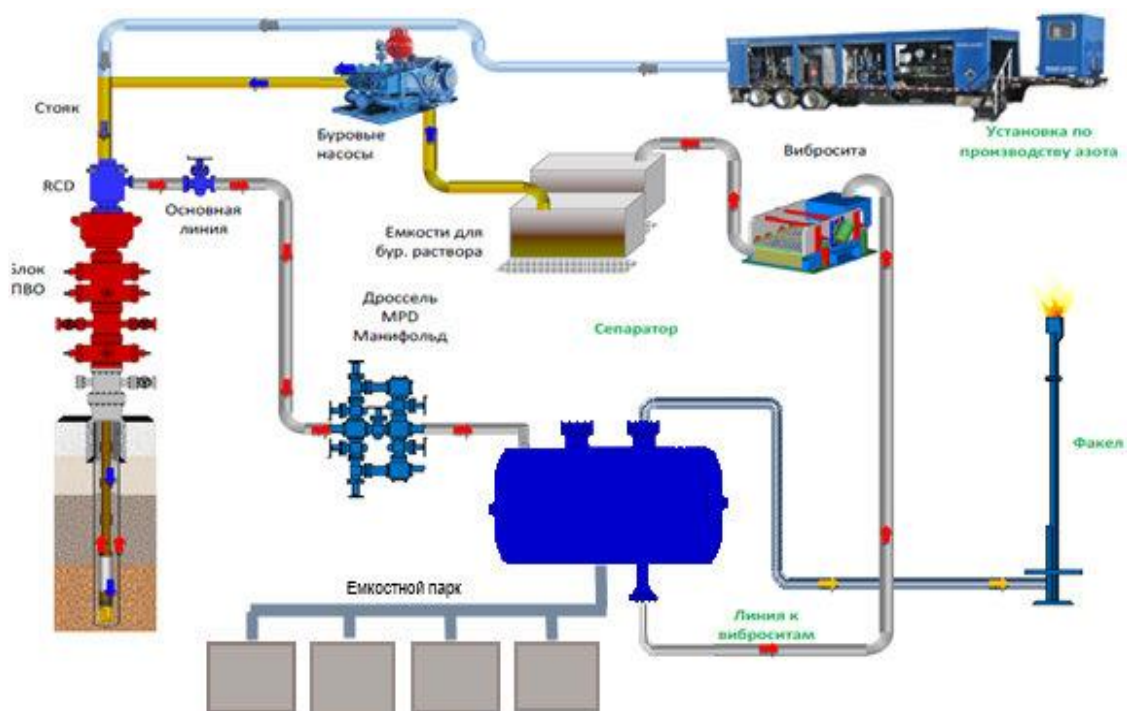


Рисунок 16 – Наглядная схема циркуляционной системы при бурении на депрессии

3.5 Техника для бурения: особенности скважинного оборудования.

Вращающийся превентор содержит корпус с установленным в нем вращающимся стволом, закрепленным в подшипниковом узле, уплотнительный элемент. Последний выполнен в виде распорного кольца, расположенного на муфте, устанавливаемой на буровой колонне. В распорном кольце выполнена проточка, соединенная с помощью радиальных каналов с внутренней поверхностью муфты. Позволяет повысить скорость спускоподъемных операций, увеличивает ресурс уплотнительного элемента. Его отличительные особенности от РУГа- возможность ведения СПО с инструментом и возможность его закрытия без инструмента.

Вращающийся превентор

- 1) Корпус
- 2) Уплотнитель
- 3) Защелка
- 4) Уплотнения
- 5) Ствол
- 6) Радиальный подшипник
- 7) Упорный подшипник
- 8) Патрон
- 9) Поршень

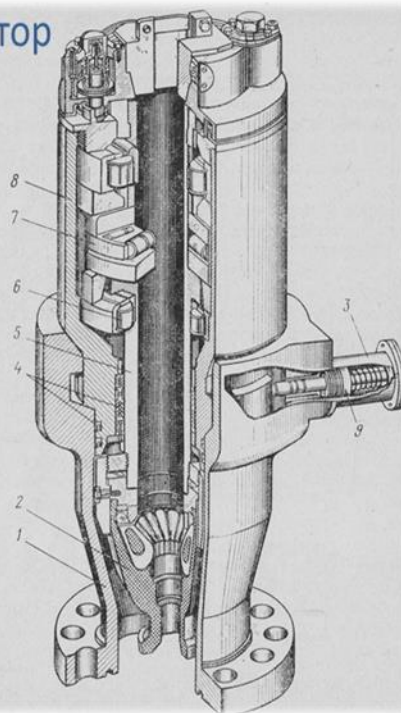


Рисунок 17 – Вращающийся превентор

Уплотнитель устанавливают на конусную поверхность стяжкой втулки с предварительным натягом, создаваемым при завинчивании крышки в сборе. Его конструкция представляет собой связанную систему элементов (опора 5, уплотнитель 7, стяжная втулка 11), вращающуюся на подшипниках качения и скольжения.

При вращении бурильной колонны устье скважины герметизируется следующим образом: в закрытую полость Б от гидросистемы подают масло, плунжер в сборе при этом перемещается вверх и благодаря конусной поверхности на стяжной втулке смещает уплотнитель к центру скважины до полного обхвата любой части бурильной колонны. Давление циркулирующей среды на устье скважины сообщает плунжеру дополнительное усилие.

Для открытия превентора масло подают в открытую полость А. При этом плунжер в сборе опускается, принимая первоначальное положение, а уплотнитель раскрывается, обеспечивая свободный проход долота.

Роторный устьевой герметизатор представляет собой устройство пассивного уплотнения, обеспечивающее безопасный отвод выходящих из скважины материалов – газа под давлением, жидкостей и бурового шлама – к

наземной системе сепарации во время бурения с контролем давления или бурения на депрессии. К его преимуществам можно отнести простоту монтажа, надежность и возможность вести добычу углеводородов при бурении скважины. Помимо видимых преимуществ, как и у всего оборудования есть и свои отрицательные стороны: его нужно постоянно монтировать-демонтировать во время СПО, а также необходимость глушения скважины, перед его демонтажем, что ведет к потере времени и излишним рискам.

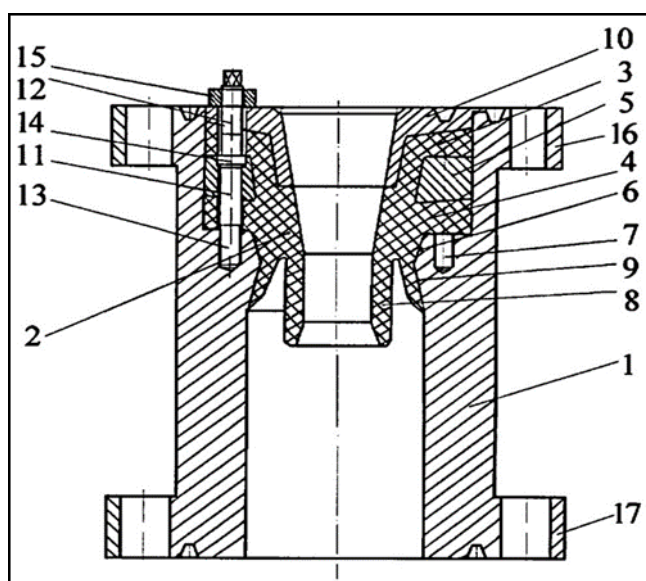


Рисунок 18 – Роторный устьевой герметизатор:

1 – цилиндрический корпус, 2 - фланцы, 3 – нижний уплотнительный элемент, 4 – лабиринтный гребешок, 5 – стакан, 6 – герметичная полость, 7 – нажимная гайка, 8 – верхний уплотнительный элемент, 9 - зацеп от выворота, 10 – уплотнительный гребешок, 11 – нажимная гайка, 12 – коническая поверхность, 13- клиновидный элемент, 14 - пружина, 15 – винт, 16,17 - уплотнительные кольца.

Принцип действия: в пространство между крышкой и промывочной жидкостью в стволе воздуховодкой подают воздух, создавая избыточное давление, которое способствует самоуплотнению обечайки и вытеснению жидкости вместе с частицами выбуренной породы через колонну буровых труб в отстойник.

Насосом в ствол закачивают раствор для компенсации его расхода и поддержания необходимого давления. Компенсация расхода жидкости позволяет уменьшить расход воздуха и увеличить давление на забой.

Для предотвращения заклинивания бурового инструмента или для перемещения выбуренной породы, буровую трубную колонну вращают ротором буровой установки и устьевой герметизатор этому не препятствует, так как при перемещении трубной колонны лепестки устьевого герметизатора разворачиваются или сходятся к продольной оси, что зависит от конфигурации уплотняемого места.

Двойные уплотнительные элементы обеспечивают герметизацию устья скважины во время бурения, промывок, а система подшипников - возможность вращения герметизирующего узла с целью снижения износа уплотнительных элементов. Срок службы уплотнительных элементов зависит от состояния замковых соединений бурильных труб и самого тела трубы, от центровки буровой установки относительно устья скважины, от типа применяемого бурового раствора, температуры и давления на устье скважины.

Особенности РУГ:

- Целесообразно использовать бурение верхним приводом с трубой без граней, при этом возможно и применение роторного привода с ведущей трубой треугольного, квадратного и шестиугольного сечения, однако это снизит срок службы уплотнительных элементов РУГ.
- Бурение ведущей трубой квадратного сечения с использованием РУГ ограничено, поскольку не будет обеспечиваться герметичность скважины при высоких давлениях. Срок службы уплотнительных элементов также зависит от состояния замковых соединений бурильных труб и самого тела трубы, от центровки буровой установки относительно устья скважины, от типа применяемого бурового раствора, температуры и давления на устье скважины.
- В комплекте с РУГ идет силовой блок управления, предназначенный для охлаждения и смазки подшипников вращающегося превентора, а также

поддержания давления в нем выше давления на устье, чтобы избежать попадания бурового раствора и скважинного флюида.

Извлекаемый обратный клапан бурильной колонны для многофазных операций бурения с контролем давления (MPD) являются необходимым дополнением бурильной колонны, независимо от системы транспортировки по бурильным трубам. Они обеспечивают единственный барьер между коллектором и поверхностью изнутри бурильной колонны. Рекомендуется включить в КНБК не менее трех обратных клапанов бурильной колонны, чтобы предотвратить обратный поток вверх по бурильной колонне во время наращивания и подъема инструмента при закрытом РУГе.

Два обратных клапана без отверстий должны быть включены в последнюю свечу на поверхности (чуть выше долота в режиме бурения). На случай отказа обратных клапанов дополнительно рекомендуется использовать посадочный ниппель над этими двумя клапанами. При необходимости для изоляции бурильной колоны от давления в скважине можно установить пробку (запорного типа).

Для бурения на депрессии лучше всего подходит обратный клапан без отверстий откидного типа. Обратные клапаны других применяемых типов либо «размывались» через относительно короткий промежуток времени, либо закупоривались буровым шламом и/или баритом.

Обратные клапаны откидного также делают возможным прохождение инструментов, спускаемых в скважину на кабеле, и керноприемников, при необходимости. Таким образом, рекомендуется использовать в бурильной колонне обратные клапаны откидного типа, хотя следует установить один клапан тарельчатого (поршневого) типа в нижнюю часть бурильной колонны (непосредственно над долотом). Все обратные клапаны бурильной колоны должны быть подпружинены, особенно в случае горизонтальных скважин.

Рекомендуется размещать обратный клапан в бурильной колонне непосредственно перед началом бурения. Дополнительные обратные клапаны следует размещать приблизительно через каждые 150 м, чтобы свести к минимуму

время сброса давления во время наращивания. Они будут извлекаться из колонны во время СПО и перемещаться в верхнюю часть интервала бурения во время возвращения к забою.

Для сброса уловленного давления ниже обратного клапана во время СПО необходимо специальное устройство. Данное устройство устанавливается в переводник с обратным клапаном, и штифт затягивается, чтобы открывать обратный клапан. Устройство сброса давления имеет боковое выпускное отверстие, позволяющее безопасно сбрасывать давление в емкость или определённую безопасную зону. Манифольд пола буровой должен предусматривать способ стравливания давления в колонне в замкнутую систему циркуляции.

3.6 Техника для бурения: особенности наземного оборудования

Штуцерный манифольд представляет собой автоматизированный комплекс, включающий в себя такие агрегаты, как массовый расходомер, прецизионные кварцевые датчики давления, гидравлическая силовая установка, «умный» блок управления и система интерпретации данных в режиме реального времени. Гидравлическая силовая установка установлена на раме, что обеспечивает простоту ее транспортировки и подключения. «Умный» блок управления (ICU) - «мозг» системы, куда направляются все собранные данные, и из него же осуществляется мониторинг и контроль всех операций. Забойный клапан устанавливается как часть предыдущей обсадной колонны.

Дроссельный манифольд для бурения с контролем давления:

Буровой раствор перетекает на поверхности от бокового фланца РУГ по возвратной линии противодействия к дроссельному манифольду MPD, используемому для приложения противодействия к кольцевому пространству скважины.

Манифольд AutoChoke содержит два дублирующих дросселя AutoChoke производства M-I SWACO и пять задвижек с ручным управлением. AutoChoke включает запатентованный подвижный механизм, способный настраиваться

автоматически на заданную величину противодействия. Значение противодействия, создающееся дросселем AutoChoke, задается с учетом расчетных параметров, а так же реакции скважины (проявления, поглощения). Дроссель регулируется с помощью регулятора давления, и противодействие измеряется с помощью специального гидравлического манометра; оба устройства имеются на пульте управления дросселем.

