TOMSK POLYTECHNIC UNIVERSITY
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

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

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА РАЗВЕДОЧНОЙ ВЕРТИКАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 1810 МЕТРОВ НА НЕФТЕГАЗОВОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (САРАТОВСКАЯ ОБЛАСТЬ)

УДК 622.143:622.243.22:622.323(24:181m1810)(470.43)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З-2Б5Б	Царенков Андрей Андрееви		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

Томск – 2020 г.

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

Код результата	**Результат обучения (выпускник должен быть готов)**
Р1	Приобретение *профессиональной эрудиции* и *широкого кругозора* в области *математических, естественных и социально-экономических* наук и использование их в профессиональной деятельности
Р2	Уметь анализировать *экологические последствия* профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение *безопасных условий труда*
Р3	Уметь *самостоятельно учиться* и непрерывно *повышать квалификацию* в течение всего периода профессиональной деятельности
Р4	Грамотно решать *профессиональные инженерные задачи* с использованием современных *образовательных и информационных технологий*
Р5	Управлять *технологическими процессами*, эксплуатировать и обслуживать *оборудование нефтегазовых* объектов
Р6	Внедрять в практическую деятельность *инновационные подходы* для достижения конкретных результатов
Р7	Эффективно работать *индивидуально и в коллективе* по *междисциплинарной* тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику
Р8	Осуществлять *маркетинговые исследования* и участвовать в создании проектов, повышающих *эффективность использования ресурсов*
Р9	Определять, систематизировать и получать необходимые *данные для экспериментально-исследовательской деятельности* в нефтегазовой отрасли
Р10	*Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать* экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием *современных методов моделирования* и *компьютерных технологий*
Р11	Способность применять знания, современные методы и *программные средства проектирования* для *составления проектной и рабочей и технологической документации* объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов

TOMSK POLYTECHNIC UNIVERSITY
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

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

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки (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	ФИО
З-2Б5Б	Царенков Андрей Андреевич

Тема работы:

Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 1810 метров на нефтегазовом месторождении (саратовская область)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 59-116/с от 28.02.2020

Срок сдачи студентом выполненной работы:	01.06.2020

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Геолого-технические условия бурения скважины на нефтегазоконденсатном месторождении (Томской области).
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	• **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 *с точным указанием обязательных чертежей*	1. ГТН (геолого-технический наряд)
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	

(с указанием разделов)	
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. Обзор современных производителей долот PDC	
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
З-2Б5Б	Царенков Андрей Андреевич		29.02.2020

TOMSK POLYTECHNIC UNIVERSITY ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

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

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки: 21.03.01 Нефтегазовое дело
Уровень образования: Бакалавриат
Отделение школы (НОЦ): Нефтегазовое дело
Период выполнения (осенний / весенний семестр 2019 /2020 учебного года)

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	01.06.2020

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
20.03.2020	1. Горно-геологические условия бурения скважины	5
17.04.2020	2. Технологическая часть проекта	40
07.05.2020	3. Обзор современных производителей долот PDC	15
18.05.2020	4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
28.05.2020	5. Социальная ответственность	15
03.06.2020	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
З-2Б5Б	Царенков Андрей Андреевич

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

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	1. Литературные источники. 2. Методические указания по разработке раздела. 3. Нормативные источники.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
З-2Б5Б	Царенков Андрей Андреевич		29.02.2020

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
З-2Б5Б	Царенков Андрей Андреевич

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

Тема ВКР:

Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 1810 метров на нефтегазовом месторождении (саратовская область)	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Площадка строительства скважины на нефть и газ: – вредные факторы рабочего места бурильщика ЭиРБ скважин на нефть и газ. – повышенный уровень шума; – повышенный уровень вибрации; – недостаточное освещение рабочей зоны; – повышенная запыленность и загазованность; – необходимые средства защиты от вредных факторов – рассмотреть опасные проявления факторов производственной среды при строительстве скважины на нефть и газ. – рассмотреть виды негативного воздействия на ОС при строительстве скважины на нефть и газ. – виды ЧС при строительстве скважины на нефть и газ.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	Специальные правовые нормы трудового законодательства (на основе инструкции по охране труда при производстве инженерно геологических изысканий). Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	Анализированные выявленные опасные факторы. Механические: – подвижные и вращающиеся детали механизмов и маши – работа под давлением. (Каска, спецодежда, спец. обувь, очки защитные и пр.); Термические: – паровые шланги для обогрева бурового оборудования (спецодежда,

	спец обувь и пр.); Электробезопасность: – поражение электрическим током (спецодежда, молнезащита и пр.); Пожаровзрывобезопасность: – возгорание, пожар, ГНВП. Мероприятия: – противоаварийные тренировки огнетушители, пожарный щит, песок и пр.) Высота: – монтажные , спускоподъемные операции.
3. Экологическая безопасность:	Принять подготовить и рассмотреть и какие факторы при строительстве скважин на нефть и газ могут влиять на окружающую природную среду: – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы, выхлопные газы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы, утечка горюче-смазочных материалов, поглощение бурового раствора, амбарное хранение отходов); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы, нарушение естественного залегания пород); – решение по обеспечению экологической безопасности на месторождении.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	Перечислить возможные ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; указать наиболее типичную ЧС.

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
З-2Б5Б	Царенков Андрей Андреевич		29.02.2020

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 84 страницы, 15 рисунков, 54 таблицы, 42 литературных источника, 5 приложений.

Выпускная квалификационная работа содержит следующие ключевые слова: буровая установка, скважина, режим бурения, долота, винтовой забойный двигатель, буровой раствор, цементирование скважины, заканчивание скважины.

Объектом исследования является разведочная вертикальная скважина глубиной 1810 метров на нефтегазовом месторождении (Саратовская область).

Целью работы является – спроектировать технологические решения для бурения вертикальной разведочной скважины глубиной 2890 м на месторождении Саратовской 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 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 – цементировочный клапан обратный дроссельный;

ГНВП – газонефтеводопроявление;

ОЗЦ – ожидание затвердевания цемента;

ПЦН – пробка цементировочная нижняя;

СКЦ – станция контроля цементирования;

ПЗП – призабойная зона пласта;

ПВО – противовыбросовое оборудование;

БУ – буровая установка;

ЦА – цементировочный агрегат

Оглавление

Введение

Строительство разведочных скважин позволяет Недропользователю получить геологическую информацию о характере разрезы, наличие углеводородов и их потенциальном дебите, что необходимо 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, песчаниками и известняками с переслаивающимися доломитами и аргиллитами. Породы преимущественно мягкие и средней твердости. В скважине присутствуют нефтяные и газовые продуктивные горизонты, которые сложены терригенными коллекторами. Нефтяной пласт имеет не высокое давление насыщения.

Целью данной выпускной квалификационной работы является разработка оптимальных технологических решений для строительства вертикальной разведочной скважины глубиной 1810 м на месторождении Саратовской области с учетом данных горно-геологических условий.

В работе ставится и частная задача: проанализировать современных производителей долот PDC и их продукцию.

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 (площади) представлены в таблице 2. Характеристики водоносности представлены в приложении А.3.

1.3 Зоны возможных осложнений

Поглащение 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 стратиграфи-ческого подразделения	Интервал, м		Градиент давления						Температура в конце интервала, °С
	от (верх)	до (низ)	пластового		порового		гидроразрыва		
			10^{-2}МПа/м		10^{-2}МПа/м		10^{-2}МПа/м		
			от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	12
Q	0	15	1,0	1,0	1,0	1,0	1,94	1,94	–
N_2	15	138	1,0	1,0	1,0	1,0	1,94	1,94	7
K_1^{ap}	138	233	1,0	1,0	1,0	1,0	1,74	1,74	11,2
J_2-J_3	233	436	1,0	1,0	1,0	1,0	1,74	1,74	17,2
C_3^{g}	436	613	1,0	1,0	1,0	1,0	1,74	1,74	23,3
C_2^{mc}	613	741	1,0	1,0	1,0	1,0	2,26	2,26	27,3
C_2^{pd}	741	876	1,0	1,0	1,0	1,0	2,26	2,26	34,5
C_2^{ks}	876	988	1,0	1,0	1,0	1,0	2,26	2,26	36,2
C_2^{vr}	988	1142	1,0	1,0	1,0	1,0	2,26	2,26	39
C_2^{mk}	1142	1208	1,0	1,0	1,0	1,0	2,18	2,18	39,3
C_1^{s}	1208	1478	1,0	1,0	1,0	1,0	2,18	2,18	41,9
C_1^{tl}	1478	1505	1,0	1,0	1,0	1,0	2,18	2,18	49,3
C_1^{bb}	1505	1526	1,06	1,06	1,10	1,10	2,18	2,18	49,9
C_1^{up}	1526	1555	1,0	1,0	1,0	1,0	2,18	2,18	50,7
C_1^{ml}	1555	1560	1,0	1,0	1,0	1,0	2,18	2,18	51,1
D_3^{dn}	1560	1600	1,0	1,0	1,0	1,0	2,26	2,26	56,3
D_3^{lb}	1600	1669	1,0	1,0	1,0	1,0	2,26	2,26	56,3
D_3^{el}	1669	1744	1,0	1,0	1,0	1,0	2,26	2,26	56,3
D_2^{ar}	1744	1760	1,0	1,0	1,0	1,0	2,26	2,26	58,3
D_2^{vb}	1760	1789	1,0	1,0	1,0	1,0	2,26	2,26	59

Таблица 2 – Характеристика нефтегазоносности

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал		Тип коллектора	Плотность кг/м^3, (для газа - относительная по воздуху)	Свободный дебит, м^3/сут	Давление насыщения, МПа	Коэффициент сжимаемости газа в пластовых условиях
	от	до					
Нефтеносность							
D_2^{vb} V+VI	1771	1784	Терригенный	790	110	7,0	–
Газоносность							
D_2^{vb} V+VI	1770	1771	Терригенный	0,633	68000	–	–

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 выбираем закрытый тип забоя скважины.

2.1.2 Построение совмещенного графика давлений

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

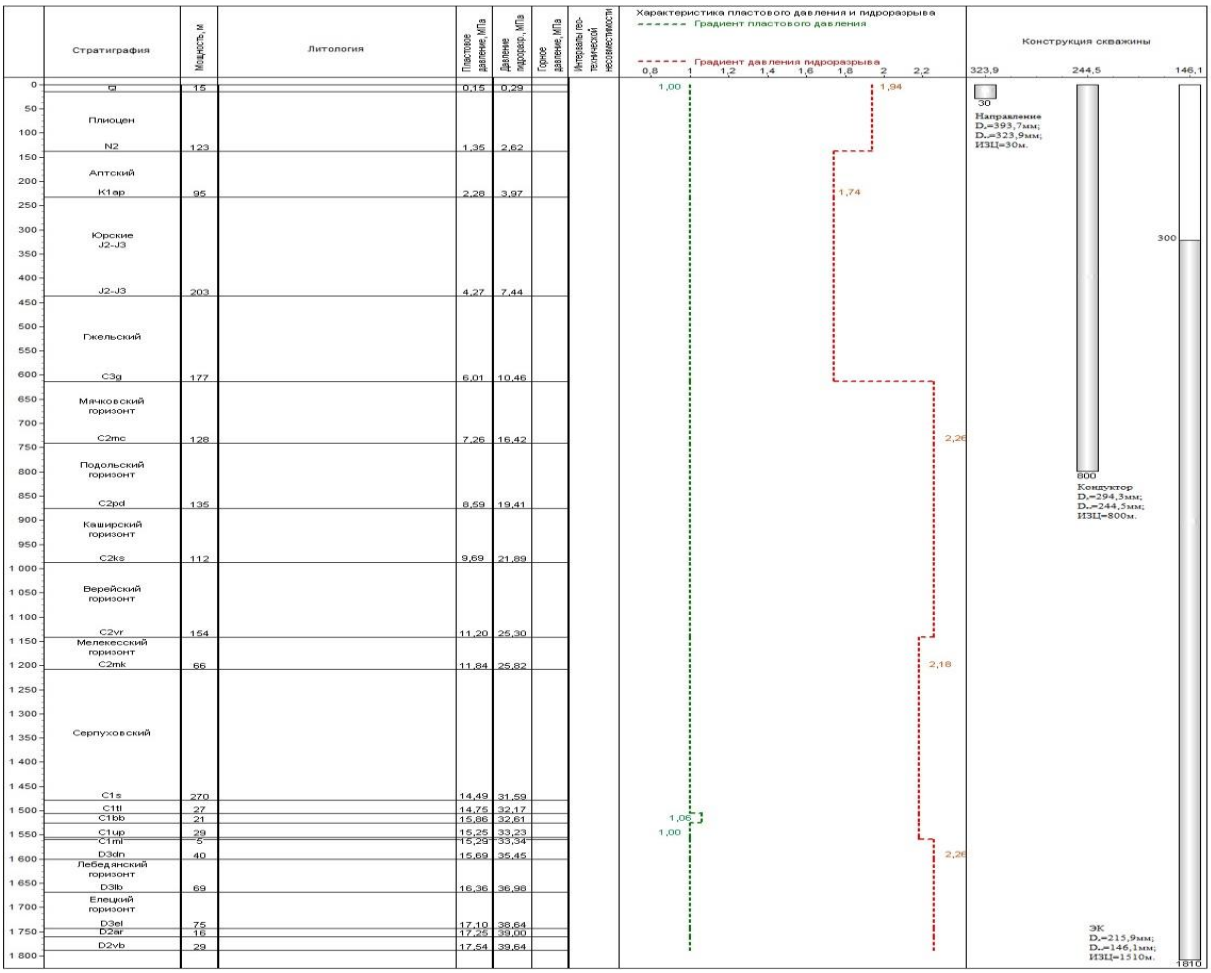


Рисунок 1 – График совмещенных давлений и схема конструкции скважины

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 моей скважине нет четвертичные отложения или ММП, то будем считать глубину спуска обсадной колонны равной 30 м.

Таблица 3 – Расчет глубины спуска кондуктора

Имя пласта	D_2
Глубина кровли продуктивного пласта, м ($L_{кр}$)	1770
Градиент пластового давления в кровле продуктивного пласта, кгс/см^2/м ($Г_{пл}$)	0,1
Градиент давления гидроразрыва на предполагаемой глубине предыдущей колонны, кгс/см^2/м ($Г_{грп}$)	0,226
Относительная плотность газа по воздуху, (у=)	0,633
Расчетные значения	
Пластовое давление в кровле продуктивного пласта, атм ($P_{пл}$)	177
Давление гидроразрыва на минимальной глубине спуска предыдущей колонны, атм ($P_{гр}$)	180,8
Основание натурального логорифма (e^s)	1,06
Давление на минимальной глубине спуска предыдущей колонны, м ($P_{пл}/e_s$)	166,46
Минимальная глубина спуска предыдущей колонны, м ($L_{кондmin}$)	800
Требуемый запас	1,09
Принимаемая глубина	800

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 моей скважине присутствуют нефтеносные и газоносные пласты, для расчета кондуктора берем данные по газоносности. Исходя из расчетов (Таблица 3), кондуктор спускаем на 800 м.

Эксплуатационную колонну спускаем до подошвы последнего продуктивного пласта и учитываем 10 м на каждые 1000 м под ЗУМППФ. Глубина спуска составляет 1810 м.

2.1.4 Выбор интервалов цементирования

Направление цементируется на всю глубину спуска, т.е. на 30 м.

Кондуктор цементируется на всю глубину спуска, т.е. на 800 м.

Эксплуатационная колонна цементируется с перекрытием предыдущего башмака на 500 м для газовой скважины. Значит интервал цементирования составляет 1810-300 м.

