

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

<small>Тема работы</small>
ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СООРУЖЕНИЕ РАЗВЕДОЧНОЙ ВЕРТИКАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 1770 МЕТРОВ НА ГАЗОВОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (САМАРСКАЯ ОБЛАСТЬ)

УДК 622.143:622.243.22:622.324.5(24:181m1770)(470.43)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б72Т	Буторин Александр Сергеевич		11.06.2021

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Минаев Константин Мадестович	к.х.н.		11.06.2021

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Трубченко Т. Г.	Кандидат экономических наук, доцент		15.06.2021

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Аверкиев Алексей Анатольевич	—		15.06.2021

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

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

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

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б72Т	Бутурин Александр Сергеевич

Тема работы:

Технический проект на сооружение разведочной вертикальной скважины глубиной 1770 метров на газовом месторождении (Самарская область)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 76-62/с от 17.03.2021

Срок сдачи студентом выполненной работы:	11.06.2021
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

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

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, Трубченко Татьяна Григорьевна
Социальная ответственность	Ассистент, Аверкиев Алексей Анатольевич
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском языке:	
1. Горно-геологические условия бурения скважины	
2. Технологическая часть проекта	
3. Бурение на обсадных трубах	
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
5. Социальная ответственность	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	18.03.2021
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Минаев Константин Мадестович	к.х.н.		18.03.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б72Т	Буторин Александр Сергеевич		18.03.2021

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 2020 /2021 учебного года)

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	11.06.2021
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
06.03.2020	1. Горно-геологические условия бурения скважины	5
27.03.2020	2. Технологическая часть проекта	50
10.04.2020	3. Бурение на обсадных трубах	10
24.04.2020	4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
01.05.2020	5. Социальная ответственность	15
28.05.2020	6. Предварительная защита	5

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Минаев Константин Мадестович	к.х.н.		18.03.2021

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна	—		18.03.2021

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б72Т	Буторин Александр Сергеевич

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Примерный бюджет проекта – 300 000 тыс руб.; В реализации проекта задействованы 30 человек: бурильщики, помощники бурильщика, электромонтёры, слесари, лаборант, мастер буровой, помощник мастера.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Надбавка за вахтовый метод работы 16%; Минимальный размер оплаты труда (на 01.01.2021) 12 792 руб.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды 30 % НДС 20%

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Расчет нормативной продолжительности строительства скважины	Расчет затрат времени по видам работ.
2. Линейный календарный график выполнения работ	Отражается состав и количество рабочих буровой бригады, а так же график работы.
3. Расчет заработной платы	Расчет оплаты труда исполнителей
4. Корректировка сметной стоимости строительства скважины	Расчет сметной стоимости строительства скважины, а так же технико-экономических показателей и определение проектной продолжительности бурения

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	18.03.2021
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Трубченко Т. Г.	Кандидат экономических наук, доцент		18.03.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б72Т	Буторин Александр Сергеевич		18.03.2021

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б72Т	Буторин Александр Сергеевич

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Тема ВКР:

Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 1770 на газовом месторождении (Самарская область)	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	<i>Объект исследования: технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 1770 на газовом месторождении (Самарская область). Буровая площадка.</i>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<ul style="list-style-type: none"> - ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ. Система стандартов безопасности труда. - ГОСТ 12.1.003-2014 Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности. - ГН 2.2.5.3532-18 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. - ГОСТ 12.2.003-91. ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности. - ГОСТ 12.2.062-81. ССБТ. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Ограждения защитные. - ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. - ГОСТ Р 12.4.185-99 ССБТ. Средства индивидуальной защиты

	<p>от пониженных температур. Методы определения теплоизоляции комплекта. - ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. - СН 2.2.4/2.1.8.566-96 Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий. - ГОСТ 12.1.012–2004. ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования. - СНиП 23-05-95* Естественное и искусственное освещение.</p>
<p>2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия</p>	<p>Вредные факторы: - повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны в условиях местности приравненной к районам крайнего севера; - повышенный уровень шума; - повышенный уровень вибрации; - недостаточное освещение рабочей зоны; - повышенная запыленность и загазованность; - повреждения в результате контакта с насекомыми; - необходимые средства защиты от вредных факторов. Опасные факторы: - движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования; - поражение электрическим током; - возникновение пожаров; - необходимые средства защиты от опасных факторов.</p>
<p>3. Экологическая безопасность:</p>	<p>- анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы, выхлопные газы); - анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы, утечка горюче-смазочных материалов, поглощение бурового раствора); - анализ воздействия объекта на литосферу (отходы, нарушение естественного залегания пород).</p>

4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	<p>Возможные ЧС:</p> <ul style="list-style-type: none"> - лесные пожары; - ГНВП; - возгорание ГСМ; - разрушение буровой установки. <p>Наиболее типичная ЧС:</p> <ul style="list-style-type: none"> - нефтегазоводопроявление.
--	--

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Аверкиев Алексей Анатольевич	-		18.03.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б72Т	Буторин Александр Сергеевич		18.03.2021

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 88 страниц без учета приложений, 12 рисунков, 42 таблицы, 43 литературных источника, 4 приложения.

