

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА РАЗВЕДОЧНОЙ ВЕРТИКАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 2890 МЕТРОВ НА НЕФТЕГАЗОВОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)

УДК 622.143:622.243.22:622.323(24:181m2890)(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б5Б	Янченко Виктор Петрович		01.06.2020

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глотова Валентина Николаевна	к. т. н.		03.06.2020

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рыжакина Татьяна Гавриловна	к. э. н.		01.06.2020

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Сечин Андрей Александрович	к. т. н.		01.06.2020

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна	—		05.06.2020

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

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

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

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

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

Студенту:

Группа 3-2Б5Б	ФИО Янченко Виктор Петрович
------------------	--------------------------------

Тема работы:

Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2890 метров на нефтегазовом месторождении (томская область)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 59-116/с от 28.02.2020

Срок сдачи студентом выполненной работы:	03.06.2020
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Геолого-технические условия бурения скважины на нефтегазоконденсатном месторождении (Томской области).
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<ul style="list-style-type: none"> • Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины; • Обоснование конструкции скважины (Обоснование конструкции эксплуатационного забоя, построение совмещенного графика давлений, определение числа обсадных колонн и глубины их спуска, выбор интервалов цементирования, расчет диаметров скважины и обсадных колонн, разработка схем обвязки устья скважины); • Углубление скважины: (Выбор способа бурения; выбор породоразрушающего инструмента, расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород, расчет частоты вращения долота, выбор и обоснование типа забойного двигателя, выбор компоновки и расчет бурильной колонны, обоснование типов и компонентного состава буровых растворов, выбор гидравлической программы промывки скважины, технические средства и режимы бурения при отборе керна); • Проектирование процессов заканчивания скважин (Расчет обсадных колонн, расчет процессов цементирования скважины, выбор технологической оснастки обсадных колонн, проектирование процессов испытания и освоения скважин); • Выбор буровой установки. • Применение циркуляционных переводников
Перечень графического материала <i>с точным указанием обязательных чертежей</i>	1. ГТН (геолого-технический наряд)
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	

<i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, Рыжакина Татьяна Гавриловна
Социальная ответственность	Ассистент, Сечин Андрей Александрович
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском языке:	
1. Горно-геологические условия бурения скважины	
2. Технологическая часть проекта	
3. Применение циркуляционных переводников при строительстве нефтяных и газовых скважин	
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
5. Социальная ответственность	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	29.02.2020
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глотова Валентина Николаевна	к.т.н.		29.02.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б5Б	Янченюк Виктор Петрович		29.02.2020

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

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	03.06.2020
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
06.03.2020	1. Горно-геологические условия бурения скважины	5
27.03.2020	2. Технологическая часть проекта	40
10.04.2020	3. Применение циркуляционных переводников при строительстве нефтяных и газовых скважин	15
24.04.2020	4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
01.05.2020	5. Социальная ответственность	15
28.05.2020	6. Предварительная защита	10

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глотова Валентина Николаевна	к.т.н.		29.02.2020

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна	—		29.02.2020

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б5Б	Янченко Виктор Петрович

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело/бурение 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. Нормы времени на бурение согласно ЕНВ; расходование ресурсов согласно технологической части проекта. 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 НТИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	1. Расчет технико-экономических показателей бурения скважины.
2. Планирование и формирование бюджета НТИ	1. Расчет затрат времени, труда, материалов и оборудования по видам работ.
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности НТИ	1. Расчет сметной стоимости строительства скважины.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	29.02.2020
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рыжакина Татьяна Гавриловна	к.э.н.		29.02.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б5Б	Янченко Виктор Петрович		29.02.2020

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б5Б	Янченко Виктор Петрович

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело/бурение скважин

Тема ВКР:

Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2890 метров на нефтегазовом месторождении (томская область)	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объект исследования: Разведочная вертикальная скважина на нефтегазовом месторождении (Томская область)
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	Нормы: ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны» СНиП 23-05-95 «Естественное и искусственное освещение» ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ «Шум. Общие требования безопасности» ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ «Вибрация. Общие требования безопасности» ГОСТ 12.1005-88 ССБТ «Воздух рабочей зоны» СНиП 2.04.05-91 «Отопление, вентиляция, кондиционирование» ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ «Вредные вещества, классификация и общие требования безопасности» ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты ГОСТ 13862-90 "Оборудование противовыбросовое"
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	- Неудовлетворительные показания микроклимата на открытом воздухе - Повышенные уровни шума - Повышенные уровни вибрации - Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны - Травмы, полученные движущимися машинами и механизмами - Поражения электрическим током - Пожаровзрывоопасность
3. Экологическая безопасность:	Экологическая безопасность (анализ воздействие и мероприятие) - Фон загрязнения объектов природной среды - Водопотребление и водоотведение - Охрана почв и водных объектов при подготовительных, строительномонтажных - Охрана атмосферного воздуха от загрязнения - Контроль за состоянием и охраной окружающей природной среды
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	Возникновение открытых нефтяных и газовых фонтанов. Возгорания

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	29.02.2020
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Сечин Андрей Александрович	к.т.н.		29.02.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б5Б	Янченко Виктор Петрович		29.02.2020

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 93 страницы без учета приложений, 15 рисунков, 60 таблиц, 43 литературных источника, 4 приложения.

Выпускная квалификационная работа содержит следующие ключевые слова: буровая установка, бурение, буровой раствор, заканчивание скважин, охрана окружающей среды, скважина, нефть, циркуляционный переводник.

Объектом исследования является разведочная вертикальная скважина глубиной 2890 метров на нефтегазовом месторождении (Томская область).

Целью работы является – спроектировать технологические решения для бурения вертикальной разведочной скважины глубиной 2890 м на месторождении Томской области.

Для достижения поставленной цели были поставлены следующие задачи:

1. Спроектировать конструкцию скважины.
2. Спроектировать процессы углубления скважины.
3. Спроектировать процессы заканчивания скважин.
4. Провести анализ циркуляционных переводников при строительстве нефтяных и газовых скважин.
5. Составить нормативную карту строительства и произвести расчёт сметной стоимости бурения и крепления скважины.
6. Произвести анализ производственной и экологической безопасности, а также безопасности при чрезвычайных ситуациях.

Выпускная квалификационная работа выполнена с учетом современных достижений в области техники и технологии строительства нефтяных скважин.

Выпускная квалификационная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word. Расчеты проведены с помощью Microsoft Excel и «БурСофтПроект», презентация оформлена в Microsoft PowerPoint.

Определения, обозначения, сокращения

В данной работе применены следующие сокращения с соответствующими расшифровками:

ГТН – геолого-технический наряд;

СНС – статическое напряжение сдвига;

ДНС – динамическое напряжение сдвига;

СПО – спуско-подъемные операции;

КНБК – компоновка низа бурильной колонны;

НКТ – насосно-компрессорные трубы;

УБТ – утяжеленная бурильная труба;

ТБТ – толстостенная бурильная труба;

ЦКОД – цементируемый клапан обратный дроссельный;

ГНВП – газонефтеводопроявление;

ОЗЦ – ожидание затвердевания цемента;

ПЦН – пробка цементирующая нижняя;

СКЦ – станция контроля цементирования;

ПЗП – призабойная зона пласта;

ПВО – противовыбросовое оборудование;

БУ – буровая установка;

ЦА – цементируемый агрегат

Оглавление

Введение	14
1 Горно-геологические условия бурения скважины	14
1.1 Геологическая характеристика разреза скважины	15
1.2 Характеристика нефтегазоводоносности месторождения (площади)	15
1.3 Зоны возможных осложнений	15
2 Технологическая часть проекта	18
2.1 Проектирование конструкции скважины	18
2.1.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя	18
2.1.2 Построение совмещенного графика давлений	18
2.1.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска	19
2.1.4 Выбор интервалов цементирования	20
2.1.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн	20
2.1.6 Проектирование обвязки обсадных колонн	21
2.2 Проектирование процессов углубления скважины	23
2.2.1 Выбор способа бурения	23
2.2.2 Выбор породоразрушающего инструмента	23
2.2.3 Расчет осевой нагрузки на долото	24
2.2.4 Расчет частоты вращения долота	25
2.2.5 Расчёт необходимого расхода бурового раствора	25
2.2.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя	27
2.2.7 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны	28
2.2.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов	30
2.2.9 Разработка гидравлической программы промывки скважины	37
2.2.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна	40
2.3 Проектирование процессов заканчивания скважин	40
2.3.1 Расчет обсадных колонн на прочность	40
2.3.2 Выбор технологической оснастки обсадных колонн	45
2.3.3 Расчет и обоснование параметров цементирования скважины	46

2.3.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважины	48
2.4 Выбор буровой установки	52
3 Применение циркуляционных переводников при строительстве нефтяных и газовых скважин.....	53
4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	63
4.1 Расчет нормативной продолжительности строительства скважин.....	63
4.1.1 Расчет нормативного времени на механическое бурение	63
4.1.2 Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции.....	65
4.1.3 Расчет нормативного времени на установку центрирующих фонарей	66
4.1.4 Расчет нормативного времени ожидания затвердевания цемента.....	66
4.1.5 Расчет нормативного времени на разбуривание цементной пробки	66
4.1.6 Расчет нормативного времени на геофизические работы	69
4.1.7 Расчет затрат на прочие вспомогательные работы, не учтенные укрупненными нормами	69
4.1.8 Расчет нормативных затрат времени на проведение ремонтных работ	69
4.2 Линейный календарный график выполнения работ	70
4.3 Корректировка сметной стоимости строительства скважины	71
4.3.1 Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины	71
4.3.2 Расчет технико-экономических показателей	72
5 Социальная ответственность	74
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	74
5.2 Анализ вредных производственных факторов (мероприятий по устранению) при бурении скважины на нефтегазовом месторождении (Томская область)....	75
5.2.1 Отклонение показателей климата на открытом воздухе	75
5.2.2 Недостаточная освещенность	76
5.2.3 Превышение уровней шума	76
5.2.4 Превышение уровней вибрации	77
5.2.5 Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны	77

5.3 Анализ опасных производственных факторов (мероприятий по устранению) при бурении скважины на нефтегазовом месторождении (Томская область)....	79
5.3.1 Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования.....	79
5.3.2 Поражение электрическим током.....	79
5.3.3 Пожаровзрывобезопасность	80
5.4 Экологическая безопасность (анализ воздействие и мероприятие)	80
5.4.1 Фон загрязнения объектов природной среды	80
5.4.2 Водопотребление и водоотведение	82
5.4.3 Методы и системы очистки, обезвреживания и утилизации отходов бурения	82
5.4.4 Организационные мероприятия по предупреждению загрязнения объектов природной среды.....	83
5.4.5 Охрана почв и водных объектов при подготовительных, строительномонтажных работах и в процессе бурения скважин	83
5.4.6 Материалы и технические средства, используемые при вывозе, утилизации и обезвреживании отработанного бурового раствора и бурового шлама	84
5.4.7 Охрана атмосферного воздуха от загрязнения	84
5.4.8 Контроль за состоянием и охраной окружающей природной среды	85
5.4.9 Охрана животного мира	85
5.4.10 Охрана недр при строительстве скважин.....	86
5.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.	87
Заключение	88
Список использованных источников	90
Приложение А	94
Приложение Б.....	102
Приложение В	111
Приложение Г.....	118

Введение

Выбор оптимальных проектных решений при строительстве разведочных скважин позволяет Недропользователю получить геологическую информацию, необходимую для выявления рентабельности разработки месторождения, а также для безаварийного бурения последующих скважин.

Анализ горно-геологических условий бурения проектируемой скважины показывает, что разрез сложен преимущественно глинами и песчаниками с переслаивающимися алевrolитами и аргиллитами. Породы преимущественно мягкие и средней твердости. В скважине присутствуют нефтяные и газовые продуктивные горизонты, которые сложены порово-трещиноватыми и поровыми коллекторами соответственно. Нефтяной пласт имеет высокое давление насыщения.

Как и в других месторождениях, в Восточной Сибири имеется проблема высокоинтенсивного поглощения технологических жидкостей, в результате которых снижается устойчивость ствола скважины, увеличивается вероятность потери подвижности компоновки низа бурильной колонны, риск газонефтеводопроявлений.

Целью данной выпускной квалификационной работы является разработка оптимальных технологических решений для строительства вертикальной разведочной скважины глубиной 2890 м на месторождении Томской области с учетом данных горно-геологических условий.

В работе ставится и частная задача: проанализировать использование циркуляционных переводников при строительстве нефтяных и газовых скважин, как инструмент борьбы с поглощениями технологических жидкостей.

Таким образом, ставятся задачи проектирования решений во всех основных сферах: технологической, экономической, безопасности труда и охраны окружающей среды.

1 Горно-геологические условия бурения скважины

1.1 Геологическая характеристика разреза скважины

В подразделе приводятся стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов, литологическая характеристика и физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины, данные представлены в приложении А.1, А.2. Сведения по градиентам пластового, порового, горного давлений и давления гидроразрыва пород, приведенных к глубине исследования представлены в таблице 1.

1.2 Характеристика нефтегазоводоносности месторождения (площади)

Характеристика нефтегазоносности месторождения представлены в таблице 2. Характеристики водоносности представлены в приложении А.3.

1.3 Зоны возможных осложнений

Поглощение бурового раствора, осыпи и обвалы стенок скважины, нефтегазоводопроявление, прихватоопасные зоны осложнения представлены в приложении А.4

Таблица 1 – Давление и температура по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Градиент давления								Температура в конце интервала, °С
	от (верх)	до (низ)	пластового		порового		гидроразрыва		горного		
			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
Q	0	7	0	0,100	0	0,100	0,00	0,20	0,00	0,20	3
P ₃ It	7	19	0,100	0,100	0,100	0,100	0,20	0,20	0,20	0,20	5
P ₃ nm	19	78	0,100	0,100	0,100	0,100	0,20	0,20	0,20	0,20	7
P ₃ at	78	107	0,100	0,100	0,100	0,100	0,20	0,20	0,20	0,20	8
Pg ₂ tv	107	230	0,100	0,100	0,100	0,100	0,20	0,20	0,20	0,20	10
Pg ₂ II	230	250	0,100	0,100	0,100	0,100	0,20	0,20	0,21	0,21	11
Pgi ti	250	270	0,100	0,100	0,100	0,100	0,20	0,20	0,21	0,21	13
K ₂ gn	270	360	0,100	0,100	0,100	0,100	0,20	0,20	0,22	0,22	15
K ₂ si	360	430	0,100	0,100	0,100	0,100	0,20	0,20	0,22	0,22	19
K ₂ ip	430	615	0,100	0,100	0,100	0,100	0,20	0,20	0,22	0,22	21
K ₂ kz	615	630	0,100	0,100	0,100	0,100	0,20	0,20	0,22	0,22	24
K ₁₋₂ pk	630	1530	0,100	0,100	0,100	0,100	0,20	0,20	0,23	0,23	48
K ₁ al	1530	1570	0,100	0,100	0,100	0,100	0,20	0,20	0,23	0,23	49
K ₁ kls	1570	2200	0,100	0,100	0,100	0,100	0,17	0,17	0,23	0,23	71
K ₁ tr	2200	2250	0,100	0,100	0,100	0,100	0,17	0,17	0,23	0,23	73
K ₁ klm	2250	2495	0,100	0,100	0,100	0,100	0,17	0,17	0,23	0,23	78
J ₃ bg	2495	2520	0,101	0,101	0,101	0,101	0,17	0,17	0,23	0,23	79
J ₃ gr	2520	2530	0,101	0,101	0,101	0,101	0,17	0,17	0,23	0,23	80
J ₃ vs	2530	2605	0,103	0,103	0,103	0,103	0,16	0,16	0,23	0,23	85
J ₂ tm	2605	2770	0,104	0,104	0,104	0,104	0,16	0,16	0,23	0,23	94
PZ	2770	2896	0,108	0,108	0,108	0,108	0,16	0,16	0,23	0,23	97

Таблица 2 – Характеристика нефтегазоносности

Индекс стратиграфиче- ского подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, г/см ³ . Относи- тельная плотность газа по воздуху	Свобод- ный дебит, м ³ /сут	Давление насыщения, МПа	Кoeffи- циент сжимае- мости газа в пластовых условиях
	от	до					
Нефтеносность							
PZ(M-M ₁₀)	2850	2860	Порово- трещинова- тый	0,751	165	31,9	–
Газоносность							
J ₃ vs Ю ₁ ¹	2575	2590	Поровый	0,733	10	–	0,853
J ₂ tm Ю ₃	2615	2650			10		
J ₂ tm Ю ₄	2725	2735			50		

2 Технологическая часть проекта

Расчеты, приведенные в данном разделе выполнены на основании источников [1-3].

2.1 Проектирование конструкции скважины

2.1.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя

Так как скважина разведочная и в ней предусмотрены работы по перфорации скважины и испытания пласта в закрытом стволе, то выбирается закрытый тип забоя скважины.

2.1.2 Построение совмещенного графика давлений

На рисунке 1 построен график совмещенных давлений и схема конструкции скважины.

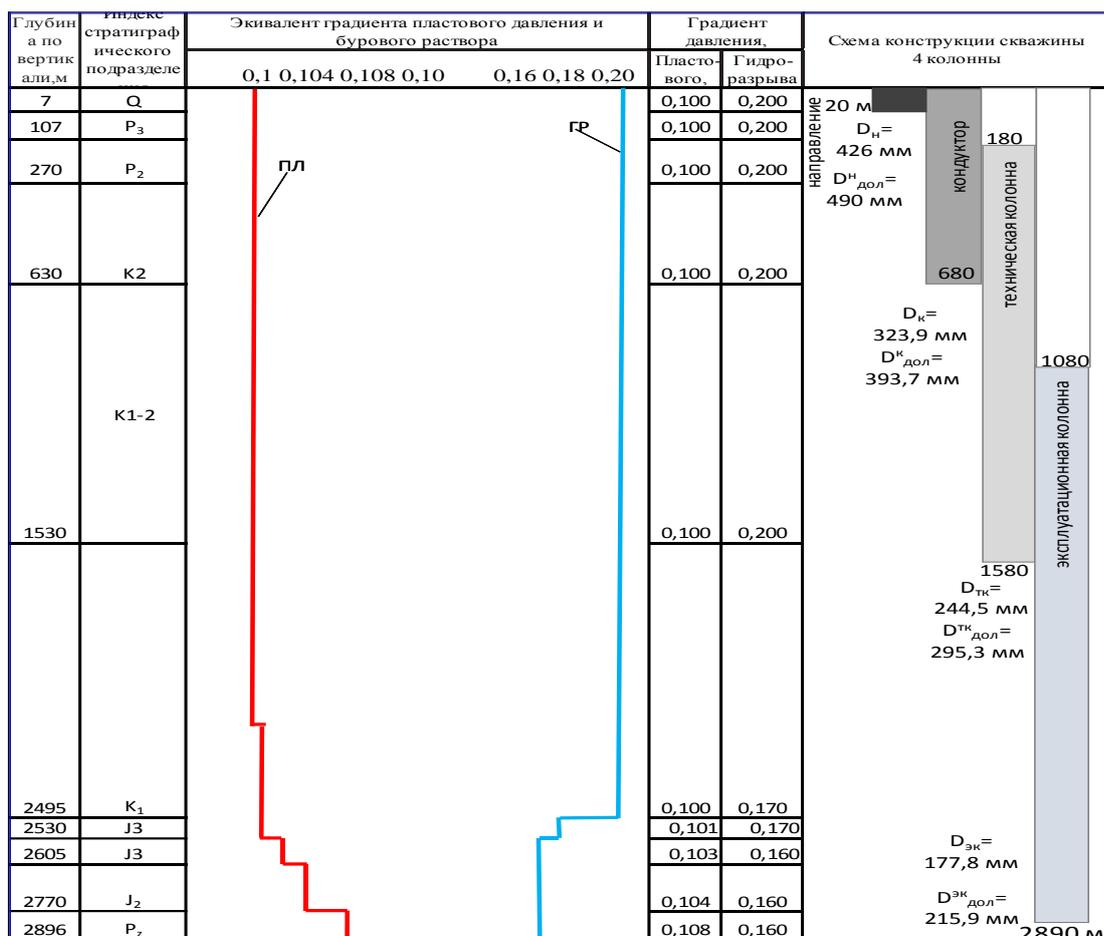


Рисунок 1 – График совмещенных давлений и схема конструкции скважины

2.1.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

Направление спускается в скважину для предупреждения размыва и обрушения горных пород вокруг устья при бурении под кондуктор. Рекомендуется спускать направление с учетом перекрытия четвертичных отложений (приложение А, таблица А.1 – Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов) на 10 м. Так как в скважине 7 м четвертичных отложений, то глубина спуска направления считается равной 20 м.

Таблица 3 – Расчет глубины спуска кондуктора

Имя пласта	Ю ₁ ¹	Ю ₃	Ю ₄
Глубина кровли продуктивного пласта, м (L _{кр})	2575	2615	2725
Градиент пластового давления в кровле продуктивного пласта, кгс/см ² /м (Г _{пл})	0,103	0,104	0,104
Градиент давления гидроразрыва на предполагаемой глубине предыдущей колонны, кгс/см ² /м (Г _{грп})	0,2	0,2	0,2
Относительная плотность газа по воздуху, (у=)	0,733	0,733	0,733
Расчетные значения			
Пластовое давление в кровле продуктивного пласта, атм (Р _{пл})	265,225	271,96	283,4
Давление гидроразрыва на минимальной глубине спуска предыдущей колонны, атм (Р _{гр})	260	270	280
Основание натурального логарифма (e ^s)	1,10	1,10	1,10
Давление на минимальной глубине спуска предыдущей колонны, атм (Р _{пл} / e _s)	241,54	247,86	257,15
Минимальная глубина спуска предыдущей колонны, м (L _{конд min})	1300	1350	1400
Требуемый запас	1,08	1,09	1,09
Принимаемая глубина, м	1580		

Спуск кондуктора определяется при наличии множества факторов. В том числе: количество продуктивных пластов, их глубины залегания, градиент пластового давления, градиент давления гидроразрыва, плотности нефти. Так как в скважине присутствуют нефтеносные и газоносные пласты, то для расчета кондуктора берутся данные по газоносности. Исходя из расчетов (таблица 3), и чтобы не оставлять слишком большой (более 1400 м) открытый участок скважины, принимается решение спускать техническую колонну на 1580 м. Кондуктор спускается на 680 м, чтобы перекрыть интервалы залегания глин

(приложение А, таблица А.2 – Прогноз литологической характеристики разреза скважины).

Эксплуатационная колонна спускается до подошвы последнего продуктивного пласта и учитываются еще 50 м под ЗУМППФ. Глубина спуска составляет 2890 м.

2.1.4 Выбор интервалов цементирования

Направление цементируется на всю глубину спуска, т.е. на 20 м.

Кондуктор цементируется на всю глубину спуска, т.е. на 680 м.

Техническая колонна цементируется с перекрытием предыдущего башмака на 150 м для нефтяной скважины и на 500 м для газовой скважины. Значит, интервал цементирования составляет 1400 м.

Эксплуатационная колонна цементируется с перекрытием предыдущего башмака на 150 м для нефтяной скважины и на 500 м для газовой скважины. Значит, интервал цементирования составляет 1810 м.

2.1.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Исходя из суммарного дебита скважины, выбирается диаметр эксплуатационной колонны равный 177,8 мм.