2.1.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Исходя из суммарного дебита скважины, выбираем диаметр эксплуатационной колонны равный 146,1 мм.

Исходя из размера обсадной трубы равной 146,1 мм узнаем наружный диметр соединительной муфты равной 166 мм. Разность диаметра ствола скважины и муфты колонны для обсадной трубы диаметром 146,1 мм равняется 15 мм. Значит диаметр долота под эксплуатационную колонну считаем по формуле1:

$$\mathrm{D}_{\text{эк д расч}} \geq \mathrm{D}_{\text{эк м}} + \Delta, \qquad (1)$$

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

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

Получаем, что диаметр долота под эксплуатационную колонну равен:

$$\mathrm{D}_{\text{эк д расч}} \geq 181 \text{ мм}.$$

Диаметр долота равен215,9 мм.

Внутренний диаметр кондуктора рассчитывается по формуле 2:

$$D_{\text{тк вн}} = D_{\text{эк д}} + (10 \div 14), \qquad (2)$$

где $D_{\text{эк д}}$ – диаметр долота под эксплуатационную колонну, мм

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

$$\mathrm{D}_{\text{тк вн}} = 225{,}9 \text{ мм}.$$

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

Далее по аналогичным формулам рассчитываем диаметры под остальные колонны. Полученные расчеты вносим в таблицу 4.

Таблица 4 – Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Название колонны	Внешний диаметр обсадной колонны, мм	Диаметр бурового долота на интервале, мм
Направление	323,9	393,7
Кондуктор	244,5	295,3
Эксплуатационная колонна	146,1	215,9

2.1.6 Проектирование обвязки обсадных колонн

Определяем максимальное давление на устье при флюидопроявлении, которое для газовой скважины рассчитывается по формуле 3**,** для каждого пласта:

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

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

s – степень основания натурального логарифма:

$$s = 10^{-4} * \gamma_{отн} * H, \quad (4)$$

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

$$P_{му} = 15{,}84 МПа.$$

Шифр колонной обвязки выбираем: ОКО1-21-146х245 К1 ХЛ.

Шифр ОП исходя из диаметра обсадных труб и рабочего давления: ОП5-280/80х21.

2.2 Проектирование процессов углубления скважины

2.2.1 Выбор способа бурения

Исходя из геологических данных, под направление выбирается роторный способ бурения. Под кондуктори эксплуатационную колону выбирается смешанный способ бурения с применением винтовых забойных двигателей, чтобы улучшить скорость проходки и обеспечить максимальную механическую скорость. Отбор керна будем производить роторным способом.

Таблица 5 – Способы бурения по интервалам

Интервал, м	Обсадная колонна	Способ бурения
0-30	Направление	Роторный
30-800	Кондуктор	Роторный и ВЗД
800-1810	Эксплуатационная колонна	Роторный и ВЗД
1765-1789	Отбор керна	Роторный

2.2.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Из анализа физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины по степени абразивности и по категории буримости для строительства проектируемой скважины выбраны трехшарошечное долотодля интервала бурения под направления и PDC для интервала бурения под кондуктор и эксплуатационную колонну, так как они позволяют обеспечить максимальное значение величины механической скорости бурения при минимальном количестве рейсов. Данные о типоразмерах используемых долот приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Выбор породоразрушающего инструмента

Интервал, м		0–30	30–800	1765-1789	800–1810
Шифр долота		III 393,7 М-ГНУ	PDC БИТ 295,3 513 УМ	PDC 215,9/100 СВ 31010МН-А292	PDC БИТ 215,9 В 619 УВМ
Тип долота		Шарошечное	PDC	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		393,7	295,3	215,9	215,9
Тип горных пород		М	МС	СТ	СТ
Присоединительная резьба	ГОСТ	З 152	З 152	З 117	З 117
	API	$6^{5/8}$	$6^{5/8}$	$4^{1/2}$	$4^{1/2}$
Длина, м		0,4	0,3	0,2	0,4
Масса, кг		163	35	18	24
Нагрузка, тс (G)	Рекомендуемая	14–28	2–10	2-5	2–10
	Предельная	–	10	5	10
Частота вращения, об/мин (n)	Рекомендуемая	40–300	60–400	30-40	60–400
	Предельная	600	400	120	400

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 7.

Таблица7 – Результаты осевой нагрузки на долото

Интервал, м	0-30	30-800	800-1810
Исходные данные			
Диаметр долота, см ($D_д$)	39,37	29,53	21,59
Предельная нагрузка, кН ($G_{пред}$)	420	400	400
Результаты проектирования			
Допустимая нагрузка, кН ($G_{доп}$)	336	320	320
Проектируемая нагрузка, кН ($G_{проект}$)	80	120	150

Для интервала бурения под направление проектируется осевая нагрузка равная 80кН, вследствие наличия только мягких пород. Ее выбор обусловлен опытом строительства скважин на данном месторождении. Для остальных интервалов бурения выбираются нагрузки согласно известной методике.

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 8.

Таблица 8 – Результаты проектирования частоты вращения долота

Интервал, м		0-30	30-800	800-1810
Исходные данные				
Скорость, м/с ($V_л$)		3,4	2	1
Диаметр долота ($D_д$)	м	0,3937	0,2953	0,2159
	мм	393,7	295,3	215,9
Результаты проектирования				
Расчетная частота вращения, об/мин (n_1)		165	130	88
Статическая частота вращения, об/мин ($n_{стат}$)		60	140	180
Проектируемая частота вращения, об/мин ($n_{проект}$)		60	140	180

В интервале бурения под направление (0-30 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 и эксплуатационной колонны были выбраны максимальные статистические нагрузки.

2.2.5 Расчёт необходимого расхода бурового раствора

Произведен расчет требуемого расхода бурового раствора, учитывая следующие граничные условия проектирования: сохранение устойчивости стенок скважины, качественная очистка забоя, необходимость полного выноса шлама, недопущение гидроразрыва и интенсивного размыва стенок скважины. По результатам проектирования построены области допустимого расхода бурового раствора и выбраны итоговые значения с учетом дополнительных проверочных расчетов: обеспечение работы забойного двигателя, обеспечение производительности насосов. Результаты проектирования расхода бурового раствора по интервалам бурения приведены в таблице 9.

Таблица 9 – Расход бурового раствора

Интервал, м	0-30	30-800	800-1810
1	2	3	4
Исходные данные			
Диаметр долота, м ($D_д$)	0,3937	0,2953	0,2159
Коэффициент удельного расхода жидкости на 1 м^2 забоя (K)	0,65	0,5	0,3
Коэффициент кавернозности ($K_к$)	1,3	1,2	1,1
Критическая скорость проскальзывания шлама относительно раствора, м/с ($V_{кр}$)	0,15	0,13	0,11
Механическая скорость бурения, м/ч ($V_м$)	40	30	20
Диаметр бурильных труб, м ($d_{бт}$)	0,127	0,127	0,127
Максимальный диаметр, м ($d_{мах}$)	0,019	0,015	0,01
Максимальный внутренний диаметр, м ($d_{нмах}$)	6	6	6
Число насадок (n)	0,5	0,5	0,5
Минимально допустимая скорость восходящего потока, м/с ($V_{кпмин}$)	0,02	0,02	0,02
Максимально допустимая скорость восходящего потока, м/с ($V_{кпмах}$)	1,34	1,3	1,15
Разница плотностей раствора со шламом и бурового раствора, г/см^3 ($\rho_{см} - \rho_р$)	2,265	2,32	2,57
Плотность бурового раствора, г/см^3($\rho_р$)	0,3937	0,2953	0,2159
Плотность разбуриваемой породы, г/см^3 ($\rho_п$)	0,65	0,5	0,3
Результаты проектирования			

Продолжение таблицы 9

1	2	3	4	5
Расход, л/с	Q_1, л/с	79	34	10
	Q_2, л/с	62	29	14
	Q_3, л/с	72	34	13
	Q_4, л/с	67	52	35
Области допустимого расхода бурового раствора				
		62-79	29-52	10-35
Запроектированные значения расхода бурового раствора				
		70	52	35

где Q_1 – расход промывочной жидкости для эффективной очистки забоя скважины, л/с;

Q_2 – расход раствора при котором обеспечивается вынос шлама на поверхность, л/с;

Q_3 – минимальный расход бурового раствора из условия предотвращения прихватов, л/с;

Q_4 – минимальный расход раствора, исходя из условия создания необходимой скорости истечения из насадок долота, л/с.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под направления принимается 70 л/с исходя из возможностей оборудования буровой установки, для качественной очистки забоя и необходимого выноса шлама произведем промывку на забое.

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

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под эксплуатационную колонну принимается 35 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 таблице10.

Таблица 10 – Параметры забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал, м		0-30	30-800	800-1810
Исходные данные				
Диаметр долота ($D_д$)	м	0,3937	0,2953	0,2159
	мм	393,7	295,3	215,9
Нагрузка, кН ($G_{ос}$)		29	80	120
Расчетный коэффициент, Н*м/кН (Q)		1,5	1,5	1,5
Результаты проектирования				
Диаметр забойного двигателя, мм ($D_{зд}$)		–	251	183
Момент необходимый для разрушения горной породы, Н*м ($M_р$)		–	4579	4219
Момент необходимый для вращения не нагруженного долота, Н*м ($M_о$)		–	147	107
Удельный момент долота, Н*м/кН ($M_{уд}$)		–	36,9	27,4

Для интервала бурения 30-800 метров (интервал бурения под кондуктор) выбирается винтовой забойный двигатель Д-240РС, который отвечает требованиям по диаметру забойного двигателя, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы. Для интервала бурения 800-1810 метров(интервал бурения под эксплуатационную колонну) проектируется винтовой забойный двигатель ДР-178.5.55 IDT, который обеспечивает высокий рабочий момент на долоте, что актуально при разрушении средних и твердых горных пород. Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей представлены в таблице11.

Таблица 11 – Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей

Двигатель	Интервал, м	Наруж-ный диаметр, мм	Длин, м	Вес, кг	Расход жидко-сти, л/с	Число оборотов, об/мин	Максима-льный рабочий момент, кН*м	Мощ-ность двига-теля, кВт
Д-240РС	30-800	240	10,6	2670	30-75	32-110	19,8	66-228
ДР-178.5.55 IDT	800-1810	178	10,4	2150	25-40	60-168	8,4	30-190

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

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

Результаты расчета бурильной колонны на прочность представлены в таблице 12.

Таблица 12 – 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													
0-30 Бурение КНБК №1	Долото	393,7	–	–	–	–	0,47	–	0,165	0,165	–	–	–
	УБТ	203	80,0	–	–	–	16,6	0,169	2,82	6,075	–	–	–
	БТ	127	108,6	9,2	е	ЗП-162	11,96	0,0312	0,403	6,478	1,3	8,4	3,1
Кондуктор													
30-800 Бурение КНБК №2	Долото	295,3	–	–	–	–	0,3	–	0,135	0,135	–	–	–
	Двигатель	240,0	–	–	–	–	10,6	–	2,67	2,805	–	–	–
	Калибратор	295,3	–	–	–	–	0,65	–	0,154	2,959	–	–	–
	УБТ	178,0	80,0	–	–	–	36,0	0,1556	5,6	8,559	–	–	–
	БТ	127,0	108,6	9,2	е	ЗП-162	750,29	0,0312	23,41	31,97	1,7	8,6	3,5
Эксплуатационная колонна													
2765-2789 Отбор керна КНБК №3	Долото	215,9	–	–	–	–	0,2	–	0,018	0,018	–	–	–
	СК 178/100	172,0	100,0	–	–	–	18,0	–	0,7	0,718	–	–	–
	УБТ	178,0	80,0	–	–	–	24,0	0,1556	3,734	4,452	–	–	–
	БТ	127,0	108,6	9,2	е	ЗП-162	1746,3	0,0312	54,48	58,93	2,4	2,60	2,2
800-1810 Бурение КНБК №4	Долото	215,9	–	–	–	–	0,4	–	0,024	0,024	–	–	–
	Двигатель	195,0	–	–	–	–	10,4	–	2,15	2,174	–	–	–
	УБТ	178,0	80,0	–	–	–	48,0	0,1556	7,47	9,64	–	–	–
	Калибратор	215,0	–	–	–	–	0,34	–	0,05	9,69	–	–	–
	БТ	127,0	108,6	9,2	е	ЗП-162	1747	0,0312	54,5	64,19	2,3	2,5	2,1

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 5.

$$\rho_{бр} = \frac{k*P_{пл}}{g*L}, \left[\frac{кг}{м^3}\right]; \quad (5)$$

где L – глубина скважины по стволу, м;

g– ускорение свободного падения, 9,81 $м/с^2$;

k – коэффициент превышения давления в скважине над пластовым (при L < 1200 м k ≥ 1,10, при L > 1200 м k ≥ 1,05)

$P_{пл}$ – пластовое давление, Па.

Полученное значение представляет собой минимально допустимую репрессию на пласт согласно Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности. Однако для предотвращения осыпей и обвалов стенок скважины особенно на верхних неустойчивых интервалах плотность принято увеличивать. Величина репрессии по интервалам бурения представлена в таблице 13.

Таблица 13 – Величина репрессии для интервалов бурения

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 14

Таблица 14 – Величина удельного веса для интервалов бурения

Показатель	Интервал бурения		
	Под направление	Под кондуктор	Под ЭК
Удельный вес, кг/м3	1345	1300	1155

Интервал под направление:

Так как верхняя часть разреза скважины представлена слабосцементированными песками и глинами возможны интенсивные поглощения бурового раствора в насыпных образованиях кустовой площадки, активное поступление выбуренной породы (песка) в буровой раствор, размыв устья скважины.

Учитывая осложнения, которые возможны на данном интервале (осыпи и обвалы), целесообразно использовать 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 15.

Таблица 15 – Компонентный состав бентонитового раствора для бурения под направление

Наименование материала	Назначение	Упаковка единицы измерения	Концен-трация	Потребное количество реагентов	
				Направление	
		кг	кг/м^3	кг	уп
Каустическая сода	Регулирование значения pH бурового раствора	25	0,9	13	1
Глинопорошок	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	1000	60	854	1
Барит	Регулирование плотности	1000	408	5811	6
Сода кальциенированная	Связывание ионов кальция и магния	25	0,7	10	1

Данный раствор после приготовления обеспечивает технологические показатели, представленные в таблице 16.

Таблица 16 – Технологические показатели бентонитового раствора для бурения под направление

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см^3	1,35
Условная вязкость, с	40
Содержание песка, %	< 2
Водоотдача, см^3/30 мин	< 12

Интервал под кондуктор:

Породы, слагающие интервалы под кондуктор, по литологическому строению и физико-химической активности взаимодействия с буровыми растворами относятся к третьей группе (глины). 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 следует применить 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), в основном сложенных из слабосцементированных песчаных горных пород. 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 17

Таблица 17 – Компонентный состав полимер-глинистого для бурения под кондуктор

Наименование материала	Назначение	Упаковка единицы измерения	Концен-трация	Потребное количество реагентов	
				Направление	
		кг	кг/м^3	кг	уп
Каустическая сода	Регулирование значения pH бурового раствора	25	0,5	98	4
Глинопорошок	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	1000	40	7856	8
Барит	Регулирование плотности	1000	353	69388	70
Сода кальциенированная	Связывание ионов кальция и магния	25	1,2	236	10
Полиакриламид	Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств	25	0,5	98	4
ПАЦ НВ	Регулятор фильтрации	25	5	982	40
Ингибитор	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	200	1	196	1

Данный раствор после приготовления обеспечивает технологические показатели, представленные в таблице 18.

Таблица 18 – Технологические показатели полимер-глинистого раствора для бурения под кондуктор

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

Интервал под эксплуатационную колонну:

При бурении под эксплуатационную колонну основные проблемы, которые требуется решить, 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.