Для подачи и выхода раствора из манифольда используются быстросъемные соединения 602,4 дюйма. Входной блок включает переходную катушку и изолирующий клапан для установки датчика давления. Конструкция блока обеспечивает компактное размещение и возможность безопасного перемещения с помощью 4 точек строповки.

Трехфазный нефтегазшламовый сепаратор

В случае притока природного газа в скважину поток бурового раствора направляется в дегазатор, где газ отделяется от раствора.

Буровой раствор поступает в дегазатор по трубопроводу со стороны дроссельного манифольда. Встроенная внутренняя насадка направляет раствор через серию внутренних перегородок, которые рассеивают энергию потока, распределяют раствор по большой площади поверхности и увеличивают время вертикального движения раствора для облегчения отделения газа от жидкости.

Выделенный газ поднимается и скапливается в верхней части емкости, поступает в линию отвода газа и направляется к факельной установке, расположенной на безопасном расстоянии от буровой установки. Жидкость скапливается в нижней части емкости, откуда поступает в сливную линию и далее по трубопроводу направляется в систему очистки бурового раствора.

Газосепаратор устанавливается как можно ближе к выброситам буровой установки с тем, чтобы максимально уменьшить длину и стоимость трубной линии.

Факельная установка

Факельная установка состоит из свободно стоящей факельной вышки диаметром 8" и общей высотой 11,5 метров, установленной на передвижных салазках, имеет следующие характеристики:

- Факельный наконечник диаметром 8 дюймов длиной 0,9м;
- Одна камера зажигания отводимого потока;
- Ствол вышки диаметром 8 дюймов длиной 4,9м;
- Нижний ствол вышки диаметром 10 дюймов длиной 5,8м;
- Салазки длиной 5,8м и шириной 2,1м;
- Один ящик для хранения системы зажигания.

Системы с закрытыми и открытыми емкостями для хранения нефти. Представляют собой емкости.

Система управления Microflux

Эта система использует собственные алгоритмы для определения самых слабых притоков и поглощений с высокой точностью в режиме реального времени [4]. Система дает возможность принимать решения по бурению на основании сравнения фактических данных со спрогнозированными условиями в стволе скважины и обеспечивает онлайн мониторинг параметров непосредственно в стволе скважины. Система Microflux позволяет бурить такие скважины, которые ранее не поддавались бурению. Это система сочетает в себе систему с замкнутым контуром и собственное усовершенствованное компьютерное оборудование для регистрации данных, повышения безопасности буровой установки и эффективности бурения до такого уровня, который является недостижимым при использовании стандартных систем бурения и альтернативных систем бурения с управляемым давлением.

Комплекс контролирует :

- на входе в скважину расход, плотность, давление, температуру. Для контроля расхода азота в нагнетательной линии азотной установки монтируется газовый расходомер, измеряются давление, температура;

- на выходе из скважины расход, плотность, температуру, электропроводность, давление;
- на приемной емкости уровень, давление, раздел фаз нефти и воды;
- на сепараторе расход азота на выходе, давление, температуру, концентрацию углеводородных газов.

Оборудование для аэрации и контроля раствора:

Эжекторное устройство - для приготовления аэрированного раствора или пены, путем передачи кинетической энергии от одной среды, движущейся с большей скоростью, к другой. Эжектор, работая по закону Бернулли, создаёт в сужающемся сечении пониженное давление одной среды, что вызывает подсос в поток другой среды, которая затем уносится и удаляется от места всасывания энергией первой среды.

Азотная установка - Эта установка двойного назначения может закачивать напрямую атмосферный воздух или очищенный атмосферный воздух с содержанием азота не менее 95%. Каждая передвижная азотная установка способна прокачивать до 10м³/мин при давлении на выходе 250 Атм.

Мобильная установка является оптимальным, экономичным решением для удаленных локаций, так как она упрощает организацию азотных работ, обеспечивает постоянную мобильность и высокой степени чистоты.

Блок пробоотборника – позволяет производить отбор шлама не останавливая технологического процесса.

Блок приготовления пены

Для приготовления пены может быть использован эжектор, аэратор или обычный тройник, куда подаются ПОЖ и газ. В дальнейшем узел приготовления будем называть пеногенератором. Пена образуется в пеногенераторе путем смешивания ПОЖ, подаваемой насосом, и газа, нагнетаемого компрессором. Для предотвращения возможности образования взрывоопасной смеси углеводородного газа с воздухом Правилами запрещено нагнетание воздуха в скважину. Для этой цели должен использоваться инертный газ (азот, выхлопные газы дизель-моторов буровых установок).

Блок разрушения пены

Пена, используемая при бурении скважин, самопроизвольно не разрушается в течение длительного времени. Поэтому недостаточно применение только емкостей-отстойников для самопроизвольного разрушения пены. Кроме того, выброс отработанной пены на дневную поверхность может привести к загрязнению окружающей среды, что недопустимо. Вследствие этого для гашения пены, поступающей из скважины, применяют химические и физические способы, причем к последним относится механическое пеногашение.

Блок дросселирования – позволяет поддерживать необходимое давление в затрубном пространстве скважины.

Аварийная отсекающая задвижка

Наземная система безопасности должна включать в себя полноценную систему аварийного отключения (ESD). Система аварийного отключения должна изолировать скважину как можно ближе к Роторному Устьевому Герметизатору. Система аварийного отключения также должна защищать все закрытые емкости от избыточного давления и включать в себя предохранительные клапаны для защиты всех емкостей (Стандарт ассоциации ASME по сосудам высокого давления).

Все закрытые емкости должны быть оснащены контроллерами уровня и давления, гарантирующими, что номинальные характеристики емкости не превышаются и что емкость не переполняется или не опустошается ниже минимального допустимого уровня.

Система аварийного отключения также должна включать в себя ручные выключатели, расположенные в критических участках вокруг буровой установки, и устройства автоматической остановки. Логические схемы управления процессом должны быть спроектированы таким образом, чтобы клапаны аварийной остановки закрывались в случае, если превышен предел давления емкости или если объем в емкости превышен или падает ниже проектного предела.

Газовый расходомер

Газовый расходомер дает уникальную возможность определять характеристики коллекторских свойств пласта во время бурения. Газовый расходомер предоставляет наглядную информацию в режиме реального времени, касающуюся местонахождения продуктивных газовых пластов и скорости добычи, во время бурения с контролем давления. По мере того, как отрасль нуждается в технологиях снижения затрат, газовый расходомер предоставляет компаниям-операторам усовершенствованную информацию для принятия более обоснованных решений.

При прохождении газа через газовый расходомер определяет даже присутствие следов газа. Информация поступает на компьютер установки и передается в систему сбора данных. Ультразвуковой расходомер обладает высокой чувствительностью, он выявляет углеводородный газ при скоростях потока 0,3 м/с, но может замерять потоки скоростью до 83,8 м/с. С помощью встроенных датчиков давления и температуры, сумматор потока может с высокой точностью определить молекулярный вес и массу потока. Принципы действия расходомера включают:

Эхометрия и эхолот

После разделения газообразной и жидкой фаз нет никакой визуальной индикации уровня жидкости. Зная это значение, необходимо обеспечить поддержание давления на забое в пределах допустимого диапазона. Это достигается путем закрытия скважины, отправки звукового сигнала по стволу скважины и измерения времени, необходимого для возврата сигнала в датчик (микрофон). Для определения уровня жидкости можно интерпретировать показания звукового сигнала. Устройство, используемое для данной операции, называется эхолотом.

Пульт управления дросселем низкого давления AutoChoke (LPAC):

Местный пульт управления гидравлическим силовым блоком (HPU)

- Резервные устройства накопления питания;

- Воздушный резервуар;
- Гидравлический аккумулятор;
- Источник бесперебойного питания;
- Двойной пульт обеспечивает независимое и одновременное управление двумя дросселями AutoChoke;
- Два режима работы: ручной и электронный;
- Сенсорный экран ЧМИ;
- Отображение в цифровой форме скорости нагнетания и общий счет ходов бурового насоса;
- Датчики давления в бурильной трубе и обсадной колонне;
- Датчики давления пневматической и гидравлической системы.

Дистанционный пульт управления ЧМИ

- Регулировка в соответствии с противодавлением можно производить с дистанционного сенсорного экрана ЧМИ в кабине бурильщика;
- Дистанционный пульт управления стандартно поставляется с дросселем низкого давления AutoChoke, позволяя оператору работать в непосредственной близости к бурильщику при прохождении секций скважины бурением с контролем давления (MPD) или бурением на депрессии (UBD);
- Дроссель LPAC имеет характеристики Modbus TCP, которые позволяют поддерживать связь с, или осуществлять управление со сторонних устройств;
- Встроенная арбитражная схема позволяет логически передавать управление между текущим регулятором и устройством, запрашивающим управление.

3.7 Перспективы бурения на депрессии: статистика по росту объемов его в России.

Что касается перспективы развития данной технологии и объемов ее внедрения, можно проанализировать опыт использования данной технологии, компанией «Газпром нефть», которая успешно применила технологию бурения

на депрессии, которая позволяет добывать нефть уже во время строительства скважины [8]. Ее использование на Арчинском месторождении «Газпромнефть-Востока» помогло дополнительно вскрыть 15 трещин с нефтью, что в семь раз превышает результаты традиционных методов бурения. Дебит новой скважины — 160 тонн сырья в сутки — более чем вдвое превосходит средние показатели аналогичных скважин и полностью окупает затраты на привлечение сложного высокотехнологичного сервиса.

На месторождениях «Газпромнефть-Востока» нефть добывают из карбонатных трещиноватых коллекторов. В таких условиях продуктивность скважины зависит от количества вскрытых при бурении природных трещин, которые пронизывают этот вид породы. При традиционном методе бурения давление жидкости в скважине выше пластового, поэтому буровой раствор уходит в трещины пород и частично блокирует поступление нефти в скважину. Кроме того, при поглощении раствора породой продолжать бурение невозможно: промывочная жидкость уходит в трещину, теряется сигнал геонавигационного оборудования, долото разогревается. Поэтому традиционный способ бурения позволяет вскрыть всего 1-2 трещины.

Задачу поглощения буровой жидкости решила технология «Бурение на депрессии». Суть технологии заключается в закачивании бурового раствора с таким же давлением, как в пласте или немного меньшим, что позволяет избежать поглощения раствора. Обеспечение баланса давления — сложная технологическая операция, и для ее выполнения потребовалось мобилизовать находившееся на хранении в Финляндии, ОАЭ и Ираке оборудование общим весом более 400 тонн.

Бурение на депрессии дороже традиционного. Дополнительное преимущество — в возможности начать добычу уже в процессе строительства скважины. Во время работы на Арчинском месторождении в процессе бурения получено 450 тонн нефти, что существенно повысило эффективность операции. Используемое в технологии оборудование позволяет вводить скважины в эксплуатацию в течение 2 суток после окончания бурения — в 8 раз быстрее,

чем обычно. После работ на Арчинском месторождении технологию протестируют в карбонатных коллекторах других активов «Газпром нефти»: в «Газпромнефть-Востоке», «Газпромнефть-Оренбурге» и Восточной Сибири. Работа с карбонатными коллекторами — одно из 9 направлений Технологической стратегии «Газпром нефти».

4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

4.1 Основные направления деятельности и организационная структура управления предприятия

4.1.1 Основные направления деятельности предприятия

Сибирская Сервисная Компания (ССК) – негосударственная независимая российская компания, предоставляющая широкий спектр услуг предприятиям нефтегазодобывающего комплекса. Основными видами деятельности являются: поисково-разведочное и эксплуатационное бурение нефтяных и газовых скважин, в т.ч. горизонтальное, текущий и капитальный ремонт скважин, подбор рецептур, разработка и сопровождение буровых растворов, цементирование скважин, услуги по технологическому сопровождению наклонно-направленного бурения.

В состав новой компании вошли старейшие опытные предприятия по строительству скважин в различных геологических и климатических условиях, что дало возможность перераспределения в соответствии с производственной необходимостью буровых мощностей и кадрового потенциала между филиалами в разных регионах РФ.

На сегодняшний день Компания имеет восемь филиалов в регионах Российской Федерации. При этом география деятельности не ограничивается территориями, на которых расположены филиалы компании. Кроме традиционных регионов (ХМАО, Томская область, Красноярский край, Поволжский регион) АО «ССК» оказывает услуги и в ЯНАО, Республике Коми, Иркутской области, Якутии.

АО «ССК» на протяжении всей своей истории сохраняет репутацию надежного партнера, эффективно сочетающего профессионализм, современное оборудование и собственные технологии работы. Серьезным конкурентным преимуществом является мобильность, способность реализовывать работы лю-

бой сложности в любых регионах интереса заказчиков, а также нацеленность на создание новых продуктов и идей, развитие любых востребованных заказчиком дополнительных сервисов.

Современные технологии и высококвалифицированный персонал позволяют АО «ССК» обеспечивать международное качество наших услуг. Специалистами компании успешно решаются задачи по максимальному сокращению сроков строительства скважин, когда в среднем на бурение одной скважины, в зависимости от глубины, уходит от девяти до одиннадцати суток. Буровики Сибирской Сервисной Компании также обладают бесценным опытом по бурению параметрических скважин глубиной более пяти тысяч метров, сложных горизонтальных и наклонно-направленных скважин, зарезке боковых стволов в различных геологических условиях. Все это достигается, в первую очередь, за счет комплексного подхода к разработке и внедрению собственных современных технологий, четкой организации труда и согласованной работы всех служб и подразделений Компании.