Исходя из размера обсадной трубы равной 177,8 мм узнается наружный диаметр соединительной муфты равной 194,5 мм. Разность диаметра ствола скважины и муфты колонны для обсадной трубы диаметром 177,8 мм равняется 20 мм. Значит, диаметр долота под эксплуатационную колонну считается по формуле:

$$D_{\text{эк д расч}} \geq D_{\text{эк м}} + \Delta, \quad (1)$$

где $D_{\text{эк м}}$ – наружный диаметр муфты обсадной трубы, мм;

Δ – разность диаметров ствола скважины и муфты колонны, мм.

Получается, что диаметр долота под эксплуатационную колонну равен:

$$D_{\text{эк д расч}} \geq 214,5 \text{ мм.}$$

Диаметр долота равен 215,9 мм.

Внутренний диаметр технической колонны рассчитывается по формуле:

$$D_{\text{ТК ВН}} = D_{\text{ЭК Д}} + (10 \div 14), \quad (2)$$

где $D_{\text{ЭК Д}}$ – диаметр долота под эксплуатационную колонну, мм;

(10÷14) – зазор для свободного прохода долота внутри кондуктора.

$$D_{\text{ТК ВН}} = 225,9 \text{ мм.}$$

Для этого значения существует обсадная труба равная 244,5 мм, а её наружный диаметр соединительной муфты равен 269,9 мм.

Далее по аналогичным формулам рассчитываются диаметры под остальные колонны.

2.1.6 Проектирование обвязки обсадных колонн

Определяется максимальное давление на устье при флюидопроявлении, которое для нефтяных пластов рассчитывается по формуле, для каждого пласта:

$$P_{\text{МУ}} = P_{\text{ПЛ}} - \rho_{\text{Н}} * g * H_{\text{КР}}, \quad (3)$$

где $P_{\text{ПЛ}}$ – пластовое давление в кровле продуктивного пласта, МПа;

$\rho_{\text{Н}}$ – плотность нефти, кг/м³;

g – ускорение свободного падения;

$H_{\text{КР}}$ – глубина залегания кровли продуктивного пласта, м.

$$P_{\text{МУ Н.ПЛ.}} = 9,783 \text{ МПа.}$$

Так как расчетное $P_{\text{МУ}} < P_{\text{НАС}}$ (см. «Нефтеносность по разрезу скважины») $P_{\text{НАС}} = 31,9 \text{ МПа}$, то максимальное давление на устье рассчитывается по формуле

$$P_{\text{МУ}} = \frac{P_{\text{НАС}}}{e^s}, \quad (4)$$

где e – основание натурального логарифма;

s – степень основания натурального логарифма.

$$P_{\text{МУ Н.ПЛ.}} = 25,75 \text{ МПа.}$$

Для газовых пластов величина максимального устьевого давления считается по формуле:

$$P_{\text{му}} = \frac{P_{\text{пл}}}{e^s}, \quad (5)$$

где $P_{\text{пл}}$ – пластовое давление в кровле продуктивного пласта, МПа;
 s – степень основания натурального логарифма.

$$P_{\text{му 1пл.}} = 21,92 \text{ МПа};$$

$$P_{\text{му 2пл.}} = 22,476 \text{ МПа};$$

$$P_{\text{му 3пл.}} = 23,23 \text{ МПа}.$$

Давление, необходимое для ликвидации ГНВП, рассчитывается по формуле:

$$P_{\text{ГНВП}} = k * P_{\text{му}}, \quad (6)$$

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

$$P_{\text{ГНВП 1 пл.}} = 24,112 \text{ МПа};$$

$$P_{\text{ГНВП 2 пл.}} = 24,724 \text{ МПа};$$

$$P_{\text{ГНВП 3 пл.}} = 25,553 \text{ МПа};$$

$$P_{\text{ГНВП 4 пл.}} = 28,325 \text{ МПа}.$$

Давления опрессовки определяется по формуле:

$$P_{\text{оп}} = k * P_{\text{ГНВП}}, \quad (7)$$

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

$P_{\text{ГНВП}}$ – давление, необходимое для ликвидации ГНВП.

$$P_{\text{оп 1 пл.}} = 26,523 \text{ МПа};$$

$$P_{\text{оп 2 пл.}} = 27,196 \text{ МПа};$$

$$P_{\text{оп 3 пл.}} = 28,108 \text{ МПа};$$

$$P_{\text{оп 4 пл.}} = 31,157 \text{ МПа}.$$

Из полученных значений берем наибольшее, то есть $P_{\text{оп}} = 31,157 \text{ МПа}$.

Подбор колонной головки осуществляется исходя из:

- типа колонной головки (ОКК, ОКО, ОУС);
- допустимого давления (14, 21, 35, 70), МПа;
- диаметров обвязываемых колонн, мм;
- коррозионного исполнения (К1, К2, К3);
- исполнение по морозостойкости (ХЛ).

Шифр колонной обвязки выбираем: ОКК2-35-178x245x324 К1 ХЛ.

Шифр ОП исходя из диаметра обсадных труб и рабочего давления: ОП5-350/80x35.

2.2 Проектирование процессов углубления скважины

2.2.1 Выбор способа бурения

Исходя из геологических данных, под направление выбирается роторный способ бурения, так как четвертичные отложения сложены из мягких пород. Под кондуктор, техническую колонну и эксплуатационную колонну выбирается смешанный способ бурения с применением винтовых забойных двигателей, чтобы улучшить скорость проходки и обеспечить максимальную механическую скорость. Отбор керна будет производиться роторным способом.

Таблица 4 – Способы бурения по интервалам

Интервал, м	Обсадная колонна	Способ бурения
0-20	Направление	Роторный
20-680	Кондуктор	Роторный и гидравлический забойный двигатель (ВЗД)
680-1580	Техническая колонна	Роторный и гидравлический забойный двигатель (ВЗД)
1580-2890	Эксплуатационная колонна	Роторный и гидравлический забойный двигатель (ВЗД)
2845-2865	Отбор керна	Роторный (Отбор керна)

2.2.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Из анализа физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины, по степени абразивности и по категории буримости, для бурения интервалов под направление и под кондуктор выбираются шарошечные долота, а для интервалов под техническую и эксплуатационную колонны - PDC, так как они позволяют обеспечить максимальное значение величины механической скорости бурения при минимальном количестве рейсов. Данные о типоразмерах используемых долот приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Выбор породоразрушающего инструмента

Интервал, м		0-20	20-680	680-1580	1580-2890	2845-2865
Шифр долота		Ш 490 МЗ- ЦГАУ	Ш 393,7 НьюТек Сервисез	Бит 295,3 ВТ 419 СР IADC S123	БИТ 215,9 ВТ 613 Т	БИТ 215,9/100 В 913 Е.02
Тип долота		Шарошеч ное долото	Шарошеч ное долото	PDC	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		490	393,7	295,3	215,9	215,9
Тип горных пород		МЗ	МЗ	СТ	СТ Т	СТ Т
Присоединительная резьба	ГОСТ	3-177	3-152	3-152	3-117	3-171
	API	7 ⁵ / ₈ reg	6 ⁵ / ₈ reg	6 ⁵ / ₈ reg	4 ¹ / ₂ reg	6 ⁵ / ₈ reg
Длина, м		0,466	0,40	0,390	0,370	0,224
Масса, кг		310	163	35	42	23
Нагрузка, тс (G)	Рекомендуемая	3-8	3-8	5-12	5-15	2-5
	Предельная	29	28	10	10	5
Частота вращения, об/мин (n)	Рекомендуемая	40-60	100-140	100-140	140-180	20-40
	Предельная	–	–	440	400	120

2.2.3 Расчет осевой нагрузки на долото

При расчете осевой нагрузки на долото используют следующие методы:

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

2. Расчет из условия допустимой нагрузки на долото.

Результаты расчетов приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Результаты осевой нагрузки на долото

Интервал, м	0-20	20-680	680-1580	1580-2890
Исходные данные				
Диаметр долота, см (D _д)	49,00	39,37	29,53	21,59
Предельная нагрузка, тс (G _{пред})	29	28	12	10
Результаты проектирования				
Допустимая нагрузка, тс (G _{доп})	23	23	10	8
Проектируемая нагрузка, тс (G _{проект})	8	8	8	8

Для направления и кондуктора выбирается максимально возможная рекомендуемая осевая нагрузка. Для технической и эксплуатационной колонны выбираются максимально допустимые осевые нагрузки, которые попадают в интервал рекомендуемых статистических осевых нагрузок.

2.2.4 Расчет частоты вращения долота

Для всех интервалов бурения частоты вращения породоразрушающего инструмента проектируются согласно методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Результаты частоты вращения долота

Интервал, м		0-20	20-680	680-1580	1580-2890
Исходные данные					
Скорость, м/с (V_d)		2,8	2,8	1,5	1
Диаметр долота (D_d)	м	0,490	0,3937	0,2953	0,2159
	мм	490	393,7	295,3	215,9
Результаты проектирования					
Расчетная частота вращения, об/мин (n_1)		109	135	162	173
Статическая частота вращения, об/мин ($n_{стат}$)		60	140	140	180
Проектируемая частота вращения, об/мин ($n_{проект}$)		60	140	140	180

В интервале бурения под направление (0-20 м) запроектировано меньшее значение частоты вращения по сравнению с расчетным. Это обусловлено задачей сохранения опор долота, а также вследствие того, что ротор работает в пределах 60-80 об/мин. Для кондуктора, технической и эксплуатационной колонны были выбраны максимальные статистические нагрузки.

2.2.5 Расчёт необходимого расхода бурового раствора

Производится расчет требуемого расхода бурового раствора, учитывая следующие граничные условия проектирования: сохранение устойчивости стенок скважины, качественная очистка забоя, необходимость полного выноса шлама, недопущение гидроразрыва и интенсивного размыва стенок скважины. По результатам проектирования строятся области допустимого расхода бурового раствора и выбираются 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 – Расход бурового раствора

Интервал, м	0-20	20-680	680-1580	1580-2890	
Исходные данные					
Диаметр долота, м (D_d)	0,49	0,3937	0,2953	0,2159	
Коэффициент удельного расхода жидкости на 1 м ² забоя (K)	0,65	0,65	0,5	0,4	
Коэффициент кавернозности (K_k)	1,3	1,32	1	1,075	
Критическая скорость проскальзывания шлама относительно раствора, м/с ($V_{кр}$)	0,15	0,15	0,12	0,1	
Механическая скорость бурения, м/ч (V_m)	40	30	20	15	
Диаметр бурильных труб, м ($d_{бт}$)	0,127	0,127	0,127	0,127	
Максимальный диаметр, м (d_{max})	0,229	0,203	0,178	0,166	
Максимальный внутренний диаметр насадки, м ($d_{нmax}$)	0,04	0,0159	0,013	0,011	
Число насадок (n)	3	3	5	9	
Минимально допустимая скорость восходящего потока, м/с ($V_{кпmin}$)	0,5	0,5	0,5	0,5	
Максимально допустимая скорость восходящего потока, м/с ($V_{кпmax}$)	1,3	1,3	1,3	1,5	
Разница плотностей раствора со шламом и бурового раствора, г/см ³ ($\rho_{см} - \rho_p$)	0,02	0,02	0,02	0,02	
Плотность бурового раствора, г/см ³ (ρ_p)	1,32	1,27	1,17	1,22	
Плотность разбуриваемой породы, г/см ³ (ρ_n)	2,3	2,2	2,3	2,32	
Результаты проектирования					
Расход, л/с	Q_1	123	79	34	15
	Q_2	103	47	21	8
	Q_3	116	74	28	13
	Q_4	71	28	38	58
Области допустимого расхода бурового раствора, л/с	71-123	28-79	21-38	8-58	
Запроектированные значения расхода бурового раствора, л/с	45	70	55	35	

где Q_1 – расход промывочной жидкости для эффективной очистки забоя скважины; Q_2 – расход раствора при котором обеспечивается вынос шлама на поверхность; Q_3 – минимальный расход бурового раствора из условия предотвращения прихватов; Q_4 – минимальный расход раствора, исходя из условия создания необходимой скорости истечения из насадок долота.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под направления принимается 45 л/с исходя из возможностей оборудования буровой установки. Для качественной очистки забоя и необходимого выноса шлама, производится промывка на забое.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под кондуктор принимается 70 л/с для обеспечения эффективной очистки забоя скважины, породоразрушающего инструмента, для стабильной работы ВЗД, выноса шлама и предотвращения осложнений.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под техническую колонну принимается 55 л/с для обеспечения эффективной очистки забоя скважины, породоразрушающего инструмента, для стабильной работы ВЗД, выноса шлама.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под эксплуатационную колонну принимается 40 л/с, что обеспечит стабильную работу ВЗД.

2.2.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения представлено в таблице 9.

Таблица 9 – Параметры забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал, м		20-680	680-1580	1580-2890
Исходные данные				
Диаметр долота (D_d)	м	0,3937	0,2953	0,2159
	мм	393,7	295,3	215,9
Нагрузка, кН (G_{oc})		80	80	80
Расчетный коэффициент, $H^*м/кН$ (Q)		1,5	1,5	1,5
Результаты проектирования				
Диаметр забойного двигателя, мм ($D_{зд}$)		354,33	265,77	194,31
Момент необходимый для разрушения горной породы, $H^*м$ (M_p)		4096	3102	2300
Момент необходимый для вращения ненагруженного долота, $H^*м$ (M_o)		196,85	147,65	107,95
Удельный момент долота, $H^*м/кН$ ($M_{уд}$)		48,74	36,93	27,40

Для интервала бурения 20-680 метров (интервал бурения под кондуктор) выбирается винтовой забойный двигатель ДГР1-240.7/8.55 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 техническую

колонну проектируется винтовой забойный двигатель ДГР1-240.7/8.55, который обеспечивает высокий рабочий момент на долоте, что актуально при разрушении средних. Для интервала бурения под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель ДГР-195М.7/8.77, который обеспечивает высокий рабочий момент на долоте, что актуально при разрушении средних и твердых горных пород. Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей

Двигатель	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Вес, кг	Расход жидкости, л/с	Число оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, кН*м	Мощность двигателя, кВт
ДГР1-240.7/8.55	20-680	240	10,225	2703	30-75	62-155	26,0-39,0	114-430
ДГР1-240.7/8.55	680-1580	240	10,225	2703	30-75	62-155	26,0-39,0	114-430
ДГР-195М.7/8.77	1580-2890	195	8,735	1666	25-35	150-204	11,5-14,5	144-246

2.2.7 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны

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

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

Результаты проектирование компоновки низа бурильной колонны по интервалам бурения и отбора керна приведены в приложении Б.1-Б.5.

Результаты расчета бурильной колонны на прочность представлены в таблице 11.

Таблица 11 – Результаты расчета бурильной колонны на прочность (в программном комплексе «Бурсофтпроект»)

Интервал, м. Технологическая операция	Тип секции	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Группа прочности	Тип замкового соединения	Длина, м	Масса, т			КЗП		
								1 м трубы	секции	нарастающая	на выносливость	на растяжение	на статическую прочность
Направление													
0-20 Бурение КНБК №1	Долото	490,0	–	–	–	–	0,47	–	0,665	0,665	–	–	–
	УБТ	241,3	100,0	–	–	–	18,9	0,286	5,41	6,075	–	–	–
Кондуктор													
20-680 Бурение КНБК №2	Долото	393,7	–	–	–	–	0,4	–	0,157	0,157	–	–	–
	Двигатель	240,0	80,0	–	–	–	10,22	–	2,703	2,860	–	–	–
	Калибратор	393,7	–	–	–	–	1,27	–	0,354	3,214	–	–	–
	УБТ	178,0	100,0	–	–	–	47,25	0,149	7,064	10,28	–	–	–
	БТ	127,0	108,6	9,2	е	ЗП-162-92	620,86	0,031	19,38	29,66	1,31	8,06	3,75
Техническая колонна													
680-1580 Бурение КНБК №3	Долото	295,3	–	–	–	–	0,4	–	0,157	0,090	–	–	–
	Двигатель	240,0	–	–	–	–	10,22	–	2,703	2,793	–	–	–
	Калибратор	295,3	100,0	–	–	–	0,88	–	0,290	3,083	–	–	–
	УБТ	178,0	100,0	–	–	–	47,25	0,1495	7,064	10,15	–	–	–
	БТ	127,0	108,6	9,2	е	ЗП-162-92	1521	0,0312	47,49	57,64	1,68	4,15	2,62
Эксплуатационная колонна													
2845-2865 Отбор керн КНБК №5	Долото	215,9	–	–	–	–	0,22	–	0,066	0,066	–	–	–
	СК1 172/100РС	172,0	100,0	–	–	–	29,38	–	2,877	2,943	–	–	–
	УБТ	178,0	100,0	–	–	–	28,35	0,1495	4,238	7,181	–	–	–
	БТ	127,0	108,6	9,2	е	ЗП-162-92	2807	0,0312	87,64	94,82	2,51	2,60	1,79
1580-2890 Бурение КНБК №4	Долото	215,9	–	–	–	–	0,37	–	0,114	0,114	–	–	–
	Двигатель	195,0	–	–	–	–	8,73	–	1,666	1,780	–	–	–
	УБТ	178,0	100,0	–	–	–	18,9	0,1495	2,826	4,605	–	–	–
	Калибратор	215,0	100,0	–	–	–	1,1	–	0,155	4,760	–	–	–
	УБТ	178,0	100,0	–	–	–	28,35	0,1495	4,238	8,998	–	–	–
	Яс гидравлический	172,0	76,2	–	–	–	3,5	–	0,385	9,383	–	–	–
БТ	127,0	108,6	9,2	е	ЗП-162-92	2829	0,0312	88,32	97,71	2,18	2,45	1,61	

2.2.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Плотности бурового раствора с учетом осложнений по разрезу скважины и условий предупреждения проявления пластов определяются по формуле:

$$\rho_{бр} = \frac{k \cdot P_{пл}}{g \cdot L}, \left[\frac{кг}{м^3} \right] \quad (8)$$

где L – глубина скважины по стволу, м;

g – ускорение свободного падения, $9,81 \text{ м/с}^2$;

k – коэффициент превышения давления в скважине над пластовым (при $L < 1200 \text{ м}$ $k \geq 1,10$, при $L > 1200 \text{ м}$ $k \geq 1,05$);

$P_{пл}$ – пластовое давление, Па.

Полученное значение представляет собой минимально допустимую репрессию на пласт согласно «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» [21]. Однако для предотвращения осыпей и обвалов стенок скважины особенно на верхних неустойчивых интервалах плотность принято увеличивать на величину репрессии. Величина репрессии по интервалам бурения представлена в таблице 12.

Таблица 12 – Величина репрессии для интервалов

Показатель	Интервал бурения				
	под направление	под кондуктор	под техническую колонну	под эксплуатационную колонну	под хвостовик
Минимальная репрессия, %	10	10	5-10	5	5
Принимаемая репрессия, %	17-20	13-16	9-12	5,5-8	5,5-7

Запроектированная величина удельного веса по интервалам бурения представлена в таблице 13.

Таблица 13 – Величина удельного веса для интервалов

Показатель	Интервал бурения			
	под направление	под кондуктор	под техническую колонну	под эксплуатационную колонну
Удельный вес, $кг/м^3$	1319	1275	1176	1224

Интервал под направление:

При бурении четвертичных отложений возможны интенсивные поглощения бурового раствора в насыпных образованиях кустовой площадки, активное поступление выбуренной породы (песка) в буровой раствор, размыв устья скважины, возможен гидроразрыв пород четвертичных отложений.

Учитывая все вышеперечисленное и осложнения, которые возможны на данном интервале (осыпи и обвалы), целесообразно использовать буровой раствор глинистого типа (бентонитовый раствор). Такой раствор в отложениях неустойчивых песков формирует стабилизирующую фильтрационную корку. Разбуриваемые глины частично переходят в раствор, вызывая повышение вязкости и СНС, которые легко снижаются до нужных значений разбавлением водой. Так же для регулирования щелочности глинистый раствор обрабатывается каустической содой.

Компонентный состав бентонитового раствора представлен в таблице 14.
Таблица 14 – Компонентный состав бентонитового раствора для бурения под направление

Наименование материала	Назначение	Упаковка	Концентрация	Потребное количество реагентов	
		ед. изм.		Направление	
		кг	кг/м ³	кг	уп
Регулятор pH: Каустическая сода (NaOH)	Поддержание требуемого pH бурового раствора	25	1,2	18	1
Структурообразователь: Глинопопорошок ПБМВ	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	1000	80	1176	1
Регулятор жесткости: Сода кальцинированная	Связывание ионов кальция и магния	25	1,2	18	1
Понижитель вязкости: ПАЦ НВ	Снижение вязкости раствора при попадании глин и диспергируемой твердой фазы	25	1,5	22	1
Утяжелитель: Барит	Регулирование плотности	1000	310,507	4565	5

Данный раствор после приготовления обеспечивает технологические показатели, представленные в таблице 15.

Таблица 15 – Технологические показатели бентонитового раствора для бурения под направление

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,319
Условная вязкость, с	60-80
Содержание песка, %	< 2
Водоотдача, см ³ /30 мин	< 12

Интервалы под кондуктор и техническую колонну:

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

Полимер-глинистые 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. В то же время некоторые типы малоглинистых буровых растворов могут применяться для вскрытия продуктивного пласта. Полимер-глинистые буровые растворы характеризуются высокой гидрофильностью и псевдопластичностью –

способностью разжижаться до вязкости, близкой к вязкости воды, при больших скоростях сдвига и загустевать при низких скоростях сдвига.

Компонентный состав полимер-глинистого раствора под кондуктор представлен в таблице 16.

Таблица 16 – Компонентный состав полимер-глинистого раствора для бурения под кондуктор

Наименование материала	Назначение	Упаковка ед. изм.	Концентрация	Потребное количество реагентов	
				Кондуктор	
		кг	кг/м ³	кг	уп
Регулятор pH: Каустическая сода (NaOH)	Поддержание требуемого pH бурового раствора	25	0,500	163	7
Структурообразователь: Глинопопорошок ПБМВ	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	1000	40,000	13028	13
Регулятор жесткости: Сода кальцинированная	Связывание ионов кальция и магния	25	1,200	391	16
Высоковязкий понизитель фильтрации: POLIPAK-R	Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств	25	0,500	163	7
Понизитель фильтрации: M-I PAC UL	Стабилизатор, регулятор фильтрации, инкапсулятор	25	5,000	1628	65
Смазочная добавка: DRIL-FREE	Снижение коэффициента трения в скважине	25	5,000	1628	65
Утяжелитель: Барит	Регулирование плотности	1000	314,670	102487	102

Данный раствор после приготовления обеспечивает технологические показатели, представленные в таблице 17.

Таблица 17 – Технологические показатели полимер глинистого раствора для бурения под кондуктор

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,275
Условная вязкость, с	20-35
Пластическая вязкость, сПз	10-18
ДНС, дПа	40-80

Продолжение таблицы 17

СНС 10 сек/10 мин, дПа	10-30/20-60
Водоотдача, см ³ /30 мин	6-10
рН	8-9
Содержание песка, %	< 1,5

Компонентный состав полимер-глинистого раствора под техническую колонну представлен в таблице 18.

Таблица 18 – Компонентный состав полимер-глинистого раствора для бурения под техническую колонну

Наименование материала	Назначение	Упаковка ед. изм.	Концентрация	Потребное количество реагентов	
				Техническая колонна	
				кг	уп
Регулятор рН: Каустическая сода (NaOH)	Поддержание требуемого рН бурового раствора	25	0,500	100	4
Структурообразователь: Глинопопروشок ПБМВ	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	1000	40,000	8023	8
Регулятор жесткости: Сода кальцинированная	Связывание ионов кальция и магния	25	1,200	241	10
Высоковязкий понизитель фильтрации: POLIPAK-R	Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств	25	0,500	100	4
Понизитель фильтрации: M-I PAC UL	Стабилизатор, регулятор фильтрации, инкапсулятор	25	5,000	1003	40
Смазочная добавка: DRIL-FREE	Снижение коэффициента трения в скважине	25	5,000	1003	40
Утяжелитель: Барит	Регулирование плотности	1000	169,904	34079	34

Данный раствор после приготовления обеспечивает технологические показатели, представленные в таблице 19.