Для бурения интервала под эксплуатационную колонну, предлагается использовать переведенный объем полимер-глинистого бурового раствора, используемого для бурения интервала под кондуктор,обработанного реагентами для выравнивания реологических параметров, плюс необходимый объем свежеприготовленного бурового раствора.

Компонентный состав полимер-глинистого раствора под эксплуатационную колонну представлен в таблице 19

Таблица 19 – Компонентный состав полимер-глинистого раствора для бурения под эксплуатационную колонну

Наименование материала	Назначение	Упаковка единицы измерения	Концен-трация	Потребное количество реагентов	
				Направление	
		кг	кг/м^3	кг	уп
Каустическая сода	Регулирование значения pH бурового раствора	25	0,4	110,25	5
Глинопорошок	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	1000	35	7717,4	8
Барит	Регулирование плотности	1000	169	37433,6	38
Сода кальциенированная	Связывание ионов кальция и магния	25	0,7	154,4	7
Полиакриламид	Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств	25	0,5	110,25	5
ПАЦ НВ	Регулятор фильтрации	25	5	1102,5	45
Ингибитор	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	200	1	220,5	2

Данный раствор после приготовления обеспечивает технологические показатели, представленные в таблице 20

Таблица 20 – Технологические показателиполимер-глинистого раствора для бурения под эксплуатационную колонну

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см^3	1,15
Условная вязкость, с	30
Пластическая вязкость, сПз	16
ДНС, дПа	70
СНС 10 сек/10 мин, дПа	20-60
Водоотдача, см^3/30 мин	10
pH	8
Содержание песка, %	<1

Так как при бурении имеются интервалы с возможными поглощениями, необходимо заложить наличие на буровой материала для борьбы с поглощениями NUT PLUG.

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

При расчете потребного количества химических реагентов необходимо учесть выполнение условия: «запас бурового раствора на поверхности долженбыть не менее двух объемов скважины». Потребное количество химических реагентов представлено в приложении В.2.

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. Производится расчет гидравлической программы промывки для интервала бурения под эксплуатационную колонну. Для остальных интервалов бурения – расчеты идентичные.

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 21, 22, 23.

Таблица 21– Гидравлические показатели промывки скважины

Интервал по стволу, м		Вид техно-логической операции	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с на см^2 к.п.	Схема промывки	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность срабатываемая на долоте, л.с./дм^2
от (верх)	до (низ)					количество, шт	диаметр, мм		
Под направление									
0	30	Бурение	0,522	0,062	Периферийная	5	15	86	4,4
Под кондуктор									
30	800	Бурение	0,643	0,072	Периферийная	5	12	86,8	2,8
Под эксплуатационную колонну									
800	1810	Бурение	1,018	0,097	Периферийная	6	10	75,4	1,4
Отбор керна									
1765	1789	Отбор керна	0,509	0,049	Периферийная	6	7	77	0,7

Таблица 22 – 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 цилиндровых втулок, мм	допустимое давление, кгс/см2	Коэффициент наполнения	число двойных ходов в мин	производительность, л/с	
0	30	Бурение	УНБ-600	2	95	160	136	1	65	38	76
30	800	Бурение	УНБ-600	2	95	140	178	1	55	25	50
800	1810	Бурение	УНБ-600	2	95	120	237	1	55	18	36
1765	1789	Отбор керна	УНБ-600	1	95	120	237	1	55	18	18

Таблица 23– Распределение потерь давлений в циркуляционной системе

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Давление на стояке в конце интервала, кгс/см^2	Потери давления (в кгс/см^2) для конца интервала в				
				элементах КНБК		бурильной колонне	кольцевом пространстве	Обвязке буровой установки
от (верх)	до (низ)			насадках долота	забойном двигателе			
0	30	Бурение	79,6	58,7	0	10,8	0,1	10
30	800	Бурение	158,5	57,8	47,9	40,7	2	10
800	1810	Бурение	233,8	38,8	134,1	40,5	10,4	10
1765	1789	Отбор керна	74,8	40,4	0	17,2	13,4	3,8

2.2.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна

При строительстве проектируемой разведочной скважины планируется отбор керна для анализа нефтегазоносных пластов. Планируемые интервалы отбора керна следущие:

– интервал отбора керна 1765-1789 м.

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

В таблице 24 представлены технические средства и режимы бурения при отборе керна.

Таблица 24 – 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
1765-1789	СК 178/100	2-5	20-40	15-20

2.3 Проектирование процессов заканчивания скважин

2.3.1 Расчет обсадных колонн на прочность

Исходные данные к расчету представлены в таблице 25.

Таблица 25 – Исходные данные к расчету обсадных колонн

Параметр	Значение	Параметр	Значение
Плотность продавочной жидкости $\rho_{прод}$, кг/м^3	1000	Плотность буферной жидкости $\rho_{буф}$, кг/м^3	1100
Плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{тр\ обл}$, кг/м^3	1550	Плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{тр\ н}$, кг/м^3	1850
Плотность газа $\rho_н$, кг/м^3	0,633	Глубина скважины, м	1810
Высота столба буферной жидкости h_1, м	300	Высота столба тампонажного раствора нормальной плотности h_2, м	140
Высота цементного стакана $h_{ст}$, м	12	Динамический уровень скважины $h_д$, м	1206

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.

$$P_{ни} = P_н - P_в \quad (6)$$

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 построены эпюры наружных избыточных давлений 2-х самых опасных случаях в координатах «глубина-наружное избыточное давление».

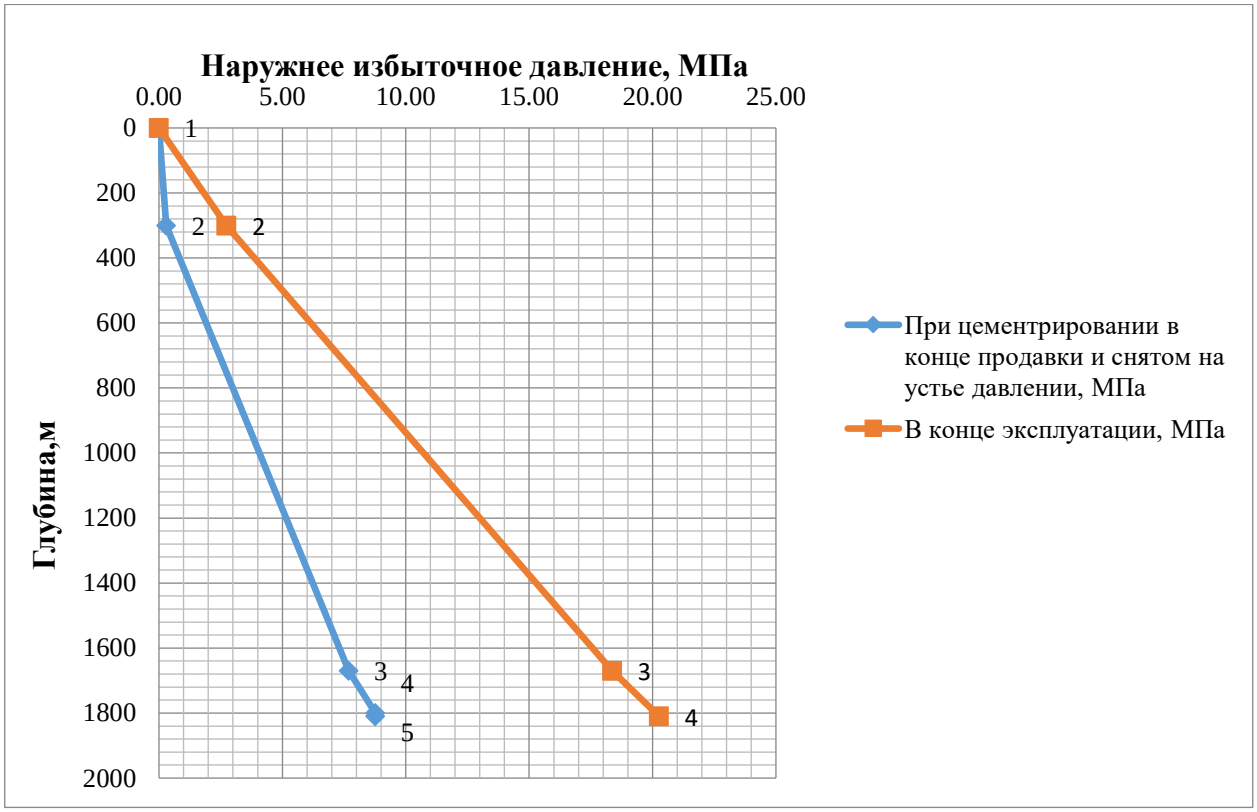


Рисунок 2 – Эпюра наружных избыточных давлений эксплуатационной колонны

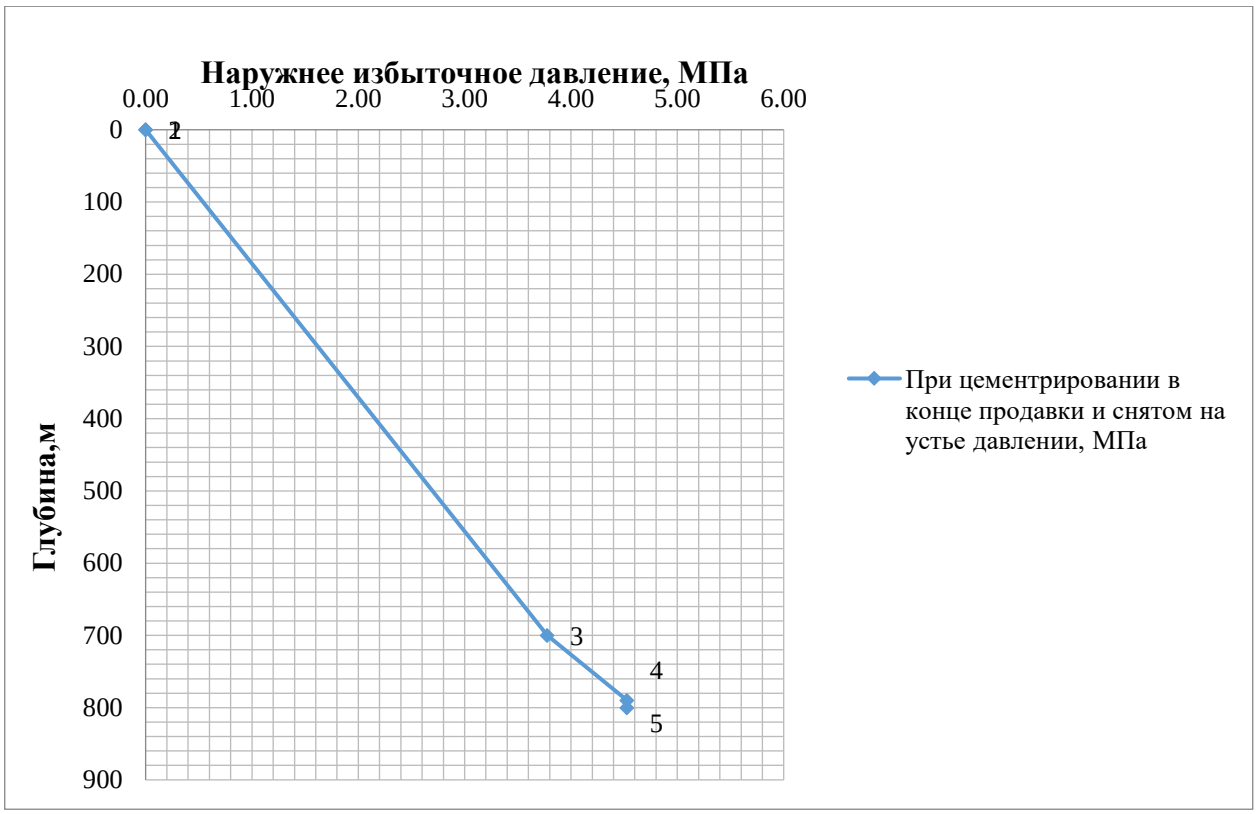


Рисунок 3 – Эпюра наружных избыточных давлений кондуктора

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.

$$P_{ви} = P_{в} - P_{н} \quad (7)$$

По данным проектирования строим эпюру внутренних избыточных давлений рисунок 4,5.

Рисунок 4 – Эпюра внутренних избыточных давлений эксплуатационной колонны

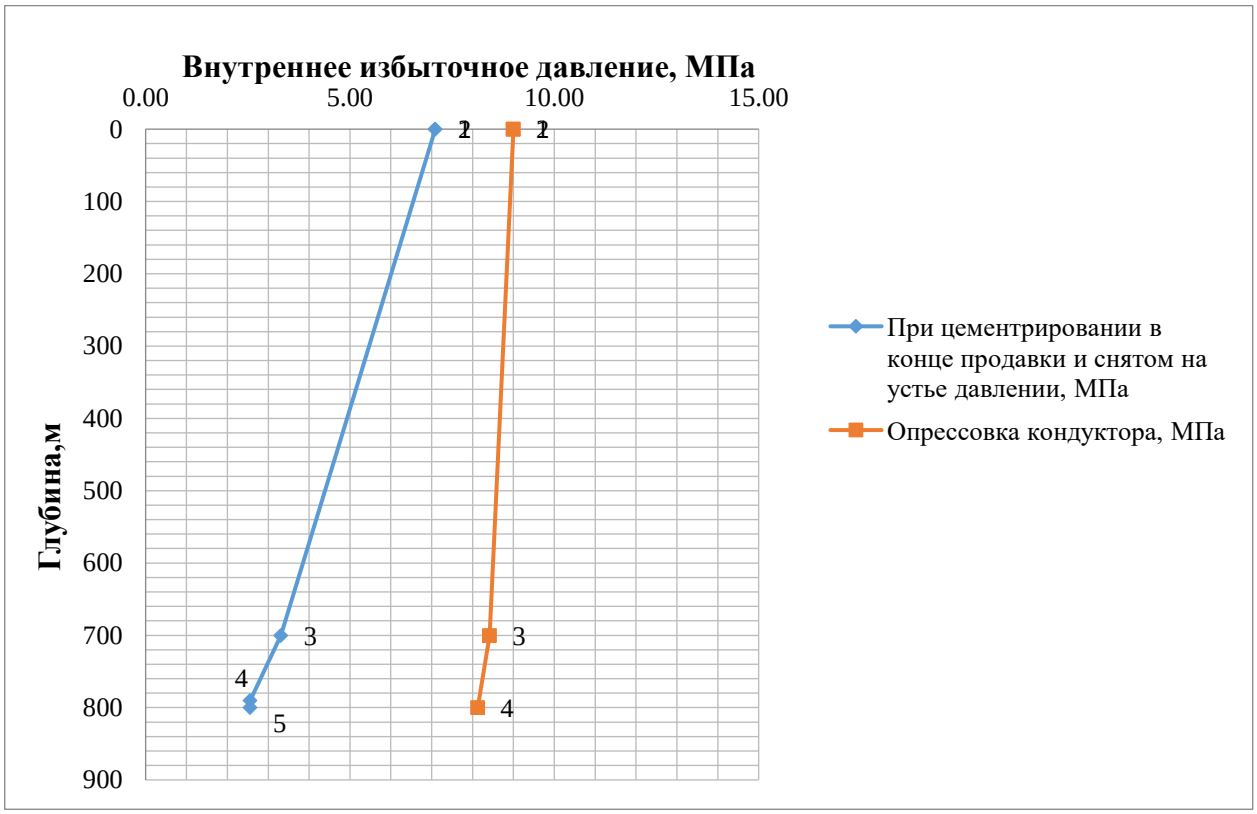


Рисунок 5 – Эпюра внутренних избыточных давлений кондуктора

Конструирование обсадной колонны подлине

Характеристики рассчитанных секций обсадных колонн представлены в таблице 26.