Ключевыми партнерами Сибирской Сервисной Компании являются: ОАО Нефтяная компания «Роснефть», ОАО «Газпром», ОАО «Газпромнефть», ОАО «ЛУКОЙЛ», ОАО «НОВАТЭК», МГК «ИТЕРА», ОАО Нефтегазовая компания «Русснефть», ОАО АНК «Башнефть», Компания «Салым Петролеум Девелопмент Н. В.», Иркутская Нефтяная Компания, ОАО «Новосибирскнефтегаз».

4.1.2 Организационная структура предприятия

На сегодняшний день в компании восемь подразделений в регионах Российской Федерации, порядка 5 тысяч сотрудников, годовой объем поисково-разведочного и эксплуатационного бурения достигает полутора миллионов метров, 3100 выполняемых текущих и капитальных ремонтов скважин в год (стабильный ежегодный прирост данных показателей составляет 5-7%).

Филиалы Сибирской Сервисной Компании:

1. Нефтеюганский филиал создан на базе четырех сервисных предприятий региона входивших в состав Нефтеюганского УБР. В самом начале здесь

работало 8 бригад бурения и 22 – капитального ремонта скважин. Наиболее крупные проекты – на Приобском и Салымском месторождениях.

2. История Отрадненской нефти идет с 1946 года, когда начались первые работы на Мухановском месторождении. В 1957-м в Отрадном сформирован трест «Первомайбурнефть», на базе которого впоследствии создано Отрадненское управление буровых работ. В 2000-м коллектив УБР становится филиалом ССК. Сегодня работы идут в Самарской, Оренбургской, Ульяновской, Саратовской и других областях;

3. История Красноярского подразделения АО «ССК» началась в сентябре 2002 года, когда было создано ООО ГРК «Эвенкия». А уже к 2006 году оно было преобразовано в Красноярский филиал. Сегодня работы ведутся на месторождениях Красноярского края, Иркутской области, Якутии.

4. В 2003 году в состав ССК входит ЗАО «Нефтепромбурсервис» («НПБС»), работающий на территории Томской области. На базе ЗАО «НПБС» с 01 января 2013 года начинает работать Томский филиал. Профиль предприятия в его нынешнем виде – бурение поисковых, разведочных и эксплуатационных скважин. На счету буровых бригад несколько параметрических скважин - «пятитысячников». География деятельности сегодня – это работа в Томской и Новосибирской областях, в ЯНАО и Республике Коми.

5. Филиал «ССК-Технологии» создан в 2005 году на основе подразделений Нефтеюганска, Отрадного и Стрежевого, обеспечивающих сопровождение буровых растворов и систем очистки бурения. В 2012 году в связи с существенным расширением спектра предоставляемых услуг подразделение переименовано в филиал «ССК-Технологии». К сегодняшнему дню в Нефтеюганске филиал имеет лабораторию, которая отвечает за подбор и разработку рецептур буровых и цементных растворов. В Поволжье, Западной и Восточной Сибири, в Тимано-Печоре и ЯНАО обеспечивается сопровождение буровых растворов как для подразделений ССК, так и для сторонних заказ-

чиков. Начиная с 2011 года, филиал реализует услуги по технологическому сопровождению наклонно-направленного бурения.

6. Филиал «Управление цементирования скважин» образован в конце 2005 года. Каждое региональное подразделение УЦС (в Нефтеюганске, Стрежевом, Отрадном) представляет собой мощный производственный блок. Виды деятельности: подбор рецептур тампонажных растворов, цементирование обсадных колонн, ремонтно-изоляционные работы на скважинах и предоставление услуг спецтехники, как для бурения, так и для ремонта скважин. УЦС выполняет работы как в интересах филиалов ССК, так и для сторонних заказчиков.

7. Ямальский филиал был открыт в 2016 году в Новом Уренгое в продолжение целенаправленной экспансии ССК в новые регионы. География работы филиалов ССК всегда связана с объективным увеличением потребности в строительстве скважин. Своевременный выход на работы в ЯНАО позволил прирастить портфель заказов, увеличить количество работающих буровых бригад, вспомогательного персонала.

8. Филиал «Ремонт скважин» создан на базе мощностей по ремонту скважин, входящих в филиалы АО «ССК». Как самостоятельное подразделение начал функционировать 1 января 2017 года в продолжение реализации политики Компании по специализации собственных бизнес-направлений и усилению акцента на уникальности каждого вида услуг, специфичности в организации и проведении соответствующих работ, в том числе, географически.

4.2 Расчет нормативной продолжительности строительства скважины

4.2.1 Нормативная карта выполнения работ по строительству скважины

Производственные работы по сооружению скважин состоят из нескольких этапов, нормативная продолжительность определяется, как сумма нормативной продолжительности всех этапов:

- строительно-монтажные работы;
- подготовительные работы
- бурение и крепление скважины

При расчете принимаются во внимание:

-данные геологические, технические и технологические согласно проекта

- нормы проходки 1 метра, нормы проходки на долото
- нормирование спускоподъемных операций, вспомогательных работ, связанных с креплением и цементированием скважины

Нормативное время на механическое бурение по отдельным нормативным интервалам определяется по формуле:

$$T_6 = T_{6н} \cdot h, \quad (3)$$

где $T_{6н}$ – норма времени на бурение одного метра, час

h – величина нормативного интервала, метр

При расчете нормативного времени на спуско-подъемные операции, учитывается количество поднимаемых и опускаемых свечей, количество наращиваний по каждому нормативному интервалу:

$$N_{сп} = \frac{n \cdot (H_1 + H_2 - 2d - h)}{2L}, \quad (4)$$

$$N_{под} = \frac{n \cdot h + N_{сп}}{L}, \quad (5)$$

$$T_{сп} = \frac{N_{сп} \cdot T_{св}}{60}, \quad (6)$$

$$T_{под} = \frac{N_{под} \cdot T_{св}}{60}, \quad (7)$$

где $N_{сп}$, $N_{под}$ – соответственно количество спускаемых и поднимаемых свечей;

$T_{сп}$, $T_{под}$ – соответственно время спуска и подъема свечей, час;

$T_{св}$ - нормативное время на спуск и подъем одной свечи по ЕНВ, час

Нормативное время на выполнение остальных операций рассчитывают на основании объема этих работ и норм времени по ЕНВ [10],[12].

После определения продолжительности цикла строительства скважины, определяются:

Механическая скорость бурения (м/час):

$$V_M = \frac{H}{t_m}, \quad (8)$$

где H – глубина скважины, м;

t_m - продолжительность механического бурения, час.

Рейсовая скорость бурения (м/час):

$$V_p = \frac{A}{t_m + t_{\text{СПО}}}, \quad (9)$$

Коммерческая скорость (м/ст.мес):

$$V_K = \frac{H \cdot 720}{T_K}, \quad (10)$$

где T_K - календарное время бурения, час

Средняя проходка на долото по скважине(м):

$$h_{\text{ср}} = \frac{H}{n}, \quad (11)$$

где n – количество долот, необходимых для бурения скважины;

Все расчеты сведены в нормативной карте представлены в приложении В таблице В.1.

4.3 Линейный календарный график выполнения работ

В компании «ССК» режим работы вахт следующий: 30 дней сменной работы, по 12 сменным часам в сутки. Буровая бригада работает непрерывно, все работы выполняются согласно запланированному времени. Все работы распределяются в зависимости от задач по различным бригадам:

- вышкомонтажная бригада (монтаж и демонтаж буровой)
- буровая бригада (буровые работы)
- бригада испытания (работы по испытанию скважины)

Всего на сооружение скважины необходимо 416,47 часов (17,35 суток).

Линейный календарный график наглядно показывает занятость бригады и позволяет оценить возможность распределения, что позволяет избежать простоев.

Таблица 25 – Линейный календарный график проведения работ на объекте

Бригады	Сутки	Месяцы								
		1			2			3		
Вышкомонтажная	35									
Буровая	18									
Испытания	6									

Сводный расчет в ценах 1984 года приведен в таблицах В.4 приложения В.

Сводный сметный расчет представлен в таблице В4 приложения В.

4.4 Сметная стоимость строительства скважины в нефтегазовой отрасли (НГО)

Стоимость строительства скважины определяет сумму всех затрат, которые необходимо произвести, для выполнения полного объема работ по строительству скважины, а также все затраты по каждому отделению входящему в состав бурового предприятия. Для этого определяют:

- 1) объем буровых работ в сметных ценах;
- 2) накладные расходы основных, вспомогательных и подсобных производств;
- 3) свод затрат по строительству скважин.

Основой определения стоимости работ являются сметы к техническим проектам.

Сметная стоимость является основой для заключения договоров между буровыми и нефтегазодобывающими предприятиями.

Для расчета основываются на единых районных единичных расценках (ЕРЕР), для эксплуатационных скважин определяемых с помощью «СНиП IV-5-82. Сборник 49» [11], расчет состоит из четырех частей:

- 1 часть – Подготовительные работы;
- 2 часть – Вышкомонтажные работы ;
- 3 часть – Бурение и крепление скважины;
- 4 часть – Испытание скважины

Все расчеты проводятся в ценах 1984 года согласно СНиП IV-5-82, для перевода используется индекс изменения сметной стоимости. Для Томской области на декабрь 2019 года индекс составляет 218

Сметный расчет на бурение скважины в ценах 1984 года представлен в таблице В.2 приложения В.

Сводный сметный расчет представлен в таблице В.4 приложения В.

5 Социальная ответственность

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

5.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства

В связи с невозможностью осуществления ежедневного возвращения рабочего персонала к месту постоянного проживания из-за значительного удаления участков работ - установлен вахтовый метод работы (в соответствии с ТК РФ гл. 47 ст. 297) [13].

Буровые работы входят в перечень вредных и опасных, согласно приказу Минздравсоцразвития России от 12.04.2011 № 302, все работники обязаны проходить медицинское обследование и не иметь противопоказаний к выполнению данного вида работ [14].

Все работники обязаны иметь соответствующую выполняемым работам квалификацию и быть допущены к самостоятельной работе в установленном порядке (ст. 298 ТК РФ) [15].

Сверх заработной платы, начисленной по тарифным ставкам и окладам за отработанное время, каждый работник получает следующие выплаты: стимулирующие доплаты за профессиональное мастерство, регулярное или периодическое премирование, компенсационные выплаты, связанные с режимом и условиями труда (районные коэффициенты сложных климатических условий), доплату за работу во вредных и опасных условиях, на тяжелой работе (ночное время, многосменный режим), и др.

Кроме того, работникам предоставляется проезд до места ведения работ за счет организации ведущей работы, время в пути отдельно оплачивается.

5.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

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

- при работе двумя руками органы управления размещают с таким расчетом, чтобы не было перекрещивания рук;
- органы управления, используемые до 5 раз в смену, допускается располагать за пределами зоны досягаемости моторного поля;
- редко используемые средства отображения информации допускается располагать в вертикальной/горизонтальной плоскости под углом $\pm 60^\circ$ от нормальной линии взгляда.

Исключение составляют работы на буровых установках, оборудованных автоматизированным оборудованием (верхний силовой привод), где место работы бурильщика оборудовано сиденьем. В таком случае рабочее место бурильщика должно оборудоваться в соответствии с ГОСТ 12.2.032-78 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования»:

- конструкцией рабочего места должно быть обеспечено выполнение трудовых операций в пределах зоны досягаемости моторного поля;
- при работе двумя руками органы управления размещают с таким расчетом, чтобы не было перекрещивания рук;
- при необходимости освобождения рук операции, не требующие точности и быстроты выполнения, могут быть переданы ножным органам управления.

5.2 Производственная безопасность

При основных технологических процессах на буровой установке имеет место проявление действия ряда опасных и вредных производственных факторов. В рамках данного раздела будут рассмотрены наиболее вероятные и пагубные.

Таблица 26 – Возможные опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Изготовление	Эксплуатация	
1. Повышенный уровень общей и локальной вибрации	-	+	+	ГОСТ 12.1.012-2004 [6]
2. Недостаток освещения	+	+	+	СанПиН 2.2.4.548-96 [4] СНиП 23-05-95[7]
3. Движущиеся части и механизмы	-	+	+	ГОСТ 12.2.003-74[5] ГОСТ 12.4.026-2001[13]
4. Работа на высоте	-	+	+	ПОТ Р М-012-2000 [9]
5. Неблагоприятные климатические условия	-	+	+	СанПиН 2.2.4.548-96 [4] ТК РФ Статья 109[3].

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

5.2.1.1 Повышенный уровень общей и локальной вибрации

Регламентирование уровней вибрации на рабочем месте осуществляется - ГОСТ 12.1.012-2004.

На кустовой площадке основным источником вибрации является буровое оборудование (приводные двигатели, буровые насосы, вибросита).

У рабочего могут возникать различные симптомы: укачивание, нарушение координации, нарушения вестибулярного аппарата, головокружения [18].

При постоянном воздействии приводит к вибрационной болезни.

Значения нормируемых параметров определяется согласно ГОСТ 31192.2 и ГОСТ 31319.

Таблица 27 – Допустимые нормы вибрации

Частота колебания, Гц	Амплитуда смещения, мм	Скорость перемещения, мм/с
2	1,29	11,2
4	0,28	5
8	0,055	2
16	0,028	2
32	0,014	2
63	0,0072	2

Производится оценка рисков, связанных с вибрацией и принимаются следующие меры: проектирование рабочих мест с учетом максимального снижения вибрации, использование материалов и конструкций, препятствующих распространению вибрации и воздействию ее на человека, контроль за правильным использованием средств виброзащиты, проведение послеремонтного и, при необходимости, периодического контроля виброактивных машин.