Таблица 19 – Технологические показатели полимер глинистого раствора для бурения под техническую колонну

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,175
Условная вязкость, с	20-35
Пластическая вязкость, сПз	10-18
ДНС, дПа	40-80
СНС 10 сек/10 мин, дПа	10-30/20-60
Водоотдача, см ³ /30 мин	6-10
рН	8-9
Содержание песка, %	< 1,5

Интервал под эксплуатационную колонну:

При бурении под эксплуатационную колонну основные проблемы, которые требуется решать, следующие: предупреждение поглощения раствора и нефтегазоводопроявлений, осыпи и обвалы, предупреждение прихвата бурильного инструмента при прохождении через проницаемые пласты, а также относительное сохранение коллекторских свойств продуктивных пластов. Данные проблемы решаются с использованием биополимерного раствора.

Данный тип раствора в связи с отсутствием в нем глинистой составляющей (в качестве кольматанта используются минералы на основе карбоната кальция) эффективно применяется при вскрытии продуктивного пласта, сохраняя при правильном применении естественную проницаемость выше 85 %, что позволяет снижать затраты времени и средств на освоение скважины. Введение солевого ингибитора подавляет набухание глинистых минералов при попадании фильтрата в продуктивный пласт, что также способствует сохранению проницаемости коллектора. Особенностью данного раствора является высокая вязкость при низкой скорости сдвига, что позволяет обеспечивать эффективную очистку скважины.

Компонентный состав биополимерного раствора под эксплуатационную колонну представлен в таблице 20.

Таблица 20 – Компонентный состав биополимерного раствора для бурения под эксплуатационную колонну

Наименование материала	Назначение	Упаковка ед. изм.	Концентрация	Потребное количество реагентов	
				Эксплуатационная колонна	
		кг	кг/м ³	кг	уп
Регулятор pH: Каустическая сода (NaOH)	Поддержание требуемого pH бурового раствора	25	0,500	169	7
Структурообразователь: FLO-VIS PLUS	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств	25	3,600	1218	49
Регулятор жесткости: Сода кальцинированная	Связывание ионов кальция и магния	25	1,200	406	16
Ингибитор: KCL	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	1000	100,000	33842	34
Понизитель фильтрации: FLO-TROL	Регулятор фильтрации	25	18,000	6092	244
Смазочная добавка: DRIL-FREE	Снижение коэффициента трения в скважине	25	22,000	7445	298
Утяжелитель: CaCO ₃	Регулирование плотности	1000	249,692	84501	85
Бактерициды: M-I-CIDE	Защита от микробиологической деструкции	25	0,500	169	7
Пеногасители: DEFOAM-X	Предотвращение пенообразования	25	0,500	169	7

Данный раствор после приготовления обеспечивает технологические показатели, представленные в таблице 21.

Таблица 21 – Технологические показатели биополимерного раствора для бурения под эксплуатационную колонну

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,224
Условная вязкость, с	40-50
Пластическая вязкость, сПз	10-15
ДНС, дПа	60-100
СНС 10 сек/10 мин, дПа	30-40/40-70
Водоотдача, см ³ /30 мин	< 6
pH	8-10
Содержание песка, %	< 0,5

Для борьбы с возможными поглощениями, необходимо заложить наличие на буровой материал для борьбы с поглощениями NUT PLUG.

Потребное количество бурового раствора рассчитывается отдельно для каждого интервала бурения под все запроектируемые колонны и представляет собой сумму определенных объемов, представленных в приложении Б.6.

При расчете потребного количества химических реагентов необходимо учесть выполнение условия: «запас бурового раствора на поверхности должен быть не менее двух объемов скважины». Потребное количество химических реагентов представлено в приложении Б.7.

2.2.9 Разработка гидравлической программы промывки скважины

Под гидравлической программой бурения скважин понимается рациональный выбор регулируемых параметров гидромеханических и типовых процессов промывки ствола скважин.

Расчет гидравлической программы промывки скважин был выполнен в программе обеспечения для решения проектных, инженерных задач и задач оперативного контроля процесса строительства скважин «БурСофтПроект».

Результаты расчета представлены в таблицах 22, 23, 24.

Таблица 22 – Гидравлические показатели промывки скважины

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с на см ² к.п	Схема промывки	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность, срабатываемая на долоте, лс/дм ²
от (верх)	до (низ)					количество, шт	диаметр, мм		
Под направление									
0	20	Бурение	0,23	0,024	Периферийная	2	28,6	35,7	0,21
Под кондуктор									
20	680	Бурение	0,414	0,058	Периферийная	3	15,9	117,9	5,24
Под техническую колонну									
680	1580	Бурение	0,882	0,081	Периферийная	6	12	81,5	3,25
Под эксплуатационную колонну									
1580	2890	Бурение	1,273	0,096	Периферийная	8	8	87,4	4,56
Отбор керна									
2845	2865	Отбор керна	0,939	0,071	Периферийная	9	9	45,3	0,90

Таблица 23 – Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Количество, шт	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
от (верх)	до (низ)				КПД, %	диаметр цилиндрических втулок, мм	допустимое давление, кгс/см ²	коэффициент наполнения	число двойных ходов в мин.	производительность, л/с	
0	20	Бурение	УНБТ-950	2	95	170	203,3	1	70	22,96	45,92
20	680	Бурение	УНБТ-950	2	95	160	232,7	1	122	35,13	70,27
680	1580	Бурение	УНБТ-950	2	95	160	232,7	1	96	27,65	55,3
1580	2890	Бурение	УНБТ-950	1	95	160	232,7	1	122	35,14	35,14
2845	2865	Отбор керна	УНБТ-950	1	95	160	232,7	1	90	25,92	25,92

Таблица 24 – Распределение потерь давлений в циркуляционной системе

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Давление на стояке в конце интервала, кгс/см ²	Потери давления (в кгс/см ²) для конца интервала в				
от (верх)	до (низ)			элементах КНБК		бурильной колонне	кольцевом пространстве	обвязке буровой установки
				насадках долота	забойном двигателе			
0	20	Бурение	24,5	10	0	4,5	0,0	10
20	680	Бурение	219,2	103,5	41,3	60,8	3,7	10
680	1580	Бурение	199	45,9	50,4	80,3	12,4	10
1580	2890	Бурение	202,8	54,1	38,2	60,9	39,5	10
2845	2865	Отбор керна	99,9	14,5	0	41,1	36,1	8,2

2.2.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна

При строительстве проектируемой разведочной скважины планируется отбор керна для анализа нефтегазоносных пластов. Планируемый интервал отбора керна: 2845-2865 м.

Для отбора керна планируется использовать бурголовку с PDC вооружением, для получения более качественного отобранного керна.

В таблице 25 представлены технические средства и режимы бурения при отборе керна.

Таблица 25 – Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Интервал, м	Тип керноотборного снаряда	Параметры режима бурения		
		Осевая нагрузка, т	Частота вращения инструмента, об/мин	Расход бурового раствора, л/сек
2845-2865	СК1 172/100РС	2-5	60-120	18-25

2.3 Проектирование процессов заканчивания скважин

2.3.1 Расчет обсадных колонн на прочность

Исходные данные к расчету эксплуатационной колонны представлены в таблице 26.

Таблица 26 – Исходные данные к расчету эксплуатационной колонны

Параметр	Значение	Параметр	Значение
Плотность продавочной жидкости $\rho_{\text{прод}}$, кг/м ³	1000	Плотность буферной жидкости $\rho_{\text{буф}}$, кг/м ³	1050
Плотность облепченного тампонажного раствора $\rho_{\text{тр обл}}$, кг/м ³	1450	Плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{\text{тр н}}$, кг/м ³	1900
Плотность нефти $\rho_{\text{н}}$, кг/м ³	751	Глубина скважины, м	2890
Высота столба буферной жидкости h_1 , м	1080	Высота столба тампонажного раствора нормальной плотности h_2 , м	415
Высота цементного стакана $h_{\text{ст}}$, м	20	Динамический уровень скважины $h_{\text{д}}$, м	1926,7

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:

$$P_{\text{ни}} = P_{\text{н}} - P_{\text{в}}, \quad (9)$$

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

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

В разные периоды времени наружное избыточное давление достигает наибольших значений в следующих случаях:

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

На рисунках 2, 3, 4 построены эпюры наружных избыточных давлений 2-х самых опасных случаев в координатах «глубина – наружное избыточное давление».

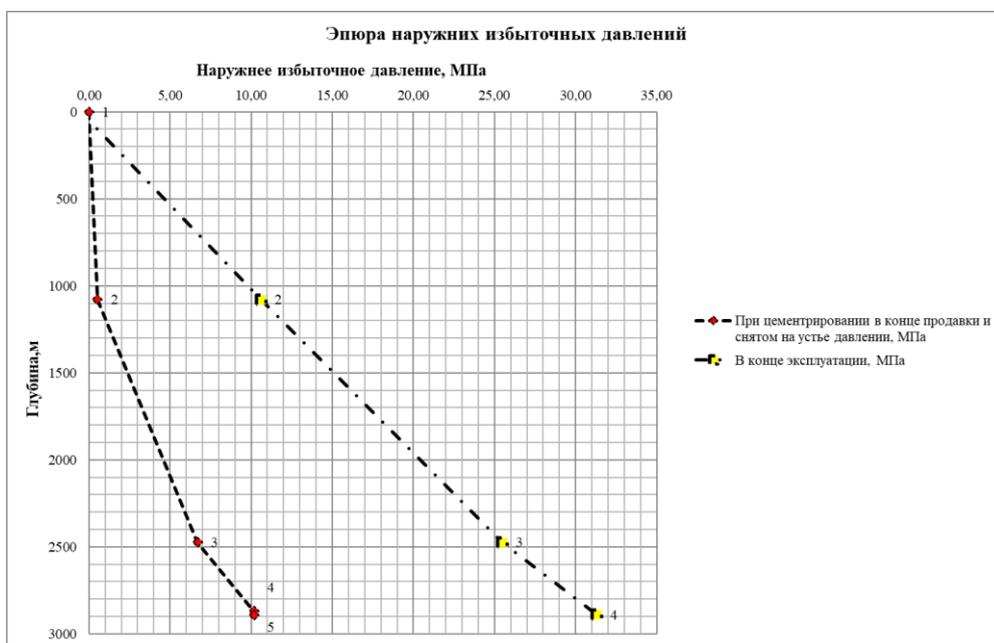


Рисунок 2 – Эпюра наружных избыточных давлений эксплуатационной КОЛОННЫ

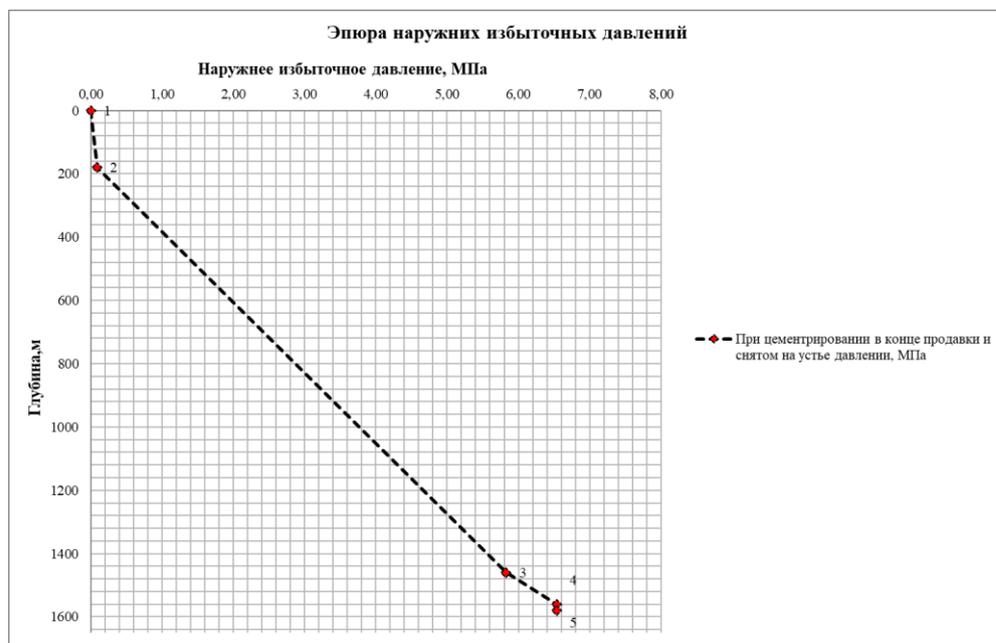


Рисунок 3 – Эпюра наружных избыточных давлений технической КОЛОННЫ

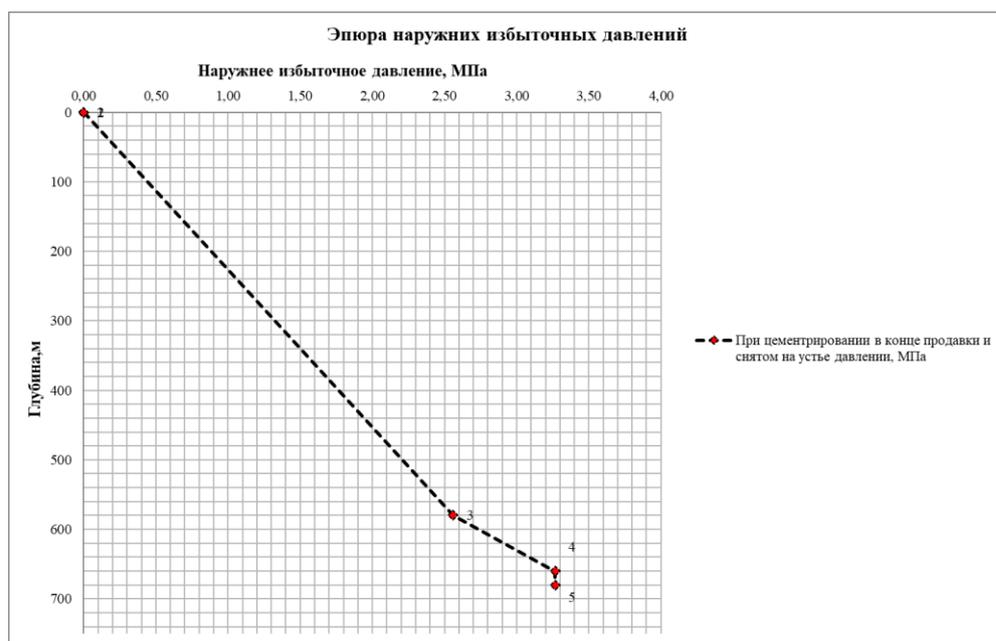


Рисунок 4 – Эпюра наружных избыточных давлений кондуктора

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:

$$P_{\text{ви}} = P_{\text{в}} - P_{\text{н}}, \quad (10)$$

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

P_B – внутреннее давление, МПа.

По данным проектирования строим эюру внутренних избыточных давлений рисунок 5, 6, 7.

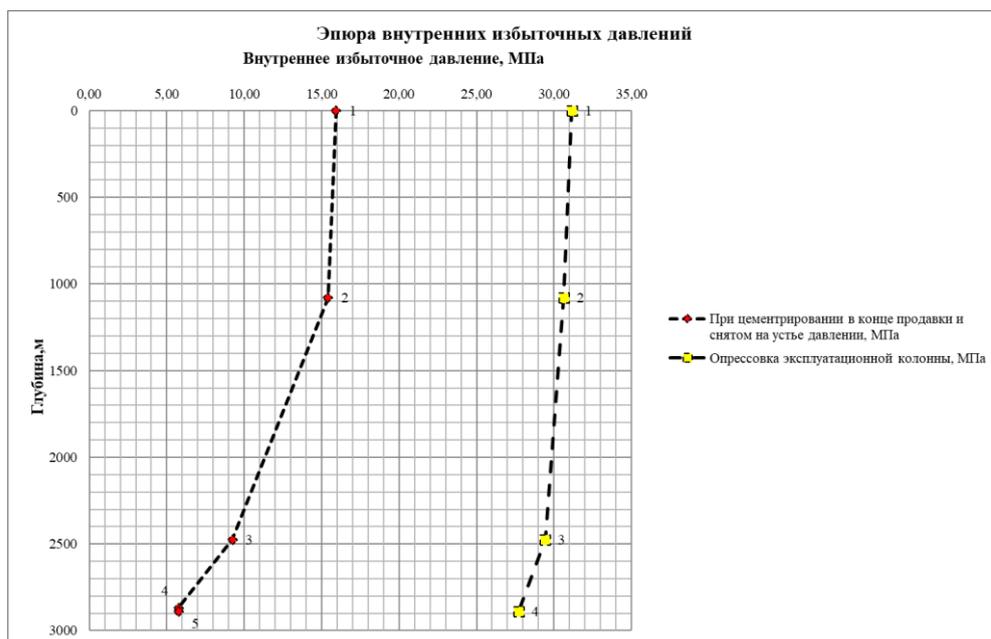


Рисунок 5 – Эюра внутренних избыточных давлений эксплуатационной КОЛОННЫ

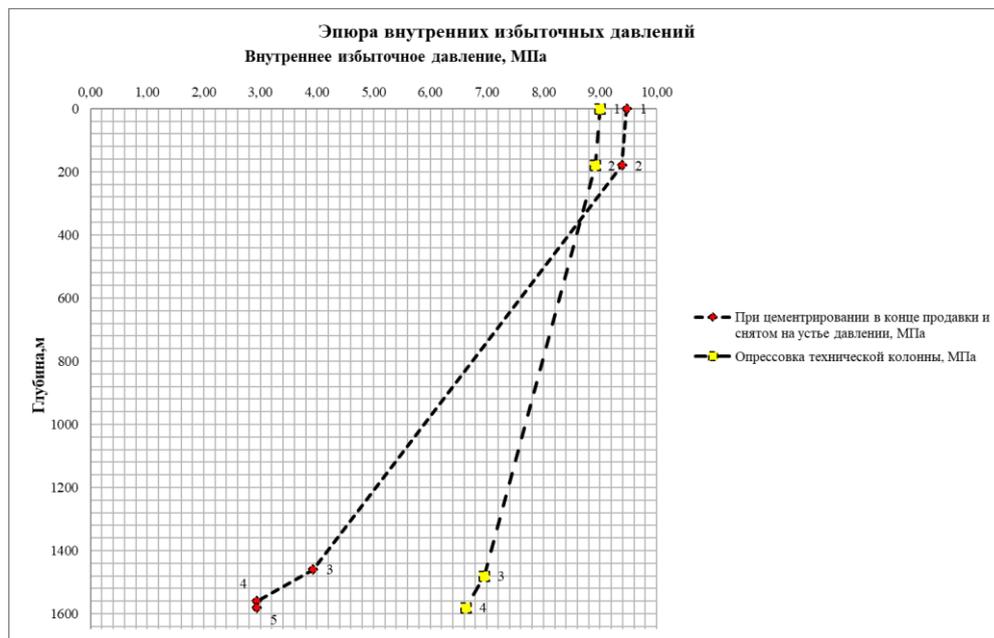


Рисунок 6 – Эюра внутренних избыточных давлений технической КОЛОННЫ



Рисунок 7 – Эюра внутренних избыточных давлений кондуктора

Конструирование обсадной колонны по длине

Характеристики рассчитанных секций обсадных колонн представлены в таблице 27.

Таблица 27 – Характеристика обсадных колонн

№ секций	Тип резьбового соединения	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
					1 м трубы	секций	суммарный	
Направление								
1	Треугольная	Д	11,0	20	114,1	2282	2282	0-20
Кондуктор								
1	ОТТМ	Д	8,5	680	67,2	45696	45696	0-680
Техническая колонна								
1	ОТТМ	Д	7,9	1580	47,2	74576	74576	0-1580
Эксплуатационная колонна								
1	ОТТМ	Е	10,4	365	42,8	15622	112329,5	2890-2525
2	ОТТМ	Е	9,2	2525	38,3	96707,5		2525-0

2.3.2 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Для повышения качества процессов спуска и цементирования эксплуатационной колонны примем следующую технологическую оснастку, представленную в таблице 28.

Таблица 28 – Технологическая оснастка обсадных колонн

Название колонны, условный диаметр колонны	Наименование, шифр, типоразмер	Интервал установки, м		Количество	
		от (верх) по стволу	до (низ) по стволу	элементов на интервале, шт	суммарное, шт
Направление, 426 мм	БКМ-426 «Битарт»	20	20	1	1
	ЦПЦ 426/490 «Нефтемаш»	0	20	1	1
	ПРП-Ц 426 «Нефтемаш»	20	20	1	1
Кондуктор, 324 мм	БКМ-324 «Битарт»	680	680	1	1
	ЦКОДУ-324 «Битарт»	670	670	1	1
	ЦТ – 324/394 «Нефтемаш»	20	680	33	33
	ЦПЦ 324/394 «Нефтемаш»	0	20	2	19
		20	680	17	
	ПРП-Ц 324 «Нефтемаш»	670	670	1	1
Техническая колонна, 245 мм	БКМ-245 «Битарт»	1580	1580	1	1
	ЦКОДУ-245 «Битарт»	1570	1570	1	1
	ЦПЦ 245/295 «Нефтемаш»	0	680	14	37
		680	1580	23	
	ПРП-Ц 245 «Нефтемаш»	1570	1570	1	1
Эксплуатационная колонна, 178 мм	БКМ-178 «Битарт»	2890	2890	1	1
	ЦКОДУ-178 «Битарт»	2870	2870	1	1
	ЦПЦ 178/216 «Нефтемаш»	0	1580	32	65
		1580	2890	33	
	ПРП-Ц 178 «Нефтемаш»	2870	2870	1	1

2.3.3 Расчет и обоснование параметров цементирования скважины

Обоснование способа цементирования

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле:

$$P_{\text{гскп}} + P_{\text{гдкп}} \leq 0,95 * P_{\text{гр}}, \quad (11)$$

где $P_{\text{гскп}}$ – гидростатическое давление в кольцевом пространстве в конце продавки тампонажного раствора, МПа;

$P_{\text{гдкп}}$ – гидродинамические потери давления в кольцевом пространстве, МПа;

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

$$38,7029 + 3,757 \leq 0,95 * 45,346.$$

$$42,46 \leq 43,08.$$

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

Расчет объёмов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости

В таблице 29 представлены объемы тампонажной смеси, буферной и продавочной жидкости.

Таблица 29 – 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	8	1,5	1050	1,5	МБП-СМ	140
		6,5	1050	6,5	МБП-МВ	97,5
Продавочная жидкость	67,08	1000	–	Техническая вода	–	
Облегченный тампонажный раствор	21	1450	14,97	ПЦТ- III - Об(4-6)-100	18140	
				НТФ	8,61	
Нормальной плотности тампонажный раствор	6,53	1900	4,38	ПЦТ - I - 100	9050	
				НТФ	2,68	

Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования

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

$$m_2 = G_{\text{сух}} / G_6, \quad (12)$$

где $G_{\text{сух}}$ – требуемая суммарная масса сухого тампонажного материала, т;
 G_6 – вместимость бункера смесителя для УС 6-30, равная 10 тонн для облегченного тампонажного раствора и 13 тонн – для «тяжелого».