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

Объектом исследования является разведочная вертикальная скважина глубиной 1770 метров на газовом месторождении (Самарская область).

Целью работы является – спроектировать технологические решения для бурения вертикальной разведочной скважины глубиной 1770 м на месторождении Самарской области.

Для достижения поставленной цели были поставлены следующие задачи:

1. Спроектировать конструкцию скважины.
2. Спроектировать процессы углубления скважины.
3. Спроектировать процессы заканчивания скважин.
4. Проанализировать возможность применения технологии бурения на обсадных трубах при строительстве нефтяных и газовых скважин.
5. Составить нормативную карту строительства и произвести расчёт сметной стоимости бурения и крепления скважины.
6. Произвести анализ производственной и экологической безопасности, а также безопасности при чрезвычайных ситуациях.

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

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

Определения, обозначения, сокращения

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

Скважина: цилиндрическая горная выработка в земной коре, сооружаемая без доступа в неё человека, которая характеризуется относительно небольшим диаметром по сравнению с ее длиной;

Газонефтеводопроявление: поступление пластового флюида в ствол скважины, не предусмотренное технологией работ.

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.....	14
1 Горно-геологические условия бурения скважины	15
1.1 Геологическая характеристика разреза скважины	15
1.2 Характеристика нефтегазоводоносности месторождения (площади).....	15
1.3 Зоны возможных осложнений	15
2 Технологическая часть проекта	16
2.1 Проектирование конструкции скважины	16
2.1.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя	16
2.1.2 Построение совмещенного графика давлений	16
2.1.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска	17
2.1.4 Выбор интервалов цементирования	18
2.1.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн	18
2.1.6 Проектирование обвязки обсадных колонн	20
2.2 Проектирование процессов углубления скважины.....	21
2.2.1 Выбор способа бурения	21
2.2.2 Выбор породоразрушающего инструмента	22
2.2.3 Расчет осевой нагрузки на долото	22
2.2.4 Расчет частоты вращения долота	23
2.2.5 Расчет необходимого расхода бурового раствора.....	24
2.2.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя	25
2.2.7 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны	26
2.2.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов	28
2.2.9 Разработка гидравлической программы промывки скважины	33
2.2.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна	36
2.3 Проектирование процессов заканчивания скважин	36
2.3.1 Расчет обсадных колонн на прочность.....	36
2.3.2 Выбор технологической оснастки обсадных колонн.....	40
2.3.3 Расчет и обоснование параметров цементирования скважины	41
2.3.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважины	44
2.4 Выбор буровой установки	48
3 Бурение на обсадных трубах	49
4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	56
4.1 Расчет нормативной продолжительности строительства скважин	56
4.1.1 Расчет нормативного времени на механическое бурение	56
4.1.2 Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции.....	58
4.1.3 Расчет нормативного времени на установку центрирующих фонарей.....	59
4.1.4 Расчет нормативного времени ожидания затвердевания цемента.....	59
4.1.5 Расчет нормативного времени на разбуривание цементной пробки.....	59
4.1.6 Расчет нормативного времени на геофизические работы	61
4.1.7 Расчет затрат на прочие вспомогательные работы, не учтенные укрупненными нормами	62
4.1.8 Расчет нормативных затрат времени на проведение ремонтных работ.....	62
4.2 Линейный календарный график выполнения работ	62
4.3 Расчет заработной платы	63
4.4 Корректировка сметной стоимости строительства скважины	66
4.4.1 Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины.....	66
4.4.2 Расчет технико-экономических показателей	67
5 Социальная ответственность	70
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	70
5.1.1 Специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны).....	70
5.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	72