Также работник обязан соблюдать правила и нормы, которые предусмотрены регламентом ведения работ, использовать предусмотренные средства индивидуальной и коллективной защиты: виброобувь, виброрукавицы, виброгасящие коврики.

5.2.1.2 Недостаток освещения

Работа на буровой площадке ведется как в дневное, так и в ночное время, что вызывает недостаток естественной освещенности, также буровая установка проектируется с учетом климатических условий (ветронагрузка, низкие температуры), что вызывает недостаток освещения внутри производственных помещений.

Инженерно-технический состав, выполняет свои должностные обязанности в основном за персональным компьютером внутри вагона-офиса, нормы которых регламентируются согласно СНиП 23-05-95[19]:

Таблица 28 – Нормы освещенности в рабочей зоне (вагон-офис)

Характеристика зрительной работы	III разряд
Наименьший размер объекта, мм	0,3-0,5
Подразряд зрительной работы	B
Контраст объекта с фоном	Средний
Характеристика фона	Светлый
Норма освещенности комбинированная, лк	750
Норма освещенности общая, лк	200
Норма коэффициента пульсации местного, %	15
Норма коэффициента пульсации общего освещения, %	20

В соответствии с Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности на буровой установке должна обеспечиваться освещенность, приведенная в таблице ниже [20].

Таблица 29 – Нормы освещенности в рабочей зоне (буровая установка)

Место ведения работ	Норма освещенности, лк
Роторный стол	100
Пути движения талевого блока	30
Помещения вышечного и насосного блоков	75
Переветорная площадка	75
Лестницы, марши, сходы, приемный мост	10

Работодатель обязан контролировать соответствие указанным нормам, места ведения работ должны быть оборудованы местным, общим и аварийным освещением.

5.2.1.3 Движущиеся части производственного оборудования и механизмы

На всех этапах работ на буровой площадке, работник подвержен риску механического воздействия, получения травм (ушибов, порезов, переломов). Каждый работник должен иметь соответствующую квалификацию, и выполнять только тот перечень работ, к которым имеется допуск.

Основным источником являются крупногабаритные вращающиеся механизмы и оборудование, а также транспортные средства.

Требования к работе с движущимися механизмами согласно ГОСТ 12.2.003-91: конструкция оборудования должна исключать возможность их самопроизвольного смещения, движущиеся части производственного оборудования должны быть ограждены, должны быть установлены защитные устройства: ограждения, концевые выключатели, ремонт и обслуживание проводятся только в отключенном состоянии, в зоне работы и обслуживания вывешиваются предупреждающие надписи и знаки, используются сигнальные цвета, согласно ГОСТ 12.4.026-2001.

Каждый работник должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты: защитная каска, защитные очки, защитные сапоги [17].

5.2.1.4 Работа на высоте

Запроектированная буровая установка имеет высоту 45 метров, высота роторной площадки 8м, зона верхового рабочего на высоте 34 метров, следовательно, большинство работ, производимых на буровой установке относятся к работам на высоте. Так как к работам на высоте относятся:

- существуют риски, связанные с возможным падением работника с высоты 1,8 м и более

- при осуществлении работником подъема на высоту более 5 м, или спуска с высоты более 5 м по лестнице, угол наклона которой к горизонтальной поверхности составляет более 75 градусов;

- при проведении работ на площадках на расстоянии ближе 2 м от не ограждённых перепадов по высоте более 1,8 м, а также, если высота защитного ограждения этих площадок менее 1,1 м;

- существуют риски, связанные с возможным падением работника с высоты менее 1,8 м, если работа проводится над машинами или механизмами, выступающими предметами.

Согласно ПОТ Р М-012-2000 обеспечиваются следующие меры безопасности:

- производить работы в опасной зоне без страховочных ограждений, только с использованием предохранительных поясов или страховочных систем, отвечающих требованиям безопасности (исключается использование самодельных средств)
- запрещается выполнять работу в одиночку
- работник обязан находиться в зоне видимости других работников
- для перехода рабочего с одного мета на другое необходимо применять переходные мостики, имеющие ограждение не менее 1,1 м
- вес ручной инструмент должен быть застрахован от падения [21].

5.2.1.5 Неблагоприятные климатические условия

Буровые работы ведутся в круглогодичном режиме, в зимний период температура воздуха может опускаться до -65°C , с высоким уровнем осадков в виде снега, в летнее время подниматься до $+32^{\circ}\text{C}$, осадки в виде дождя.

Микроклимат на рабочем месте должен соответствовать СанПиН 2.2.4.548-96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений».

В качестве защиты от неблагоприятных климатических условий в зимний период, необходимо применять коллективные средства защиты: система отопления рабочих помещений, оборудованные места для отдыха и обогрева, защитные конструкции от ветра, осадков, осуществлять чередование труда и отдыха (обогрева), приостанавливать работу при неблагоприятных условиях работы. В качестве индивидуальной защиты используется зимняя спецодежда.

В летний период необходимо принимать следующие меры: проветривание и кондиционирование помещений (зон отдыха), обеспечение работников чистой питьевой водой, оборудованные места отдыха с нормализованной температурой, защитные конструкции от осадков [22].

Таблица 30 – Метеорологические условия приостановки работ

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха, °С
0	-40
не более 5,0	-35
5,1-10,0	-25
10,0-15,0	-15
15,1-20,0	-5
Более 20,0	0

5.3 Экологическая безопасность

Непредвиденные аварийные ситуации оказывают наиболее сильное негативное воздействие на экологическую обстановку. Именно поэтому необходимо оценивать риски возникновения таких ситуаций и рассчитывать возможный ущерб, а также принимать меры по их недопущению, проектировать наиболее благоприятные методы ликвидации последствий. Кроме того, следует стремиться к минимальному воздействию на экологическую систему во время проведения всех штатных операций.

5.3.1 Защита атмосферы

Выполнение комплекса работ, связанных с бурением скважины сопровождается воздействием машин и механизмов, технических сооружений и технологических процессов на окружающую среду. Основными источниками выбросов двигатели автотракторной техники и стационарных силовых установок.

При испытании скважины происходит загрязнение атмосферного воздуха продуктами сжигания получаемого природного газа, возможно загрязнение почвы нефтью.

Несомненно, наиболее разрушительное воздействие на окружающую среду происходит в период аварийных выбросов пластовых флюидов, а, следовательно, компонентов бурового раствора при неуправляемом фонтанировании.

Прямой контроль загрязнения атмосферного воздуха включает в себя периодические измерения загрязнения воздушной среды на стройплощадке.

5.3.2 Защита гидросферы

Наибольший вклад в загрязнение поверхностных водных объектов обычно вносит сброс сточных вод и загрязняющих химических, минеральных веществ с прилегающей к водному объекту территории.

Следовательно, в соответствии с ГОСТ 17.1.3.12-86 [28] сброс сточных вод на рельеф должен отсутствовать. Сброс сточных вод в поверхностные водоемы проектом также не предусматривается.

Основными потенциальными источниками загрязнения водной среды являются: склады ГСМ, блоки приготовления буровых и технологических растворов, продукты испытания скважины и др. Попадание загрязняющих веществ в водоем (прямое или путем смыва с площадки водосбора) может происходить в результате их утечки через неплотности, нарушения обваловки, непосредственного сбора в окружающую среду при возникновении аварийных ситуаций.

Мероприятиями, обеспечивающими рациональное использование и охрану подземных и поверхностных вод от загрязнения, являются:

- размещение площадки за пределами водоохранных зон водных объектов
- устройство обваловки площадки по периметру
- сбор поверхностных сточных вод с последующим вывозом на обезвреживание
- конструкция и обвязка бурового оборудования, исключающая утечки жидкости через сальниковые узлы при бурении
- предупреждение перетоков флюидов между пластами и через устья в окружающую среду, за счёт надёжного разобщения водонефтегазосодержащих горизонтов;
- использование экологически малоопасных проектных рецептур буровых растворов

вых растворов по всем интервалам бурения;

- ведение мониторинга поверхностных и подземных вод

5.3.3 Защита литосферы

Наибольшее воздействие на литосферу оказывается во время следующих этапов производства:

1. Подготовка кустовой площадки (производится вырубка деревьев, отчуждение земле под площадку, снимается плодородный слой почвы, движение автотранспорта по естественным покровам)

2. Во время ведения буровых работ возможны следующие незапланированные ситуации: непредвиденные утечки растворов, а также его необратимая фильтрация в пласты горных пород, выбросы флюидов, пожары в результате аварий, о засорение производственными отходами и мусором, утечки ГСМ в случае поломки или не исправности автотранспорта и прочего оборудования, таяние подземных льдов, многолетнемерзлых пород

Все производственные, бытовые отходы собираются в технологические емкости и транспортируются к месту утилизации.

Таблиц 31 – Предельно-допустимые концентрации химических веществ в почве согласно ГН 2.1.7.2041-06 [23]

Наименование вещества	Величина ПДК (мг/кг почвы)	Наименование вещества	Величина ПДК (мг/кг почвы)
1	2	3	4
Бенз(а)пирен	0,02	Серная кислота	160,0
Бензин	0,1	Стирол	0,1
Бензол	0,3	Формальдегид	7,0
Марганец	1500,0	Фурфурол	3,0
Ванадий	150,0	Хлористый калий	560,0
Ванадий + марганец	100 + 1000	Хром	0,05
Малолетучие эфиры группы 2,4-д	0,15	Никель	4,0
Нитраты	130,0	Свинец	6,0

Продолжение таблицы 31

1	2	3	4
Ртуть	2,1	Цинк	23,0
Свинец + ртуть	20,0 + 1,0	Хром	6,0
Сера элементарная	160,0	Марганец - чернозем (pH = 4,8)	140,0

По окончании бурения и освоения скважины необходимо: проведение очистки территории буровой от металлолома, строительного мусора, снятие загрязненного грунта, восстановление ландшафтов на площадке скважины и прилегающей территории, спланировать площадку и покрыть плодородным слоем почвы, убранным до начала строительства.

Рекультивация земель временного отвода проводится в соответствии с проектом рекультивации нарушенных земель.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация на буровом объекте – это обстановка на буровой площадке, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, которая может повлечь или повлекла за собой смерти, а также ущерб здоровью людей или окружающей среде, значительные материальные потери

Вовремя строительства скважин возможно возникновение различных чрезвычайных ситуаций, как техногенного, так и природного характера: пожары, газоводонефтепроявления, открытое фонтанирование, взрывы на складе ГСМ, разрушение буровой, под воздействием природных или технических факторов, нападение диких животных

Самым вероятным и самым опасным видом ЧС при строительстве скважин является газоводонефтепроявление (ГНВП).

Основные причины ГНВП:

- нарушения технологии строительства скважин (несоответствие параметров бурового раствора, недолив скважины при СПО, длительные остановки

без промывки), ошибки при проектировании

- технические неполадки с оборудованием (отказ контрольно-измерительной аппаратуры для определения ГНВП, выход из строя противовыбросового оборудования, нарушение в работе насосов, систем долива)
- горно-геологические осложнения (поглощение бурового раствора, уменьшение плотности раствора поступившим из пласта газом)

Методы по предупреждению ГНВП:

- правильный выбор конструкции скважины
- контроль и поверка ПВО, регулярные опрессовки
- вывешивание плакатов, предупреждающих о том, что пласт вскрыт
- поддержание проектных параметров бурового раствора
- контроль качества цементирования
- тренировки и инструктажи (сигнал Выброс).

Заключение

В выпускной квалификационной работе представлены технологические решения на строительство наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком и комбинированной эксплуатационной колонны глубиной 4176 метров на нефтяном месторождении Томской области.

Анализ горно-геологических условий бурения позволил спроектировать двухколонную конструкцию скважины. Кондуктор спускается на глубину, позволяющую перекрыть интервал интенсивного поглощения бурового раствора, расчет произведен с учетом предотвращения гидроразрыва под башмаком предыдущей колонны в момент фонтанирования. В настоящей работе запроектирован закрытый тип забоя, так как породы в продуктивном пласте склонны к интенсивным поглощениям и обвалам. Вторичное вскрытие проводится перфорацией, после перфорационных работ – кислотная ванна, а далее производится свабиrowание для вывода пласта на рабочие дебиты и очистки трещин.

В процессе проектирования был построен пяти-интервальный профиль скважины, для успешной его проводки было решено применять роторные-управляемые системы. Сложность профиля скважины обусловлена длинным участком стабилизации с малым зенитным углом и большие интенсивности искривления при входе в проектный горизонт. Для наиболее эффективной работы РУС, было решено также применить силовой верхний привод, обеспечивающий необходимые частоты вращения (порядка 180 об/мин) и высокую механическую скорость проходки.

В целях экономии денежных средств для бурения интервалов под кондуктор и эксплуатационную колонну проектируется ВЗД, который обеспечит бурение вертикального ствола в кондукторе, участки набора угла и стабилизации. Поскольку интервал бурения под направление является вертикальными, то выбрано трехшарошечное долото, которое обеспечит устойчивое положение инструмента на забое. Для бурения интервалов под кондуктор и эксплуатационную колонну выбраны долота PDC. Они облегчают процесс искривления

скважины и обладают повышенным моторесурсом. Для контроля процесса искривления траектории скважины в КНБК запроектирована телесистема представленная в приложении Б таблицах Б.2-Б5.