Таблица26 – Характеристика обсадных колонн

№ секций	Тип резьбо-вого соедине-ния	Группа проч-ности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
					1 м трубы	секций	суммар-ный	
Направление								
1	ОТТМ	Д	8,5	30	68,52	2055	2055	0-30
Кондуктор								
1	ОТТМ	Д	7,9	800	48,13	38504	38504	0-800
Эксплуатационная колонна								
1	ОТТМ	Д	7,7	90	27,02	3515	43144	1720-1810
2	ОТТМ	Д	6,5	1720	23,04	39628		0-1720

2.3.2 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Для повышения качества процессов спуска и цементирования эксплуатационной колонны примем следующую технологическую оснастку, представленную в таблице 27.

Таблица 27 – 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	Суммар-ное, шт
1	2	3	4	5	6
Направление, 324 мм	БКМ-324	30	30	1	1
	ЦПЦ 324/394	0	30	1	1
	ПРП324	30	30	1	1
Кондуктор, 245 мм	БКМ-245	800	800	1	1
	ЦКОД-245	790	790	1	1
	ЦПЦ 245/295	0	800	16	16
	ПРП-245	790	790	1	1

Продолжение таблицы 27

1	2	3	4	5	6
Эксплуатационная колонна, 146 мм	БКМ-146	1810	1810	1	1
	ЦКОД-146	1800	1800	1	1
	ЦПЦ 146/216	0	1810	36	36
	ПРП-146	1800	1800	1	1

2.3.3 Расчет и обоснование параметров цементирования скважины

Обоснование способа цементирования

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле 8:

$$P_{гскп} + P_{гдкп} \leq 0{,}95 * P_{гр} \quad (8)$$

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

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

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

$$26{,}6096 + 3{,}341 \leq 0{,}95 * 36{,}98.$$

$$29{,}95 \leq 35{,}131$$

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

Расчет объёмов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости

В таблице 28 представлены объемы тампонажной смеси, буферной и продавочной жидкости.

Таблица 28 – 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
1	2	3	4	5	6	7
Буферная	8	2	1100	2	МБП-СМ	140

Продолжение таблицы 28

1	2	3	4	5	6	7
жидкость		6	1100	6	МБП-МВ	90
Продавочная жидкость	24,87		1000	24,87	Техническая вода	–
Облегченный тампонажный раствор	40,71		1550	35,75	ПЦТ–III–Об(4-6)-100	32500
					НТФ	16,6
Нормальной плотности тампонажный раствор	3,494		1850	2,38	ПЦТ - II - 100	4500
					НТФ	1,4

Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования

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

$$m_2 = G_{сух} / G_б, \quad (9)$$

где $G_{сух}$ – требуемая суммарная масса сухого тампонажного материала, т;

$G_б$ – вместимость бункера смесителя для УС 6-30, равная 11 тонн для облегченного тампонажного раствора и 13 тонн – для нормальной плотности.

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 цементносмесительных машин, а производить дотарку цемента в момент приготовления

Облегченный тампонажный цемент:

$$m = 32,5 / 11 = 2,95 – 3 УС 6-30$$

Тампонажный цемент нормальной плотности:

$$m_2 = 4,5 / 13 = 0,35 – 1 УС 6-30$$

На рисунке 6 представлена схема расположения оборудования при цементировании.

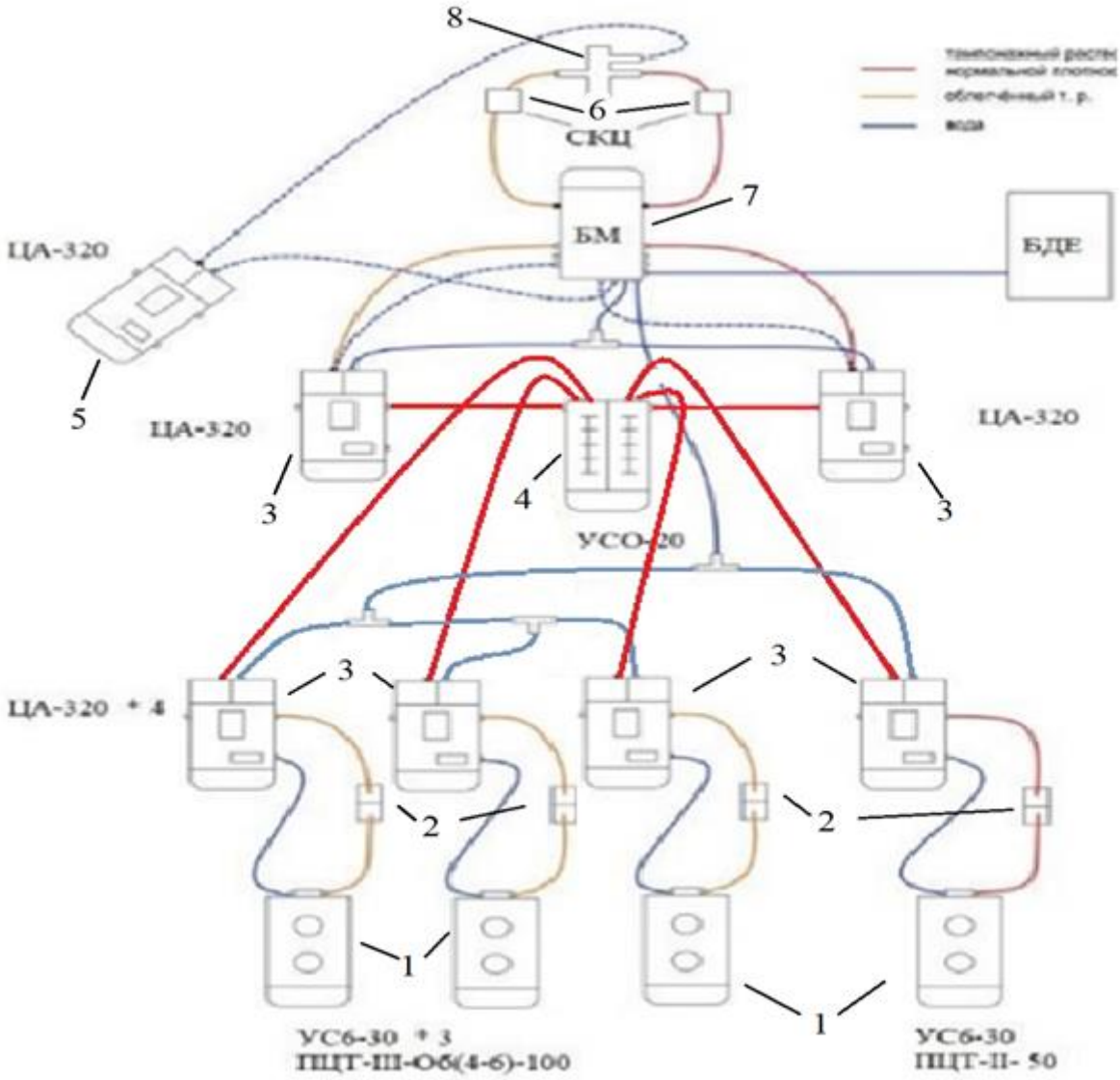


Рисунок 6 – Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования: 1 – цементносмесительная машина УС6-30; 2 – Бачок затворения; 3 – цементеровочный агрегат ЦА-320М; 4 – осреднительная емкость УСО-20; 5 – цементировочный агрегат ЦА-320М (резервный); 6 – станция КСКЦ 01; 7 – блок манифольдов СИН-43; 8 – 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 газонефтесодержания 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 10:

$$\rho_{ж.г.} = \frac{(1+к)\cdot P_{пл}}{g\cdot h}, \qquad (10)$$

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.

$$\rho_{ж.г.} = \frac{(1+0{,}05)\cdot 17{,}25}{9{,}81\cdot 1770} = 1043\ кг/м3$$

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 11:

$$V_{ж.г.} = 2(V_{внхв} + V_{внэк.}), \quad (11)$$

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

$V_{внэк}$ – внутренний объем ЭК, м^3,

$$V_{внхв} = 0 \text{ м3}$$

$$V_{ж.г.} = 2 * (0 + 24{,}87) = 49{,}74 \text{ м3}$$

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

Таблица 29 – Перфорация скважины

Мощность перфорируемого объекта, м	Способ спуска перфоратора (НКТ, кабель)	Вид перфорации	Типоразмер перфоратора	Плотность перфорации, отв/1 м	Количество спусков перфоратора
1	Кабель	Кумулятивная	ПКО 102-АТ	20	1

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 (АФ1). В случае если коллектор сложен неустойчивым песчанником необходимо наличие дублирующего отвода по третьей схеме (АФ3). При устьевом давлении более

35 МПа либо наличии в разрезе газовых пластов применяют фонтанную арматуру по шестой схеме (АФ6).

Принимаем арматуру фонтанная АФ1-80/65х35.

2.4 Выбор буровой установки

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

Результатыпроектирования и выбора буровой установки представлены в таблице 30.

Таблица 30 – Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины

Выбранная буровая установка БУ - 2000/120			
Максимальный вес бурильной колонны, тс (Qбк)	64,6	[Gкр]х 0,6 ≥ Qбк	
Максимальный вес обсадной колонны, тс (Qоб)	43,14	[Gкр] х0,9 ≥ Qоб	
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс (Qпр)	83,98	[Gкр] / Qпр ≥ 1	1,42
Допустимая нагрузка на крюке, тс ($G_{кр}$)	120		

3 Обзор современных производителей долот PDC

В настоящее время все больше внимания уделяется увеличению механической скорости бурения, так как это на прямую сократит время строительства скважины что в свою очередь позволит раньше начать ее эксплуатацию. Это желание позволяет производителям порода разрушающего инструмента создавать новые разработки с применением новых материалов, конструкций и технологий производства, в результате чего и появляется новое оборудование.

АО «НПП «Бурсервис» основанна в 2005 году, является производителем оборудования и инструмента для бурения и капитального ремонта нефтяных и газовых скважин.

ООО «НьюТек Сервисез» международная нефтесервисная компания, предоставляющая высокотехнологичные решения для компаний нефтегазовой отрасли с 2009 года. Ведёт свою деятельность по всему миру, имея представительства в таких странах как: Россия, США, Венесуэла, Великобритания, Сербия, Азербайджан, Казахстан, Узбекистан, Украина, Белоруссия.

АО «ВОЛГАБУРМАШ» основан в 1948 году. В 2016 году - в рамках глобального проекта по автоматизации производственных процессов началось внедрение PLM-системы Teamcenter.

ОАО «УРАЛБУРМАШ» 15 октября 1931 г. - предприятие выпустило первое российское долото, став родоначальником производства отечественного породоразрушающего инструмента. 2007-2011 гг. – проведена полномасштабная реконструкция предприятия в соответствии с «Планом технического перевооружения ОАО «Уралбурмаш» на 2006-2011 гг.» За это время было приобретено высокопроизводительное оборудование ведущих зарубежных компаний. В результате удалось существенно повысить уровень автоматизации производства и улучшить качество выпускаемой продукции.

ООО НПП «БУРИНТЕХ» последние годы занимает лидирующую позицию в области производства качественного бурильного инструмента для бурения и капитального ремонта скважин, является одним из крупных российским разработчиком и производителем бурового инструмента.

АО «НПП «Бурсервис»

«KAIMAN SDD**»** для бурения твердых пород.

KAIMAN SDD специально разработана для бурения сложных карбонатных разрезов аналогичных Урало-Поволжью и Восточной Сибири. Применение долот этой серии позволяет увеличить проходку за рейс при бурении скважины, тем самым снизив количество спускоподъемных операций.

Дополнительный ряд вооружения увеличивает износостойкость, управляемость за счет увеличения количества и оптимального расположения резцов.

Долото состоит из стального фрезерованного корпуса, режущих и калибрующих элементов PDC.

Калибровочная часть долота также упрочнена твердосплавным материалом. Долото спроектировано для сплошного бурения средних и твердых пород при строительстве наклонно-направленных скважин. Оптимально подобранная режущая структура и современные материалы способствуют высокой скорость бурения и проходки на долото. Долото представлено на рисунке 7.

Рисунок 7 – долото KAIMAN SDD

«BULAVA» для бурения средних и твердых пород.

АО «НПП «Бурсервис» разработало линейку долот «BULAVA» для эффективного разбуривания средне-твердых пород.

Долот BULAVA способствует увеличению механической скорости проходки при бурении средне-твердых пород при сохранении механической скорости бурения в мягких, средних породах, как на стандартных долотах PDC.

Преимущества долот «BULAVA»:

– комбинированный тип вооружения, позволяющий эффективно разбуривать перемежающиеся средние и твердые горные породы;

– значительное влияние при бурении средне-твердых пород имеют конические вставки;

– конические вставки не только эффективнее скалывают породу, но и сами выдерживают более интенсивные ударные нагрузки;

– при бурении средних пород конические вставки снижают вибрацию, увеличивая долговечность стандартных PDC резцов.

Долото представлено на рисунке 8.

Рисунок 8 – долото BULAVA

ООО «НьюТек Сервисез»

«Voyager» для наклонно-направленного бурения.

Серия PDC долот Voyager была специально разработана для бурения наклонно-направленных скважин с большим отходом от вертикали, а так же интенсивным набором параметров кривизны. Voyager обладает следующими преимуществами: плавность режимов резания горной породы и, как результат, предсказуемый реактивный момент, облегчение наклонно-направленной работы, нормализация ствола скважины и динамическая сбалансированность.

Долото представлено на рисунке 9.

Рисунок 9 – долото Voyager

«Raider» для высоких скоростей вращения.

Серия долот Raider была разработана в связи с повышением частоты вращения современных мощных ВЗД и высокой осевой нагрузкой при бурении твердых разрезов горных пород. Серия Raider позволяет бурить в часто перемежающихся напластованиях пород различной твердости без появления значительных вибраций и изменения режимов бурения.

Долото представлено на рисунке 10.

Рисунок 10 – долото Raider

АО «ВОЛГАБУРМАШ» и ОАО «УРАЛБУРМАШ»

«BicentricDril» бицентричные долота.

Линия бицентричных долот PDC со стальным корпусом. Долота продуктовой линии BicentricDrill предназначены для бурения с одновременным расширением ствола нефтяных и газовых вертикальных и наклонно-направленных скважин.

Долото представлено на рисунке 11.

Рисунок 11 – долото BicentricDrill

«FASTDRILLMATRIX» для бурения в осложненных условиях.

Линия долот PDC с твердосплавным корпусом. Предназначены для бурения скважин в осложненных горно-геологических условиях, а также для бурения протяженных интервалов, где проходка за один рейс является ключевой задачей. Обладают высокой абразивной и эрозионной износоустойчивостью.

Долото представлено на рисунке 12.

Рисунок 12 – долото FASTDRILLMATRIX

ООО НПП «БУРИНТЕХ»

Серия «РН» совместимые с РУС «Push the bit»

Долота, совместимые с роторно-управляемой системой (РУС) «Push the bit», имеют агрессивную режущую структуру и подразумевают радиальное смещение всей компоновки или большей ее части относительно оси скважины. Долота данной серии оптимизированы специально для бурения с высокими

механическими скоростями проходки и разрабатываются под конкретную систему.

Долото представлено на рисунке 13.

Рисунок 13 – долото серии «PH»

Серия «PT» совместимые с РУС «Point the bit»

Долота, совместимые с РУС «Point the bit», имеют длинную калибрующую часть и комплекс ограничителей внедрения на лопастях, что обеспечивает стабильное позиционирование долота смещением приводного вала относительно компоновки либо изменением его кривизны. Уникальная геометрия профиля и расположения вооружения обеспечивает стабильное бурение без потери управляемости и бурение с низкими уровнями крутильных нагрузок в интервалах изменения горных пород. Благодаря специально разработанной схеме размещения промывочных насадок долота позволяют эффективно очищать призабойную зону, исключая вторичное перемалывание шлама.