5.2 Производственная безопасность	73
5.2.1 Анализ выявленных вредных и опасных факторов	73
Отклонение показателей климата на открытом воздухе	73
Превышение уровней шума.....	73
Превышение уровней вибрации.....	74
Недостаточная освещенность.....	75
Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны	75
Повреждения в результате контакта с насекомыми.....	76
5.2.2 Анализ опасных производственных факторов (мероприятий по устранению) при бурении скважины на нефтегазовом месторождении (Самарская область).....	77
Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования.....	77
Поражение электрическим током	78
Пожаровзрывобезопасность	78
5.3 Экологическая безопасность (анализ воздействие и мероприятие).....	79
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	80
Заключение.....	83
Список использованных источников.....	85
Приложение А.....	89
Приложение Б	97
Приложение В.....	104

Введение

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

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

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

Целью данной выпускной квалификационной работы является разработка оптимальных технологических решений для строительства вертикальной разведочной скважины глубиной 1770 м на месторождении Самарской области с учетом данных горно-геологических условий.

В работе ставится и частная задача: проанализировать возможность бурения осложненных участков на обсадных трубах при строительстве нефтяных и газовых скважин, как инструмент экономии времени.

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 давлений и давления гидроразрыва пород, приведенных к глубине исследования представлены в приложении А.3.

1.2 Характеристика нефтегазоводности месторождения (площади)

Характеристика нефтегазоводности месторождения представлены в таблице 1. Характеристики водности представлены в приложении А.4.

Таблица 1 – Характеристика нефтегазоводности

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал		Тип коллектора	Плотность кг/м ³ (для газа относительная по воздуху)	Свободный дебит, м ³ /сут	Давление насыщения, МПа
	от	до				
1	2	3	4	5	6	7
Нефтеносность						
D ₂ ^{ar} IVb	1751	1756	Поровый	820	125	8,6
Газоносность						
C ₁ ^{bb}	1513	1516	Поровый	0,650	70000	–
D ₂ ^{ar} IVb	1750	1751	Поровый	0,750	70000	–

1.3 Зоны возможных осложнений

Поглощение бурового раствора, осыпи и обвалы стенок скважины, нефтегазоводпроявление, прихватопасные зоны осложнения представлены в приложении А.5.