В связи с тем, что облегченный тампонажный раствор и раствор нормальной плотности не должны смешиваться, расчет количества цементосмесительных машин ведется для каждого цемента отдельно. Причем в случае превышения массы цемента над грузоподъемностью бункера менее, чем на 3 тонны, можно не увеличивать число цементосмесительных машин, а производить досыпку цемента в момент приготовления

Облегченный тампонажный раствор:

$$m_2 = 1,81 - 2 \text{ УС } 6-30.$$

Тампонажный раствор нормальной плотности:

$$m_2 = 0,7 - 1 \text{ УС } 6-30.$$

На рисунке 8 представлена схема расположения оборудования при цементировании.

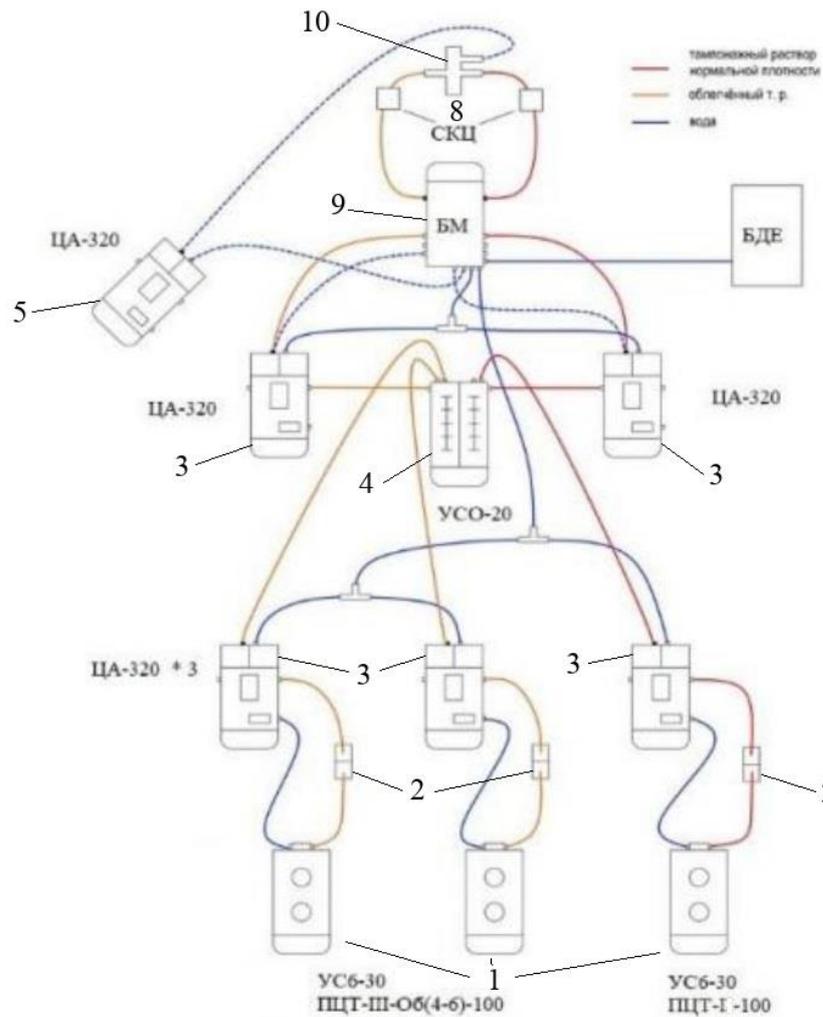


Рисунок 8 – Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования:

- 1 – цементосмесительная машина УС6-30; 2 – бачок затворения;
- 3 – цементировочный агрегат ЦА-320М; 4 – осреднительная емкость УСО-20;
- 5 – цементировочный агрегат ЦА-320М (резервный); 6 – подводящая водяная линия; 7 – автоцистерна; 8 – станция КСКЦ 01; 9 – блок манифольдов СИН-43;
- 10 – устье скважины

2.3.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважины

Проектирование процессов испытания скважин

Процессом испытания скважины в обсаженном стволе является комплекс работ, включающий следующие операции: вторичное вскрытие продуктивного пласта, вызов притока нефти или газа из пласта, отбор проб пластового флюида,

определение газонефте содержания пласта и основных гидродинамических параметров пласта.

Задачами испытания пластов являются:

- оценка продуктивности пласта;
- отбор проб нефти и газа для дальнейшего исследования;
- оценка степени загрязнения призабойной зоны пласта (ПЗП);
- оценка коллекторских свойств пласта.

Дальнейшие расчеты будут произведены для пласта с наибольшим ожидаемым дебитом.

Выбор жидкости глушения

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

Наиболее доступной и применяемой жидкостью глушения является водный раствор соли NaCl требуемой плотности.

Плотность жидкости глушения определяется для каждого нефтяного и газового пласта, который будет подвержен испытанию по формуле:

$$\rho_{ж.г.} = \frac{(1+k) \cdot P_{пл}}{g \cdot h}, \quad (13)$$

где k – коэффициент, учитывающий превышение гидростатического давления над пластовым. Согласно пункта 210 «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» [21] давление столба промывочной жидкости должно превышать $P_{пл}$ на глубине 0-1200 метров на 10% ($k = 0,1$), на глубине более 1200 м на 5% ($k = 0,05$);

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

h – глубина испытываемого пласта, м.

$$\rho_{ж.г.} = \frac{(1+0,05) \cdot 30,18}{9,81 \cdot 2850} = \frac{31,689}{27958,5} = 1133 \text{ кг/м}^3.$$

Согласно пункта 295 «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» [21] при производстве работ по испытанию (освоению)

скважин необходимо иметь запас жидкости глушения в количестве не менее двух объемов скважины.

Требуемый объем жидкости глушения определяется как объем обсаженного ствола скважины и умножается на 2 по формуле:

$$V_{\text{ж.г.}} = 2(V_{\text{внхв}} + V_{\text{внэк}}), \quad (14)$$

где $V_{\text{внхв}}$ – внутренний объем хвостовика, м^3 ;

$V_{\text{внэк}}$ – внутренний объем эксплуатационной колонны, м^3 ;

$$V_{\text{внхв}} = 0 \text{ м}^3.$$

$$\begin{aligned} V_{\text{внэк.}} &= (0,785 * 0,162^2 * 2525) + (0,785 * 0,157^2 * 365) \\ &= 52,02 + 7,06 = 59,08 \text{ м}^3. \end{aligned}$$

$$V_{\text{ж.г.}} = 2 * (0 + 59,08) = 118,16 \text{ м}^3.$$

Выбор типа перфоратора и расчет количества рейсов

Вторичное вскрытие в обсаженной скважине осуществляется с помощью перфорации обсадной колонны. Различают следующие типы перфорации:

- пулевая;
- торпедная;
- кумулятивная;
- пескоструйная.

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 менее 18 м применяют перфорационные системы, спускаемые на кабеле.

В таблицу 30 вносятся технические характеристики перфорационной системы. Расчет количества спуска перфоратора определяется исходя из длины перфорационной системы и мощности перфорируемого объекта.

Таблица 30 – Перфорация скважины

Мощность перфорируемого объекта, м	Способ спуска перфоратора (НКТ, кабель)	Вид перфорации	Типоразмер перфоратора	Плотность перфорации, отв/1 м	Количество спусков перфоратора
10	Кабель	Кумулятивная	ПКО 114-АТ	20	2

Выбор типа пластоиспытателя

Все скважинные инструменты для испытания пластов можно разделить на:

- пластоиспытатели, спускаемые в скважину на колонне бурильных труб или НКТ (ИПТ);
- аппараты, спускаемые в скважину на каротажном кабеле. В случае необходимости исследования пласта на отдельных уровнях (прослеживание изменения проницаемости по мощности пласта, определение положения ВНК) используют пробоотборник, спускаемый на каротажном кабеле.

При проведении испытаний в открытом стволе (в процессе бурения) обычно используют пластоиспытатели, спускаемые на трубах (ИПТ). При испытании скважины в обсаженном стволе чаще всего используют пластоиспытатели, спускаемые на кабеле, либо проводят испытания после вызова притока путем спуска геофизического прибора через лубрикаторную задвижку.

Пластоиспытатель выбирается в зависимости от диаметра скважины (внутреннего диаметра колонны), и способа спуска в скважину.

Выбирается пластоиспытатель спускаемый на трубах КИИ-95/146.

Выбор типа фонтанной арматуры

В соответствии с ГОСТ 33846-89 существует 6 схем фонтанных арматур для добывающих нефтяных и газовых скважин. Данные схемы различаются количеством запорных устройств и типом (тройниковые и крестовые). Для низких и средних устьевых давлений (7-35 МПа) рекомендуют применять тройниковую фонтанную арматуру (1-4 схема), для средних и высоких давлений

(35-105 МПа), а также для газовых скважин крестовую арматуру (5-6 схема). В отечественной практике для низких и средних устьевых давлений применяется фонтанная арматура по первой схеме (АФ 1). В случае если коллектор сложен неустойчивым песчанником необходимо наличие дублирующего отвода по третьей схеме (АФ 3). При устьевом давлении более 35 Мпа, либо наличии в разрезе газовых пластов, применяют фонтанную арматуру по шестой схеме (АФ 6).

Принимаем арматуру фонтанная АФ2-80/65х35.

2.4 Выбор буровой установки

Буровая установка выбирается, согласно действующим правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности, по её допустимой максимальной грузоподъёмности, позволяющей проводить спуско-подъёмные операции с наиболее тяжёлой бурильной и обсадной колоннами.

Результаты проектирования и выбора буровой установки представлены в таблице 31.

Таблица 31 – Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины

Выбранная буровая установка БУ - 3000 ЭУК-1М			
Максимальный вес бурильной колонны, тс ($Q_{бк}$)	97,7	$[G_{кр}] \times 0,6 \geq Q_{бк}$	
Максимальный вес обсадной колонны, тс ($Q_{об}$)	112,3	$[G_{кр}] \times 0,9 \geq Q_{об}$	
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ($Q_{пр}$)	146	$[G_{кр}] / Q_{пр} \geq 1$	1,4
Допустимая нагрузка на крюке, тс ($G_{кр}$)	200		

3 Применение циркуляционных переводников при строительстве нефтяных и газовых скважин

Циркуляционный переводник относится к устройствам для бурения нефтяных и газовых скважин, а именно к циркуляционным переводникам бурильной колонны, позволяющим многократно переключать поток текучей среды - бурового раствора, включающего кольматационные материалы, из внутреннего пространства бурильной колонны в затрубное.

Циркуляционный переводник устанавливается в компоновку низа бурильной колонны (далее КНБК) выше телеметрической системы и предназначен для переключения потока промывочной жидкости из внутреннего пространства бурильной колонны в затрубное в месте его установки через боковые порты корпуса. Циркуляционный переводник имеет два режима работы: активированный и не активированный.

В не активированном режиме работы боковые порты корпуса закрыты, и весь объем прокачиваемой промывочной жидкости проходит через циркуляционный переводник от буровых насосов к долоту.

В активированном состоянии боковые порты корпуса открыты, сообщая кольцевое затрубное пространство с бурильной колонной, центральное отверстие закрыто, бурильная колонна разобщена с элементами КНБК, находящимися ниже переводника, весь объем прокачиваемой промывочной жидкости проходит через боковые порты корпуса в кольцевое затрубное пространство.

Его активация позволяет решать следующие задачи:

- Закачка всех типов кольматационных и изолирующих материалов в зоны поглощения промывочной жидкости;
- Улучшение очистки ствола скважины путем увеличения расхода промывочной жидкости (в частности - при бурении горизонтальных скважин и скважин с большим отходом забоя от вертикали);
- Восстановление параметров буровых растворов;

- Замещение технологических жидкостей в ходе освоения/заканчивания и ремонта скважин.

Циркуляционный переводник компании «Гидробур-сервис» (рисунок 9) содержит корпус 1 с двумя боковыми портами 2, подвижный в осевом направлении поршень 3, бронзовое седло 4, установленное в центральном канале поршня 3, пружину 5, поджимающую поршень 3 вверх, шароуловитель, состоящий из кассеты 6, нижней втулки 7 и верхней втулки 8. Во внутренней кольцевой канавке 9 верхней втулки 8 шароуловителя установлена эластомерная манжета 10, предотвращающая перемещение шаров из кассеты 6 вверх в клапанное устройство. Нижняя втулка 7 имеет сужение, внутренний диаметр которого меньше диаметра активационного шара, что обеспечивает улавливание и накопление шаров в шароуловителе.

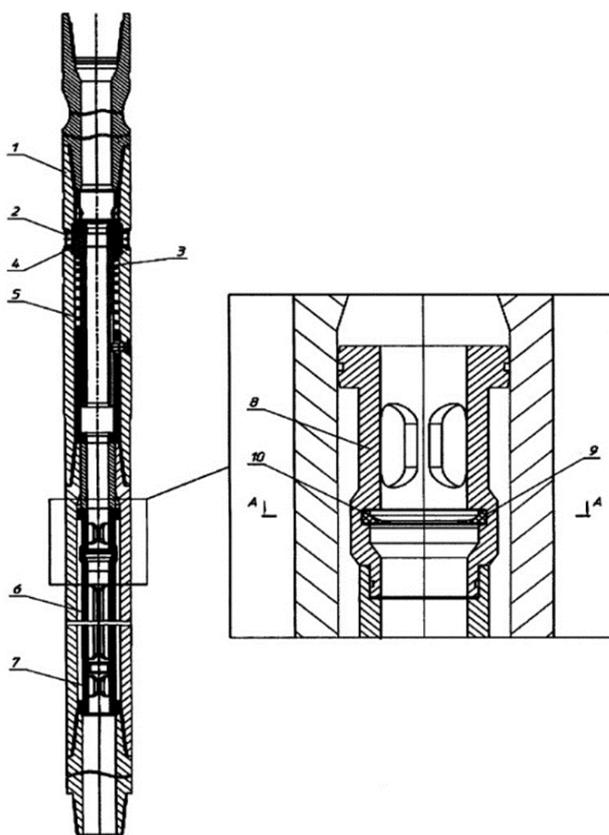


Рисунок 9 – Устройство циркуляционного переводника:

- 1 – корпус; 2 – боковые порта; 3 – поршень; 4 – седло; 5 – пружина;
- 6 – кассета; 7 – нижняя втулка; 8 – верхняя втулка; 9 – внутренняя кольцевая канавка; 10 – эластомерная манжета

Внутренний диаметр манжеты выполнен фигурным в виде внутренних отдельных лепестков, полученных радиальными прорезями, для обеспечения их подвижности и расширения внутреннего диаметра манжеты при прохождении через нее шара.

Наименьший внутренний диаметр манжеты для удержания шаров, меньше диаметра деактивационных шаров, находящихся в шароуловителе.

Седло 4 изготовлено из бронзы, благодаря чему оно меньше подвержено гидроабразивному износу, механическому износу и коррозии при прохождении через циркуляционный переводник бурового раствора с массовым содержанием абразива (песка) до 3%.

Активационный шар выполнен твердостью 95-100 ШорА, что обеспечивает герметичность перекрытия центрального канала в поршне при целевом использовании циркуляционного переводника и стабильное давление продавливания шара при деактивации в заданном диапазоне 30-50 атм.

При работе циркуляционного переводника в составе КНБК весь объем бурового раствора проходит через циркуляционный переводник. Для активации циркуляционного переводника бросают шар активации (рисунок 10 а). Шар активации устанавливается потоком бурового раствора в бронзовое седло 4 поршня 3, закрывая центральное отверстие поршня 3. Под действием давления бурового раствора поршень 3 перемещается вниз, открывая порты 2 для прохождения бурового раствора в затрубное пространство. Циркуляционный переводник активирован, весь объем бурового раствора через порты идет из бурильной колонны в затрубное пространство (рисунок 10 б). Для деактивации циркуляционного переводника с целью возобновления циркуляции бурового раствора внутри бурильной колонны бросают два металлических шара деактивации (рисунок 10 в). Два металлических шара деактивации устанавливается потоком бурового раствора в порты 2 (рисунок 10 г). Давление бурового раствора увеличивается, шар активации под действием давления продавливается через бронзовое седло 4 поршня 3, открывая центральное

отверстие поршня, и, пройдя через эластичную манжету 10, улавливается нижней втулкой 7 в шароуловителе (рисунок 10 д). Поршень 3 под действием пружины 5 закрывает порты 2 и выталкивает из портов металлические шары деактивации (рисунок 10 е). Шары деактивации также проходят через эластичную манжету 10 и улавливаются в шароуловителе. Весь объем бурового раствора проходит через циркуляционный переводник. Циркуляционный переводник с устройством для улавливания шаров (шароуловитель) удерживает прошедшие через него шары.

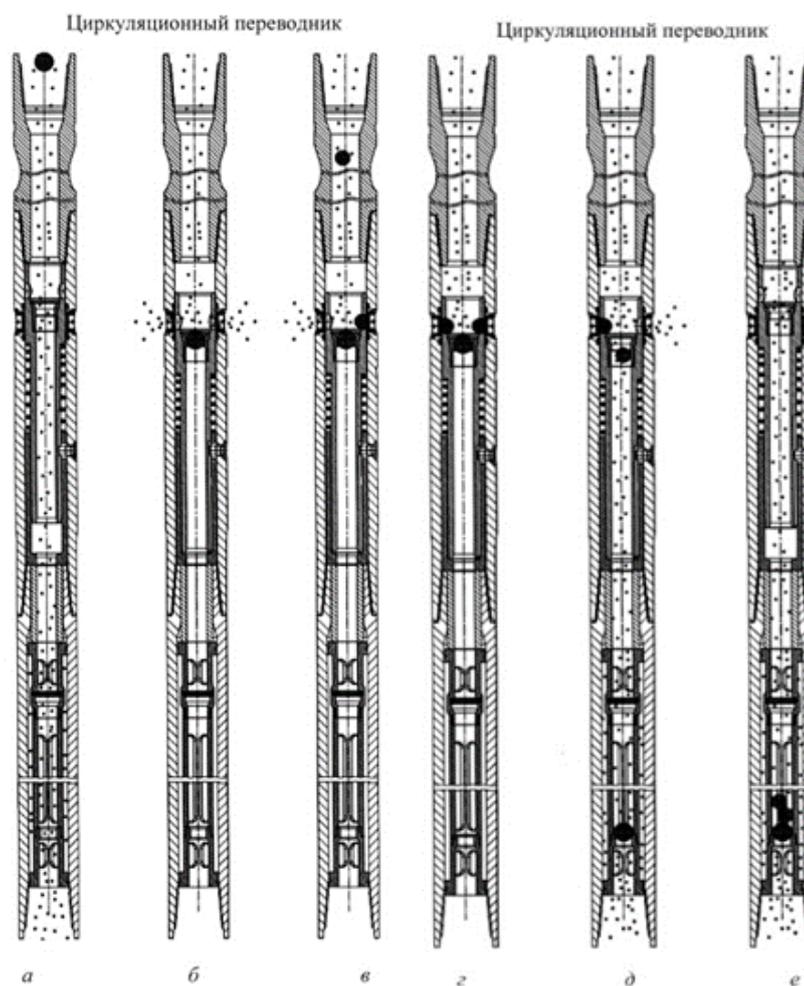


Рисунок 10 – Принцип действия циркуляционного переводника:

- а – активация циркуляционного переводника; б – циркуляция раствора через боковые порты; в – деактивация циркуляционного переводника;
- г – установка шаров деактивации в порты; д – прохождение шара активации в шароуловитель; е – прохождение шаров деактивации в шароуловитель

Предлагаемая конструкция циркуляционного переводника повышает ресурс и надежность срабатывания циркуляционного переводника при бурении горизонтальных участков скважин за счет удержания шаров в полости для их накопления, повышает технико-экономические показатели бурения и предупреждает осложнения и аварии бурильного инструмента.

Циркуляционный Переводник (Инструмент) PBL

Компания DSI (A Schoeller-Bleckmann Company) предлагает Циркуляционный Переводник (Инструмент) PBL. Основными отличиями данного переводника от переводника компании «Гидробур-сервис» является:

- инструмент PBL закрывается при остановке насосов, предотвращая обратный переток бурового раствора из затрубного пространства в трубы;
- в целях оптимизации выполняемых операций, корпус клапана и шароуловитель могут быть размещены в различных секциях КНБК;
- функция «автозатвор» позволяет заполнять бурильную колонну при спуске и поднимать ее без «сифона», а также производить обратную циркуляцию.

Функция «автозатвор» активируется только при посаженном в седло шаре активации.

Для этого необходимо бросить в бурильные трубы один пластиковый фиксирующий шар (входит в комплект PBL, поставляемого на буровую) и прокачать его расчетным объемом бурового раствора. Фиксирующий шар, достигнув PBL, под действием потока жидкости застревает в одном из промывочных портов и, таким образом, фиксирует циркуляционную втулку в нижнем положении (рисунок 11).



Рисунок 11 – Активация функции «автозатвор»

Для дезактивации PVL с активированной функцией «автозатвор» необходимо бросить в бурильные трубы два стальных шара дезактивации и прокачать их расчетным объемом бурового раствора. Один из шаров дезактивации, достигнув PVL, под действием потока жидкости перекрывают открытый циркуляционный порт (второй закрыт фиксирующим шаром), буровой насос продолжает работать, давление растет – фиксирующий шар продавливается (срезается) через промывочный порт в кольцевое пространство, далее второй шар дезактивации перекрывает циркуляционный порт – происходит дезактивация PVL (рисунок 12)

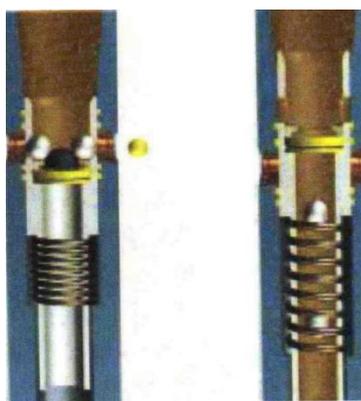


Рисунок 12 – Дезактивация функции «автозатвор»

Однако из-за ограниченной по емкости клетки шароуловителя, в которую попадают шары, сбрасываемые для активации и деактивации данных типов переводников, за один рейс можно провести не более 4-9 операций с данным инструментом.

Переводник компании NOV (National Oilwell Varco) MOCS

На текущий момент существует более функциональные и универсальные циркуляционные переводники. Один из таких переводник компании NOV (National Oilwell Varco) MOCS. Принцип работы которого предполагает первичную активацию клапана при помощи шара и дальнейшее неограниченное число активаций/деактиваций переводника во время бурения путем запуска бурового насоса. После посадки шара и увеличения расхода индексный механизм движется вниз, открывая отверстия в затруб. Шар перекрывает поток жидкости в инструмент. После отключения насосов, индексный механизм возвращается в нейтральное положение. После перехода в небайпасный режим, когда шар находится в седле, переводник направляет поток обратно к долоту, возобновляя циркуляцию через КНБК (рисунок 13).