Долото представлено на рисунке 14.

Рисунок 14 – долото серии «PT»

Вывод

Проанализировав современных производителей долот PDC, можно сделать вывод, что каждая компания старается соответствовать современным требованиям, стремится выпустить долота работающие с современными технологиями и оборудованием таким как роторные управляемые системы, что позволяет достигнуть максимальной эффективности. Все представленные долота отличны друг от друга, предназначены для определенных целей и работают в определенных условиях.

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.

Таблица 31 – Исходные данные

Наименование скважины	Разведочная
Проектная глубина, м:	1810
Способ бурения:	
- под направление	роторный
- под кондуктор, техническую и эксплуатационную колонну	с применением ВЗД
Цель бурения	разведка
Конструкция скважины:	
- направление	d 323,9 мм на глубину 30 м
- кондуктор	d 244,5 мм на глубину 800 м
- эксплуатационная колонна	d 146 мм на глубину 1810 м
Буроваяустановка	БУ-2000/120
Оснастка талевой системы	5´6
Насосы:	
- тип- количество, шт.	УНБ-600–2 шт.
производительность, л/с:	
- в интервале 0-20 м	76
- в интервале 20-680 м	50
- в интервале 1580-2890 м	36
Утяжеленные бурильные трубы (УБТ):	d 178 мм 12 м
Забойный двигатель (тип):	
- в интервале 20-680 м	ВЗД Д-240РС
- в интервале 1580-2890 м	ДР-178.5.55 IDT
- при отборе керна	
Бурильные трубы: длина свечей, м	24

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 32.

Таблица32 – Нормы механического бурения на нефтяном месторождении (Саратовская 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	30	30	0,027	460
2	30	800	770	0,028	810
3	800	1810	1010	0,038	1400

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 12:

$$N = T \cdot H, \quad (12)$$

где Т – норма времени на бурение 1 метра, ч/м.

Н – количество метров в интервале, м.

Для направления:

$$N = 30 \cdot 0{,}027 = 0{,}81 \text{ ч.}$$

Аналогично производим расчет для остальных интервалов, результаты представлены в таблице 33.

Таблица 33 – Нормативное время бурения

Количество метров в интервале, м	Норма времени на бурение 1 метра, ч/м	Нормативное время на механическое бурение, ч
30	0,027	0,81
770	0,028	21,56
1010	0,032	32,32
Итого		54,69

Далее производится расчет нормативного количества долот n. Нормативное количество долот рассчитывается по формуле 13:

$$n = H / П, \quad (13)$$

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

Для направления:

$$n = 30 / 460 = 0,06$$

Для остальных интервалов расчет производится аналогично, результаты расчета сводятся в таблицу 34.

Таблица 34 – Нормативное количество долот

Количество метров в интервале Н, м	Нормативная проходка на долото в данном интервале П, м	n
30	460	0,06
770	810	0,95
1010	1400	0,72
Итого на скважину		1,73

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

Расчет производится по формуле 14:

$$T_{СПО} = П * n_{спо}, \quad (14)$$

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

П – длинна интервала, м.

Результаты расчета времени на СПО и исходные данные приведены в приложении Г.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: 3 · 1 = 3мин;
- кондуктор: 16 · 1 = 16мин;
- эксплуатационная колонна: 36 · 1 = 36мин.

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 - 24 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 15:

$$L_c = L_к – L_п, \quad (15)$$

где $L_к$ – глубина кондуктора, м;

$L_п$ – длина цементной пробки, м.

Для направления:

$$L_c = 30 – 0 = 30м;$$

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

$$L_п = 16 + 1= 17 м.$$

в) определяется, длина бурильных труб LT, м по формуле 16:

$$L_T= L_c–L_п. \quad (16)$$

Для направления:

$$L_T= 20 – 17 = 3 м;$$

г) рассчитывается количество спускаемых свечей *N* по формуле 17:

$$N=L_T/l_c, \quad (17)$$

где l_c– длина одной свечи, м

Для направления:

N = 1.

д) по УНВ спуск одной свечи занимает 2 мин.

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

Для кондуктора:

$$L_c = 800 – 10 = 790 \text{ м};$$

$$L_н = 16 + 1 = 17 \text{ м};$$

$$L_T = 790 – 17 = 773 \text{ м};$$

$$N = 773/24 = 32{,}2 \approx 33 \text{шт};$$

$$T_{конд.} = 33 \cdot 2 + 5 = 71 \text{мин}.$$

Для эксплуатационной колонны:

$$L_c = 1810 – 10 = 1800 \text{ м};$$

$$L_н = 16 + 1 = 17 \text{ м};$$

$$L_T = 1800 – 17 = 1783 \text{ м};$$

$$N = 1783/24 = 74{,}3 \approx 75 \text{ шт};$$

$$T_{конд.} = 75 \cdot 2 + 5 = 155 \text{ мин}.$$

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

Разбуривание цементной пробки и запорного кольца составляют 42 мин. Подъем инструмента после разбуривания пробки не предусматривается. Общее время на разбуривание цементных пробок направления и кондуктора определяется суммой всех затрат времени:

$$\Sigma = 7 + 71 + 2 \cdot (17 + 42) = 196 \text{ мин} = 3{,}26 \text{ ч}.$$

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 25ч.

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.

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 238,8 часов или 9,9 суток. Следовательно, надбавка времени на выполнение ремонтных работ составляет 5 %.

Общее время на выполнение ремонтных работ определяется произведением:

$$238{,}8 \times 0{,}05 = 11{,}94 \text{ ч.}$$

Общее нормативное время проводки скважины составляет

$$\Sigma = 238{,}8 + 11{,}94 + 25 = 275{,}74 = 11{,}5 \text{ суток.}$$

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 35

Таблица 35– 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 36.

Таблица 36 – Линейно-календарный график работ

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

Условные обозначения к таблице 36:

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 18:

$$T_{пр}=T_{н}*k, \quad (18)$$

где $T_{н}$, - проектная продолжительность строительства скважины, ч;

k – поправочный коэффициент

$$k = 1 + \frac{\Delta t}{t_{пр}+t_{кр}+t_{всп}+t_р}, \quad (19)$$

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

$t_{пр}$, $t_{кр}$, $t_{всп}$, $t_р$ – 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 Г.3, Г.4.

Результаты расчета по видам работ, продолжительности бурения и крепления скважин представлены в таблице 37.

Таблица 37 – Продолжительности бурения и крепления скважин

Вид работ	Продолжительность		
	нормативная, час	проектная	
		час	сутки
Бурение:			
Направлене	1,16	1,3	0,06
Кондуктор	35,96	39,16	1,63
Эксплуатационная колонна	87,53	95,4	3,97
Крепление:			
Направлене	11,56	11,92	0,49
Кондуктор	31,23	31,58	1,31
Эксплуатационная колонна	53,3	54,16	2,25
Итого	220,74	233,52	9,73

Уточненный сводный сметный расчет представлен в приложении Г.2.

4.3.2 Расчет технико-экономических показателей

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

а) механическая скорость $V_М$, м/ч

$$V_М = H/T_м, \quad (20)$$

где H – глубина скважины, м;

Тм– время механического бурения, ч.

б) рейсовая скорость $V_р$, м/ч

$$V_р=H/(T_м+T_{спо}), \quad (21)$$

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

в) коммерческая скорость VK, м/ч

$$VK=(H\cdot 720)/Th, \quad (22)$$

где Th– нормативная продолжительность бурения скважин, ч.

г) проходка на долото hд, м

$$hд=H/п, \quad (23)$$

где п– количество долот.

Себестоимость одного метра строительства скважины:

$$Сс1м = (Ссм–Пн)/H, \quad (24)$$

где Ссм– сметная стоимость строительства скважины, руб;

Пн– плановые накопления, руб.

Результаты расчетов сводим в таблицу 38.

Таблица 38 – Нормативные технико-экономические показатели бурения скважины

Показатели	Величина
Глубина скважины, м	1810
Продолжительность бурения, сутки	11,5
Механическая скорость, м/ч	33,1
Рейсовая скорость, м/ч	20,8
Коммерческая скорость, м/ст	7375
Проходка на долото, м	1046
Стоимость одного метра	52774

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. 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.

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.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Согласно трудовому кодексу РФ статьёй–173 гарантии и компенсации работникам совмещающие работу с получением высшего образования по программам бакалавриата, программам специалиста или программам магистратуры, и работникам поступающим на обучение по указанным образовательным программам.

Согласно трудовому кодексу РФ N 197–ФЗ указанно что работники имеют право на подготовку и дополнительное профессиональное образование. Указанное право реализуется путем заключения договора между работником и работодателем.

Бурильщик имеет полное право на повышение квалификации. Включает следующие виды обучения: краткосрочное (не менее 72 часов) тематическое обучение по вопросам конкретного производства, которое проводится по месту основной работы специалистов и заканчивается сдачей соответствующего экзамена, зачета или защитой реферата, получение стажировки как в Российской Федерации, так и за рубежом.

При строительстве скважины на нефть и газ в условиях крайнего севере обычно предусмотрен вахтовый метод работы. Рабочая смена составляет не более 11 часов с перерывами на прием пищи. Каждый год прохождение медицинского осмотра, проверка знаний и сдача тестового экзамена. Прохождение повторного или первичного обучения на допуск ГНВП раз в 2–3 года за счет предприятия:

- рабочее место, соответствующее требованиям охраны труда;

- обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний в соответствии с федеральным законом;

- получение достоверной информации от работодателя, соответствующих государственных органов и общественных организаций об условиях и охране труда на рабочем месте, о существующем риске повреждения здоровья, а также о мерах по защите от воздействия вредных и (или) опасных производственных факторов;

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

5.2 Анализ вредных производственных факторов при бурении скважины на нефтегазовом месторождении (Саратовская область)

Охрана труда, зона работы сотрудника, улучшения качества рабочего пространства и реализации мер по сокращению травматизма и вреда здоровью на рабочем месте сотрудника, роторная площадка буровой установки, сокращение физического труда путем механизации процесса, путем отдаленного управления буровыми насосами. В таблице 39 представлены опасные и вредные факторы при выполнении работ по строительству нефтяной и газовой скважины.

Таблица 39 – Опасные и вредные факторы при выполнении работ по строительству скважины на нефть и газ

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы по ГОСТ 12.0.003–74		Нормативные документы
	вредные	опасные	
1. Бурение скважины и последующий спуск обсадной колонны: проведение спускоподъемных операций, наращивание колонны, сборка и разборка компоновки низа бурильной колонны, приготовление и контроль за параметрами бурового раствора 2. Цементирование скважины: подготовка тампонажного раствора, техники, необходимой для закачивания цемента, а также контроль за необходимыми параметрами в процессе тампонирования 3. Освоение продуктивного пласта	1. Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны 2. Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны. 3. Повышенный уровень шума на рабочем месте. 4. Повышенный уровень вибрации на рабочем месте 5. Недостаточная освещенность рабочей зоны 6. Повреждения в результате контакта с насекомыми	1. Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; передвигающиеся изделия, заготовки, материалы; разрушающиеся конструкции; обрушивающиеся горные породы. 2. Повышенное значение напряжения в электрической цепи 3. Расположение рабочего места на значительной высоте от земли. 4. Пожарная безопасность	1. ГОСТ 12.0.002–80 [2] 2. ГОСТ 12.0.003–74 [3] 3. ГОСТ 12.1.005–88 [4] 4. СНиП 2.04.05–91 [5] 5. ГОСТ 12.1.012–90 [6] 6. ГОСТ 12.1.003–83 [7] 7. СНиП 23-05–95 [8] 8. «Правила безопасности нефтяной и газовой промышленности» 9. ГОСТ 12.1.007–76 [9] 10. ГОСТ 12.2.003–91 [10] 11. ГОСТ 12.3.003–75 [11] 12. РД 34.21.122–87 [12] 13. СНиП 4557–88 [13] 14. ГОСТ 12.1.008–76 [14] 15. МР 2.2.8.2127–06 [15] 16. Н 2.2.5.1313–17 [16]

5.2.1 Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны

Для контроля, за запыленностью и загазованностью, используют специальные приборы, газоанализаторы. Количество вредных примесей в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно-допустимых концентраций. ПДК, транспортируемых газов, вредных примесей и некоторых применяемых веществ, метан по санитарным нормам относится к четвертому классу опасности (малоопасные вредные вещества со значением ПДК в пересчете на углерод) – 300 мг/м3, нефть по санитарным нормам относится к третьему классу опасности – 10 мг/м3, ПДК сероводорода в присутствии углеродов (С1–С5)–3 мг/м3 (второй класс опасности).

В случае превышения ПДК, работники должны быть обеспечены индивидуальными средствами защиты, такими как противогазы и респираторы. В качестве коллективной защиты применять средства вентиляции**.**

5.2.2 Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны

Работа на буровой сопряжена с работой на открытом воздухе, так и в закрытом помещение, при переходе из оной зоны в другую при разницах в температурах (+10 ºС) – (-30 ºС) приводит к заболеваниям рабочего персонала. Температура воздуха рабочей зоны оказывает непосредственное влияние на тепловое самочувствие человека и его работоспособность. В летний период времени при проведении полевых работ и длительном пребывании человека на открытом воздухе большая вероятность получения солнечного удара, в результате получения повышенной дозы ультрафиолетового излучения. Допустимая интенсивность ультрафиолетового облучения работающих при незащищенных участках поверхности кожи не более 0,2 м^2 (лицо, шея, кисти рук) общей продолжительностью воздействия излучения 50% рабочей смены не должна превышать 10 Вт/м2 С целью профилактики перегревания организуют рациональный режим труда и отдыха путем сокращения рабочего времени для

введения перерывовдля отдыха. От перегрева головного мозга солнечными лучами предусматривают головные уборы.

В зимнее время температура воздуха понижается до (-30 ºС) –(-40ºС). К спецодежде, предназначенной для защиты от пониженных температур, предъявляются особые технические требования, приведенные в ГОСТ Р 12.4.236–2011. Основное требование к зимней спецодежде – это сохранение работоспособности и здоровья сотрудников предприятия при нахождении на морозе в течение двух часов. Согласно ГОСТ Р 12.4.218–99, зимняя спецодежда должна быть максимально комфортна. Необходимыми деталями зимней спецодежды являются: утепленные воротники и капюшоны, трикотажные манжеты на рукавах, ветрозащитные планки, утепленная область поясницы.

Работает бурильщик преимущественно за пультом управления. Работу выполняет в основном стоя. Следит за приборами на пульте управления. Регламентированные перерывы – 3% от рабочего времени, в эти 3 % когда бурильщик отлучается на перерыв или перекур его подменяет сменный бурильщик который входит в состав вахты дневной или ночной смены. Смена бурильщика как и у всех членов вахты составляет 11 часов, с перерывом на обед.

Для защиты от переохлаждения при проведении полевых работ в зимнее время года предусматривает следующие меры: создание укрытий рабочих мест, обеспечение работников тёплой спецодеждой, сокращение продолжительности рабочей смены, прекращение работ в зависимости от погодных условий.

5.2.3 Повышенный уровень вибрации

Источниками вибрации являются вибросита, необходимые для очистки бурового раствора, центрифуги, работающие насосы, компрессорные блоки, основная лебедка. Для борьбы с вибрацией на объекте производят балансировку, установку амортизаторов, увеличивают массу основания. При коллективных средствах защиты используют амортизационные подушки в соединениях блоков, эластичные прокладки, виброизолирующие хомуты на

напорных линиях буровых насосов. В качестве индивидуальных средств защиты применяются: специальные виброгасящие коврики под ноги у пультов управления различными механизмами, виброобувь и виброрукавицы.