Разработка гидравлической программы промывки позволила подобрать оптимальное количество, тип буровых насосов и режимы их работы. В связи с наличием глин по всему разрезу скважины для бурения интервалов под кондуктор и эксплуатационную колонну запроектированы полимерные буровые растворы, которые предотвратят набухание глин. Для бурения под эксплуатационную колонну и хвостовик выбран раствор на углеводородной основе, который предупредит набухание глинистых минералов в призабойной зоне и обеспечит сохранение коллекторских свойств пласта.

Запроектированы обсадные колонны с учетом требуемых прочностных нагрузок для всех интервалов с группой прочности Д и типом соединения ОТТМ.

Для повышения качества крепления скважины была спроектирована оптимальная технологическая оснастка обсадных колонн. Для цементирования эксплуатационной колонны устанавливаются центраторы-турбулизаторы обеспечивающие лучшее попадание раствора в поры породы, а также был выбран одноступенчатый способ. В настоящей работе учтены требования правил нефтяной и газовой промышленности, а именно соблюдены интервалы цементирования, где направление и кондуктор цементируются на всю длину, а эксплуатационная колонна цементируется с учетом перекрытия башмака предыдущей колонны на высоту не менее 150 метров, хвостовик – не менее 75 метров. Подобраны рецептуры жидкостей цементирования. Следует отметить, что в качестве буферной жидкости используются два состава для улучшения смыва глинистой корки и моющей способности. В связи с уменьшением стоимости проекта для цементирования скважины был выбран отечественный флот.

В ходе анализа техники и технологии бурения на депрессии были рассмотрены определяющие параметры для применения данной технологии, отражены достоинства и недостатки данной технологии. Отдельное внимание было

уделено вопросу алгоритма действий при бурении как на репрессии, так и на депрессии, а также отображены технические особенности данного способа.

В разделе финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение приведена структура предприятия, которое проводит сервисные работы, в том числе бурение нефтяных и газовых скважин, а также сметная стоимость работ по строительству газовой скважины.

Раздел социальная ответственность содержит технику безопасности на буровой установке, также в данном разделе была рассмотрена охрана окружающей среды и правила безопасности в чрезвычайных ситуациях

Список использованной литературы

1. А.В. Епихин, А.В. Ковалев, А.Ю. Тихонов, И.А. Башкиров. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»). Томский политехнический университет. Томск, 2016. – 152 с.;
2. Правила в нефтяной и газовой промышленности (Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности). – Новосибирск: Норматика, 2019. – 164 с. – (Кодексы. Законы. Нормы);
3. РД 39-00147001-767-2000. Инструкция по креплению нефтяных и газовых скважин;
4. Портал Neftegaz.ru [Электронный ресурс]. <https://neftegaz.ru/science/development/331508-burenie-skvazhin-na-depressii-i-represii/>, свободный.
5. Нифантов В.И., Тагиров К.М. Бурение скважин и вскрытие нефтегазовых пластов на депрессии [Электронный ресурс]. - М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. –160 с.: ил.
6. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности (ПБ 08- 624-03). Серия 08. Вып. 4 / Колл. авт. –М.: Госуд. унит. пред-е «Научно-технический центр по безопасности в промышленности Госгортехнадзора России», 2003. –312с.
7. Велиев Г.Г. Система раннего обнаружения проявлений и поглощений [Текст]. – М.: «Вестник ассоциации буровых подрядчиков», – 2012. – №4. – С. 19-21.
8. Сайт компании «Газпром» [Электронный ресурс]. URL: <https://www.gazprom-neft.ru/press-center/news/gazprom-neft-prodolzhaet-vnedryat-vysokotekhnologichnye-metody-bureniya/>
9. Научно-технический вестник ОАО «НК» Роснефть» https://www.rosneft.ru/upload/site1/document_publication/177133/v04_2007.pdf

10. Единые нормы времени на бурение скважины на нефть и газ и другие полезные ископаемые [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4293743/4293743208.pdf>
11. Единые нормы времени на монтаж и демонтаж вышек и оборудования для бурения [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://standartgost.ru/g/pkey-14293743268>
12. СНиП IV-5-82. Сборник 49. Скважины на нефть и газ: в 3-х
13. ТК РФ Статья 297. Общие положения о работе вахтовым методом.
14. ТК РФ Статья 298. Ограничения на работы вахтовым методом.
15. ТК РФ Статья 299. Продолжительность вахты.
16. ТК РФ Статья 302. Гарантии и компенсации лицам, работающим вахтовым методом.
17. ГОСТ 12.2.049-80 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие эргономические требования.
18. СанПиН 1964-79. Гигиенические требования к машинам и механизмам, применяемым при разработке рудных, нерудных и россыпных месторождений полезных ископаемых.
19. ГОСТ 12.2.032-78 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования.
20. СП 2.2.2.1327-03 Гигиенические требования к организации технологических процессов, производственному оборудованию и рабочему инструменту.
21. ГОСТ 12.1.012-90 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования.
22. ГОСТ 12.1.003-83 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности.
23. ГН 2.1.7.2041-06 Предельно допустимые концентрации (ПДК) химических веществ в почве [Электронный источник]/ <http://docs.cntd.ru/document/901966754>

24. ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
25. ГОСТ 12.2.003-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
26. Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ на суше РД 39-133-94.
27. ГОСТ 17.2.3.02-78 Охрана природы (ССОП). Атмосфера. Правила установления допустимых выбросов вредных веществ промышленными предприятиями.
28. ГОСТ 17.1.3.12-86 Охрана природы (ССОП). Гидросфера. Общие правила охраны вод от загрязнения при бурении и добыче нефти и газа на суше.
29. ГОСТ 17.4.3.04-85 Охрана природы (ССОП). Почвы. Общие требования к контролю и охране от загрязнения.
30. ГОСТ 22263-76 Щебень и песок из пористых горных пород. Технические условия.

Приложение А

Геологическая характеристика скважины

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

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания (падения) пластов по подошве		Коэффициент кавернозности в интервале
от (верх)	до (низ)	название	индекс	угол, град.	азимут, град.	
1	2	3	4	5	6	7
0	50	Четвертичная система	Q	0	—	1,45
50	140	Некрасовская свита	Pg _{3 nk}	0	—	1,45
140	190	Чеганская свита	Pg _{2-3 cg}	0	—	1,45
190	250	Люлинворская свита	Pg _{2 ll}	0	—	1,45
250	300	Талицкая свита	Pg _{1 tl}	0	—	1,45
300	460	Ганькинская свита	K _{2 gn}	0	—	1,45
460	510	Славгородская свита	K _{2 sl}	0	—	1,45
510	640	Ипатовская свита	K _{2 ip}	0	—	1,45
640	670	Кузнецовская свита	K _{2 kz}	0	—	1,45
670	1550	Покурская свита	K _{1-2 pk}	0	—	1,10
1550	1590	Алымская свита	K _{1 al}	0	—	1,10
1590	2250	Киялинская свита	K _{1 kls}	0	—	1,10
2250	2320	Тарская свита	K _{1 tr}	0	—	1,10
2320	2570	Куломзинская свита	K _{1 klm}	0	—	1,10
2570	2600	Баженовская свита + Георгиевская	J _{3 bg} +J _{3 gr}	0	—	1,10
2600	2680	Васюганская свита	J _{3 vs}	0	—	1,10
2680	2945	Тюменская свита	J _{2 tm}	0	—	1,20
2945	3050	Салатская свита	J _{1 sal}	0	—	1,20
3050	3060	Тогурская свита	J _{1 tog}	0	—	1,20
3060	3070	Урманская свита	J _{1 urm}	0	—	1,20
3070	3750	Лугинецкая	PZ	45-50	—	1,30

Таблица А.2 – Литологическая характеристика разреза скважины

Индекс страти- графиче- ского подраз- деления	Интервал, м по вертика- ли		Горная порода		Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.п.)
	от (верх)	до (низ)	краткое название	% в интер- вале	
1	2	3	4	5	6
Q	0	50	торф, пески, супеси алевролиты	40 40 10 10	почвенно - растительный слой; торф; пески; супеси и алевролиты.
Pg _{3 nk}	50	140	глины, суглинки, супеси, алевролиты, пески	50 10 10 10 10	Чередование глин, суглинок, супесей, алевритов и песков
Pg _{2-3 cg}	140	190	глины, алевриты	80 20	Глины зеленовато - серые с прослоями алевритов
Pg _{2 ll}	190	250	глины, алевролиты	50 50	Глины тонко отмученные, оскольчатые, прослой алевролитов, глин опоковидных
Pg _{1 tl}	250	300	глины, алевриты	80 20	Глины с линзами алевритов
K _{2 gn}	300	460	глины	100	Глины известковистые, алевритистые
K _{2 sl}	460	510	глины,	100	Глины алевритистые
K _{2 ip}	510	640	пески, глины, алевролиты	80 10 10	Переслаивание песков, глин, алевролитов

Продолжение таблицы А.2

1	2	3	4	5	6
K ₂ kz	640	670	глины,	100	Глины с зернами глауконита
K ₁₋₂ pk	670	1550	пески, песчаники, алевролиты, глины,	50 20 20 10	Переслаивание песков, песчаников, алевролитов и алевролитистых глин
K ₁ al	1550	1590	глины	100	Глины с линзами алевролитового и глин
K ₁ kls	1590	2250	песчаники, алевролиты, глины	40 30 30	Чередование песчаников, алевролитов и глин
K ₁ tr	2250	2320	песчаники, аргиллиты	65 35	Песчаники серые, светло - серые, средне - зернистые, кварц - полевошпатовые, слабо - и среднесцементированные, иногда известковистые, крепкие, участками косослоистые, подчиненные прослои темно - серых плотных аргиллитов и алевролитов, глины темно – серые
K ₁ klm	2320	2570	аргиллиты, песчаники, алевролиты,	40 30 30	Аргиллиты слюдистые с прослоями песчаников и алевролитов
J ₃ bg+J ₃ gr	2570	2600	аргиллиты,	100	Аргиллиты глинисто - кремнистые, битуминозные
J ₃ vs	2620	2680	песчаники, алевролиты, аргиллиты,	50 30 20	Верхняя часть - переслаивание песчаников, алевролитов и аргиллитов; нижняя часть - преимущественно аргиллиты
J ₂ tm	2680	2945	песчаники, алевролиты, аргиллиты, угли,	50 10 30 10	Переслаивание песчаников, алевролитов, аргиллитов с прослоями углей до 16 м и углистых аргиллитов
J ₁ sal	2945	3050	песчаники, алевролиты, аргиллиты,	40 20 20	Верхняя часть - преимущественно глинисто - углистые породы с подчиненными прослоями песчаников и алевролитов; нижняя - часть - средне и крупно зернистые песчаники с прослоями аргиллитов
J ₁ tog	3050	3060	аргиллиты,	100	Представлена аргиллитов сидеритизированные, битуминозными детритом
J ₁ urm	3060	3070	аргиллиты, алевролиты,	60 40	Переслаивание аргиллитов и алевролитов
PZ	3088	3750	известняк,	100	Известняк органогенно - обломочные с прослоями глинистых известняков

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

Индекс стратигра- фического подразде- ления	Интервал, м по вертикали		Краткое название горной поро- ды	Плот- ность, г/см ³	Порис- тость, процент	Проница- емость, мдарси	Гли- нис- тость, про- цент	Карбо- натность, процент	Твёр- дость, кгс/мм2	Рассло- енность породы	Абра- зивность	Категория породы про- мысловой классифика- ции (мягкая, средняя и. п.)
	от (верх)	до (низ)										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Q	0	50	торф пески супеси алевролиты	1,9 2,0 2,6	- - -	500 0 50	- - -	0 0 0	0 15 10	1 3 3	10 10 10	мягкая мягкая мягкая мягкая
Pg _{3 nk}	50	140	пески глины суглинки супеси алевриты	2,4 2,4 2,0 2,0 2,6	- - - - -	600 0 0 0 50	- 95 30 - -	0 0 0 0 0	0 10 10 15 10	1 2 2 3 3	10 4 4 10 10	мягкая мягкая мягкая мягкая мягкая
Pg _{2-3 cg}	140	190	алевриты глины	2,6 2,4	- -	50 0	- 95	0 0	10 0	3 1	10 4	мягкая, мягкая
Pg _{2 ll}	190	250	глины алевролиты	2,1 2,6	- -	0 50	95 -	0 0	10 10	2 3	4 10	мягкая, мягкая
Pg _{1 tl}	250	300	глины алевриты	2,4 2,6	- -	1 50	90 -	0 0	10 10	2 3	4 10	мягкая, мягкая
K _{2 gn}	300	460	глины	2,60	-	5	95	2	25	3	4	мягкая
K _{2 sl}	460	510	глины	2,60	-	5	95	2	25	3	4	мягкая,
K _{2 ip}	510	640	глины пески алевролиты	2,4 2,6 2,6	- 32 -	0 450 50	90 8 -	0 3 0	15 25 10	3 2 3	4 10 10	мягкая, мягкая мягкая
K _{2 kz}	640	670	глины	2,4	-	0	90	2	15	3	4	мягкая
K _{1-2 pk}	670	1550	глины песчаники алевролиты пески	2,4 2,6 2,6 2,5	- 31,5 13,5 38	0 1000 10 1450-1500	95 5 18 7	2 3 5 3	25 30 35 20	3 2 3 1	4 10 6 10	мягкая, средняя средняя средняя