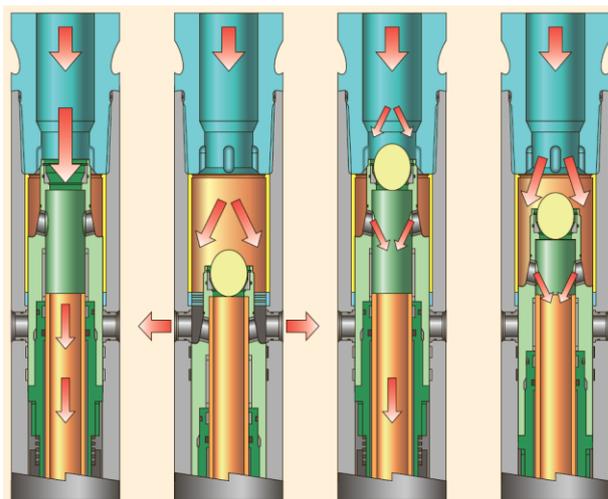


Рисунок 13 – Принципиальная схема работы переводника MOCS™ компании NOV

Таким образом, к преимуществам многофазового циркуляционного переводника MOCS™ относятся простота в использовании, отсутствие необходимости сброса нескольких шаров, совместимость с различными внутренними диаметрами элементов КНБК, активация расходом жидкости (буровым раствором) и, как уже было сказано выше, неограниченное число циклов переключения. При этом длительность цикла переключения составляет

60 с, а факт переключения в то или иное положение контролируется индексным механизмом и пружиной.

При этом стоит отметить ряд особенностей многоразового циркуляционного переводника MOCS™. Во-первых, максимальный размер наполнителя, используемого для ликвидации поглощений буровых растворов, ограничен проходным диаметром циркуляционных портов переводника MOCS™. Во-вторых, в виду особенностей конструкции циркуляционный переводник MOCS™ невозможно зафиксировать в открытом положении при выключенных насосах, то есть использовать в качестве переливного клапана. В-третьих, снижение фактического расхода бурового раствора ниже расхода активации более чем на 15%, либо отключение буровых насосов приведет к переключению переводника в положение «закрыто».

Данные особенности ограничивают диапазон применения оборудования и могут привести к попаданию остатков кольматирующих материалов в инструмент, расположенный ниже переводника MOCS. При этом недостаточная промывка MOCS от остатков кольматационной пачки и оставшийся наполнитель могут привести к блокировке механизма переключения переводника.

Циркуляционный переводник JetStream

Компания Weatherford International plc в 2015г. презентовала циркуляционный переводник JetStream, использующий технологию радиочастотной идентификации (рисунок 14).



Рисунок 14 – Циркуляционный переводник JetStream

В отличие от большинства циркуляционных переводников на рынке, переводник JetStream управляется с использованием технологии RFID, сокращенно радиочастотной идентификации. Специалисты на местах программируют несколько RFID-меток на поверхности, что позволяет использовать метки по требованию на протяжении всей операции. Когда бурильщику необходимо активировать переводник, метка RFID сбрасывается с поверхности и передает команды на переводник, когда он проходит мимо инструмента. После получения RFID-сигнала, гидравлический насос, приводимый в действие электродвигателем с батарейным питанием, перемещает гильзу в одно из трех предварительно настроенных положений: открытое, закрытое или уникальное положение с разделенным потоком:

- закрытое положение: порты закрыты, дивертер открыт. Обеспечивает неограниченный, полный сквозной поток во время бурения;
- открытое положение: порты открыты, дивертер закрыт. Перенаправляет флюиды обратно на поверхность с высокоскоростным турбулентным кольцевым потоком для эффективной очистки ствола скважины;
- расположение распределения потока: порты открыты, отклонитель открыт. Одновременно отводится настраиваемый процент потока через ствол скважины и повышается кольцевая скорость, что позволяет очищать шлам во время бурения.

Технология RFID предлагает несколько преимуществ по сравнению с традиционными исполнительными устройствами. При отсутствии громоздких шариков, седел, дросселей и штифтов внутренний диаметр остается на полном диаметре в течение всего процесса бурения. В результате повышается кольцевая скорость и турбулентный поток. Поскольку JetStream не использует скважинную гидравлику для приведения в действие, инструмент эффективен в различных областях, в том числе при бурении с низким расходом и бурением на депрессии.

Переводник JetStream может быть сконфигурирована с возможностью одновременного открытия портов и дивертора для очистки шлама во время бурения. Положение с разделенным потоком особенно полезно при бурении с низким расходом. Многочисленные конфигурации форсунок позволяют определить, как поток распределяется между затрубным пространством и КНБК. Контролируя количество отводимой жидкости, можно регулировать общую площадь потока и увеличивать кольцевую скорость.

Вывод

Проанализировав несколько циркуляционных переводников, производства разных компаний, можно сделать вывод, что в настоящий момент предпочтительнее выглядят переводники многократной активации MOCS компании VARCO и JetStream компании Weatherford. Их неоспоримым преимуществом является то, что их можно активировать неограниченное количество раз за один рейс бурения, в отличие от переводников компании Гидробур-сервис и DSI, число активаций которых составляет от 4 до 9, что существенно сокращает расходы на проведение спуско-подъемных операций. В свою очередь, переводник JetStream является самым оптимальным выбором, поскольку из-за применения технологии радиочастотной идентификации, его можно активировать и при бурении с низким расходом. А также у него есть возможность распределить поток между затрубным пространством и КНБК.

При рассмотрении данного вопроса были использованы источники [4–8].

4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

4.1 Расчет нормативной продолжительности строительства скважин

Целью настоящего раздела является определение сметной стоимости строительства скважины. Расчет сметной стоимости связан с определением цикла строительства скважины. Исходные данные для расчета представлены в таблице 32.

Таблица 32 – Исходные данные

Наименование скважины	Разведочная
Проектная глубина, м	2890
Способ бурения:	
- под направление	Роторный
- под кондуктор, техническую и эксплуатационную колонну	Роторный и гидравлический забойный двигатель (ВЗД)
Цель бурения	Разведка
Конструкция скважины:	
- направление	d 490 мм на глубину 20 м
- кондуктор	d 393,7 мм на глубину 680 м
- техническая колонна	d 295,3 мм на глубину 1580 м
- эксплуатационная колонна	d 215,9 мм на глубину 2890 м
Буровая установка	БУ - 3000 ЭУК-1М
Оснастка талевого системы	5'6
Насосы:	
- тип - количество, шт.	УНБТ-950 – 2 шт
производительность, л/с:	
- в интервале 0-20 м	45,92
- в интервале 20-680 м	70,27
- в интервале 680-1580 м	55,3
- в интервале 1580-2890 м	35,14
Утяжеленные бурильные трубы (УБТ):	d 178 мм 9 м
Забойный двигатель (тип):	
- в интервале 20-680 м	ВЗД ДГР1-240.7/8.55
- в интервале 680-1580 м	ВЗД ДГР1-240.7/8.55
- в интервале 1580-2890 м	ВЗД ДГР-195М.7/8.77
- при отборе керна	PDC 215,9/100 В 913 Е.02
Бурильные трубы: длина свечей, м	25

4.1.1 Расчет нормативного времени на механическое бурение

Сведения о разбивке геологического разреза на нормативные пачки, а также, действующие на буровом предприятии нормы времени механического бурения 1 м породы и проходки на долото по представлены в таблице 33.

Таблица 33 – Нормы механического бурения на нефтяном месторождении (Томская область)

Интервалы бурения	Интервал, м		Количество метров в интервале, м	Норма времени механического бурения 1 м породы, ч	Норма проходки на долото, м
	от (верх)	до (низ)			
1	0	20	20	0,027	460
2	20	680	660	0,032	350
3	680	1580	900	0,036	2900
4	1580	2590	1310	0,038	3200

Основным документов для расчета нормативного времени для сооружения скважины являются «Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые» [8].

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

$$N = T * H, \quad (15)$$

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

H – количество метров в интервале, м.

Для направления:

$$N = 20 * 0,027 = 0,54 \text{ ч.}$$

Аналогично производим расчет для остальных интервалов, результаты представлены в таблице 34.

Таблица 34 – Нормативное время бурения

Количество метров в интервале, м	Норма времени на бурение 1 метра, ч/м	Нормативное время на механическое бурение, ч
20	0,027	0,54
660	0,032	21,12
900	0,036	32,4
1310	0,038	49,78
Итого		103,84

Далее производится расчет нормативного количества долот n . Нормативное количество долот рассчитывается по формуле:

$$n = H / П, \quad (16)$$

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

Для направления:

$$n = 20 / 460 = 0,04.$$

Для остальных интервалов расчет производится аналогично, результаты расчета сводятся в таблицу 36.

Таблица 35 – Нормативное количество долот

Количество метров в интервале Н, м	Нормативная проходка на долото в данном интервале П, м	Количество долот (n)
20	460	0,04
660	350	1,88
900	2900	0,31
1310	3200	0,41
Итого на скважину		2,64

4.1.2 Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

Данные нормы включают время на выполнение следующих работ:

- 1) спуск бурильных свечей;
- 2) подъем бурильных свечей;
- 3) подъем и установка УБТ за палец;
- 4) вывод УБТ из-за пальца и спуск ее в скважину;
- 5) подготовительно-заключительные работы при СПО;
- 6) наращивание инструмента;
- 7) промывка скважины перед подъемом инструмента;
- 8) промывка скважины перед наращиванием инструмента;
- 9) смена долота;
- 10) проверка люфта турбобура;
- 11) смазка резьбы бурильных труб герметизирующей смазкой;
- 12) крепление и раскрепление свечей и элементов бурильной колонны

ключами.

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

Расчет производится по формуле:

$$T_{\text{СПО}} = \Pi * n_{\text{СПО}}, \quad (17)$$

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

Π – длина интервала, м.

Результаты расчета времени на СПО и исходные данные приведены в приложении В.1.

4.1.3 Расчет нормативного времени на установку центрирующих фонарей

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

- направление: $2 * 1 = 2$ мин;
- кондуктор: $19 * 1 = 19$ мин;
- техническая колонна: $37 * 1 = 37$ мин;
- эксплуатационная колонна: $65 * 1 = 65$ мин.

4.1.4 Расчет нормативного времени ожидания затвердевания цемента

Время ожидания затвердевания цемента (ОЗЦ) нормируется на основе фактических данных по скважинам, пробуренным в аналогичных условиях, но не свыше норм времени. Принимаем время ОЗЦ направления – 8 ч, кондуктора – 36 ч, технической колонны – 48 ч, эксплуатационной колонны – 48 ч.

4.1.5 Расчет нормативного времени на разбуривание цементной пробки

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

- промывка скважины перед спуском обсадных труб – 2 цикла;
- подготовительно-заключительные работы перед спуском обсадных труб;
- спуск резьбовых обсадных труб;

- подготовительно-заключительные работы к промывке скважины во время спуска колонны обсадных труб;
- промежуточные работы во время спуска колонны;
- промывка скважины перед цементированием – 2 цикла;
- подготовительно-заключительные работы к цементированию колонны обсадных труб;
- цементирование скважины;
- заключительные работы после затвердевания цемента;
- герметизация устья скважины.

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

Отворачивание долота – 7 минут.

Спуск бурильных свечей:

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

$$L_c = L_k - L_n, \quad (18)$$

где L_k – глубина кондуктора, м;

L_n – длина цементной пробки, м.

Для направления:

$$L_c = 20 - 0 = 20 \text{ м.}$$

б) рассчитывается, длина неизменной части бурильного инструмента L_n , м ведущая труба (16 м), переводника с долотом (1 м).

$$L_n = 16 + 1 = 17 \text{ м.}$$

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

$$L_T = L_c - L_n. \quad (19)$$

Для направления:

$$L_T = 20 - 17 = 3 \text{ м;}$$

г) рассчитывается количество спускаемых свечей N по формуле:

$$N = L_T / l_c, \quad (20)$$

где l_c – длина одной свечи, м.

Для направления:

$$N = 1.$$

д) по УНВ спуск одной свечи занимает 2 мин.

$$T_{\text{конд.}} = 1 * 2 + 5 = 5 \text{ мин.}$$

Для кондуктора:

$$L_c = 680 - 10 = 670 \text{ м;}$$

$$L_n = 16 + 1 = 17 \text{ м;}$$

$$L_T = 670 - 17 = 653 \text{ м;}$$

$$N = 653 / 25 = 26,12 \approx 27 \text{ шт;}$$

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

Для технической колонны:

$$L_c = 1580 - 10 = 1570 \text{ м;}$$

$$L_n = 16 + 1 = 17 \text{ м;}$$

$$L_T = 1570 - 17 = 1553 \text{ м;}$$

$$N = 1553 / 25 = 62,1 \approx 63 \text{ шт;}$$

$$T_{\text{конд.}} = 63 * 2 + 5 = 131 \text{ мин.}$$

Для эксплуатационной колонны:

$$L_c = 2890 - 20 = 2870 \text{ м;}$$

$$L_n = 16 + 1 = 17 \text{ м;}$$

$$L_T = 2870 - 17 = 2853 \text{ м;}$$

$$N = 2853 / 25 = 114,1 \approx 115 \text{ шт;}$$

$$T_{\text{конд.}} = 115 * 2 + 5 = 235 \text{ мин.}$$

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

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

Общее время на разбуривание цементных пробок направления и кондуктора определяется суммой всех затрат времени:

$$\Sigma = 5 + 59 + 131 + 235 + 4 * (7 + 17 + 42) = 694 \text{ мин} = 11,57 \text{ ч.}$$

4.1.6 Расчет нормативного времени на геофизические работы

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

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

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

4.1.8 Расчет нормативных затрат времени на проведение ремонтных работ

Нормативное время проведения ремонтных работ определяется в процентах от нормативной продолжительности проводки скважины (за исключением времени проведения геофизических исследований). Величина процента принимается по сборнику ЕНВ [8].

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

Нормативная продолжительность проводки скважины по итогу составляет 323,845 часов или 13,49 суток. Следовательно, надбавка времени на выполнение ремонтных работ составляет 6,6 %.

Общее время на выполнение ремонтных работ определяется произведением:

$$323,845 * 0,066 = 21,37 \text{ ч.}$$

Общее нормативное время проводки скважины составляет

$$\Sigma = 323,845 + 21,37 + 25 = 370,215 \text{ ч} = 15,42 \text{ суток.}$$

4.2 Линейный календарный график выполнения работ

Вахта работает двадцать восемь дней по 12 часов в сутки через 12 часов отдыха. Затем двадцать восемь дней выходных. Доставка вахт на месторождения осуществляется авиа- и автотранспортом. Буровая бригада состоит из 4 вахт и следующего количества обслуживающего персонала, приведенного в таблице 36.

Таблица 36 – Количество работников вахт и обслуживающего персонала

Работник (разряд)	Количество человек
Буровой мастер	1
Помощник бурового мастера	3
Бурильщик 6 разряда	4
Бурильщик 5 разряда	4
Помощник бурильщика 5 разряда	4
Помощник бурильщика 4 разряда	4
Электромонтёр 5 разряда	4
Слесарь 5 разряда	2
Лаборант	2

Линейный календарный график проведения работ по строительству разведочной скважины на нефтяном месторождении приведен в таблице 37.

Таблица 37 – Линейно-календарный график работ

Линейно-календарный график работ		Месяцы			
бригады, участвующие в строительстве скважины	затраты времени на одну скважину, месяц	1	2	3	4
		Вышкомонтажные работы	■ ■ ■		
Буровые работы			■		
Освоение				■ ■ ■ ■	

Условные обозначения к таблице 38:

- Вышкомонтажная бригада (первичный монтаж);
- Буровая бригада (бурение);
- Бригада испытания.

4.3 Корректировка сметной стоимости строительства скважины

4.3.1 Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины

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

$$T_{пр} = T_n * k, \quad (21)$$

где T_n , – проектная продолжительность строительства скважины, ч;
 k – поправочный коэффициент.

$$k = 1 + \frac{\Delta t}{t_{пр} + t_{кр} + t_{всп} + t_p}, \quad (22)$$

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

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

После этого определяется сметная стоимость строительства скважины с учетом проектной продолжительности бурения. Сметный расчет на бурение и крепление приведены в приложении В.3, В.4

Результаты расчета по видам работ, продолжительности бурения и крепления скважин представлены в таблице 38.

Таблица 38 – Продолжительности бурения и крепления скважин

Вид работ	Продолжительность		
	нормативная, час	проектная	
		час	сутки
Бурение:			
Направлене	0,54	0,59	0,025
Кондуктор	21,12	23,02	0,96
Техническая колонна	32,4	35,32	1,47
Эксплуатационная колонна	49,78	54,26	2,26
Крепление:			
Направлене	19,8	21,84	0,91
Кондуктор	42,76	47,04	1,96
Техническая колонна	48,65	53,52	2,23
Эксплуатационная колонна	54,33	59,76	2,49
Итого	269,38	295,35	12,31

Уточненный сводный сметный расчет представлен в приложении В.2.

4.3.2 Расчет технико-экономических показателей

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

а) механическая скорость V_M , м/ч;

$$V_M = H / T_M, \quad (23)$$

где H – глубина скважины, м;

T_M – время механического бурения, ч.

б) рейсовая скорость V_p , м/ч;

$$V_p = H / (T_M + T_{сно}), \quad (24)$$

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

в) коммерческая скорость V_K , м/ч;

$$V_K = (H * 720) / T_h, \quad (25)$$

где T_h – нормативная продолжительность бурения скважин, ч.

г) проходка на долото h_d , м;

$$h_d = H / n, \quad (26)$$

где n – количество долот.

Себестоимость одного метра строительства скважины:

$$C_{с1м} = (C_{см} - П_n) / H, \quad (27)$$

где $C_{с1м}$ – сметная стоимость строительства скважины, руб;

$П_n$ – плановые накопления, руб.

Результаты расчетов сводим в таблицу 39.

Таблица 39 – Нормативные технико-экономические показатели бурения скважины

Показатели	Величина
Глубина скважины, м	2890
Продолжительность бурения, сут.	11,22
Механическая скорость, м/ч	27,83
Рейсовая скорость, м/ч	17,76
Коммерческая скорость, м/ст.-мес.	5620
Проходка на долото, м	1095
Стоимость одного метра, руб	156429

Затраты на строительство скважины определяют составлением сметно-финансовых расчетов. Эти расчеты основываются на единых районных

единичных расценках (ЕРЕР), которые для эксплуатационных скважин определяются СНиП IV-5-82 Сборник 49 [11]. Данный документ имеет три части, так в части I представлены расценки на подготовительные работы к строительству нефтяных и газовых скважин, в части II – на строительные и монтажные работы, в части III – на бурение и испытание на продуктивность скважин.

Амортизация считается исходя из классификации основных фондов из Постановления правительства Российской Федерации №640 от 07 июля 2016 года методом начисления амортизации пропорционально объему выполненных работ.

Для перевода цен 1984 года, в которых производится расчет согласно СНиП IV-5-82, используется индекс изменения сметной стоимости, устанавливаемый Координационным центром по ценообразованию и сметному нормированию в строительстве [12]. Для Томской области этот индекс составляет на январь 2019 года 215,95

5 Социальная ответственность

На сегодняшний день уделяется большое внимание безопасности при строительстве нефтяных и газовых скважин. В первую очередь это объясняется тем, что данная деятельность представляет собой опасность для здоровья человека, а буровая установка является одним из наиболее опасных производственных объектов.

В данной работе рассматриваются основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении, проектировании и подготовки геолого-технических мероприятий.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

1. Инженер по бурению относится к категории специалистов, принимается на работу и увольняется с работы приказом руководителя организации.

2. На должность инженера по бурению назначается лицо, имеющее высшее техническое образование без предъявления требований к стажу работы или среднее специальное образование и стаж работы по специальности на должности техника I категории не менее 3 лет.

На должность инженера по бурению II категории назначается лицо, имеющее высшее техническое образование и стаж работы на должности инженера по бурению не менее 3 лет.

На должность инженера по бурению I категории назначается лицо, имеющее высшее техническое образование и стаж работы на должности инженера по бурению II категории не менее 3 лет.

3. В своей деятельности инженер по бурению руководствуется:

- нормативными документами по вопросам выполняемой работы;
- методическими материалами, касающимися соответствующих вопросов;
- уставом организации;
- правилами трудового распорядка;

- приказами и указаниями руководителя организации (непосредственного руководителя);
- настоящей должностной инструкцией.

4. Инженер по бурению должен знать:

- нормативные правовые акты, другие руководящие, методические и нормативные материалы вышестоящих органов, касающиеся организации производства буровых работ;
- технологию вышкостроения, бурения и опробования скважин;
- буровое оборудование, инструмент и правила их технической эксплуатации;
- причины возникновения технических неполадок, аварий, осложнений, брака при выполнении работ по строительству скважин, способы их предупреждения и ликвидации;
- порядок оформления технической документации;
- проектирование и планирование буровых работ;
- основы геологии и геологическое строение разбуриваемых площадей, технические правила строительства скважин;
- правила и нормы охраны труда и пожарной безопасности.

5. Во время отсутствия инженера по бурению его обязанности выполняет в установленном порядке назначаемый заместитель, несущий полную ответственность за их надлежащее исполнение.

5.2 Анализ вредных производственных факторов (мероприятий по устранению) при бурении скважины на нефтегазовом месторождении (Томская область)

5.2.1 Отклонение показателей климата на открытом воздухе

Микроклимат должен соответствовать ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны» [14]. Для защиты от неблагоприятных климатических условий нужно использовать коллективные средства защиты (система отопления, места для отдыха и обогрева, защитные

щиты и т.д.) и средства индивидуальной защиты (спецодежда). Следует запрещать работу при неблагоприятных метеоусловиях.

Таблица 40 – Условия приостановки работы.

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха, °С
При безветренной погоде	– 40
Не более 5,0	– 35
5,1–10,0	– 25
10,0–15	–15
15,1–20,0	–5
Более 20,0	0

5.2.2 Недостаточная освещенность

Освещение рабочих мест должно отвечать требованиям, изложенным в СНиП 52.13330.2011 «Естественное и искусственное освещение» [42].

Освещение должно быть постоянным во времени, без пульсации, иметь спектр, близкий к естественному. Нужно обеспечить равномерное распределение яркости освещения и отсутствие резких теней. Общее освещение должно составлять 10 %, а местное 90 % от всего освещения буровой. Оптимальное направление светового потока – под углом 60 градусов к рабочей поверхности. Нормы освещенности на буровой установке приведены в таблице 41.

Таблица 41 – Нормы освещенности

Пространство	Освещенность, лк
Роторный стол	100
Превенторная установка	75
Путь движения талевого блока	30
Помещения вышечного и насосного блоков	75
Лестницы, марши, сходы, приемный мост	10

Вывод: для освещения использовать светодиодные системы освещения, так как они наиболее подходят для условий.

5.2.3 Превышение уровней шума

Шум на рабочем месте не должен превышать 85 дБА и соответствовать требованиям ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ «Шум. Общие требования безопасности»

[17]. Для уменьшения шума на объекте используются как индивидуальные (наушники, вкладыши, шлемы), так и коллективные средства защиты.

Таблица 42 – Уровень звукового давления на буровой.

Частота, Гц	63	125	250	500	1000	2000	4000
ПДУ для буровых установок, дБА	91	83	77	73	70	68	66

К коллективным средствам защиты относятся: пневмоударники, звукоизоляция и звукопоглощение, а также предусматривается установка кожухов и глушителей.

5.2.4 Превышение уровней вибрации

Вибрация на рабочем месте регламентируется нормативным документом – ГОСТ 12.1.012-2004 «Вибрационная безопасность. Общие требования» [20].

Мероприятия по устранению вибрации:

- применение коллективных средств защиты;
- применение средств индивидуальной защиты (виброобувь, виброрукавицы, виброгасящие коврики).

Вибрация при частоте 16 Гц не должна превышать амплитуду 0,028 мм.

Вибрация должна отвечать требованиям ГОСТ 12.1.012-2004 «Вибрационная безопасность. Общие требования» [20].

Допустимые нормы по вибрации приведены в таблице 43.