Вибрация при частоте 16 Гц не должна превышать амплитуду 0–28 мм. Вибрация должна отвечать требованиям ГОСТ 12.1.012–90 ССБТ "Вибра-ция. Общие требования безопасности.

5.2.4 Повышенный уровень шума

Источниками шума на буровой являются работающие насосы, вибросита компрессорные блоки дизельные установки. Шум на рабочем месте не должен превышать 85 дБ и соответствовать требованиям ГОСТ 12.1–050 и ГОСТ 23941 Уровень шума на в рабочей зоне бурильщика зависит от вида выполняемой работы, что составляет от 15 до 45 дБ местами в лебедочном блоке составляет с выше 85 дБ. Для уменьшения шума на объекте используются как индивидуальные (наушники, вкладыши, шлемы, беруши), так и коллективные средства защиты. К коллективным средствам защиты относятся:

- пневмоударники;
- звукоизоляция и звукопоглощение стены обработанные специальной пеной или установлены спец блоки.

5.2.5 Недостаточная освещенность рабочей зоны

Освещение рабочих мест должно отвечать требованиям, изложенным в СНиП 23–05–95 освещение должно равномерно распределять яркость, быть постоянным во времени, без пульсации, иметь спектр близкий к естественному. На буровой используется естественное и искусственное освещение, а также предусмотрено и аварийное. Также следует отметить, что освещенность регламентируется в соответствии с правила безопасности нефтяной и газовой промышленности.

Существуют следующие нормы освещенности, измеряемые в люксах (лк): стол ротора – 100 лк, пути движения талевого блока – 30 лк, превенторные

установки 7–5 лк, полати верхового рабочего – 10 лк, приемные мостки – 30 лк, пусковые ящики насосного блока – 50 лк, буровые насосы – 25 лк.

5.3 Анализ опасных производственных факторов при бурении скважины на нефтегазовом месторождении (Саратовская область)

5.3.1 Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования

Травмы, связанные с этими факторами в основном связаны с несоблюдением техники безопасности. Поэтому для недопущения их появления необходимо выполнять следующее: проводить первичный инструктаж при приеме на работу, проводить ежедневный инструктаж на рабочем месте в зависимости от выполняемых работ с личной росписью каждого инструктируемого в журнале правил безопасности, вращающиеся части механизмов должны быть максимально огорожены для предотвращения попадания в них предметов. Во время работы, весь персонал при нахождении в зоне производства работ должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты (каски, перчатки, спецодежда и др.), согласно нормам: "Типовые отраслевые нормы бесплатной выдачи спецодежды", утвержденных приказом Минтруда России от 09.12.2014 N 997, проводить проверку лебедки и частей подъемного механизма не реже 1 раза в смену.

5.3.2 Поражение электрическим током

Поражение электрическим током является опасным производственным фактором. Поражение человека электрическим током или электрической дугой может произойти в следующих случаях: при прикосновении к токоведущим частям, при однофазном (однополюсном) прикосновении неизолированного от земли человека к неизолированным токоведущим частям электроустановок, находящихся под напряжением.

Основными мероприятиями по обеспечению электробезопасности являются: своевременный осмотр технического оборудования, изоляции,

применение средств индивидуальной защиты (резиновые перчатки, боты, инструмент с изолированными ручками) при обслуживании электроустановок, применение средств коллективной защиты: ограждения, сигнализации, изолирующие устройства и покрытия, устройства защитного заземления, устройства автоматического отключения.

5.3.3 Высота

Работы непосредственно на буровой установке ведутся на определенном расстоянии от земли, которое зависит от применяемой установки. Поэтому должно быть исключено падение работников с высоты. Для этого необходимо проводить ряд мероприятий: работы, проводимые на высоте должны, проводится с применением страховочного троса, в соответствии с правилами безопасности нефтяной и газовой промышленности полати верхового должны быть оборудованы ограждениями высотой не менее 1 м иметь зацепное устройство для крюка пояса верхового и проверено не реже 1 раза в месяц, каждый раз при работе на высоте визуальный осмотр.

В зимнее время, оборудованные полати верхового подогревом полов должны быть в исправном состоянии, исключить падения и травмированние.

5.4 Экологическая безопасность

Создание условий для улучшения экологической обстановки – процесс долгий, требует согласованности и последовательности действий. Приоритетными в экологической политике РФ сегодня следующие вопросы:

- обеспечение экологически безопасных условий для проживания;
- рациональное использование и охрана природных ресурсов;
- обеспечение экологической и радиационной безопасности;
- правильное хранение и использование по назначению химических реагентов.
- повышение экологической культуры общества и формирование экологического сознания у людей.

- химическим загрязнением почв, грунтов, горизонтов подземных вод, поверхностных водоемов и водотоков, атмосферного воздуха веществами и химреагентами;

- физическим нарушением почвенно-растительного покрова, грунтов зоны аэрации, природных ландшафтов на буровых площадках;

- нарушением естественного режима многолетнемерзлых грунтов (ММП) в криолитозоне с возможной деградацией верхних горизонтов ММП.

5.4.1 Влияние на литосферу

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

Для сохранения качества почвы необходимо:

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

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

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

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

5.4.2 Влияние на гидросферу

В процессе бурения происходит загрязнение подземных водоносных горизонтов производственными водами (буровой раствор, нефтепродукты, минеральные воды), бытовыми стоками. При вскрытии поглощающих

горизонтов буровой раствор может поступить в водоносный горизонт, тем самым произойдёт загрязнение водяного пласта:

- с целью защиты гидросферы необходимо проводить следующие мероприятия;

- сооружение водоотводов, накопителей и отстойников;

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

- контроль за герметичностью амбара;

- предотвращение поступления бурового раствора в поглощающие горизонты;

- строго соблюдать разработанную конструкцию скважины, которая обеспечивает изоляцию водоносных горизонтов и перекрытие интервалов поглощения бурового раствора;

- создать по всей длине обсадной колонны прочное цементное кольцо с целью исключения перетоков пластовых вод из одного пласта в другой.

5.4.3 Влияние на атмосферу

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

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

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

5.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Во избежание аварий на месторождениях каждой организацией, буровым подрядчиком или заказчиком, создается документ, по ликвидации ГНВП или предупреждению чрезвычайных ситуаций и ликвидаций. Которые не должны противоречить федеральным нормам и правилам в области промышленной безопасности, правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности разработаны в соответствии кодексом Российской Федерации от 29 декабря 2004 г. Каждый работник проходит курс по обучению на корочки ГНВП, после которого он будет допущен на буровую площадку.

Типы чрезвычайных ситуаций и последствия:

- открытое фонтанирование нефти продуктов скважины, влекут за собой возгорание торфяных болот, лесов, загрязнение окружающей среды;

- открытое фонтанирование водоносных пластов, влекут за собой затопление лесов, увеличения уровня в ближе лежащих озерах реках;

- розливы нефти в реки озера, питьевых источников используемых ближе лежащими селами, городами;

- россыпи химических реагентов на буровой площадке, попадающие в заболоченную местность месторождения

5.5.1 Мероприятия по устранению чрезвычайных ситуаций

При строительстве скважины, может возникнуть на определенных глубинах различные осложнения и ГНВП, это могут быть открытые фонтаны и их последствия. При не соблюдении технологии и не принятия мер для их устранения, таких как увеличение буровой жидкости против расчетной в рабочих емкостях, увеличения давления на стоике манифольда, проявления флюида. При этих условиях стоит загерметизировать устье скважины, и согласно плану производить глушение скважины, если все пункты проявления проигнорировать произойдет выброс буровой жидкости и фонтанирование скважины. Последует разрушения устья скважины, разрушения

противовыбросового оборудования, возгорание нефти продуктов которые наносят в некоторых случая не восполняемою потерю окружающей среде.

Анализ возможных чрезвычайных ситуаций представлен в таблице 40.

Таблица 40 – Анализ чрезвычайных ситуаций

Чрезвычайная ситуация	Источники чрезвычайной ситуации	Характер чрезвычайной ситуации	Последствия чрезвычайной ситуации
Пожары	Внутренние: являются проявления недр при вскрытии продуктивных пластов. Разлив нефти с возгоранием. Внешнее: поджог	Локальный (пострадавших не более 10 человек, материальный ущерб не более 1000 МРОТ, ЧС в пределах территории объекта).	Пожар, разрушение зданий, ожоги, летальные исходы.
Пожар	Внутреннее: разлив нефти и дизельного топлива с возгоранием, выброс бурового раствора с последующим фонтанированием углеводородного сырья; проведение огневых работ.	Локальный (в пределах буровой вышки)	Пожар, повреждение механизмов и оборудования, разрушение вышки, ожоги, отравления продуктами горения, летальные исходы

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

Первый работник, заметивший ГНВП, немедленно предупреждает всех членов бригады. Во всех случаях при возникновении ГНВП бурильщик обязан принять неотложные меры по герметизации устья скважины, сообщить о случившемся в ЦИТС и установить дежурство у телефона. Все работы на скважине после герметизации устья ведутся под руководством мастера ТКРС либо ответственного руководителя из числа ИТР по дополнительному плану.

Заключение

При выполнении данной выпускной квалификационной работы были разработаны оптимальные технологические решения для строительства вертикальной разведочной скважины глубиной 1810 м на месторождении Саратовской области. Спроектированные технологические решения отвечают требованиям производственной и экологической безопасности.

Анализ горно-геологических условий бурения позволил спроектировать конструкцию скважины, состоящую из направления, кондуктора и эксплуатационной колонн. В связи с отсутствием несовместимых условий по бурению проектирование спуска потайных колонны не требуется. При этом была выбрана колонная головка муфтового 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 выбрано шарошечное долото III 393,7 М-ГНУ которое обеспечит оптимальную скорость проходки. Для бурения под кондуктор 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.

Задача увеличения выноса керна решалась за счет применения бурильной головки PDC.

Расчет обсадных колонн на прочность позволил подобрать оптимальные характеристики обсадных колонн. Для уменьшения металлоемкости и удешевления стоимости скважины эксплуатационная колонна спроектирована двухсекционной с группой прочности Д.

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. Для уменьшением стоимости строительства скважины, был выбран отечественный тампонажный 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: ОКО1-21-146х245 К1 ХЛ, ОП5-280/80х21, АФ1-80/65х35.

Для проведения работ выбрана буровая установка БУ - 2000/120, соответствующая допустимой максимальной грузоподъёмности.

Рассмотрены современные производители долот PDC. Анализ сортамента разных производителей позволил выявить условия их наиболее эффективного использования.

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 указанияквыполнениюкурсовогопроектадлястудентовнаправления21.03.01«Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»). Томский политехнический университет. Томск, 2016. – 92с.

2. А.В. Епихин, А.В. Ковалев. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Методическиеуказанияквыполнениюкурсовогопроектадлястудентовнаправления21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»). Томский политехнический университет. Томск, 2016. – 152 с.

3. Ковалев, А.В. Проектирование конструкций скважины: методическоеуказание/ А.В. Ковалев. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2018. – 16 с.

4. А.Л. Хохлов «Особенности выноса шлама в процессе строительства наклонно-направленных скважин». Конференция ТПУ, 2017 г.

5. Э.Б. Кренни, Н.Р. Хуббитдинов DSI (ASchoeller-BleckmannCompany) «Применение циркуляционного переводника pbl при бурении»

6. Инженерный отчет по результатам выполнения опытно-промышленных испытаний «ОПИ устройства обводной промывки МОС производства компании «NOV». // ПАО «Оренбургнефть», 2015 г.

7. Брошюра JetStream® RFID Drilling Circulation Sub

8. http://www.findpatent.ru/patent/265/2658851.html

9. Единыенормывременинабурениескважиннанефть,газидругиеполезные ископаемые [Электронный ресурс]:http://www.libussr.ru/doc_ussr/usr_13204.htm(дата обращения: 26.05.2019).

10. Единыенормывременинамонтажидемонтажвышекиоборудованиядля бурения–М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2001. – 183с.

11. Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин [Электронный ресурс]:http://lawru.info/dok/1986/03/07/n117807.html(дата обращения: 26.05.2019).

12. СНиП IV-5-82 Сборник 49. Скважины на нефть игаз.

13. 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 2018года.

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

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

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

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

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

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

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

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

22. «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).

23. Р 3.5.2.2487-09 Руководство по медицинской дезинсекции.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

36. 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».

37. ГОСТ 12.2.032-78 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования.

38. «Трудовой кодекс Российской Федерации» от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 01.04.2019).

39. Федеральный закон от 28.12.2013 N 400-ФЗ (ред. от 06.03.2019) «О страховых пенсиях».

40. СНиП 4557-88 Санитарные нормы ультрафиолетового излучения в производственных помещениях.

41. ГОСТ 13862-90 Оборудование противовыбросовое. Типовые схемы, основные параметры и технические требования к конструкции.

42. РД 39-00147001-767-2000 Инструкция по креплению нефтяных и газовых скважин.

Приложение А

Геологическая характеристика разреза скважины

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

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение			Элементы залегания (падения)		Коэффициент кавернозности в интервале
от (верх)	до (низ)	название		индекс	угол, °.	азимут °	
1	2	3		4	5	6	7
0	15	Квартер		Q	0	–	1,3
15	138	Плиоцен		N_2	0	–	1,3
138	233	Аптский		K_1^{ap}	0	–	1,3
		Барремский		K_1^{br}	0	–	1,3
233	436	Юрские J2-J3		J_2-J_3	0	–	1,3
436	613	Гжельский		C_3^g	0	–	1,2
613	741	Московский	Мячковский горизонт	C_2^{mc}	0	–	1,2
741	876		Подольский горизонт	C_2^{pd}	0	–	1,2
876	988		Каширский горизонт	C_2^{ks}	0	–	1,2
988	1142		Верейский горизонт	C_2^{vr}	0	–	1,2
1142	1208	Башкирский	Мелекесский горизонт	C_2^{mk}	0	–	1,2
1208	1478	Серпуховский		C_1^s	0	–	1,2
1478	1505	Визейский	Тульский горизонт	C_1^{tl}	0	–	1,3
1505	1526		Бобриковский горизонт	C_1^{bb}	0	–	1,3
1526	1555	Турнейский	Упинский горизонт	C_1^{up}	0	–	1,1
1555	1560		Малевский горизонт	C_1^{ml}	0	–	1,1
1560	1600	Фаменский	Данковский горизонт	D_3^{dn}	0	–	1,1
1600	1669		Лебедянский горизонт	D_3^{lb}	0	–	1,1
1669	1744		Елецкий горизонт	D_3^{el}	0	–	1,1
1744	1760	Живетский	Ардатовский горизонт	D_2^{ar}	0	–	1,1
1760	1789		Воробьёвский горизонт	D_2^{vb}	0	–	1,1