Продолжение таблицы А3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
K ₁ kls	1590	2250	песчаники	2,60	26,2	100	5	5	30	2	10	средняя
			алевролиты	2,69	-	30	25	5	-	3	10	средняя
			глины	2,60	-	5	95	2	25	3	4	мягкая
K ₁ tr	2250	2320	песчаники	2,60	25	50	20	5	40	3	10	средняя
			аргиллиты	2,67	-	5	95	5	50	3	4	средняя
K ₁ klm	2320	2570	песчанки,	2,60	17	240	20	5	45	3	10	средняя
			алевролиты,	2,69	-	30	25	5	35	3	6	средняя
			аргиллиты	2,67	-	2	95	5	50	3	4	средняя
J ₃ bg+J ₃ gr	2570	2600	аргиллиты	2,67	-	0	95	5	70	3	4	средняя
J ₃ vs	2620	2680	аргиллиты	2,67	-	5	0	0	120	4	5	средняя
			алевролиты	2,69	-	15	25	5	70	3	6	твердые
			песчаники	2,60	18,0	32	20	5	65	3	10	средняя
J ₂ tm	2680	2945	аргиллиты	2,67	-	-	90	5	130	3	4	твердые
			алевролиты	2,69	-	-	25	5	120	3	6	твердые
			песчаники	2,60	12,6	2,09	20	5	120	3	10	твердые
			угли	1,2	-	0	0	0	25	4	5	средняя
J ₁ sal	2920	3060	песчаники,	2,60	15	2,09	20	5	120	3	10	твердые
			алевролиты,	2,4	10	5	25	5	150	4	6	твердые
			аргиллиты,	2,67	-	5	90	5	130	3	4	твердые
J ₁ tog	3060	3060	аргиллиты	2,67	-	5	90	5	130	3	4	твердые
J ₁ urm	3070	3088	алевролиты	2,4	10	5	25	5	150	4	6	твердые
			аргиллиты	2,67	-	5	90	5	130	3	4	твердые
PZ	3088	3750	известняки	2,75	24,2	64,1	35	80	170	4	4	твердые

Таблица А.4 – Возможные осложнения по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Максимальная интенсивность поглощения, м ³ /час	Расстояние от устья скважины до статического уровня при его максимальном снижении, м	Имеется ли потеря циркуляции (да, нет)	Градиент давления поглощения, кгс/см ² на м		Условия возникновения
	От (верх)	До (низ)				При вскрытии	После изоляционных работ	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Q - Pg ₃ nk	0	140	1	10	нет	0,17	0,22	Увеличение плотности промывочной жидкости против проектной, репрессия на пласт более 20% гидро - статического давления.
K ₁₋₂ pk	670	1550	1	30	нет	0,13	0,18	
Pz	3070	3750	5	100	да	0,110	0,155	

Таблица А5 – Осыпи и обвалы стенок скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Буровые растворы, применявшиеся ранее				Время до начала осложнения, сут.	Мероприятия по ликвидации последствий (проработка, промывка и т.д.)
	От (верх)	до (низ)	тип раствора	плотность, г/см ³	Условная вязкость, сек	Дополнительные данные по раствору, влияющие на устойчивость пород		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Q - Pg _{nk}	0	140	Глинистый	1,16-1,18	40-50	V>6-8 см ³ за 30 мин	3,0	Соблюдение технологической скорости бурения, проработка ствола скважины, увеличение плотности и снижение водоотдачи промывочной жидкости.
Мел	670	2570	Полимер - глинистый	1,08-1,10	20-22	V>6-8 см ³ за 30 мин	2,5	
J _{3 bg} +J _{3 gr} +J _{3 vs}	2570	2950	Полимер - глинистый	1,10-1,12	20-25	V>6-7 см ³ за 30 мин	-	
J _{1 sal}	2950	3040	Полимер - глинистый	1,11-1,13	35-45	V>4-5 см ³ за 30 мин	-	
PZ+тогур+урман	3040	3750	Полимер - глинистый	<1,10-1,12-в интервале под хвостовик	20-25	V>5 см ³ за 30 мин	2,5	

Таблица А6 – Нефтегазоводопроявления

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Вид проявляемого флюида (вода, нефть, конденсат, газ)	Длина столба газа при ликвидации газопроявления, м	Плотность смеси при проявлении для расчета избыточных давлений, г/см ³		Условия возникновения	Характер проявления (в виде пленок нефти, пузырьков газа, перелива воды, увеличения водоотдачи и т. п.)
	от (верх)	до (низ)			внутреннего	наружного		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Q-Pg _{3 nk}	50	140	вода	–	1,00	1,00	Снижение противодавления на пласт ниже гидростатического	Увеличение водоотдачи, перелив бурового раствора
K _{2 ip}	510	640	вода	–	1,00	1,00	- // -	- // -
K _{2 pk}	685	1560	вода	–	1,004	1,004	- // -	- // -
K _{1 al} - K _{1 klm}	1560	2590	вода	–	1,01	1,01	- // -	- // -
J _{3 vs}	2620	2680	вода	–	1,02	1,02	- // -	- // -
J _{2 tm}	2680	2866	вода	–	1,02	1,02	Несоблюдение параметров бурового раствора, снижение противодавления на пласт ниже гидростатического.	Перелив бурового раствора, пленка нефти, пузырьки газа, увеличение водоотдачи, плотное поглощение
	2866	2874	нефть	–	0,683	0,683		
	2880	2890	вода	–	1,02	1,02		
	2896	2904	нефть	–	0,681	0,681		
	2908	2926	нефть	–	0,681	0,681		
J _{1 tog}	2946	2989	нефть	–	0,683	0,683	Несоблюдение параметров бурового раствора, снижение противодавления на пласт ниже гидростатического.	Перелив бурового раствора, пленка нефти, пузырьки газа, увеличение водоотдачи, плотное поглощение
Pz	3076	3096	нефть	–	0,688	0,688		
	3096	3750	вода	–	1,027	1,027		

Таблица А7 – Прихватопасные зоны

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Вид прихвата (от перепада давления, заклинки, сальникообразования и пр.)	Раствор, при применении которого произошёл прихват				Наличие ограничений на оставление инструмента без движения или промывки (да, нет)	Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)		тип	плотность, г/см ³	водоотдача, см ³ 30 мин	смазывающие добавки (название)		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Q - Pg ₂₋₃ cg	0	190	От перепада давления, от обвала неустойчивых пород	Глинистый	<1,16	>10	нет	да	Несоблюдение проектных параметров бурового раствора, режима промывки, недостаточная очистка забоя от выбуренной породы.
Pg ₂ I - K ₂ sl	190	490	От обвала неустойчивых пород	Глинистый	<1,16	>10	нет	да	Несоблюдение проектных параметров бурового раствора, режима промывки, недостаточная очистка забоя от выбуренной породы.
K ₁₋₂ pk	700	1690	От перепада давления	Глинистый	>1.15	>10	нет	да	Оставление бурового инструмента без движения. Увеличение плотности бурового раствора выше проектной.
K ₁ al	1690	1760	От заклинки и сальникообразования, разбухание глинистых пород, от перепада давления	Глинистый	>1.15	>10	нет	да	Оставление бурового инструмента без движения. Увеличение плотности бурового раствора выше проектной.

Продолжение таблицы А7

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
нижняя юра	2908	2989	От обвала пород, от перепада давления	При бурении экспл.пологих скважин полимерный DrilPlex	<1.12	>10	нефть	да	Несоблюдение проектных параметров бурового раствора, режима промывки, оставление бурового инструмента без движения.
Pz	3076	3120	От обвала пород, от перепада давления	При бурении экспл.пологих скважин полимерный DrilPlex	<1.12	>10	нефть	да	Несоблюдение проектных параметров бурового раствора, режима промывки, оставление бурового инструмента без движения.

Таблица А8 – Прочие возможные осложнения

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Вид (название) осложнения: желобообразование, перегиб ствола, искривление, грифообразование и пр.	Характеристика (параметры) осложнения и условия возникновения
	от (верх)	до (низ)		
1	2	3	4	5
$P_{g2-3} + K_{2sl}$	140	510	Возможны кавернообразование	За счет потери устойчивости стенок ствола вследствие некачественного бурового раствора
K_{1-2kz}	640	670	Возможны кавернообразование, сужение ствола	За счет разбухания глинистых пород и потери устойчивости стенок ствола вследствие некачественного бурового раствора
K_{1al+kl}	1550	2250	Возможны незначительное кавернообразование, сужение ствола	За счет разбухания глинистых пород и потери устойчивости стенок ствола вследствие некачественного бурового раствора

Приложение Б

Проектирование профиля и конструкции скважины, процессов углубления и заканчивания скважин

Таблица Б.1 – Данные по профилю наклонно-направленной скважины

Тип профиля		с горизонтальным участком									
Исходные данные											
Глубина скважины по вертикали, м				3085		Интенсивность искривления на первом участке набора зенитного угла, град/10 м				1,4	
Глубина кровли продуктивного пласта, м				3076		Интенсивность искривления на втором участке набора зенитного угла, град/10 м				2,9	
Отход скважины, м				1450		Интенсивность искривления на участке малоинтенсивного набора зенитного угла, град/10 м				0,22	
Длина интервала бурения по пласту, м				700		Зенитный угол в конце первого участка набора угла, град				26,5	
Зенитный угол в конце участка малоинтенсивного набора угла, град				90		Зенитный угол при входе в продуктивный пласт, град				88,5	
Расчетные данные											
№ интервала	Длина по вертикали, м			Длина по стволу, м			Зенитный угол, град		Отход, м		
	от	до	всего	от	до	всего	в начале	в конце	от	до	всего
1	0	300	300	0	300	300	0,0	0,0	0	0	0
2	300	480	180	300	487	187	0,0	26,5	0	42,4	42,4
3	480	2970	2490	487	3269	2782	26,5	26,5	42,4	1284	1241,6
4	2970	3076	106	3269	3476	207	26,5	88,5	1284	1450	166
5	3076	3085	0	3476	4164	688	88,5	90,0	1450	2138	688
6	3085	3085	0	4164	4176	12	90,0	90,0	2138	2150	12
Итого	Σ		3085	Σ		4176	—	—	Σ		2150

Таблица Б.2 – Расчет глубины спуска технической колонны

Параметр	Значение параметра					
Индекс пласта	Ю ₁₁	Ю ₁₂	Ю ₁₃	Ю ₁₄	Ю ₁₅	М ₁
Глубина кровли, м	2866	2896	2908	2946	3056	3076
Градиент пластового давления, кгс/см ² /м	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100	0,105
Градиент давления гидроразрыва, кгс/см ² /м	0,190	0,190	0,190	0,190	0,190	0,190
Плотность нефти, кг/м ³	681	681	681	683	688	688
Расчетные значения						
Пластовое давление в кровле продуктивного пласта, атм	286,6	289,6	290,8	294,6	305,6	322,98
Минимальная глубина спуска предыдущей колонны, м	840	860	860	860	890	1030
Требуемый запас	1,09	1,10	1,10	1,09	1,10	1,09
Окончательная глубина спуска колонны, м	1030					

Таблица Б.3 – Результаты проектирования конструкции скважины

Колонна	Глубина спуска, м				Интервал цементирования, м		внешний диаметр обсадной колонны, мм	диаметр долота на интервале, мм
	расчетная по вертикали	запроектированная по вертикали	расчетная по стволу	Запроектированная по стволу	по вертикали	по стволу		
Направление	60	60	60	60	0-60	0-60	323,9	393,7
Кондуктор	1030	1030	1030	1030	0-1030	0-1101	244,5	295,3
Эксплуатационная колонна	3045	3045	3370	3370	1030-3045	1101-3370	168,3	215,9
Хвостовик	2970-3085	2970-3085	3269-4176	4176	2970-3085-	3269-4176-	127,0	155,6

Таблица Б.4 – Расчет давления опрессовки колонны для нефтяных пластов

Параметр	Значение параметра					
Индекс пласта	Ю ₁₁	Ю ₁₂	Ю ₁₃	Ю ₁₄	Ю ₁₅	М ₁
Пластовое давление в кровле ПП, МПа	28,66	28,96	29,08	29,46	30,56	32,3
Глубина залегания кровли ПП, м	2866	2896	2908	2946	3056	3076
Максимальное давление на устье при флюидопроявлении, МПа	13,3	13,3	13,3	12,53	13,3	25,93
Давление, необходимое для ликвидации ГНВП, МПа	14,63	14,63	14,63	13,78	14,63	28,52
Давление опрессовки колонны, МПа	16,09	16,09	16,09	15,16	16,09	31,37

Таблица Б.5 – Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Параметр		Значение параметра			
1		2	3	4	5
Интервал		0-60	60-1101	1101-3370	3370-4176
Исходные данные					
Диаметр долота	м	0,3937	0,2953	0,2153	0,1556
	мм	393,7	295,3	215,3	155,6
$G_{oc}, кН$		29	78	118	78
$Q, Н^*м/кН$		1,5	1,5	1,5	1,5
Результаты проектирования					
$D_{зд}, мм$		-	236	173	124
$M_p, Н^*м$		-	3046	3334	1661
$M_o, Н^*м$		-	148	108	78
$M_{yд}, Н^*м/кН$		-	37	27	20

Таблица Б.6 – Проектируемое КНБК под интервал направления

№	Типоразмер, Шифр	Длина, м	Наруж. диа- метр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под направление (0–60 м)							
1	393,7 GRD 111 Волгабур-маш	0,435	393,7	-	3-152	Ниппель	0,18
2	Переводник М152хМ152	0,44	225	100	3-152	Муфта	0,037
					3-152	Муфта	
3	УБТС-203	12	203	100	3-152	Ниппель	2,568
					3-152	Муфта	
4	Переводник М171хН152	0,517	225	73	3-152	Ниппель	0,093
					3-171	Муфта	
5	КЛС-393,7 М	0,6	390	80	3-171	Ниппель	0,515
					3-171	Муфта	
6	Переводник М171хН152	0,517	225	73	3-171	Ниппель	0,059
					3-133	Муфта	
8	ТБПК-127х9,19 Л	До устья	127	82,6	3-133	Ниппель	1,356
					3-133	Муфта	