Таблица 43 – Допустимые нормы по вибрации

Частота колебания, Гц	Амплитуда смещения, мм	Скорость перемещения, мм/с
2	1,28	11,2
4	0,28	5
8	0,056	2
16	0,028	2
31,5	0,014	2
63	0,0072	2

5.2.5 Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны

Количество вредных примесей в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно-допустимых концентраций. Микроклимат рабочих мест

должен отвечать требованиям ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ «Воздух рабочей зоны». Общие санитарно-гигиенические требования» [14]. Для контроля за запыленностью и загазованностью используют специальные приборы (газоанализаторы). Для исключения нежелательных последствий от запыленности и загазованности используются: индивидуальные средства защиты (респираторы, противогазы) и коллективные средства защиты (вентиляция). Вентиляция должна соответствовать требованиям, изложенным в СНиП 2.04.05-91 «Отопление, вентиляция, кондиционирование» [15]. При приготовлении бурового раствора необходимо использовать респираторы, очки и рукавицы. Работа с вредными веществами должна выполняться в соответствии с ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ «Вредные вещества, классификация и общие требования безопасности» [43]. Склад химреагентов необходимо располагать по розе ветров.

При работе с химическими реагентами и их хранении, прежде всего необходимо следить за соблюдением условия: концентрация вредных веществ (мг/м^3) < ПДК ($\text{CaCO}_3=6 \text{ мг/м}^3$, $\text{Na}_2\text{CO}_3=5 \text{ мг/м}^3$, $\text{MgO}=4 \text{ мг/м}^3$, $\text{KCl}=5 \text{ мг/м}^3$).

Работы по приготовлению и применению бурового раствора на основе рекомендуемых химических реагентов необходимо проводить в соответствии с действующими правилами безопасности при бурении скважины. Буровая бригада для работы с химическими реагентами должна быть обеспечена специальной одеждой, респираторными масками, резиновыми перчатками и очками.

Таблица 44 – Норма и показатели значений количества вредных веществ в воздухе.

Наименование веществ	Формула	ПДК	
		% по объему	мг/м^3
1	2	3	4
Азота окислы (в пересчете на NO_2)	$\text{NO}+\text{NO}_2$	0,00025	5
Акролеин	$\text{CH}_2\text{-CH-C-OH}$	–	0,7
Альдегид масляный	–	–	5
Углерода окись	CO	0,0016	20
Масла минеральные (нефтяные)	–	–	5
Сероводород	H_2S	0,00066	10
Углеводороды в пересчете на С	–	–	300
Формальдегид	CH_2O	–	300
Ангидрид сернистый	SO_2	0,00035	10

5.3 Анализ опасных производственных факторов (мероприятий по устранению) при бурении скважины на нефтегазовом месторождении (Томская область)

5.3.1 Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования

Движущиеся части оборудования представляют опасность травмирования рабочего в виде ушибов, порезов, переломов и др., которые могут привести к потере трудоспособности.

Источник: механизмы, оборудование и транспортные средства.

Основной величиной, характеризующей опасность подвижных частей, является скорость их перемещения. Согласно ГОСТ 12.2.009-80 опасной скоростью перемещения подвижных частей оборудования, способных травмировать ударом, является скорость более 0,15 м/с.

В соответствии с ГОСТ 12.2.003-74 «ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности» движущие части производственного оборудования, если они являются источником опасности, должны быть ограждены, за исключением частей, ограждение которых не допускается функциональным их назначением.

5.3.2 Поражение электрическим током

Источник: провода и оборудование под напряжением.

Электробезопасность – система организационных мероприятий и технических средств, предотвращающих вредное и опасное воздействие на работающих от электрического тока и электрической дуги. Правила электробезопасности регламентируются ПУЭ. ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ [25]. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.

Электроустановки и связанные с ними конструкции должны быть стойкими в отношении воздействия окружающей среды или защищенными от этого воздействия. При опасности возникновения коррозии необходимо предусмотреть дополнительные меры по защите оборудования. Для цифрового и

цветового обозначения всех отдельных неизолированных или изолированных проводников необходимо использовать цвета и цифры в соответствии с ГОСТ Р 50462. Оборудование относится к электроустановкам с напряжением до 1 кВ.

5.3.3 Пожаровзрывобезопасность

Источники: оборудование, работающее с горючими веществами, оборудование использующие электричество.

Пожарная безопасность представляет собой единый комплекс организационных, технических, режимных и эксплуатационных мероприятий по предупреждению пожаров. Общие требования пожарной безопасности изложены в техническом регламенте.

Категория пожаровзрывоопасности помещения и кустовой площадки согласно техническому регламенту: класс пожароопасности – П-II (зона, расположенная в помещении, где выделяются горючие пыли или волокна); класс взрывоопасности – 2 (зона, в которых при нормальном режиме работы оборудования не образуются взрывоопасные смеси газов или паров жидкостей с воздухом, но возможно образование такой взрывоопасной смеси газов или паров жидкостей, только в результате аварии или повреждения технологического оборудования). Категория здания по пожароопасности – В1 (пожароопасное).

Необходимый минимум первичных средств пожаротушения:

- порошковые огнетушители типа ОП-3(з);
- накидки из огнезащитной ткани размером 1,2 x 1,8 м и 0,5 x 0,5 м.

5.4 Экологическая безопасность (анализ воздействие и мероприятие)

5.4.1 Фон загрязнения объектов природной среды

Бурение скважин при определенных условиях может сопровождаться:

- химическим загрязнением почв, грунтов, горизонтов подземных вод, поверхностных водоемов и водотоков, атмосферного воздуха веществами и химреагентами, используемыми при проводке скважины, буровыми и технологическими отходами, а также

пластовым флюидом (газоконденсатом, минерализованной водой), получаемым в процессе освоения скважины;

- физическим нарушением почвенно-растительного покрова, грунтов зоны аэрации, природных ландшафтов на буровых площадках и по трассам линейных сооружений (дорог, ЛЭП);
- изъятием водных ресурсов и т. д.

Основные возможные источники и виды негативного воздействия на окружающую среду (ОС) при строительстве скважины следующие:

- автодорожный транспорт, строительная техника;
- блок приготовления бурового раствора, устье скважины, циркуляционная система, система сбора отходов бурения и т. п.;
- буровые растворы, материалы и реагенты для их приготовления и обработки;
- отходы бурения: отработанный буровой раствор (ОБР), буровые сточные воды (БСВ) и буровой шлам (БШ); тампонажные растворы, материалы и реагенты для их приготовления и обработки;
- горюче-смазочные материалы (ГСМ);
- пластовые минерализованные воды и продукты освоения скважины (нефть, минерализованные воды);
- продукты сгорания топлива при работе двигателей внутреннего сгорания дизель-электростанции и котельной;
- хозяйственно-бытовые жидкие и твердые отходы;
- загрязненные ливневые сточные воды;
- перетоки пластовых флюидов по затрубному пространству скважины из-за некачественного цементированья колонн, несоответствия конструкции скважины геолого-техническим условиям разреза и перетоки по нарушенным обсадным колоннам;
- продукты аварийных выбросов скважины (пластовый флюид, смесь пластового флюида с буровым или тампонажным раствором);

негерметичность обсадных колонн, фонтанной арматуры, задвижек высокого давления и т. п.

5.4.2 Водопотребление и водоотведение

Таблица 45 – Водопотребление и водоотведение при сооружении скважины

Наименование работ	Водопотребление, м ³					Водоотведение (сброс сточных вод), м ³	Безвозвратные потери, м ³
	Всего	В том числе		Хозяйственные нужды			
		Свежая вода	Повторно используемая вода	Хозяйственно-бытовая вода	Санитарно-питьевая вода		
Бурение	1621,5	1513,5	108,00	–	–	1581,5	40,00
Крепление	205,22	205,22	–	–	–	61,57	143,65
Освоение	108,00	108,00	–	–	–	108,00	–
Вспомогательные и подсобные работы	1256,2	1243,2	13,00	–	–	–	1256,2
Хозяйственно-питьевые нужды	122,18	122,18	–	61,7	60,48	122,18	–
Итого на скважину	3313,1	3192,1	121,0	61,7	60,48	1873,25	1439,85

5.4.3 Методы и системы очистки, обезвреживания и утилизации отходов бурения

Очистка бурового раствора от выбуренной породы с помощью комплектного оборудования буровой установки направлена на решение задач технологии проводки скважин и повышение показателей работы долот. После механической очистки буровой раствор поступает в рабочие емкости, а выбуренная порода удаляется в шламовый амбар.

Система утилизации и захоронения буровых отходов должна включать: сбор и накопление в накопителе-отстойнике сбросов выбуренной породы, отработанных промывочных жидкостей и сточных вод с поверхности, находящейся под вышечно-лебедочным и насосно-емкостными блоками; отстой в накопителе – отстойнике жидкой фазы за счет гравитационного выпадения твердой фазы; захоронение отходов бурения после окончания строительства скважины ликвидацией накопителя.

При ликвидации накопителя в период положительных температур окружающего воздуха производится химическая обработка.

5.4.4 Организационные мероприятия по предупреждению загрязнения объектов природной среды

1. Основные требования к буровым растворам.

Промывочная жидкость снижает интенсивность кавернообразования, позволяет значительно снизить объем нарабатываемого раствора за счет уменьшения скорости гидратации выбуренной породы и перехода ее коллоидной составляющей в раствор.

Для химической обработки промывочной жидкости используются высокоэффективные реагенты с определенными санитарно-технологическими характеристиками, обладающими способностью снижать токсичность отходов бурения.

2. Предупреждение загрязнения территории буровой.

Основание должно обеспечивать размещение, монтаж и эксплуатацию необходимого комплекса сооружений и оборудования для строительства скважин и предотвращать прямое контактирование технических средств и технологических процессов с естественной территорией.

5.4.5 Охрана почв и водных объектов при подготовительных, строительномонтажных работах и в процессе бурения скважин

Транспортировка бурового оборудования осуществляется только по дорогам, соединяющим основную трассу и буровую площадку. При отсутствии дорог перевозки оборудования возможны только в зимнее время года по специально подготовленным трассам и зимникам. В летнее время движение транспорта должно осуществляться по дорогам с твердым покрытием или водным путем. Расположение трасс перетаскивания бурового оборудования, подъездных дорог и зимников, а также сроки их использования согласовываются с местными органами.

Схемы размещения бурового оборудования разработаны с учетом руководящих документов по охране окружающей среды и являются основой для определения объемов строительного-монтажных работ.

Площадка, предназначенная для размещения бурового оборудования, строительства амбаров и склада ГСМ, должна быть очищена от леса, кустарника, затем произведена отсыпка песком. На остальной территории строительной площадки должен быть сохранен травяно-моховой покров не менее 40 %.

5.4.6 Материалы и технические средства, используемые при вывозе, утилизации и обезвреживании отработанного бурового раствора и бурового шлама

Материалы и технические средства, используемые при вывозе, утилизации и обезвреживании отработанного бурового раствора и бурового шлама представлены следующими: автоцистерна, экскаватор, автосамосвал, отверждающий состав, цементируочный агрегат, смесительная машина, установка для обработки отработанного бурового раствора отверждающим составом, установка для отверждения бурового шлама, установка для термической обработки отходов бурения, энергоносители, материалы, используемые для сбора плавающей нефти, технические средства для сбора и откачки нефти.

5.4.7 Охрана атмосферного воздуха от загрязнения

Приоритетным загрязняющим фактором являются дымовые газы автотранспорта и строительных машин в процессе строительства кустового основания и передвижной теплофикационной котельной с котлами ПКН-2с (паропроизводительность – 2 т/час, расход нефти – 158 кг/час) в процессе строительства скважины. Основными выбрасываемыми вредными веществами при работе транспорта и строительных машин и при рабочем режиме горения нефти в топках котлов являются: оксид углерода, окислы азота и серы.

В процессе приготовления буровых и тампонажных растворов возможно загрязнение воздуха пылью сыпучих материалов: цемента,

глинопорошка, химреагентов и т.п. Загрязнение атмосферного воздуха пылью также носит эпизодический характер.

5.4.8 Контроль за состоянием и охраной окружающей природной среды

В соответствии с «Основами земельного законодательства» РФ 17.04.93 г, законом «О недрах» РФ, 4.05.92 г, законом РФ «Об охране окружающей природной среды» 3.03.92 г производственные объединения и управления организуют ведомственный контроль за использованием и охраной недр, почв и водных объектов, за сбором, очисткой и обезвреживанием отходов производства.

Строительство кустового основания осуществляется по проекту, предусматривающему комплекс мероприятий по защите окружающей среды.

Работы по охране окружающей среды при строительстве кустового основания и строительстве куста скважин предусматривают:

- детальное обследование источников, загрязняющих выбросов и отходов, определение массы выбрасываемых загрязняющих веществ;
- разработку организационно-технических мероприятий по предупреждению или максимальному снижению загрязняющих выбросов и отходов производства;
- разработку плана контроля за состоянием и охраной окружающей среды и согласование плана с соответствующими природоохранными органами;
- контроль выполнения проектов и действующих проектных решений;
- организация и ведение мониторинга.

5.4.9 Охрана животного мира

Основным мероприятием по охране животного мира является сохранение среды их обитания, минимальное воздействие на растительность,

полная рекультивация земельных участков и ликвидация отходов производства.

Для охраны животного мира, мест их обитания следует произвести следующие мероприятия:

- вырубку производить после согласования границ с органами лесного хозяйства;
- использование вырубленной древесины;
- избегать мест селения и путей миграции, животных при выборе площадки строительства и трасс движения;
- исключить возможность браконьерства.

5.4.10 Охрана недр при строительстве скважин

Основной этап проектирования, обеспечивающий качественное строительство скважины несет в себе следующие природоохранные функции:

- обеспечивает охрану недр надежной изоляцией флюидо-содержащих горизонтов друг от друга;
- предупреждает возникновение нефтегазопроявлений и открытых выбросов нефти и газа в окружающую среду путем использования рационального количества обсадных колонн, расчета глубин их спуска, изоляции нефтеводоносных горизонтов тампонажными растворами за всеми обсадными колонками, а также установкой на кондуктор противовыбросового оборудования согласно ГОСТ 13862-90 [40];
- предотвращение проникновения газа в проницаемые горизонты предусматривается путем применения высокогерметичных труб типа ОТТГ, ОТТМ и применения специальной герметизирующей резьбовой смазки типа Р-402.

5.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.

(Правила поведения при нефтяных или газовых фонтанах)

В процессе бурения скважины возникают различные виды чрезвычайных ситуаций. Это открытые нефтяные и газовые фонтаны, падение и разрушение вышек и морских оснований, падение элементов буровой установок, взрывы и пожары на буровых, которые приводят к выводу из строя бурового и прочего оборудования и остановка бурения.

Рассмотрим один из случаев: нефтяной или газовый фонтан. При возникновении открытого фонтана действия буровой бригады подразумевают:

1) остановить все работы в зоне загазованности и немедленно вывести из зоны людей;

2) остановить все силовые приводы;

3) отключить силовые линии и линии освещения, которые могут находиться в загазованных зонах, при быстрой загазованности зоны вокруг скважины отключение электроэнергии должно быть выполнено за загазованной зоной;

4) на территории, которая может быть подвержена загазованности, необходимо остановить все огневые работы, курение, пользование стальными инструментами и другие действия, ведущие к образованию воспламенения;

5) предпринять меры по отключению соседних производственных объектов (трансформаторные будки, станки-качалки, газораспределительные пункты и др.), которые могут находиться на загазованной территории;

6) запретить передвижение в зоне, прилегающей к скважине открытым фонтаном, необходимо выставить запрещающие знаки, а при необходимости посты охраны;

7) предотвратить растекание нефти на территории;

8) сообщить о чрезвычайной ситуации руководству и вызвать на место происшествия подразделение военизированной службы по ликвидации открытых фонтанов, пожарную охрану и скорую медицинскую помощь.

Заключение

При выполнении данной выпускной квалификационной работы были разработаны оптимальные технологические решения для строительства вертикальной разведочной скважины глубиной 2890 м на месторождении Томской области. Спроектированные технологические решения отвечают требованиям производственной и экологической безопасности.

Анализ горно-геологических условий бурения позволил спроектировать конструкцию скважины, состоящую из направления, кондуктора, технической и эксплуатационной колонн. В связи с высокими пластовыми давлениями проектируется спуск технической колонны. При этом была выбрана колонная головка клиньевого типа.

Для эффективного строительства скважины данной конструкции были спроектированы способы, параметры режима бурения, подобраны и рассчитаны на прочность компоновки бурильной колонны. Исходя из опыта строительства скважин в данном регионе, а также из крепости пород, для бурения под направление и кондуктор выбраны шарошечные долота. Для бурения под техническую и эксплуатационную колонны выбраны PDC долота. Сохранность вертикальности ствола скважины обеспечивается наличием УБТ.

Разработка гидравлической программы промывки позволила подобрать оптимальные режимы работы буровых насосов, типы, компонентный состав и параметры бурового раствора. Следует отметить, что в связи с возможными осложнениями при бурении под данные интервалы был спроектирован полимер-глинистый буровой раствор. При бурении под эксплуатационную колонну был спроектирован биополимерный буровой раствор, который в связи с отсутствием в нем глинистой составляющей эффективно применяется при вскрытии продуктивного пласта, сохраняя при правильном применении естественную проницаемость выше 85 %.

Задача увеличения выноса керна решалась за счет применения бурильной головки PDC и сборки трех секций керноотборного снаряда для отбора керна за один рейс.

Расчет обсадных колонн на прочность позволил подобрать оптимальные характеристики обсадных колонн. Причем чтобы обеспечить прочность на смятие или на критические давления эксплуатационная колонна спроектирована двухсекционной с группой прочности Е. В силу требуемого увеличения герметичности были выбраны трубы ОТТГ.

Для повышения качества крепления скважины была спроектирована оптимальная технологическая оснастка обсадных колонн. Для цементирования эксплуатационной колонны был выбран одноступенчатый способ. Подобраны рецептуры жидкостей цементирования. Следует отметить, что в качестве буферной жидкости используются два состава для улучшения смыва глинистой корки. В связи с уменьшением стоимости проекта для цементирования скважины был выбран отечественный флот.

Вторичное вскрытие осуществляется с помощью кумулятивной перфорации. Для проведения испытания скважины спроектирован пластоиспытатель, спускаемый на трубах КИИ-95/146.

Для строительства и эксплуатации скважины, исходя из пластовых давлений, было выбрано следующее устьевое оборудование: ОКК2-35-178x245x324 К1 ХЛ, ОП5-350/80x35, АФ2-80/65x35.

Для проведения работ выбрана буровая установка БУ - 3000 ЭУК-1М, соответствующая допустимой максимальной грузоподъемности.

Более подробно рассмотрено применение циркуляционных переводников при строительстве нефтяных и газовых скважин. Анализ сортамента разных производителей позволил выявить их положительные и отрицательные стороны, а также выделить наиболее эффективные модификации.

Работа выполнена с учетом действующих Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности, инструкций и регламентов в области строительства скважин. В работе приняты современные технологические решения, позволяющие достигнуть оптимальных технико-экономических показателей при строительстве скважины, с учетом промышленной и экологической безопасности.

Список использованных источников

1. М.А. Самохвалов, А.В. Ковалев, А.В. Епихин. Заканчивание скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»). Томский политехнический университет. Томск, 2016. – 92 с.
2. А.В. Епихин, А.В. Ковалев. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»). Томский политехнический университет. Томск, 2016. – 152 с.
3. Ковалев, А.В. Проектирование конструкций скважины: методическое указание/ А.В. Ковалев. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2018. – 16 с.
4. Э.Б. Кренни, Н.Р. Хуббитдинов DSI (A Schoeller-Bleckmann Company) «Применение Циркуляционного Переводника PBL При Бурении».
5. Инженерный отчет по результатам выполнения опытно-промышленных испытаний «ОПИ устройства обводной промывки МОС производства компании «NOV». // ПАО «Оренбургнефть», 2015 г.
6. Брошюра JetStream® RFID Drilling Circulation Sub
7. <http://www.findpatent.ru/patent/265/2658851.html>
8. Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые [Электронный ресурс]: http://www.libussr.ru/doc_ussr/usr_13204.htm.
9. Единые нормы времени на монтаж и демонтаж вышек и оборудования для бурения – М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2001. – 183 с.
10. Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин [Электронный ресурс]: <http://lawru.info/dok/1986/03/07/n117807.html>.
11. СНиП IV-5-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ.

12. Письмо Координационного центра по ценообразованию и сметному нормированию в строительстве от 14 декабря 2018 г. № КЦ/2018-04ти "Об индексах изменения сметной стоимости строительства по Федеральным округам и регионам Российской Федерации на декабрь 2018 года.

13. МР 2.2.7.2129-06 Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотопливаемых помещениях.

14. ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.

15. СНиП 2.04.05-91 Отопление, вентиляция и кондиционирование.

16. ГОСТ 12.4.041-2001 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства индивидуальной защиты органов дыхания фильтрующие. Общие технические требования.

17. ГОСТ 12.1.003-83 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности.

18. ГОСТ 12.4.275-2014 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства индивидуальной защиты органа слуха. Общие технические требования.

19. ГОСТ 12.1.029-80 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства и методы защиты от шума. Классификация.

20. ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования.

21. «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (Зарегистрировано в Минюсте России 19.04.2013 N 28222) (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.01.2017).

22. Р 3.5.2.2487-09 Руководство по медицинской дезинсекции.

23. РД 10-525-03 Рекомендации по проведению испытаний грузоподъемных машин.

24. ГОСТ 12.4.011-89 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.

25. ГОСТ Р 12.1.019-2009 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.

26. Приказ Минэнерго России №204 от 08.07.2002 об утверждении «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ).

27. Приказ Минтруда и социальной защиты России №328н от 24.07.2013 об утверждении «Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок».

28. РД 34.21.122-87 Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений.

29. Постановление Правительства РФ от 21.03.2017 N 316 «О внесении изменения в пункт 218 Правил противопожарного режима в Российской Федерации».

30. ГОСТ 12.1.044-89 (ИСО 4589-84) Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Пожаровзрывоопасность веществ и материалов. Номенклатура показателей и методы их определения.

31. РД 51-1-96 Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на суше на месторождениях углеводородов поликомпонентного состава, в том числе сероводородсодержащих.

32. Постановление Правительства РФ от 10.07.2018 N 800 (ред. от 07.03.2019) «О проведении рекультивации и консервации земель».

33. ВРД 39-1.13-057-2002 Регламент организации работ по охране окружающей среды при строительстве скважин.

34. РД 08-254-98 Инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов при строительстве и ремонте скважин в нефтяной и газовой промышленности.

35. Постановление Правительства РФ от 25 февраля 2000 г. N 162 «Об утверждении перечня тяжелых работ и работ с вредными или опасными условиями труда, при выполнении которых запрещается применение труда женщин».