Таблица А.2 – Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал по вертикали		Краткое название горной породы	Минеральная плотность, 10^3 кг/м^3	Пористость, %	Проницаемость, мД	Глинистость %	Карбонатность %	Сплошность породы	Категория твердости (твердость кгс/см2)	Абразивность	Категория породы по промысловой классификации
	от	до										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Q	0	15	Суглинки	2230	–	–	–	10	1,5	25-45	3	мягкая
N_2	15	138	Глины	2300	–	90	90	10	4	24-45	2	мягкая
			Пески	2000	20	250-750	10	5	1,5	55	5	мягкая
			Песчаники	2150	10-20	250-750	10-15	5	1,5	125	2,5	мягкая
K_1^{ap}	138	233	Глины	2300	–	90	90	10	4	24-45	2	мягкая
			Пески	2000	20	250-750	10	5	1,5	55	5	мягкая
J_2-J_3	233	436	Глины	2300	–	–	75	10	4	25-45	3-4	мягкая
			Песчаники	2150	10-20	250-750	10-15	5	1,5	78-100	5	мягкая
C_3^g	436	613	Известняки	2600	6-8	5-25	2-5	85-95	1,5	250	3,5	средняя
C_2^{mc}	613	741	Известняки	2600	2-6	0,1-50	0-5	95	2	130	2,5	средняя
			Доломиты	2600	3-5	0,5-10	–	80-90	2	250-300	3,5	средняя
C_2^{pd}	741	876	Известняки	2600	2-6	0,1-50	0-5	95	2	130	2,5	средняя
C_2^{ks}	876	988	Известняки	2600	2-8	10-25	2-7	88-90	1,5-2	200	3	средняя
C_2^{vr}	988	1142	Глины	2500	–	–	75	10	4	25-45	3-4	средняя
			Известняки	2600	5-8	10-25	2-7	88-90	1,5-2	200	3	средняя
			Песчаники	2600	10-20	250-750	10-15	5	1,5	78-100	8	средняя
C_2^{mk}	1142	1208	Глины	2500	–	–	75	10	4	25-45	3-4	средняя
C_1^s	1208	1478	Известняки	2550	3-5	9	7-11	4	1,2-2,5	230	3	твердая

Продолжение таблицы А.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
C_1^{tl}	1478	1505	Известняки	2550	6-8	9	7-11	4	1,2-2,5	230	3	твердая
			Доломиты	2600	3-12	1-30	–	–	–	–	–	твердая
			Аргиллиты	2500	–	–	90	5-10	1,5	125	6	средняя
C_1^{ml}	1555	1560	Известняки	2600	4	10-50	8-10	80-90	1,5	220	3	твердая
D_3^{dn}	1560	1600	Известняки	2600	0-5	10-50	0-5	80-90	2-3	175	3	твердая
D_3^{lb}	1600	1669	Известняки	2600	0-5	10-50	0-5	80-90	2-3	175	3	твердая
D_3^{el}	1669	1744	Известняки	2600	0-5	10-50	0-5	80-90	2-3	175	3	твердая
D_2^{ar}	1744	1760	Аргиллиты	2600	–	–	90	5-10	1,5	125	6	средняя
			Известняки	2600	1-7	10-50	5	80-90	2	250	3	твердая
			Песчаники	2600	10-25	324	10-22	3,15	1,5	150	8	средняя
D_2^{vb}	1760	1789	Аргиллиты	2600	–	–	90	5-10	1,5	125	6	твердая
			Известняки	2600	1-3	10-50	6	80-90	2	215	3	твердая
			Песчаники	2600	10-25	17-34	22	0,39	1,5	143-213	8	твердая

Таблица А.3 – Водоносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал		Тип коллектора	Плотность, кг/м^3	Свободный дебит, м^3/сут	Давление насыщения, МПа	Относится ли к источникам водоснабжения
	от	до					
N-J	15	426	поровый	1	20-165	–	нет
C_3^g	540	590	трещинный	1-1,05	н.д.	–	нет
C_2^{mc}	680	730	трещинный	1-1,05	н.д.	–	нет
C_2^{vr}	988	1142	поровый	1,08-1,1	39-65	–	нет
C_1^s	1208	1478	трещинный	1,09-1,1	15-20	–	нет
C_1^{tl-bb}	1478	1526	поровый	1,1-1,15	н.д.	–	нет
C_1^{up}-D_3	1526	1744	трещинный	1,11-1,16	до 40	–	нет

Таблица А.4 – Зоны возможных осложнений

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип осложнения	Характеристика и условия возникновения
	от	до		
1	2	3	4	5
C_3^g	438	460	Поглощение	Интенсивность – до полного, потеря циркуляции –да. Возникает при превышении гидростатического и гидродинамического давлений промывочной жидкости над пластовым. Интенсивность – частичное, потеря циркуляции –да. Возникает при превышении гидростатического и гидродинамического давлений промывочной жидкости над пластовым.
C_3^g	550	600		
C_2^{mc}	680	730		
C_1^s	1450	1460		
D_3^{el}	1670	1690		
K_z-M_z	0	436	Осыпи и обвалы	Осыпи и обвалы из-за неустойчивости пород, возникающие при повышенной водоотдаче.
C_2^{vr}	988	1142		
C_1^{tl-bb}	1478	1526		
D_2^{ar-vb}	1744	1789		
N_2+J_2+J_3	15	436	Водопроявление	Перелив воды и увеличение водоотдачи. Возникает при нарушении технологических параметров, приводящее к снижению противодавления на пласт ниже пластового давления.
C_3^g	540	590		
C_2^{mc}	680	730		
C_2^{vr}	988	1142		
C_1^s	1208	1478		
C_1^{tl-bb}	1478	1516		
C_1^{up}-D_3	1526	1744		

Продолжение таблицы А.4

1	2	3	4	5
D_2^{vb}	1770	1771	Газопроявление	Газовый фонтан. Возникает при нарушении технологических параметров, приводящее к снижению противодавления на пласт ниже пластового давления.
D_2^{vb}	1771	1784	Нефтепроявление	Нефтяной фонтан. Возникает при нарушении технологических параметров, приводящее к снижению противодавления на пласт ниже пластового давления.
K_z-M_z	0	436	Прихватоопасность	Заклинивание, прихваты от обвалов и осыпей. Возникает при снижении давления на забое, отклонении параметров промывочной жидкости от рекомендованных, длительных остановках без движения инструмента.
C_2^{vr}	988	1142		
C_1^{tl-bb}	1478	1526		
D_2^{ar-vb}	1744	1789		

Приложение Б

Компоновка низа бурильной колонны

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

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Резьба (низ) / Резьба (верх)	Тип соединения (низ) / Тип соединения (верх)	Суммарный вес, т
Бурение под направление (0–30 м)							
1	III 393,7 М-ГНУ	0,4	393,7	–	З-152	Ниппель	0,16
2	Переводник М171хМ152	0,44	203	–	З-152	Муфта	0,2
					З-171	Муфта	
3	УБТ-203х80	16,6	203	80	З-171	Ниппель	3,2
					З-171	Муфта	
4	Переводник М133хН171	0,6	203	76	З-171	Ниппель	3,22
					З-133	Муфта	
5	ТБПК 127х9,19 Е	11,96	127	108	З-133	Ниппель	3,59
					З-133	Муфта	
6	Переводник М133хН133	0,40	155	80	З-133	Ниппель	3,63
					З-133	Муфта	
7	КШЗ-133х35	0,47	155	62	З-133	Ниппель	3,67
					З-133	Муфта	
8	ВБТ 140	14	–	82,6	З-133	Ниппель	4,47

Таблица Б.2 – КНБК для бурения секции под кондуктор (30–800 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Резьба (низ) / Резьба (верх)	Тип соединения (низ) / Тип соединения (верх)	Суммарный вес, т
Бурение под кондуктор (30–800 м)							
1	PDC БИТ 295,3 513 УМ	0,3	295,3	–	З-152	Ниппель	0,135
2	К295 МС	0,65	295	80	З-152	Муфта	0,115
					З-152	Муфта	
3	Переводник Н152хН152	0,52	225	80	З-152	Ниппель	0,175
					З-152	Ниппель	
4	Д-240РС	10,6	240	–	З-152	Муфта	2,845
					З-171	Муфта	
5	Клапан обратный КОБ-203	0,25	203	–	З-171	Ниппель	2,856
					З-171	Муфта	
6	Переливной клапан ПК-240РС	0,37	240	55	З-171	Ниппель	2,926
					З-171	Муфта	
7	Переводник М147хН171	0,5	225	95	З-171	Ниппель	2,961
					З-147	Муфта	
8	УБТ-178х80	36	178	80	З-147	Ниппель	8,57
					З-147	Муфта	
9	Переводник М133хН147	0,52	225	100	З-147	Ниппель	8,6
					З-133	Муфта	
10	ТБПК 127х9,19 Е	750,29	127	108	З-133	Ниппель	32,084
					З-133	Муфта	
11	Переводник М133хН133	0,40	155	80	З-133	Ниппель	32,124
					З-133	Муфта	
12	КШЗ-133х35	0,47	155	72	З-133	Ниппель	32,164
					З-133	Муфта	
13	ВБТ 140	14	–	82,6	З-133	Ниппель	32,964

Таблица Б.3 – КНБК для бурения секции под эксплуатационную колонну (800–1810 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Резьба (низ) / Резьба (верх)	Тип соединения (низ) / Тип соединения (верх)	Суммарный вес, т
Бурение под эксплуатационную колонну (800-1810 м)							
1	PDC БИТ 215,9 B 619 УВМ	0,4	215,9	–	З-117	Ниппель	0,024
2	Переводник М133хН117	0,47	172	–	З-117 З-133	Муфта Нипель	0,061
3	КЛС 215 СТ	0,40	215	70	З-133 З-133	Муфта Муфта	0,119
4	Переводник Н133хН117	0,45	172	80	З-133 З-117	Ниппель Ниппель	0,149
5	ДР-178.5.55 IDT	10,4	178	–	З-117 З-133	Муфта Муфта	2,299
6	Клапан обратный КОБ-172	0,34	172	66	З-133 З-133	Ниппель Муфта	2,388
7	Переливной клапан ПК-172РС	0,67	172	55	З-133 З-133	Ниппель Муфта	2,353
8	Переводник М147хН133	0,5	172	78	З-133 З-147	Ниппель Муфта	2,384
9	УБТ 178х80	48	178	80	З-147 З-147	Ниппель Муфта	9,872
10	Переводник М133хН147	0,53	172	80	З-147 З-133	Ниппель Муфта	9,912
11	ТБПК 127х9,19 Е	1747,8	127	108	З-133 З-133	Ниппель Муфта	64,619
12	Переводник М133хН133	0,40	155	80	З-133 З-133	Ниппель Муфта	64,659
13	КШЗ-133х35	0,47	155	72	З-133 З-133	Ниппель Муфта	64,699
14	ВБТ 140	14	–	82,6	З-133	Ниппель	65,499

Таблица Б.4 – КНБК для отбора керна (1765–1789 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 (1765–1789 м)							
1	PDC 215,9/100 CB 31010MH-A292	0,2	220,7	100,6	З-117	Муфта	0,018
2	Керноотборный снаряд СК 178/100 „Триас„	18	178	100	З-161	Ниппель	0,718
					З-147	Муфта	
3	УБТ-178х80	24	178	80	З-147	Ниппель	4,462
					З-147	Муфта	
4	Переводник М133хН147	0,5	171,5	80	З-147	Ниппель	4,522
					З-133	Муфта	
5	ТБПК 127х9,19 Е	1746,3	127	108	З-133	Ниппель	59,181
					З-133	Муфта	
6	Переводник М133хН133	0,40	155	80	З-133	Ниппель	59,221
					З-133	Муфта	
7	КШЗ-133х35	0,47	155	72	З-133	Ниппель	59,261
					З-133	Муфта	
8	ВБТ 140	14	–	82,6	З-133	Ниппель	60,061

Приложение В

Расчеты потребного количества бурового раствора и расчет химических реагентов

Таблица В.1 – Расчет потребного количества бурового раствора по интервалам

Направление Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м^3.
от	до					
0	30	30	0,3937	–	1,3	4,75
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						0,38
Расчетные потери бурового раствора при очистке						2,93
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						0,15
Объём раствора в емкостях						4,75
Объем раствора в конце бурения интервала						4,75
Объем раствора к приготовлению:						22,7
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						0
Кондуктор Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м^3.
от	до					
30	800	800	0,2953	0,3069	1,2	65,47
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						6,82
Расчетные потери бурового раствора при очистке						39,93
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						3,85
Объём раствора в емкостях						65,47
Объем раствора в конце бурения интервала						65,47
Общая потребность бурового раствора на интервале:						249,79
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						0
Объем раствора к приготовлению:						249,79
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						54,38

Продолжение таблицы В.1

Экспл. колонна Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, $м^3$.
от	до					
800	1810	1810	0,2159	0,2287	1,1	73,5
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						5,99
Расчетные потери бурового раствора при очистке						27,78
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						5,05
Объём раствора в емкостях						73,5
Объем раствора в конце бурения интервала						73,5
Общая потребность бурового раствора на интервале:						231,48
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						54,38
Объем раствора к приготовлению:						171,1

Таблица В.2 – Результаты расчетов потребного количества реагентов

Наименование материала	Назначение	Упаковка единицы измерения	Потребное количество реагентов							
			Направление		Кондуктор		Эксплуата-ционная колонна		Итого	
		кг	кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп
Каустическая сода	Регулирование щелочности среды	Мешок, 25	13	1	98	4	110	5	221	10
Глинопопрошок	Придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтратоотдачи	Мешок, 1000	854	1	7856	8	7717	8	16427	17
Барит	Регулирование плотности	Мешок, 1000	5811	6	69388	70	37433	38	112632	114
Полиакриламид	Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств	Мешок, 25	–	–	98	4	110	5	208	9
ПАЦ НВ	Регулятор фильтрации	Мешок, 25	–	–	982	40	1102	45	2084	85
Ингибитор	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	Бочка, 200	–	–	196	1	220	2	416	3
Кальцинированная сода	Контроль жесткости воды	Мешок, 25	10	1	235	10	154	7	400	18

Приложение Г

Финансовые расчеты по строительству скважины

Таблица Г.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	0-30	393,7	460	11	24	0-30	0,0114	0,34
II	30-800	295,3	810	12	32	30-100	0,0119	0,83
						100-200	0,0120	1,2
						200-300	0,0131	1,31
						300-400	0,0144	1,44
						400-500	0,0144	1,44
						500-600	0,0144	1,44
						600-700	0,0153	1,53
						700-800	0,0153	1,53
III	700-2520	215,9	1400	12	32	800-900	0,0157	1,57
						900-1000	0,0158	1,58
						1000-1100	0,0164	1,64
						1100-1200	0,0175	1,75
						1200-1300	0,0186	1,86
						1300-1400	0,0188	1,88
						1400-1500	0,0191	1,91
						1500-1600	0,0197	1,97
						1600-1700	0,0208	2,08
						1700-1800	0,0228	2,28
						1800-1810	0,0231	2,31
Итого								58,825

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

№	№ смет-ного расчета	Наименование работ или затрат	Стоимость тысяч рублей
			Прямые затраты
Раздел I. Подготовительные работы к строительству скважины			
1	1.1	Подготовка площади, строительство подъездного пути, трубопроводов, линий передач.	61121
2	1.2	Разборка трубопроводов, линий передач.	229
3	1.3	Техническая рекультивация земель	12192
Итого по подготовительны мработам			73542
Раздел II. Вышкостроение и монтаж оборудования			
4	2.1	Строительство и монтаж	151301
5	2.2	Разборка и демонтаж	1210
6	2.3	Монтаж оборудования для испытания	450
7	2.4	Демонтаж оборудования для испытания	140
Итого по вышкостроению и монтажу			153101
Раздел III. Бурение и крепление			
8	3.1	Бурение скважины	49726
9	3.2	Крепление скважины	118103
Итого по бурению и креплению			167829
Раздел IV. Испытаниескважин			
10	4.1	Испытание в процессе бурения	7190
11	4.2	Испытание объекта	42595
12	4.3	Оборудование устья скважины	3418
Итого по испытанию			53203
Раздел V. Промыслово-геофизические работы			
13	5.1	11% от раздела III и IV	24313
Итого по промыслово-геофизическим работам			24313
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	12238
15	6.2	Снегоборьба 0,4% от раздела I, II, III, IV	1790
16	6.3	Эксплуатация теплофикационной котельной установки	40910
Итого по разделу VI			54938
ИТОГО прямых затрат по разделам I-IV			526926
Раздел VII. Накладныерасходы			
17	7.1	Накладные расходы 25 % от суммы по разделам I-IV	131731
Итого по разделу VII			131731