Таблица Б.7 – Проектируемое КНБК под интервал кондуктора

№	Типоразмер, Шифр	Длина, м	Наруж. диа- метр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под кондуктор (60–1101 м)							
1	2	3	4	5	6	7	8
1	295,3 (11 5/8) FD 268SM-A72 Волгабурмаш	0,441	295,3	—	3-152	Ниппель	0,09
2	Переводник M152xM152	0,38	240	—	3-152	Муфта	0,02
					3-152	Муфта	
3	КЛС 295,3 МС	0,90	295,3	185	3-152	Ниппель	0,114
					3-152	Муфта	
4	Переводник M152xH152	0,54	225	80	3-152	Ниппель	0,045
					3-152	Муфта	
5	ДРУ-240РС(7/8)	8,0	245	200,152	3-152	Ниппель	2,3
					3-152	Муфта	
6	Переводник П-171/152	0,517	203	90	3-152	Ниппель	0,0743
					3-171	Муфта	
6	Клапан обратный КОБ-203РС	0,375	240	—	3-171	Ниппель	0,043
					3-171	Муфта	
7	Переливной клапан ПК-240РС	0,48	240	55	3-171	Ниппель	0,105
					3-171	Муфта	
8	Переводник H171xH171	0,525	225	101	3-171	Ниппель	0,0989
					3-171	Ниппель	
9	Телеметрия SlimPulse MWD SlimPulse	9,25	210	117	3-171	Муфта	5,6
					3-171	Муфта	

Продолжение таблицы Б.7

1	2	3	4	5	6	7	8
10	Переводник М17хН171	0,55	225	100	3-171	Ниппель	0,0859
					3-171	Муфта	
11	Немаг. УБТ	24,9	203	127	3-171	Ниппель	2,199
					3-171	Муфта	
12	Переводник П-171/152	0,525	203	95	3-171	Ниппель	0,0989
					3-152	Муфта	
13	К 295 МС	0,90	295,3	185	3-152	Ниппель	0,114
						Муфта	
14	Переводник П-163/152	0,538	229	89	3-152	Ниппель	0,095
					3-163	Муфта	
15	УБТС2-203	12	203	80	3-163	Ниппель	2,658
						Муфта	
16	Переводник П-163/133	0,538	229	101	3-163	Ниппель	0,95
					3-147	Муфта	
17	УБТС2-178	24	178	71	3-147	Ниппель	3,744
					3-147	Муфта	
18	Переводник П-133/147	0,524	178	95	3-147	Ниппель	0,044
					3-133	Муфта	
19	ТБПК-127х9,19 Л	До устья	127	82,6	3-133	Ниппель	31,688
						Муфта	

Таблица Б.8 – Проектируемое КНБК под интервал эксплуатационную колонну

№	Типоразмер, Шифр	Длина, м	Наруж. диа- метр, мм	Внут. диа- метр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под эксплуатационную колонну (1101–3370)							
1	2	3	4	5	6	7	8
1	215,9 (8 1/2) FD 377МН-А170 Волгабурмаш	0,4	215,9	—	3-117	Ниппель	0,024
2	К 215 СТ	0,40	215,9	70	3-117	Муфта Ниппель	0,058
3	Переводник П-117/147	0,525	178	58	3-117 3-147	Муфта Ниппель	0,047
4	ДГУ-240РС (7/8)	8,57	172	—	3-147 3-147	Муфта Муфта	1,081
5	Клапан обратный КОБ-172	0,34	172	66	3-147 3-147	Ниппель Муфта	0,015
6	Переливной клапан ПК-172РС	0,67	176	55	3-147 3-147	Ниппель Муфта	0,039
7	Переводник П-133/147	0,524	178	95	3-147 3-133	Ниппель Муфта	0,044
8	НУБТ 178*71,4 NC50-70	12	178	71	3-133 3-133	Ниппель Муфта	1,936
9	Предох. переводник Lower Saver Sub	0,64	167	73	3-147 3-133	Ниппель Муфта	0,02
10	Телеметрия SlimPulse MWD SlimPulse	9,41	169	87	3-133 3-133	Ниппель Муфта	3,3

Продолжение таблицы Б.8

1	2	3	4	5	6	7	8
11	Предох. Переводник Upper Saver Sub	0,93	168	75	3-133	Ниппель	0,03
					3-147	Муфта	
12	УБТС2-178(8)	56	178	71	3-147	Ниппель	9,912
					3-147	Муфта	
13	Переводник П-147/147	0,35	203	101	3-147	Ниппель	0,061
					3-147	Муфта	
14	Яс гидравлический Jar-172	4,3	172	71,4	3-147	Ниппель	1,320
					3-147	Муфта	
15	Переводник П-133/147	0,52	178	101	3-147	Ниппель	0,0461
					3-133	Муфта	
16	ТБПК-127х9,19 Л	До устья	127	82,6	3-133	Ниппель	102,196
					3-133	Муфта	

Таблица Б.9 – Проектируемое КНБК под интервал эксплуатационную колонну

№	Типоразмер, Шифр	Длина, м	Наруж. диа- метр, мм	Внут. диа- метр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под хвостовик (3370–4176)							
1	2	3	4	5	6	7	8
1	БИТ 155,6 ВТ 516 УС.195	0,3	142,9	—	3-88	Ниппель	0,0135
2	К 155,6 Т	0,35	155,6	66	3-88	Ниппель	0,111
					3-88	Муфта	
3	РУС PowerDrive vorteX 475	9	137	92,46	3-88	Ниппель	1,071
					V-40	Муфта	
4	Переводник PD Extention Sub	0,4	128	57	4.089-V-040	Ниппель	0,04
					3-102	Муфта	
5	Антенa РУС PD 475 E-Mag Receiver	1,5	134	57,15	3-102	Ниппель	0,05
					4.089-V-040	Муфта	
6	Переводник PD Extention Sub	0,4	128	57	4.089-V-040	Ниппель	0,6
					3-94	Муфта	
7	Телеметрия IMPulse 25k Me- dium Flow	9,84	133	65	3-94	Ниппель	1,3
					3-102	Муфта	
8	Зонд ЭЦП VPWD	4,05	133,5	84,5	3-102	Ниппель	1,6
					3-102	Муфта	
9	Предох. Переводник Lower Saver Sub	0,44	121,4	63,5	3-102	Ниппель	0,02
					3-102	Муфта	
10	Нейтронный каротаж. Зонд AND-4 5 7/8 Stabilizer	7,02	144,98	57,15	3-102	Ниппель	2,1
					3-102	Муфта	

Продолжение таблицы Б.9

1	2	3	4	5	6	7	8
11	Предох. Переводник UpperLower Saver Sub	0,41	118	61	3-102	Ниппель	0,02
					3-94	Муфта	
12	НУБТ 120,7 NC35-47	24	120,7	50,8	3-94	Ниппель	1,752
					3-94	Муфта	
13	Переводник П-102/94	0,42	120	62	3-94	Ниппель	0,0203
					3-102	Муфта	
14	Ясс SJ-120	5,5	89	67	3-102	Ниппель	0,32
					3-102	Муфта	
15	ТБПН-89х11 Л	820	89	66,2	3-102	Ниппель	17,286
					3-102	Муфта	
16	Переводник П-133/102	0,41	120	78	3-102	Ниппель	0,05
					3-133	Муфта	
17	УБТ ТБТ-127	48	133,35	57,2	3-133	Ниппель	3,576
					3-133	Муфта	
18	Ясс SJ-120	5,5	89	67	3-102	Ниппель	0,32
					3-102	Муфта	
19	Переводник П-133/102	0,41	120	78	3-102	Ниппель	0,05
					3-133	Муфта	
20	УБТ ТБТ-127	48	133,35	57,2	3-133	Ниппель	3,576
					3-133	Муфта	
21	Переводник П-102/133	0,41	120	78	3-133	Ниппель	0,05
					3-102	Муфта	
22	ТБПН-89х11 Л	До устья	89	66,2	3-102	Ниппель	69,599
						Муфта	

Таблица Б.10 – Результаты расчета бурильных труб на напряжения в клиновом захвате

Вид технологической операции (бурение скважины, спуск частей обсадной колонны, разбуривание цемента)	Интервал по стволу, м		Характеристика бурильной трубы					Длина секции, м	Масса, т		Коэффициент запаса прочности трубы на	
	от (верх)	до (низ)	тип (шифр)	наружный диаметр, мм	марка (группа прочности) материала	толщина стенки, мм	тип замкового соединения		секции	нарастающая с учетом КНБК	в клиновом захвате (L=300 мм)	в клиновом захвате (L=400 мм)
Бурение	0	60	ТБПК-127х9,19 Л	127	Л	9,19	3-133	43	1,359	4,99	23,70	24,93
Бурение	60	1030	ТБПК-127х9,19 Л	127	Л	9,19	3-133	1015	31,688	49,211	4,97	5,23
Бурение	1030	3371	ТБПК-127х9,19 Л	127	Л	12,7	3-133	3273	102,19	119,67	1,31	1,38
Бурение	3371	4176	ТБПН-89х11 Л	127	Л	9,19	3-133	4014	69,599	102,72	1,32	1,37

Таблица Б.11 – Результаты расчета потребного объема бурового раствора

Направление интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний диаметр предыдущей обсадной колонны, мм.	k _{каверн.}	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
От	до					
0	60	60	393,7	-	1,45	10,6
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} =2
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} =7,2
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{спо} =0,2
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₂ = 11,8
Объем раствора к приготовлению:						V _{бр} =65
Кондуктор интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под ин- тервал, мм.	Внутренний диаметр предыдущей обсадной колонны, мм.	k _{каверн.}	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
От	до					
60	1101	1041	295,3	306,9	1,33	100,4
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} =24,4
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} =68,1
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{спо} =4,3
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₂ =104
Общая потребность бурового раствора на интервале:						V _{бр} =242,2
Объем раствора к приготовлению:						V ₃ =138,2

Продолжение таблицы Б.11

Эксп. колонна интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под ин- тервал, мм.	Внутренний диаметр предыдущей обсадной колонны, мм.	k _{каверн.}	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
От	до					
1101	3370	2269	215,9	228,7	1,12	148,8
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} =12,7
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} =97,3
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{спо} =11,3
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₂ =176,3
Общая потребность бурового раствора на интервале:						V _{бр} =398,4
Объем раствора к приготовлению:						V ₃ '=222,1
Хвостовик интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под ин- тервал, мм.	Внутренний диаметр предыдущей обсадной колонны, мм.	k _{каверн.}	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
От	до					
3370	4176	806	155,6	150,5	1,2	92,2
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} =8,4
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} =64,9
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{спо} =10
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₂ =101,1
Общая потребность бурового раствора на интервале:						V _{бр} =272,7
Объем раствора к приготовлению:						V ₃ '=171,6

Таблица Б.12 – Интервалы цементирования тампонажными растворами различной плотности

Интервал	Интервал цементирования облегченным тампонажным раствором, м		Интервал цементирования тампонажным раствором нормальной плотности, м	
	по вертикали	по стволу	по вертикали	по стволу
Направление	-	-	0-60	0-60
Кондуктор	0-930	0-989	930-1030	989-1101
Эксплуатационная колонна	1030-2766	1101-3041	2766-3045	3041-3370
Хвостовик	-	-	3045-3085	3370-4176

Таблица Б.13 – Заряды, применяемые в перфораторе

Название	Масса ВВ, г.	Глубина пробития	Диаметро входного отверстия	Фазировка, град.	Плотность перфорации, отв/м
ЗПМ73С	14	585	7,4	60;90	10;15;19
ЗПМ73СА	17	198	18,6	60	15;19

Таблица Б.14 – Технические характеристики

Наименование параметра	Значения
Рабочее давление для устьевого оборудования, МПа	21
Рабочее давление сальникового очистителя, МПа	10-21
Максимальная температура внутри скважины, °С	120
Скорость подъема сборки СВАБ-С, м/с	3,7-7,3
Условный проход, мм -НКТ 2 7/8"	59,7
Ударный ход ясса, мм	405
Габаритные размеры, мм -Максимальная высота устьевого оборудования -Сборка СВАБ-С для НКТ 3,5" -Сборка СВАБ-С для НКТ 2 7/8"	7700 2500хØ76 2500хØ59
Масса, кг, не более -Устьевое оборудование -Сборка СВАБ-С для НКТ 3,5" -Сборка СВАБ-С для НКТ 2 7/8"	300 40 35

Приложение В

Финансовые расчеты по строительству скважины

Таблица В.1 – Нормативная карта

Наименование работ	Тип и размер долота	Интервал бурения, м		Норма		Проходка в интервале, м	Количество долблений	Время механического бурения, час	СПО и наращивание, час	Промывка, час	Прочие работы, час	Всего, час
		от	до	Проходка на долото, м	Время бурения 1м, ч							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Бурение под направление	393,7 GRD 111 M PDC	0	60	500	0,03	60	1	1,5	0,51	0,02	1,10	3,13
Крепление направления	—	—	—	—	—	—	Продавка, час	ОЗЦ, час	Спуск колонны, час	—	—	—
	—	—	—	—	—	—	1,24	12	1,43	0,02	0,4	15,09
Итого:	18,2											
Бурение под кондуктор	295,3 FD 268SM -A72 MC PDC	60	110 1	1500	0,018	1041	1	43,27	12,11	1,03	2,08	58,49
Крепление кондуктора	—	—	—	—	—	—	Продавка, час	ОЗЦ, час	Спуск колонны, час			
	—	—	—	—	—	—	3,34	16	19,3	3,51	1,1	43,25
Итого:	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	101,7 4