36. ГОСТ 12.2.032-78 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования.
37. «Трудовой кодекс Российской Федерации» от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 01.04.2019).
38. Федеральный закон от 28.12.2013 N 400-ФЗ (ред. от 06.03.2019) «О страховых пенсиях».
39. СНиП 4557-88 Санитарные нормы ультрафиолетового излучения в производственных помещениях.
40. ГОСТ 13862-90 Оборудование противовыбросовое. Типовые схемы, основные параметры и технические требования к конструкции.
41. РД 39-00147001-767-2000 Инструкция по креплению нефтяных и газовых скважин.
42. СНиП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение.
43. ГОСТ 12.1.007-76 Система стандартов безопасности труда (ССБТ) «Вредные вещества, классификация и общие требования безопасности»

Приложение А

Горно-геологические условия бурения скважины

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

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания (падения) пластов		Коэффициент кавернозности в интервале
от (верх)	до (низ)	название	индекс	угол, град	азимут, град	
1	2	3	4	5	6	7
0	7	Четвертичн. отлож.	Q	0	–	1,3
7	19	Лагернотомская	Pa lt	0	–	1,3
19	78	Новомихайловская	P ₃ nm	0	–	1,3
78	107	Атлымская	P ₃ at	0	–	1,3
107	230	Тавдинская	P ₂ Tv	0	–	1,3
230	250	Люлинворская	Pg ₂ ll	0	–	1,2
250	270	Талицкая	Pg ₁ ti	0	–	1,3
270	360	Ганькинская	K ₂ gn	0	–	1,5
360	430	Славгородская	K ₂ si	0	–	1,5
430	615	Ипатовская	K ₂ ip	0	–	1,5
615	630	Кузнецовская	K ₂ kz	0	–	1,0
630	1530	Покурская	K ₁₂ pk	0	–	1,0
1530	1570	Алымская	K _{3a} l	0	–	1,0
1570	2200	Киялинская	K ₁ kls	0	–	1,1
2200	2250	Тарская	K ₁ tr	0	–	1,0
2250	2495	Куломзинская	K ₁ klm	0	–	1,1
2495	2520	Баженовская	J ₃ bg	0	–	1,1
2520	2530	Георгиевская	J ₃ gr	0	–	1,1
2530	2605	Васюганская	J ₃ vs	0	–	1,0
2605	2770	Тюменская	J ₂ tm	–	–	1,1
2770	2896	Палеозой	PZ	–	–	1,1

Таблица А.2 – Прогноз литологической характеристики разреза скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность, г/см ³	Пористость, %	Проницаемость, м Дарси	Глинистость, %	Карбонатность, %	Твердость, кг/мм	Расслоенность породы	Абразивность	Категория породы промышленной классификации
	от (верх)	до (низ)										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Q	0	7	алевриты	2	10	–	40	0	–	1	–	мягкая
			суглинки	2,2	10	0	65	0	10	5	4	мягкая
			пески	2,1	30	2500	10	0	–	1	10	мягкая
			глины	2,4	20	0	100	0	10	5	4	мягкая
P ₃ It	7	19	пески	2,1	30	2000	10	0	–	1	10	мягкая
			глины	2,3	20	0	100	0	10	5	4	мягкая
P ₃ nm	19	78	алевриты	2,2	15	5	50	2	10	2	6	мягкая
			глины	2,3	20	0	100	0	10	5	4	мягкая
P ₃ at	78	107	пески	2,1	30	1500	20	0	–	5	10	мягкая
			глины	2,3	20	0	100	0	10	5	4	мягкая
P ₂ tv	107	230	глины	2,4	20	0	100	0	10	5	4	мягкая
			алевриты	2	15	5	50	4	10	5	6	мягкая
			пески	2,2	25	1500	50	0	–	5	10	мягкая
P ₉₋₂ II	230	250	алевриты	2,2	15	5	50	2	10	2	6	мягкая
			глины	2,4	20	0	100	4	10	5	4	мягкая
			опоки	2	22	10	40	20	20	5	10	мягкая
			пески	2,1	30	1500	5	0	–	1	10	мягкая
Pgi ti	250	270	глины	2,4	20	0	100	10	10	5	4	мягкая
			пески	2,2	30	1500	10	0	–	5	10	мягкая
			алевриты	2,2	20	10	40	–	–	5	10	мягкая
K ₂ gn	270	360	мергели	2,2	15	5	20	5	10	3	6	мягкая
			глины	2,4	20	0	100	20	10	4	4	мягкая
K ₂ si	360	430	глины	2,4	20	0	100	20	10	4	4	мягкая
			песчаники	2,2	25	80	10	0	5	5	10	мягкая
			алевролиты	2,2	20	10	40	–	–	5	10	мягкая

Продолжение таблицы А.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
K ₂ ip	430	615	глины	2,4	20	0	100	20	10	4	4	мягкая
			песчаники	2,2	25	80	10	0	5	5	10	мягкая
			алевролиты	2,2	20	10	40	–	–	5	10	мягкая
K ₂ kz	615	630	глины	2,4	20	0	100	0	10	5	0,4	мягкая
K ₁₋₂ pk	630	1530	песчаники	2,2	25	250	20	3	20	5	10	мягкая
			пески	2,2	30	1500	10	0	–	5	10	мягкая
			алевролиты	2,3	20	10	20	3	20	2,5	10	средняя
K ₁ al	1530	1570	глины	2,4	20	0	100	0	10	5	0,4	средняя
			песчаники	2,2	25	250	20	3	20	5	10	средняя
			пески	2,2	30	1500	10	0	–	5	10	средняя
K ₁ kls	1570	2200	алевролиты	2,3	7	5	30	5	20	3,5	5	средняя
			глины	2,4	5	0	100	10	50	3	4	средняя
			песчаники	2,2	25	85	20	3	50	2,5	10	средняя
K ₁ tr	2200	2250	песчаники	2,2	40	90	10	5	50	3,5	10	средняя
			аргиллиты	2,4	5	0	95	10	100	3	4	средняя
K ₁ klm	2250	2495	песчаники	2,4	20	80	20	10	60	3	4	средняя
			алевролиты	2,3	7	5	30	5	20	3,5	5	средняя
			аргиллиты	2,2	5	0	95	5	25	3,5	10	средняя
J ₃ bg	2495	2520	аргиллиты	2,4	5	1	100	8	100	3	6	средняя
J ₃ gr	2520	2530	аргиллиты	2,4	5	1	100	8	100	3	6	средняя
J ₃ VS	2530	2605	песчаники	2,3	16,1	40	20	8	60	2,5	10	средняя
			глины	2,4	5	0	100	5	90	3	4	средняя
			аргиллиты	2,4	10	1	95	8	120	2,5	6	средняя
			угли	1,2	0	0	0	0	40	4	5	мягкая
			алевролиты	2,4	5	0	40	5	90	3	4	средняя

Окончание таблицы А.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
J ₂ tm	2605	2770	песчаники	2,4	15,4	6–10	10	5	80	2,5	4	средняя
			аргиллиты	2,4	10	1	95	3	120	2,5	6	средняя
			алевролиты	2,4	10	1	30	3	95	2,5	6	средняя
			угли	1,2	0	0	0	0	40	4	5	мягкая
PZ	2770	2896	известняки	2,65	18	5–100	35	80	170	4	4	твердые
			аргиллиты	2,4	5	0	90	10	150	4	4	твердые
			алевролиты	2,4	10	5	25	5	150	4	6	твердые
			бокситы	2,70	16	50	35	80	170	4	6	твердые
			доломиты	2,63	–	0	90	10	150	4	4	твердые
			известняки	2,64	6,7	0,5	35	100	170	4	4	твердые

Таблица А.3 – Водоносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, (на устье скважины для газ) г/см ³	Свободный дебит, м ³ /сут	Давление насыщения, МПа	Коэффициент сжимаемости газа в пластовых условиях	Относится ли к источникам водоснабжения, краткая характеристика химического состава (для водяных горизонтов)
	от	до						
1	2	3	4	5	6	7	8	9
P _{3nm} -P _{3 at}	19	107	поровый	1000	–	–	–	Нет. Минерализация – Ca ⁺⁺ 0,05
K ₁₋₂ Pk	630	1530	поровый	1005	до 500	–	–	Минерализация – 7- 10 г/л ХЛК. Химический состав (преобладают): Cl- 5000 мг/дм ³ , Na ⁺⁺ K- 3800 мг/дм ³ , Mg ⁺⁺ - 100 мг/дм ³ , Ca ⁺⁺ - 1100 мг/дм ³
K ₁ kls	1570	2200	поровый	1005	50-60	–	–	Минерализация – 7- 11 г/л ХЛК. Химический состав (преобладают): Cl- 5000 мг/дм ³ , Na ⁺⁺ +K- 3800 мг/дм ³ , Mg ⁺⁺ - 100 мг/дм ³ , Ca ⁺⁺ - 1100 мг/дм ³

Продолжение таблицы А.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9
K ₁ tr-K ₁ klm	2200	2495	поровый	1012	70-350	–	–	Минерализация – 12-27 г/л ХЛК. Химический состав (преобладают): Cl-14964 мг/дм ³ , SO ₄ -6,5 мг/дм ³ , HCO ₃ -101 мг/дм ³ , Na ⁺ +K-7088 мг/дм ³ , Mg ⁺⁺ -40 мг/дм ³ , Ca ⁺⁺ -2281 мг/дм ³
K ₁ tr-K ₁ klm	2200	2495	поровый	1012	70-350	–	–	Минерализация – 12-27 г/л ХЛК. Химический состав (преобладают): Cl-14964 мг/дм ³ , SO ₄ -6,5 мг/дм ³ , HCO ₃ -101 мг/дм ³ , Na ⁺ +K-7088 мг/дм ³ , Mg ⁺⁺ -40 мг/дм ³ , Ca ⁺⁺ -2281 мг/дм ³
PZ	2855	2896	Поровый трещиноватый	1033	до 250	–	–	Минерализация – 20,8-29,8 г/л 49,194 ХЛК. Химический состав (преобладают): Cl-29781 мг/дм ³ , HCO ₃ -469,9 мг/дм ³ , Na ⁺⁺ +K-17371 мг/дм ³ , Mg ⁺⁺ -160,4 мг/дм ³ , Ca ⁺⁺ -1579,2 мг/дм ³

Таблица А.4 – Осложнения

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип осложнения	Характеристика и условия возникновения
	от	до		
1	2	3	4	5
Q-P ₃ at	0	107	Поглощение бурового раствора	Увеличение плотности бурового раствора, повышение водоотдачи, несоблюдение режима промывки ствола скважины от выбуренной породы, превышение допустимой скорости спуска бурильных и обсадных труб
K ₁₋₂ pk	630	1530		
K ₁ kIs-K ₁ klm	1570	2495	Поглощение бурового раствора	Увеличение плотности бурового раствора, повышение водоотдачи, несоблюдение режима промывки ствола скважины от выбуренной породы, превышение допустимой скорости спуска бурильных и обсадных труб
J ₃ vs-J ₂ tm	2530	2770		
PZ	2770	2896		
Q-Pgitl	0	270	Осыпи и обвалы горных пород	Несоответствие проектным значениям параметров, применявшихся ранее глинистых буровых растворов плотностью менее 1,16 и 1,10 соответственно. Недостаточное противодействие столба на стенки скважины, повышенная водоотдача бурового раствора, неудовлетворительная ингибирующая способность раствора по отношению к глинистым породам разреза, подъем бурильного инструмента с поршневанием, несоблюдение режима долива скважины, несоответствие режима бурения при прохождении отложений, склонных к осыпям и обвалам
K ₁ gn	270	360		
K ₁ kls+tr	1570	2250		
J ₃ vs+J ₂ tm	2530	2770		
PZ	2770	2896		
P ₃ nm-P ₃ at	19	107	Водопроявление	Перелив воды. Несоблюдение параметров бурового раствора, снижение противодействия на пласт ниже гидростатического. Превышение скорости подъема инструмента
K ₁₋₂ Pk	630	1530		
K ₁ kls	1570	2200		

Продолжение таблицы А.4

1	2	3	4	5
K _{1tr} -K ₁ klm	2200	2495	Нефтегазопроявление	Перелив воды. Несоблюдение параметров бурового раствора, снижение противодавления на пласт ниже гидростатического. Превышение скорости подъема инструмента. Перелив раствора на устье, появление газа в буровом растворе, увеличение объема раствора в приемных емкостях, появление пленок нефти в буровом растворе. Несоблюдение параметров бурового раствора, снижение противодавления на пласт ниже гидростатического. Превышение скорости подъема инструмента
J ₃ vs Ю ₁ ¹	2575	2590		
J ₂ tm Ю ₃	2615	2650		
J ₂ tm Ю ₄	2725	2735		
PZ(M)	2850	2860		
Q-Pg 2ll	0	250	Прихватоопасность	Несоблюдение проектных параметров бурового раствора, режима промывки, недостаточная очистка забоя от выбуренной породы, оставление инструмента без движения
Pgi tl-ja bg	250	2520		
PZ	2770	2896		

Приложение Б

Технологическая часть проекта

Таблица Б.1 – КНБК для бурения секции под направления (0-20 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Суммарный вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под направление (0–20 м)							
1	Ш 490 МЗ-ЦГАУ	0,466	490	–	3-171	Ниппель	0,310
2	Переводник М171хМ171	0,42	229	101	3-171	Муфта	0,037
					3-171	Муфта	
3	УБТС-241	18,9	241	100	3-171	Ниппель	5,41
					3-171	Муфта	
4	Переводник М152хН171	0,52	185	101	3-171	Ниппель	0,043
					3-152	Муфта	
5	Переводник М133хН152	0,54	197	89	3-152	Ниппель	0,045
					3-133	Муфта	
6	КШЗ-133х35	0,47	155	62	3-133	Ниппель	0,04
					3-133	Муфта	
7	Переводник М133хН133	0,40	155	80	3-133	Ниппель	0,03
					3-133	Муфта	
8	ВБТ 140	14	–	82,6	3-133	Ниппель	0,8

Таблица Б.2 – КНБК для бурения секции под кондуктор (20-680 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Суммарный вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под кондуктор (20–680 м)							
1	Ш 393,7 НьюТек Сервисез	0,4	393,7	–	3-152	Ниппель	0,163
2	ДГР1-240.7/8.55	10,225	240	–	3-152	Муфта	2,703
					3-171	Муфта	
3	Клапан обратный КОБ-203	0,25	240	–	3-171	Ниппель	0,021
					3-171	Муфта	
4	Переливной клапан ПК-240РС	0,8	203	55	3-171	Ниппель	0,07
					3-171	Муфта	
5	Переводник М177хН171	0,54	241	80	3-171	Ниппель	0,045
					3-177	Муфта	
6	8К 393,7 МС	1,27	393,7	80	3-177	Ниппель	0,45
					3-177	Муфта	
7	Переводник М171хН177	0,54	229	100	3-177	Ниппель	0,045
					3-171	Муфта	
8	Переводник М147хН171	0,52	203	101	3-171	Ниппель	0,044
					3-147	Муфта	
9	УБТС-178	47,25	178	80	3-147	Ниппель	7,063
					3-147	Муфта	
10	Переводник М133хН147	0,35	225	100	3-147	Ниппель	0,011
					3-133	Муфта	
11	СБТ 127х9,2	617,86	127	108,6	3-133	Ниппель	19,27
					3-133	Муфта	
12	Переводник М133хН133	0,40	155	80	3-133	Ниппель	0,03
					3-133	Муфта	
13	КШЗ-133х35	0,47	155	72	3-133	Ниппель	0,04
					3-133	Муфта	
14	ВБТ 140	14	–	82,6	3-133	Ниппель	0,8

Таблица Б.3 – КНБК для бурения секции под техническую колонну (680-1580м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Суммарный вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под кондуктор (680–1580 м)							
1	Бит 295,3 ВТ 419 СР IADC S123	0,39	295,3	–	3-152	Ниппель	0,035
2	ДГР1- 240.7/8.55	10,225	240	–	3-152	Муфта	2,703
					3-171	Муфта	
3	Клапан обратный КОБ-203	0,25	240	–	3-171	Ниппель	0,021
					3-171	Муфта	
4	Переливной клапан ПК-240РС	0,8	203	55	3-171	Ниппель	0,07
					3-171	Муфта	
5	Переводник М152хН171	0,52	203	102	3-171	Ниппель	0,043
					3-152	Муфта	
6	8К 295,3 МС	0,85	295,3	80	3-152	Ниппель	0,2
					3-152	Муфта	
7	Переводник М147хН152	0,54	197	89	3-152	Ниппель	0,045
					3-147	Муфта	
9	УБТС-178	47,25	178	80	3-147	Ниппель	7,063
					3-147	Муфта	
10	Переводник М133хН147	0,35	225	100	3-147	Ниппель	0,011
					3-133	Муфта	
	СБТ 127х9,2	1518,825	127	108,6	3-133	Ниппель	47,37
					3-133	Муфта	
12	Переводник М133хН133	0,40	155	80	3-133	Ниппель	0,03
					3-133	Муфта	
13	КШЗ- 133х35	0,47	155	72	3-133	Ниппель	0,04
					3-133	Муфта	
14	ВБТ 140	14	–	82,6	3-133	Ниппель	0,8

Таблица Б.4 – КНБК для бурения секции под эксплуатационную колонну (1580-2890

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Суммарный вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под эксплуатационную колонну (1580-2890 м)							
1	БИТ 215,9 ВТ 613 Т	0,37	215,9	–	3-117	Ниппель	0,042
2	ДГР- 195М.7/8.77	8,735	195	–	3-117	Муфта	1,666
					3-147	Муфта	
3	Клапан обратный КОБ-172	0,34	172	66	3-147	Ниппель	0,015
					3-147	Муфта	
4	Переливной клапан ПК-172РС	0,67	176	55	3-147	Ниппель	0,039
					3-147	Муфта	
5	УБТС-178	18,9	178	80	3-147	Ниппель	2,83
					3-147	Муфта	
6	Переводник М117хН147	0,54	178	78	3-147	Ниппель	0,045
					3-117	Муфта	
7	КЛС 215,9 СТ	1,10	215	70	3-117	Ниппель	0,17
					3-117	Муфта	
8	Переводник М147хН117	0,40	178	58	3-117	Ниппель	0,035
					3-147	Муфта	
9	УБТС-178	28,35	178	80	3-147	Ниппель	4,24
					3-147	Муфта	
10	Переводник М133хН147	0,35	171,4	80	3-147	Ниппель	0,035
					3-133	Муфта	
11	Яс гидравли- ческий ЯГБ-172-2ВД	3,5	172	76,2	3-133	Ниппель	1,347
					3-133	Муфта	
12	СБТ 127х9,2	2836,2	127	108,6	3-133	Ниппель	88,461
					3-133	Муфта	
13	Переводник М133хН133	0,40	155	80	3-133	Ниппель	0,03
					3-133	Муфта	
14	КШЗ- 133х35	0,47	155	72	3-133	Ниппель	0,04
					3-133	Муфта	
15	ВБТ 140	14	–	82,6	3-133	Ниппель	0,8

Таблица Б.5 – КНБК для отбора керна (2845-2865 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Суммарный вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Отбор керна (2845–2865 м)							
1	БИТ 215,9/100 В 913 Е.02	0,224	215,9	101,6	3-171	Муфта	0,023
2	СК1 172/100РС	29,38	172	100	3-171	Ниппель	2,878
					3-133	Муфта	
3	Переводник М147хН133	0,5	171,5	80	3-133	Ниппель	0,04
					3-147	Муфта	
4	УБТС-178	28,35	178	80	3-147	Ниппель	4,24
					3-147	Муфта	
5	Переводник М133хН147	0,35	171,4	80	3-147	Ниппель	0,035
					3-133	Муфта	
6	СБТ 127х9,2	2806,2	127	108,6	3-133	Ниппель	87,53
						Муфта	
7	Переводник М133хН133	0,40	155	80	3-133	Ниппель	0,03
						Муфта	
8	КШЗ-133х35	0,47	155	72	3-133	Ниппель	0,04
						Муфта	
9	ВБТ 140	14	–	82,6	3-133	Ниппель	0,08

Таблица Б.6 – Расчет потребного количества бурового раствора по интервалам

Направление		Длина интервала, м	Диаметр долота под интервал, мм	Внутренний диаметр предыдущей обсадной колонны, мм	Коэффициент кавернозности	Объем скважины в конце интервала, м ³
Интервал бурения, м						
от	до					
0	20	20	490	–	1,3	4,9
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						0,3
Объем циркуляционной системы очистки						8
Расчетные потери бурового раствора при очистке						3
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						0,1
Объем раствора в емкостях						4,9
Объем раствора в конце бурения интервала						4,9
Объем раствора к приготовлению						21,3
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						0
Кондуктор		Длина интервала, м	Диаметр долота под интервал, мм	Внутренний диаметр предыдущей обсадной колонны, мм	Коэффициент кавернозности	Объем скважины в конце интервала, м ³
Интервал бурения, м						
от	до					
20	680	680	393,7	404	1,32	108,6
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						8,6
Расчетные потери бурового раствора при очистке						67,8
Объем циркуляционной системы очистки						8
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						3,3
Объем раствора в емкостях						108,6
Объем раствора в конце бурения интервала						108,6
Общая потребность бурового раствора на интервале						304,8
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						0
Объем раствора к приготовлению						304,8
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						135,1
Техническая колонна		Длина интервала, м	Диаметр долота под интервал, мм	Внутренний диаметр предыдущей обсадной колонны, мм	Коэффициент кавернозности	Объем скважины в конце интервала, м ³
Интервал бурения, м						
от	до					
680	1580	1580	295,3	306,9	1	111,9
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						6,6
Расчетные потери бурового раствора при очистке						41,6
Объем циркуляционной системы очистки						8
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						4,5
Объем раствора в емкостях						111,9
Объем раствора в конце бурения интервала						111,9
Общая потребность бурового раствора на интервале						284,6
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						135,1
Объем раствора к приготовлению						149,5
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						0

Продолжение таблицы Б.6

Эксплуатационная колонна		Длина интервала, м	Диаметр долота под интервал, мм	Внутренний диаметр предыдущей обсадной колонны, мм	Коэффициент кавернозности	Объем скважины в конце интервала, м ³
Интервал бурения, м						
от	до					
1580	2890	2890	215,9	228,7	1,075	112,8
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						7,6
Расчетные потери бурового раствора при очистке						31,5
Объем циркуляционной системы очистки						8
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						6,6
Объем раствора в емкостях						112,8
Объем раствора в конце бурения интервала						112,8
Общая потребность бурового раствора на интервале						279,3
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						0
Объем раствора к приготовлению						279,3
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						—

Таблица Б.7 – Результаты расчетов потребного количества реагентов

Наименование материала	Назначение	Упаковка единица измерения	Потребное количество реагентов									
			Направление		Кондуктор		Тех. Колонна		Экс. Колонна		Итого	
			кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Регулятор pH: Каустическая сода (NaOH)	Поддержание требуемого pH бурового раствора	25	18	1	163	7	100	4	169	7	450	19
Структурообразователь: Глинопопорошок ПБМВ	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	1000	1176	1	13028	13	8023	8	–	–	22227	22
Регулятор жесткости: Сода кальцинированная	Связывание ионов кальция и магния	25	18	1	391	16	241	10	406	16	1056	43
ПАЦ НВ	Снижение вязкости раствора при попадании глин и диспергируемой твердой фазы	25	22	1	–	–	–	–	–	–	22	1
Утяжелитель: Барит	Регулирование плотности	1000	4565	5	102487	102	34079	34	–	–	141131	141
Высоковязкий понизитель фильтрации: POLIPAK-R	Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств	25	–	–	163	7	100	4	–	–	263	11
Понизитель фильтрации: M-I PAC UL	Стабилизатор, регулятор фильтрации, инкапсулятор	25	–	–	1628	65	1003	40	–	–	2631	105
Смазочная добавка: DRIL-FREE	Снижение коэффициента трения в скважине	25	–	–	1628	65	1003	40	7445	298	10076	403
Структурообразователь: FLO-VIS PLUS	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств	25	–	–	–	–	–	–	1218	49	1218	49

Продолжение таблицы Б.7

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Ингибитор: KCL	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	1000	–	–	–	–	–	–	33842	34	33842	34
Понизитель фильтрации: FLO-TROL	Регулятор фильтрации	25	–	–	–	–	–	–	6092	244	6092	244
Утяжелитель: CaCO ₃	Регулирование плотности	1000	–	–	–	–	–	–	84501	85	84501	85
Бактерициды: M-I-CIDE	Защита от микробиологической деструкции	25	–	–	–	–	–	–	169	7	169	7
Пеногасители: DEFOAM-X	Предотвращение пенообразования	25	–	–	–	–	–	–	169	7	169	7