Продолжение таблицы Г.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	32932
Итого по разделу VIII			32932
ИТОГО с накладными и плановыми			691589
Раздел IX. Прочие работы и затраты			
19	9.1	Премиальные доплаты 24,5 %	169439
20	9.2	Надбавка за вахтовый метод работы 4,4%	30429
21	9.3	Северные льготы 2,98%	12128
22	9.4	Лабораторные работы 0,15%	3315
23	9.5	Авиатранспорт	43447
24	9.6	Транспортировка вахт	9618
25	9.7	Перевозка вахт до г.Саратова	18623
26	9.8	Услуги связи на период строительства скважины	4500
27	9.9	Топографо-геодезические работы	6200
28	9.10	Бурение скважины на воду	25000
29	9.11	Услуги по отбору и транспортировке керна	32632
Итого прочих затрат и работ			335331
ИТОГО по разделам I-IX			1046920
Раздел X. Резерв средств на непредвиденные расходы			
30	10.1	Резерв средств на непредвиденные расходы 2,4 % от итоговой суммы	25126
ИТОГО			1072046
Подрядные работы			
Раздел XI. Авторскийнадзор			
31	11.1	Авторский надзор 0,2 % от суммы по разделам I-X	2144
Итого по подрядным работам			2144
ВСЕГО ПО СМЕТЕ			1074190
С учетом коэффициента удорожания к=204,2 к ценам 1985 г.			219349598
НДС 18 %			39482927
ВСЕГО с учетом НДС			258 832 526

Таблица Г.3 – Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Подготовительные работы		Направление 323,9 мм		Кондуктор 244,5 мм		Эксплуатационная колонна 146,1 мм	
			количество	сумма	количество	сумма	количество	сумма	количество	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
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	3,44	791,06
Социальные отчисления, 30%			–	0,00	–	2,07	-	88,31	-	237,32
Повременная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	11,60	4	46,40	0,03	0,35	1,28	14,85	3,44	39,90
Социальные отчисления, 30%			–	13,92	–	0,11	–	4,46	–	11,97
Сдельная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	14,40	–	–	0,03	0,43	1,28	18,43	3,44	49,54
Социальные отчисления, 30%			–	–	–	0,13	–	5,53	–	14,86
Содержание бурового оборудования	сут	252,86	4	1011,44	0,03	7,59	1,28	323,66	3,44	869,84
Амортизация и износ бурового оборудования при бурении, креплении, испытании скв.испытателем пластов	сут	1433,00	4	5732,00	0,03	42,99	1,28	1834,24	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	3,44	772,62
Прокат ВЗД	сут	19,46	3	58,38	–	–	–	–	–	–
Прокат ВЗД	сут	92,66	–	–	–	–	1,28	118,61	3,44	318,75
Прокат ВЗД при наличии станков до 10 и пребывании 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	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	3,44	78,64
Плата за подключенную мощность.	кВт/сут	149,48	–	–	0,03	4,48	1,28	191,34	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	3,44	371,28
Эксплуатация трактора	сут	177,60	4	710,4	0,03	5,33	1,28	227,33	3,44	116,69

Продолжение таблицы Г.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	12	13
Автомобильный спец транспорт	сут	100,40	4	401,60	0,03	3,01	1,28	128,51	3,44	345,38
Амортизация кухни-столовой	сут	5,53	4	22,12	0,03	0,17	1,28	7,08	3,44	19,02
Амортизация вагон-домиков	сут	194,12	4	776,48	0,03	5,82	1,28	248,47	3,44	667,77
Глинопорошок ПБМВ	т	75,40	–	–	1,17	88,22	13,03	982,46	–	–
Сода каустическая	т	875,20	–	–	0,02	17,50	0,16	140,03	0,17	148,78
Сода кальцинированная	т	183,30	–	–	0,02	3,67	0,40	7,33	0,41	75,15
KCl	т	215,60	–	–	–	–	–	–	33,84	7295,90
Барит	т	168,30	–	–	4,56	767,45	102,49	17249,07	–	–
Транспортировка материалов и запчастей до 250 км, т	т	0,35	6	2,1	4,00	1,40	3,20	1,12	12,00	4,20
ВЗД и ГСМ до 250 км	т	16,68	–	–	–	–	11,20	186,82	18,00	300,24
материалов 4 группы и хим. реагентов до 250 км	т	20,08	–	–	27,53	552,80	32,84	659,43	20,50	411,64
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспорнировки вахт, руб				10721,23		1730,87		26675,48		43889,06
Затраты зависящие от объема работ										
III 393,7 М-ГНУ	шт	2686,4	–	–	0,06	161,2	–	–	–	–
PDC БИТ 295,3 513 УМ	шт	4852,7	–	–	–	–	0,95	4610,1	–	–
PDC БИТ 215,9 В 619 УВМ	шт	5234,4	–	–	–	–	–	–	0,72	3768,8
PDC 215,9/100 СВ 31010МН-А292	шт	5232	–	–	–	–	–	–	0,2	1046,4
Калибратор 295,3 МС	шт	458,9	–	–	–	–	0,4	183,6	–	–
Калибратор 215 СТ	шт	442,6	–	–-	–	–	–	–	0,8	354,1
Транспортировка труб	т	4,91	0	0,00	18,40	90,34	24,80	121,77	60,90	299,02
Транспортировка долот	т	6,61	0	0,00	1,00	6,61	2,00	13,22	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		9579,83
Всего затрат без учета транспортировки вахт, руб				10721,23		4514,22		35011,27		53468,89
Всего по сметному расчету, руб	126519,61									

Таблица Г.4 – Сметный расчет на крепление скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Направление 323,9 мм		Кондуктор 244,5 мм		Эксплуатационная колонна 146,1 мм	
			количество	сумма	количество	сумма	количество	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Затрат зависящие от времени								
Оплата труда буровой бригады	сут	214,16	0,82	175,61	1,78	381,21	2,26	484,00
Социальные отчисления, 30%				52,68		114,36		145,20
Оплата труда доп. слесаря и эл/монтера	сут	11,60	0,82	9,51	1,78	20,65	2,26	26,22
Социальные отчисления, 30%				2,85		6,20		7,87
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение	сут	22,16	0,82	18,17	1,78	39,44	2,26	50,08
Содержание бурового оборудования (до 15 станков, экспл. бурение)	сут	252,86	0,82	207,35	1,78	450,09	2,26	571,46
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважин	сут	1433,00	0,82	1175,06	1,78	2550,74	2,26	32,38,58
Материалы и запасные части в эксплуатационном бурении	сут	419,40	0,82	343,91	1,78	746,53	2,26	947,84
Плата за подключенную мощность	сут	138,89	0,82	113,89	1,78	247,22	2,26	313,89
Плата за эл/энергию при 2-х ставочном тарифе	сут	100,84	0,82	82,69	1,78	179,50	2,26	227,90
Эксплуатация ДВС	сут	8,90	0,82	7,30	1,78	15,84	2,26	20,11
Автомобильный спец транспорт до 250 км	сут	100,40	0,82	82,33	1,78	178,71	2,26	226,90
Амортизация вагон-домиков	сут	169,29	0,82	138,82	1,78	301,34	2,26	382,60
Эксплуатация бульдозера	сут	148,30	0,82	121,61	1,78	263,97	2,26	335,16
Эксплуатация трактора	сут	177,60	0,82	145,63	1,78	316,13	2,26	401,38
Транспортировка оборудования устья скважины	т	8,21	6,00	49,26	21,00	172,41	5,00	41,05
Башмак колонный БК-324	шт	85,5	1	85,5	–	–	–	–
Башмак колонный БК-245	шт	65	–	–	1	65	–	–
Башмак колонный БК-146	шт	45,5	–	–	–	-	1	45,5
Центратор ЦЦ-324/394	шт	25,4	–	–	15	381	–	–
Центратор ЦЦ-245/295	шт	18,7	–	–	–	–	86	1608.2
Центратор ЦЦ-146/216	шт	125,6	1	125,6	–	–	–	–
ЦОКД-324	шт	113,1	–	–	1	113,1	–	–
ЦКОД-245	шт	105	–	–	–	–	1	105
ЦКОД-146	шт	85,5	1	85,5	–	–	–	–

Продолжение таблицы Г.4

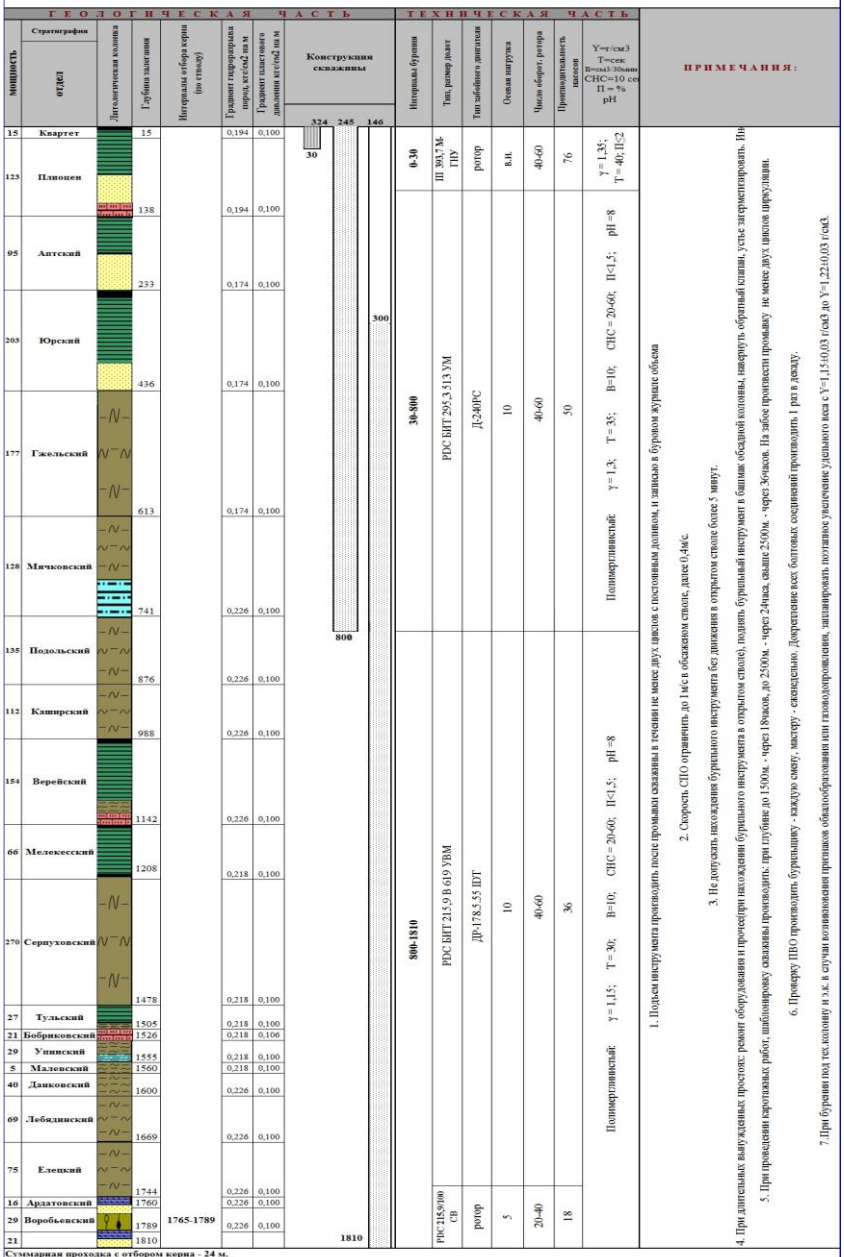
1	2	3	4	5	6	7	10	11
Продавочная пробка ППЦ-324	шт	80,5	1	80,5	–	–	–	–
Продавочная пробка ППЦ-245	шт	59,15	–	–	1	59,15	–	–
Продавочная пробка ППЦ-146	шт	30,12	–	–	–	–	1	30,12
Головка цементировочная ГЦУ-324	шт	3960	1	3960	–	–	–	–
Головка цементировочная ГЦУ-245	шт	3320	–	–	1	3320	–	–
Головка цементировочная ГЦУ-146	шт	2880	–	–	–	–	1	2880
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспорнировки вахт, руб				7509,87		10718,54		8313,88
Затрат зависящие от объема работ								
Обсадные трубы 324х8,5	м	37,21	30	1116,3	–	–	–	–
Обсадные трубы 245х7,9	м	28,53	–	–	800	22824	–	–
Обсадные трубы 146х7,7	м	23,67	–	–	–	–	90	2130,3
Обсадные трубы 146х6,5	м	19,96					1720	34331
Портландцемент тампонажный ПЦТ-111-Об(4-6)-100	т	26,84	2,23	59,85	21,87	594	4,5	534,5
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ - I I - 100	т	29,95	–	–	–	–	32,5	973,4
Заливка колонны, тампонажный цех	агр/оп	145,99	2,00	291,98	3,00	437,97	5,00	729,95
Затворение цемента, тампонажный цех, т		6,01	2,79	16,77	25,87	155,48	28,30	170,08
Работа ЦСМ, тампонажный цех, ч	ч	36,40	1,00	36,40	1,10	40,04	2,00	72,80
Опресовка колонны, тампонажный цех,	агр/оп	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
Пробег ЦА-320М	км	36,80	3,00	110,40	8,50	312,80	14,00	515,20
Пробег УС6-30	км	36,80	1,00	36,80	3,00	110,40	5,00	184,00
Пробег КСКЦ 01	км	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
Транспортировка обсадных труб	т	18,76	2,28	42,77	45,69	857,14	112,33	2107,31
Транспортировка обсадных труб запаса	т	37,52	0,50	18,76	7,50	281,40	3,00	112,56
Перевозка вахт автотранспортом	сут.	268,00	6351,60					
Итого затрат зависящих от объема бурения, без учета транспорнировки вахт, руб			1809,32		29792,95		72410,3	
Всего затрат, без учета транспортировки вахт, руб	193513,10							
Всего по сметному расчету, руб	199846,70							

Приложение Д

Геолого-технический наряд

ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИЙ НАРЯД
на строительство разведочной скважины глубиной 1810м
Саратовская область

Предприятие	ООО «ВолгаНефтетранс»
проектная глубина	1810м
вид скважины	вертикальная
буровая установка	БУ 2000/120 ДЭП
противовыбросовое оборудование	ОП5-280/80х21
тип, количество насосов	УНБ - 600, 2 шт
Колонная головка	ОКО1-21-146х245 К1 ХЛ
фонтанная арматура	АФ1-80/65х35



Интервал	Компоновка низа бурильной колонны
0-30	Дол. Ш 393,7 М-ГНУ, УБТ-203-16,6м, ТБПК-127-ост.
30-800	Дол. PDC БИТ 295,3 513 УМ, Д-240РС-10,6м, УБТ-178-36м, ТБПК-127мм-ост.
800-1765	Дол. PDC БИТ 215,9 В 619 УВМ, ДР-178.5.55 IDT-10,4 м, УБТ-178-48 м, ТБПК-127-ост.
1765-1789	Бур.гол. PDC 215,9/100 СВ, СК 178/100-18м, УБТ-178-24 м, ТБПК-127-ост.
1789-1810	Дол. PDC БИТ 215,9 В 619 УВМ, ДР-178.5.55 IDT-10,4 м, УБТ-178-48 м, ТБПК-127-ост.

Рисунок Д.1 – Геолого-технический наряд