Продолжение таблицы В.1

Наименование работ	Тип и размер долота	Интервал бурения,м		Норма		Проходка в интервале, м	Количество долблений	Время механического бурения, час	СПО и наращивание, час	Промывка, час	Прочие работы, час	Всего, час
		от	до	Проходка на долото, м	Время бурения 1м, ч							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Бурение под эксплуатационную колонну	215,9 FD 377M Н- А170 СТ PDC	110 1	337 0	2000	0,029	2269	2	51,27	22,73	2,51	2,6	79,11
Крепление эксплуатационной колонны	—	—	—	—	—	—	Продавка, час	ОЗЦ, час	Спуск колонны, час	—	—	—
	—	—	—	—	—	—	10,64	24	31,2	6,83	2,8	75,47
Итого:	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	154,58
Бурение под хвостовик	БИТ 155,6 ВТ 516 УС.19 5	337 0	417 6	2000	0,033	806	1	33,06	37,85	3,49	3,1	77,5
Крепление хвостовика	—	—	—	—	—	—	Продавка, час	ОЗЦ, час	Спуск колонны, час	—	—	—
	—	—	—	—	—	—	1,05	16	18,85	7,23	2,2	45,33

Окончание таблицы В.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Итого:	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	122,83
Итоговое время на бурение, ч												218,23
Итоговое время на крепление, ч												179,14
Итоговое время на геофизические исследования, ч												79,1
Итого, ч												416,47

Таблица В.2 – Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Единицы измерения	Стоимость единицы, руб	Подготовительные работы		Направление		Кондуктор		Эксплуатационная колонна		Хвостовик	
			Кол-во	Сумма	Кол-во	Сумма	Кол-во	Сумма	Кол-во	Сумма	Кол-во	Сумма
Затраты, зависящие от времени												
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Повременная з/п буровой бригады	сут	129,15	35	4520,25	–	–	–	–	–	–	–	–
Социальные отчисления, 30%	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Сдельная з/п буровой бригады	сут	138,19	–	–	0,57	75,77	1,43	197,61	3,61	498,87	5,24	724,12
Социальные отчисления, 30%	–	–	–	–	–	22,731	–	59,283	-	149,661	-	217,24
Сдельная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	12,60	35	–	0,57	7,182	1,43	18,02	3,61	45,486	5,24	66,024
Социальные отчисления, 30%				–		2,154	–	5,41	–	13,65		19,81
Содержание бурового оборудования	сут	252,86	–	–	0,57	144,13	1,43	361,59	3,61	91,825	5,24	1324,99
Амортизация и износ бурового оборудования при бурении, креплении, испытании	сут	1443,0	–	–	0,57	822,51	1,43	2063,49	3,61	5209,23	5,24	7561,32

Продолжение таблицы В.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Материалы и запасные части при бурении забойными двигателями и РУС	сут	244,60	–	–	–	–	–	–	3,61	883,01	5,24	1281,7
Прокат ВЗД	сут	92,66	–	–	–	–	–	–				
Прокат ВЗД при наличии станков до 10 и пребывании на забое до 25%	сут	240,95	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Прокат РУС	сут	358,61							3,61	1294,58	5,24	1879,12
Содержание полевой лаборатории по разработке рецептов приготовления и обработки бурового раствора в эксплуатационном бурении	сут	7,54	–	–	0,57	4,3	1,43	10,78	3,61	27,22	5,24	39,51
Эксплуатация ДВС,	сут	8,9	–	–	0,57	5,073	1,43	12,73	3,61	32,13	5,24	46,636
Плата за подключенную мощность	кВт/сут	257,41	–	–	0,57	146,72	1,43	368,1	3,61	929,25	5,24	1348,83
Эксплуатация спецтранспорта	сут	134,32	35	4701,2	0,57	76,56	1,43	192,078	3,61	484,9	5,24	703,84
Зависящие от объема работ												
Бентонит ПБМБ	уп	6,08	–	–	6	36,48	10	60,8	–	–	–	–
Карбонат натрия Na ₂ CO ₃	уп	20,5	–	–	4	338,25	16,5	338,25	–	–	–	–
NaOH	уп	4,59	–	–	3	13,77	15	68,85	–	–	–	–
LUBE-945	уп	15,45	-	-	-	-	103	1591,35	-	-	-	-

Окончание таблицы В.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
THINSMART	уп	8,24	–	–	4	32,96	–	–	–	–	–	–
POLYPAC R	уп	12,2	–	–	–	–	9	109,8	–	–	–	–
POLYPAC UL	уп	9,06	–	–	–	–	21	190,26	–	–	–	–
Ca(OH) ₂	уп	8,07	–	–	–	–	-	-	468	3776,76	257	2073,99
M-I GEL SUPREME	уп	42,12	–	–	5	210,6	26	1095,1 2	–	–	–	–
MEGAMUL	уп	408,26	–	–	–	–	–	–	8	3266,03	5	2041,3
ENVIROTREAT	уп	559,63	–	–	–	–	–	–	3	1678,89	2	1119,26
Барит	уп	311,82	–	–	1	311,82	–	–	–	–	2	275,2
VERSAMOD	уп	32,08	–	–	–	–	–	–	4	128,32	2	64,16
OPTISEAL I	уп	21,70	–	–	–	–	–	–	63	1367,1	34	737,8
TRUVIS	уп	8,42	–	–	–	–	–	–	250	2105	137	1153,54
Дизельное топливо	уп	183,03	–	–	–	–	–	–	3	549,09	2	366,06
Мраморная крошка	уп	21,1	–	–	–	–	–	–	443	9347,3	824	17386,4
393,7 GRD 111 М	шт	2375,8 1	–	–	1	2075,8 7	–	–	–	–	–	–
295,3 (11 5/8) FD 268SM-A72 MC	шт	1112,5 2	–	–	–	–	2	2225,0 4	–	–	–	–
215,9 (8 1/2) FD 377MH-A170 CT	шт	2621,34	–	–	–	–	–	–	–	2621,34	–	–
155,6 (6 1/8) V- CLS33W-R1287 T	шт	915,62	–	–	–	–	–	–	–	-	1	915,62
Итого затрат на бурение, по этапам	руб	–	–	9221,45	–	4326,88	–	8968,56 1	–	34499,65 6	–	41346,47
Итого затрат на бурение	руб	98363,017										

Таблица В.3 – Сметный расчет на крепление скважины

Наименование затрат	Единицы измерения	Стоимость единицы, руб	Направление		Кондуктор		Эксплуатационная колонна		Хвостовик	
			Кол-во	Сумма	Кол-во	Сумма	Кол-во	Сумма	Кол-во	Сумма
Затраты, зависящие от времени										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Сдельная з/п буровой бригады	сут	138,19	0,7	96,733	1,44	198,99	3,17	438,06	1,84	254,27
Социальные отчисления, 30%	–	–	–	29,02	–	59,697	–	131,418	–	76,281
Сдельная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	9,95	0,7	6,965	1,44	14,328	3,17	31,542	1,84	18,308
Социальные отчисления, 30%			–	2,09	–	4,3	–	9,45	–	5,49
Содержание бурового оборудования	сут	252,86	0,7	177,02	1,44	364,12	3,17	801,57	1,84	465,26
Амортизация и износ бурового оборудования при бурении, креплении, испытаниях	сут	1443	0,7	1010,1	1,44	2077,92	3,17	4574,31	1,84	2655,12
Содержание полевой лаборатории по разработке рецептур приготовления и обработки тампонажного раствора	сут	7,54	0,7	5,278	1,44	10,86	3,17	23,9	1,84	13,87

Продолжение таблицы В.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Эксплуатация ДВС,	сут	8,9	0,7	6,23	1,44	12,816	3,17	28,213	1,84	16,376
Плата за подключен- ную мощность	кВт/сут	257,41	0,7	180,19	1,44	370,67	3,17	815,99	1,84	473,63
Эксплуатация спецтранспорта	сут	134,32	0,7	94,024	1,44	193,42	3,17	425,8	1,84	247,15
Затраты, зависящие от объема работ										
БКМ-324	шт	66,97	1	66,97	—	—	—	—	—	—
ЦКОД-324	шт	208,72	1	208,72	—	—	—	—	—	—
ЦПЦ-324/394	шт	12,39	2	24,78	—	—	—	—	—	—
ПРП-Ц-324	шт	70,45	1	70,45	—	—	—	—	—	—
БКМ-245	шт	66,97	—	—	1	66,97	—	—	—	—
ЦКОД-245	шт	107,34	—	—	1	107,34	—	—	—	—
ЦЦ-245/324	шт	11,01	—	—	37	407,37	—	—	—	—
ПРП-Ц-245	шт	49,54	—	—	1	49,54	—	—	—	—
БКМ-168	шт	54,95	—	—	—	—	1	54,95	—	—
ЦКОД-168	шт	83,49	—	—	—	—	1	83,49	—	—
ЦПЦ-168/215	шт	14,69	—	—	—	—	112	1645,28	—	—
ПРП-Ц-168	шт	26,36	—	—	—	—	1	26,36	—	—
<u>БКОК-168P1</u>	шт	101,38	—	—	—	—	1	101,38	—	—
БКП-Вр-127	шт	56,65	—	—	—	—	—	—	1	56,65
ЦКОДУ-127	шт	42,64	—	—	—	—	—	—	1	42,64
ЦПЦ-127/143	шт	11,01	—	—	—	—	—	—	81	891,81
ЦТЖС-127/151	шт	16,06	—	—	—	—	—	—	26	417,56

Окончание таблицы В.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
ПРП-Ц-В-127	шт	9,84	—	—	—	—	—	—	1	9,84
ПРП-Ц-Н-127	шт	17,71	—	—	—	—	—	—	1	17,71
ПХГМЦ -127/178	шт	2064,22	—	—	—	—	—	—	1	2064,22
МБП-СМ	кг	0,58	510	295,8	365	211,7	93	53,94	36	20,88
МБП-МВ	кг	0,64	437	279,68	313	200,32	80	51,2	31	19,84
Полицем Фрост	т	90,82	19	870,58			—	—	—	—
ПЦТ - II - 50	т	70,31	—	—	10,47	369,6957	—	—	—	—
ПЦТ - III - Об (4-6) - 50	т	62,19	—	—	18,79	586,0601	—	—	—	—
ПЦТ - III - Об (4-6) - 100	т	54,98	—	—	—	—	24,16	675,9968	—	—
ПЦТ - II - 150	т	84,38	—	—	—	—	—	—	11,56	489,9128
НТФ	кг	1,54	—	—	11,75	18,095	15,14	23,3156	—	—
Итого на крепление	руб	38471								

Таблица В.4 – Сводный сметный расчет

Наименование работ и затрат	Сумма в ценах 1984 года, руб	Сметная стоимость в текущих ценах, руб
1. Подготовительные работы к строительству скважины		
Обустройство площадки	64 821	14 130 978
Рекультивация перед планировкой	13 364	2 913 352
Итого		17 044 330
2. Строительство и монтаж бурового оборудования		
Строительство и монтаж	169 457	36 941 626
Разборка и демонтаж	10 853	2 365 954
Итого		39 307 580
3. Бурение и крепление скважины		
Бурение скважины	98363,017	21 443 138
Крепление скважины	38471	8 386 678
Итого		29 829 816
4. Испытания скважины на продуктивность		
Испытание по окончанию бурения	42 595	9 285 710
5. Промыслово-геофизические работы		
Затраты на промыслово-геофизические работы	8809	1 920 362
6. Дополнительные затраты при строительстве скважин в зимнее время		
Дополнительные затраты при производстве строительных и монтажных работ в зимнее время (5,4% от пунктов 1 и 2)	13959	3 043 062
Снегоборьба; (0,4% от пунктов 1 и 2)	5584	1 217 312
Эксплуатация котельной и паровой установки	30 640	6 679 520
Итого		10 939 894
Итого прямых затрат		106 407 330
7. Накладные расходы		
Накладные расходы (25% на итог прямых затрат)		26 601 833
8. Плановые накопления;		
Плановые накопления (7% на суммарный итог прямых затрат и накладных расходов)		9 310 641
9. Прочие работы и затраты		
Зарплаты, надбавки	8827,95	1 924 493
Транспортировка буровых бригад	3945,89	8 60 204
Сооружение водяной скважины	4587,16	1000000,88
Затраты на авторский надзор, (0,2 % от пунктов 1-8)		306 589
Амортизация жилого городка	125,64	27 390
Итого		4 118 676
10. Резерв средств на непредвиденные расходы		
Затраты на непредвиденные работы и расходы (5% от пунктов 1-10, за вычетом транспортировки бригад)	34 027,26	7417942
ВСЕГО ПО СМЕТЕ		155 780 915
ВСЕГО с учетом НДС (20%)		186 937 104

Приложение Г

ГЕОЛОГО - ТЕХНИЧЕСКИЙ НАРЯД

на строительство эксплуатационной скважины глубиной 4176 м

Предприятие: АО "ССК"
Оборудование:

Буровая установка: БУ - 4000 ЗУК-1М
Лебедка: ЛБ - 750
Талевая система: 5х6
Ротор Р - 700
Насосы: ЧНБТ - 1250

[illegible]