Приложение В

Финансовые расчеты по строительству скважины

Таблица В.1 – Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

Исходные данные из нормативной карты				Исходные данные из сборника УНВ на СПО				Расчет нормативного времени на СПО, ч
Интервалы бурения	Интервал бурения, м	Размер долота, мм	Норма проходки на долото, м	Номер таблицы	Номер графы	Интервал бурения, м	Норма времени, ч/м	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
I	0-20	490	460	11	24	0-20	0,0121	0,242
II	20-680	393,7	350	11	24	20-100	0,0122	0,976
						100-200	0,0133	1,33
						200-300	0,0146	1,46
						300-400	0,0146	1,46
						400-500	0,0146	1,46
						500-600	0,0155	1,55
III	680-1580	295,3	2900	12	32	600-680	0,0158	1,264
						680-700	0,0158	0,316
						700-800	0,0159	1,59
						800-900	0,0160	1,60
						900-1000	0,0166	1,66
						1000-1100	0,0177	1,77
						1100-1200	0,0188	1,88
						1200-1300	0,0190	1,90
						1300-1400	0,0193	1,93
						1400-1500	0,0199	1,99
IV	1580-2890	215,9	3200	12	32	1500-1580	0,0210	1,68
						1580-1600	0,0210	0,42
						1600-1700	0,0230	2,30
						1700-1800	0,0233	2,33
						1800-1900	0,0240	2,40
						1900-2000	0,0246	2,46
						2000-2100	0,0249	2,49
						2100-2200	0,0252	2,52
						2200-2300	0,0255	2,55
						2300-2400	0,0256	2,56
						2400-2500	0,0258	2,58
						2500-2600	0,0258	2,58
2600-2700	0,0260	2,60						
2700-2800	0,0261	2,61						
2800-2890	0,0263	2,367						
Итого								58,825

Таблица В.2 – Сводный сметный расчет прямых затрат на строительство скважины

№	№ сметного расчета	Наименование работ или затрат	Стоимость, тысяч рублей
			Прямые затраты
1	2	3	4
Раздел I. Подготовительные работы к строительству скважины			
1	1.1	Подготовка площади, строительство подъездного пути, трубопроводов, линий передач.	78 997
2	1.2	Разборка трубопроводов, линий передач.	2 295
3	1.3	Техническая рекультивация земель	12 364
Итого по подготовительным работам			93 665
Раздел II. Вышкостроение и монтаж оборудования			
4	2.1	Строительство и монтаж	177 994
5	2.2	Разборка и демонтаж	11 351
6	2.3	Монтаж оборудования для испытания	13 905
7	2.4	Демонтаж оборудования для испытания	1 674
Итого по вышкостроению и монтажу			204 924
Раздел III. Бурение и крепление			
8	3.1	Бурение скважины	222 483
9	3.2	Крепление скважины	255 894
Итого по бурению и креплению			478 377
Раздел IV. Испытание скважин			
10	4.1	Испытание в процессе бурения	71 904
11	4.2	Испытание объекта	42 595
12	4.3	Оборудование устья скважины	3 418
Итого по испытанию			53 203
Раздел V. Промыслово-геофизические работы			
13	5.1	11% от раздела III и IV	58 474
Итого по промыслово-геофизическим работам			58 474
Раздел VI. Дополнительные затраты при строительстве скважин в зимнее время			
14	6.1	Дополнительные затраты при производстве строительных и монтажных работ в зимнее время 5,4% от раздела I и II	16 124
15	6.2	Снегоборьба 0,4% от раздела I, II, III, IV	3 321
16	6.3	Эксплуатация теплофикационной котельной установки	30 610
Итого по разделу VI			50 055
ИТОГО прямых затрат по разделам I-IV			830 169
Раздел VII. Накладные расходы			
17	7.1	Накладные расходы 25 % от суммы по разделам I-IV	207 542
Итого по разделу VII			207 542

Продолжение таблицы В.2

1	2	3	4
Раздел VIII. Плановые накопления			
18	8.1	Плановые накопления 5 % от суммы на итог прямых затрат по разделам I-VII	57 312
Итого по разделу VIII			57 312
ИТОГО с накладными и плановыми			1 203 552
Раздел IX. Прочие работы и затраты			
19	9.1	Премияльные доплаты 24,5 %	294 870
20	9.2	Надбавка за вахтовый метод работы 4,4%	52 956
21	9.3	Северные льготы 2,98%	35 866
22	9.4	Лабораторные работы 0,15%	1 805
23	9.5	Авиатран спорт	43 447
24	9.6	Транспортировка вахт	9 618
25	9.7	Перевозка вахт до г.Томска	18 623
26	9.8	Услуги связи на период строительства скважины	4 500
27	9.9	Топографо-геодезические работы	6 200
28	9.10	Бурение скважины на воду	25 000
29	9.11	Услуги по отбору и транспортировке керна	32 632
Итого прочих затрат и работ			525 517
ИТОГО по разделам I-IX			1 729 069
Раздел X. Резерв средств на непредвиденные расходы			
30	10.1	Резерв средств на непредвиденные расходы 2,4 % от итоговой суммы	41 498
ИТОГО			1 770 567
Подрядные работы			
Раздел XI. Авторский надзор			
31	11.1	Авторский надзор 0,2 % от суммы по разделам I- X	3 541
Итого по подрядным работам			3 541
ВСЕГО ПО СМЕТЕ			1 774 108
С учетом коэффициента удорожания $k=215,95$ к ценам 1985 г.			383 118 623
НДС 18 %			68 961 352
ВСЕГО с учетом НДС			452 079 975

Таблица В.3 – Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Подготовительные работы		Направление 426,0 мм		Кондуктор 323,9 мм		ТК 244,5 мм		ЭК 177,8 мм	
			количество, сут	сумма, руб	количество, сут	сумма, руб	количество, сут	сумма, руб	количество, сут	сумма, руб	количество, сут	сумма, руб
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Затраты зависящие от времени												
Повременная з/п буровой бригады	сут	214,16	4	856,64	–	–	–	–	–	–	–	–
Социальные отчисления, 30%			–	256,99	–	–	–	–	–	–	–	–
Сдельная з/п буровой бригады	сут	229,96	–	0,00	0,03	6,90	1,28	294,35	2,03	466,82	3,44	791,06
Социальные отчисления, 30%			–	0,00	–	2,07	–	88,31	–	140,05	–	237,32
Повременная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	11,60	4	46,40	0,03	0,35	1,28	14,85	2,03	23,55	3,44	39,90
Социальные отчисления, 30%			–	13,92	–	0,11	–	4,46	–	7,07	–	11,97
Сдельная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	14,40	–	–	0,03	0,43	1,28	18,43	2,03	29,23	3,44	49,54
Социальные отчисления, 30%			–	–	–	0,13	–	5,53	–	8,77	–	14,86
Содержание бурового оборудования	сут	252,86	4	1011,44	0,03	7,59	1,28	323,66	2,03	513,31	3,44	869,84
Амортизация и износ бурового оборудования при бурении, креплении, испытании скважины испытателем пластов	сут	1433,00	4	5732,00	0,03	42,99	1,28	1834,24	2,03	2908,99	3,44	4929,52
Материалы и запасные части при бурении забойными двигателями	сут	153,75	4	615,00	–	–	–	–	–	–	–	–
Материалы и запасные части при бурении забойными двигателями	сут	224,60	–	–	–	–	1,28	287,49	2,03	455,94	3,44	772,62
Прокат ВЗД	сут	19,46	3	58,38	–	–	–	–	–	–	–	–
Прокат ВЗД	сут	92,66	–	–	–	–	1,28	118,61	2,03	188,10	3,44	318,75
Прокат ВЗД при наличии станков до 10 и пребывания на забое до 25 %.	сут	240,95	–	–	–	–	–	–	–	–	3,44	828,87
Эксплуатация ДВС	сут	8,90	4	35,60	0,03	0,27	1,28	11,40	2,03	18,07	3,44	30,62
Содержание полевой лаборатории по разработке рецептур приготовления и обработки бурового раствора в эксплуатационном бурении.	сут.	22,86	–	–	0,03	0,69	1,28	29,26	2,03	46,41	3,44	78,64
Плата за подключенную мощность.	кВт/сут	149,48	–	–	0,03	4,48	1,28	191,34	2,03	303,44	3,44	514,21
Плата за эл/эн. при двухставочном тарифе.	кВт/сут	45,54	4	182,16	–	–	–	–	–	–	–	–
Плата за эл/эн. при двухставочном тарифе.	кВт/сут	107,93	–	0,00	0,03	3,23	1,28	138,15	2,03	219,10	3,44	371,28
Эксплуатация трактора	сут	177,60	4	710,4	0,03	5,33	1,28	227,33	2,03	360,53	3,44	116,69

Продолжение таблицы В.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Автомобильный спец транспорт	сут	100,40	4	401,60	0,03	3,01	1,28	128,51	2,03	203,81	3,44	345,38
Амортизация кухни-столовой	сут	5,53	4	22,12	0,03	0,17	1,28	7,08	2,03	11,23	3,44	19,02
Амортизация вагон-домиков 10 шт	сут	194,12	4	776,48	0,03	5,82	1,28	248,47	2,03	394,06	3,44	667,77
Глинопоршок ПБМВ	т	75,40	–	–	1,17	88,22	13,03	982,46	8,03	605,46	–	–
Сода каустическая	т	875,20	–	–	0,02	17,50	0,16	140,03	0,10	87,52	0,17	148,78
Сода кальцинированная	т	183,30	–	–	0,02	3,67	0,40	7,33	0,24	43,99	0,41	75,15
KCl	т	215,60	–	–	–	–	–	–	–	–	33,84	7295,90
Polypac R, MI-PAC UL, ПАЦ НВ	т	983,00	–	–	0,22	216,26	1,79	1759,57	1,1	1081,3	–	–
Dril-Free	т	1054,10	–	–	–	–	1,63	1718,18	1,00	1054,10	7,46	7863,59
Барит	т	168,30	–	–	4,56	767,45	102,49	17249,07	34,08	5735,66	–	–
Мраморная крошка	т	198,60	–	–	–	–	–	–	–	–	84,5	16781,70
Транспортировка материалов и запчастей до 250 км, т	т	0,35	6	2,1	4,00	1,40	3,20	1,12	6,00	2,10	12,00	4,20
ВЗД и ГСМ до 250 км	т	16,68	–	–	–	–	11,20	186,82	10,60	176,81	18,00	300,24
материалов 4 группы и хим. реагентов до 250 км	т	20,08	–	–	27,53	552,80	32,84	659,43	25,50	512,04	20,50	411,64
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб	–	–	–	10721,23	–	1730,87	–	26675,48	–	15597,46	–	43889,06
Затраты зависящие от объема работ												
Ш 490 МЗ-ЦГАУ	шт	2686,40	–	–	1,00	2686,40	–	–	–	–	–	–
Ш 393,7 НьюТек Сервисез	шт	3852,70	–	–	–	–	2,00	7705,4	–	–	–	–
Бит 295,3 ВТ 419 CP IADC S123	шт	5234,40	–	–	–	–	–	–	1,00	5234,40	–	–
БИТ 215,9 ВТ 613 Т	шт	8845,60	–	–	–	–	–	–	–	–	1,00	8845,60
Калибратор 393,7	шт	495,40	–	–	–	–	1,00	495,40	–	–	–	–
Калибратор 295,3	шт	458,90	–	–	–	–	–	–	1,00	458,90	–	–
Калибратор 215,9	шт	428,60	–	–	–	–	–	–	–	–	1,00	428,60
Транспортировка труб	т	4,91	0	0,00	18,40	90,34	24,80	121,77	48,60	238,63	60,90	299,02
Транспортировка долот	т	6,61	0	0,00	1,00	6,61	2,00	13,22	1,00	6,61	1,00	6,61
Перевозка вахт автотранспортом	сут	1268,0										
Итого по затратам зависящим от объема работ, без учета транспортировки вахт, руб	–	0,00	–	0,00	–	2783,35	–	8335,79	–	5938,54	–	9579,83
Всего затрат без учета транспортировки вахт, руб	–	–	–	10721,23	–	4514,22	–	35011,27	–	21536	–	53468,89
Всего по сметному расчету, руб	126519,61											

Таблица В.4 – Сметный расчет на крепление скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Направление 426,0 мм		Кондуктор 323,9 мм		Техническая колонна 244,5 мм		ЭК 177,8 мм	
			количество, сут	сумма, руб	количество, сут	сумма, руб	количество, сут	сумма, руб	количество, сут	сумма, руб
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Затрат зависящие от времени										
Оплата труда буровой бригады	сут	214,16	0,82	175,61	1,78	381,21	2,03	434,75	2,26	484,00
Социальные отчисления, 30%				52,68		114,36		130,43		145,20
Оплата труда доп. слесаря и эл/монтера	сут	11,60	0,82	9,51	1,78	20,65	2,03	23,55	2,26	26,22
Социальные отчисления, 30%				2,85		6,20		7,07		7,87
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение	сут	22,16	0,82	18,17	1,78	39,44	2,03	44,98	2,26	50,08
Содержание бурового оборудования (до 15 станков, экспл. бурение)	сут	252,86	0,82	207,35	1,78	450,09	2,03	513,31	2,26	571,46
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважин	сут	1433,00	0,82	1175,06	1,78	2550,74	2,03	2908,99	2,26	32,38,58
Материалы и запасные части в эксплуатационном бурении	сут	419,40	0,82	343,91	1,78	746,53	2,03	851,38	2,26	947,84
Плата за подключенную мощность	сут	138,89	0,82	113,89	1,78	247,22	2,03	281,95	2,26	313,89
Плата за эл/энергию при 2-х ставочном тарифе	сут	100,84	0,82	82,69	1,78	179,50	2,03	204,71	2,26	227,90
Эксплуатация ДВС	сут	8,90	0,82	7,30	1,78	15,84	2,03	18,07	2,26	20,11
Автомобильный спец транспорт до 250 км	сут	100,40	0,82	82,33	1,78	178,71	2,03	203,81	2,26	226,90
Амортизация вагон-домиков 10 шт	сут	169,29	0,82	138,82	1,78	301,34	2,03	343,66	2,26	382,60
Эксплуатация бульдозера	сут	148,30	0,82	121,61	1,78	263,97	2,03	301,05	2,26	335,16
Эксплуатация трактора	сут	177,60	0,82	145,63	1,78	316,13	2,03	360,53	2,26	401,38
Транспортировка оборудования устья скважины	т	8,21	6,00	49,26	21,00	172,41	16,00	131,36	5,00	41,05
Башмак колонный БК-426	шт	100,50	1,00	100,50	–	–	–	–	–	–
Башмак колонный БК-324	шт	85,50	–	–	1,00	85,50	–	–	–	–
Башмак колонный БК-245	шт	65,00	–	–	–	–	1,00	65,00	–	–
Башмак колонный БК-178	шт	45,50	–	–	–	–	–	–	1,00	45,50
Центратор ЦЦ-426/490	шт	31,20	2	62,40	–	–	–	–	–	–
Центратор ЦЦ-324/394	шт	25,40	–	–	19	482,60	–	–	–	–
Центратор ЦЦ-245/295	шт	18,70	–	–	–	–	37	691,90	–	–
Центратор ЦЦ-178/216	шт	14,90	–	–	–	–	–	–	65	968,50
ЦОКДУ-324	шт	125,60	–	–	1,00	125,60	–	–	–	–
ЦОКДУ-245	шт	113,10	–	–	–	–	1,00	113,10	–	–
ЦОКДУ-178	шт	108,10	–	–	–	–	–	–	1,00	108,10

Продолжение таблицы В.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Продавочная пробка ППЦ-426	шт	90,30	1,00	90,30	–	–	–	–	–	–
Продавочная пробка ППЦ-324	шт	80,50	–	–	1,00	80,50	–	–	–	–
Продавочная пробка ППЦ-245	шт	59,15	–	–	–	–	1,00	59,15	–	–
Продавочная пробка ППЦ-178	шт	30,12	–	–	–	–	–	–	1,00	30,12
Головка цементирующая ГЦУ-426	шт	4530,00	1,00	4530,00	–	–	–	–	–	–
Головка цементирующая ГЦУ-324	шт	3960,00	–	–	1,00	3960,00	–	–	–	–
Головка цементирующая ГЦУ-245	шт	3320,00	–	–	–	–	1,00	3320,00	–	–
Головка цементирующая ГЦУ-178	шт	2980,00	–	–	–	–	–	–	1,00	2980,00
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб	–	–	–	7509,87	–	10718,54	–	11008,75	–	8313,88
Затрат зависящие от объема работ										
Обсадные трубы 426х11,0	м	44,67	21,0	938,07	–	–	–	–	–	–
Обсадные трубы 324х8,5	м	37,21	–	–	714,00	26567,94	–	–	–	–
Обсадные трубы 245х7,9	м	28,53	–	–	–	–	1659,00	47331,27	–	–
Обсадные трубы 177х9,2	м	21,47	–	–	–	–	–	–	2652,00	56938,44
Обсадные трубы 177х10,4	м	26,67	–	–	–	–	–	–	384,00	10241,28
Портландцемент тампонажный ПЦТ-111-Об(4-6)-100	т	26,84	2,79	74,88	25,87	694,35	–	–	18,14	486,88
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ - I - 100	т	29,95	–	–	–	–	14,10	422,30	9,05	271,05
Заливка колонны, тампонажный цех	агр/оп	145,99	2,00	291,98	3,00	437,97	5,00	729,95	5,00	729,95
Затворение цемента, тампонажный цех, т	–	6,01	2,79	16,77	25,87	155,48	40,60	244,01	28,30	170,08
Работа ЦСМ, тампонажный цех, ч	ч	36,40	1,00	36,40	1,10	40,04	1,50	54,60	2,00	72,80
Опресовка колонны, тампонажный цех,	агр/оп	87,59	1,00	87,59	1,00	87,59	1,00	87,59	1,00	87,59
Работа КСКЦ 01, тампонажный цех	агр/оп	80,60	–	–	–	–	1,00	80,60	1,00	80,60
Пробег ЦА-320М	км	36,80	3,00	110,40	8,50	312,80	14,00	515,20	14,00	515,20
Пробег УС6-30	км	36,80	1,00	36,80	3,00	110,40	4,00	147,20	5,00	184,00
Пробег КСКЦ 01	км	40,80	–	–	–	–	1,00	40,80	1,00	40,80
Дежурство ЦА-320М, тампонажный цех	ч	15,49	10,0	154,90	16,00	247,84	24,00	371,76	24,00	371,76
Транспортировка обсадных труб	т	18,76	2,28	42,77	45,69	857,14	74,57	1398,93	112,33	2107,31
Транспортировка обсадных труб запаса	т	37,52	0,50	18,76	7,50	281,40	14,00	525,28	3,00	112,56
Перевозка вахт автотранспортом	сут	268,00	6351,60							
Итого затрат зависящих от объема бурения, без учета транспортировки вахт, руб	–	–	1809,32	29792,95	51949,49	72410,3				
Всего затрат, без учета транспортировки вахт, руб	193513,10									
Всего по сметному расчету, руб	199846,70									

Приложение Г

Геолого-технический наряд

ГЕОЛОГО - ТЕХНИЧЕСКИЙ НАРЯД

на строительство разведочной вертикальной скважины глубиной 2890 м

Предприятие: ООО "ССК"
 Месторождение:
 Оборудование:
 Буровая установка: БУ 3000/200 - ЭУК 1М
 Лебедка: ЛБ - 750
 Талевая система: 5х6
 Ротор: 3 - 560
 Насосы: УНБТ - 950

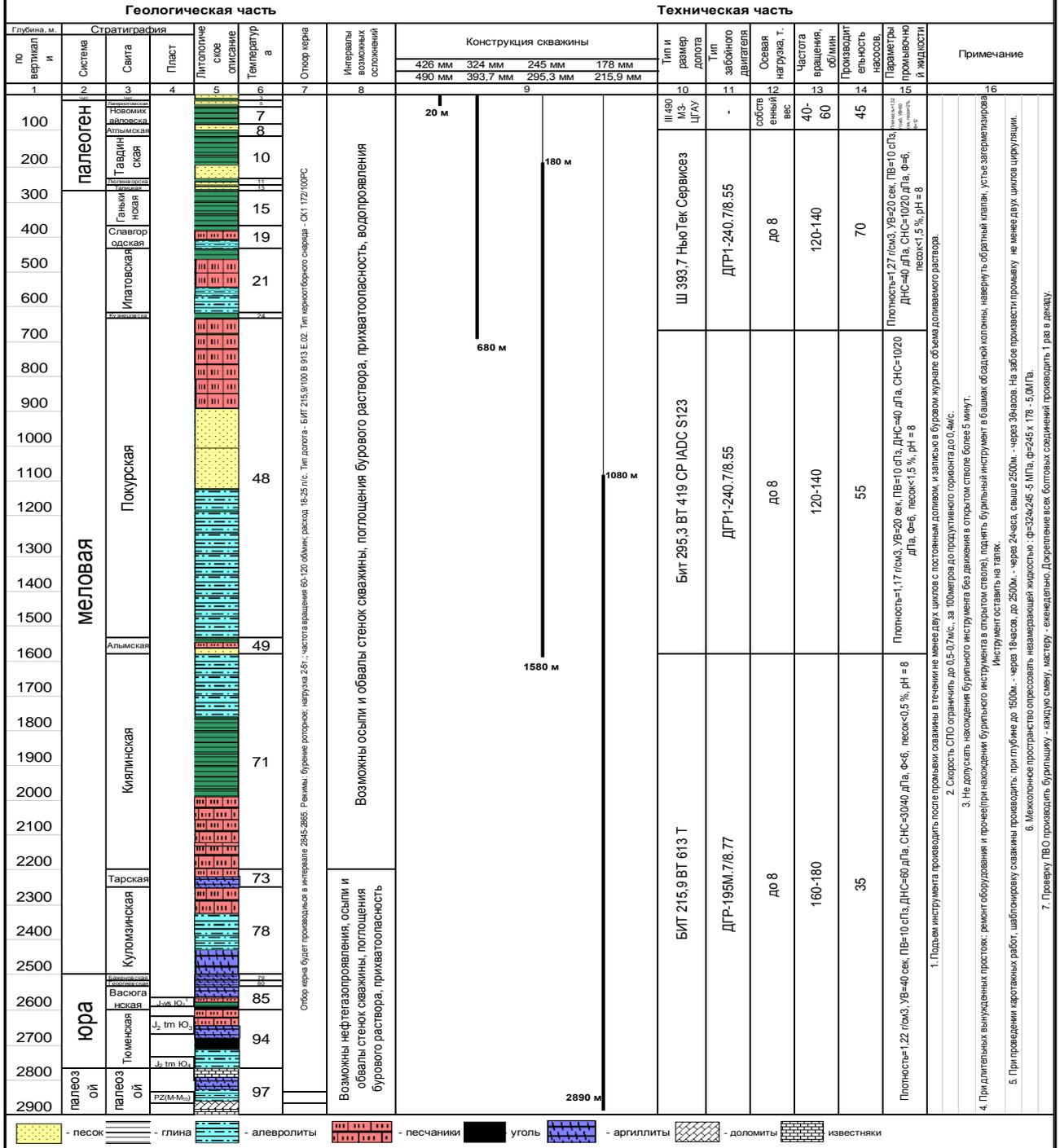


Рисунок Г.1 – Геолого-технический наряд