2 Технологическая часть проекта

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

2.1 Проектирование конструкции скважины

2.1.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя

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

2.1.2 Построение совмещенного графика давлений

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

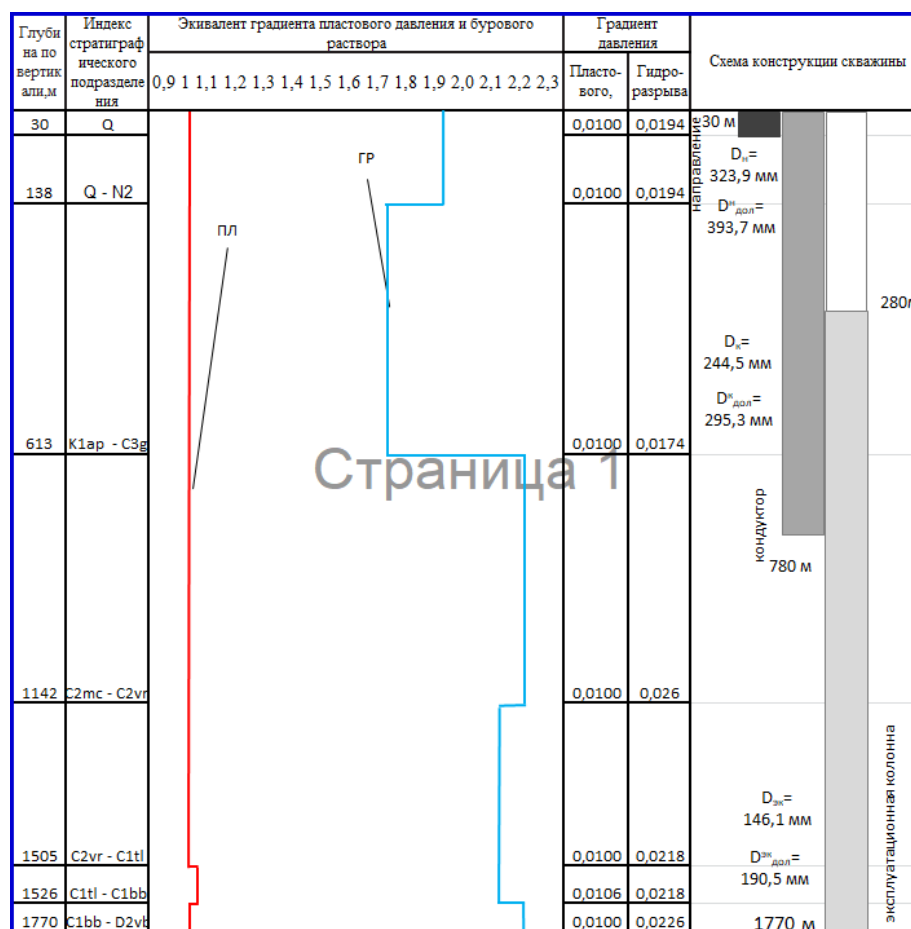


Рисунок 1 – График совмещенных давлений и схема конструкции скважины

2.1.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

Направление спускается в скважину для предупреждения размыва и обрушения горных пород вокруг устья при бурении под кондуктор. Рекомендуется спускать направление с учетом перекрытия четвертичных отложений (см. «Стратиграфический разрез скважины») на 10 м. Так как в моей скважине представлены желтовато-бурые, песчанистые породы-суглинки на протяжении 15, то будем считать глубину спуска обсадной колонны равной 30 м.

Таблица 2 – Расчет глубины спуска кондуктора

Имя пласта	C1bb	D2ar lvb
Глубина кровли продуктивного пласта, м ($L_{кр}$)	1513	1750
Градиент пластового давления в кровле продуктивного пласта, кгс/см ² /м ($\Gamma_{пл}$)	0,1	0,1
Градиент давления гидроразрыва на предполагаемой глубине предыдущей колонны, кгс/см ² /м ($\Gamma_{грп}$)	0,226	0,226
Относительная плотность газа по воздуху, ($y=$)	0,65	0,75
Расчетные значения		
Пластовое давление в кровле продуктивного пласта, атм ($P_{пл}$)	151,3	175
Давление гидроразрыва на минимальной глубине спуска предыдущей колонны, атм ($P_{гр}$)	155,94	176,28
Основание натурального логарифма (e^s)	1,05	1,08
Давление на минимальной глубине спуска предыдущей колонны, атм ($P_{пл} / e_s$)	143,42	162,72
Минимальная глубина спуска предыдущей колонны, м ($L_{конд min}$)	690	780
Требуемый запас	1,09	1,08
Принимаемая глубина, м	780	

Спуск кондуктора определяется при наличии множества факторов. В том числе: количество продуктивных пластов, их глубины залегания, градиент пластового давления, градиент давления гидроразрыва, плотности нефти. Так как в скважине присутствуют нефтеносные и газоносные пласты, то для расчета кондуктора берутся данные по газоносности. Исходя из расчетов (таблица 2) кондуктор спускается на глубину 780 м, а также чтобы перекрыть интервалы

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

Эксплуатационная колонна спускается до подошвы последнего продуктивного пласта и учитываются еще 20 м под ЗУМППФ. Глубина спуска составляет 1770 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 780 м.

Эксплуатационная колонна цементируется с перекрытием предыдущего башмака на 150 м для нефтяной скважины и на 500 м для газовой скважины. Значит, интервал цементирования составляет 380-1770 (1390) м.

2.1.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

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

Исходя из размера обсадной трубы равной 146,1 мм узнается наружный диаметр соединительной муфты равной 166 мм. Разность диаметра ствола скважины и муфты колонны для обсадной трубы диаметром 146,1 мм равняется 20 мм. Значит, диаметр долота под эксплуатационную колонну считается по формуле:

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

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

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

Получается, что диаметр долота под эксплуатационную колонну равен:

$$D_{\text{эк д расч}} \geq 186 \text{ мм.}$$

Диаметр долота равен 190,5 мм.

Внутренний диаметр технической колонны рассчитывается по формуле:

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

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

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

$$D_{\text{тк вн}} = 204,5 \text{ мм.}$$

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

Далее по аналогичным формулам рассчитываются диаметры под остальные колонны.

Разность диаметра ствола скважины и муфты колонны для обсадной трубы диаметром 244,5 мм равняется 25 мм. Значит, диаметр долота под кондуктор считаем по формуле 1.

Получаем, что диаметр долота под кондуктор равен:

$$D_{\text{эк д расч}} \geq 269,5 \text{ мм.}$$

Для бурение участка кондуктора подходит долото диаметра 295,3мм.

Внутренний диаметр направления рассчитывается по формуле 1.

$$D_{\text{н вн}} = 305,3 \text{ мм.}$$

Для этого значения существует обсадная труба равная 323,9 мм, а её наружный диаметр соединительной муфты равен 351 мм.

Разность диаметра ствола скважины и муфты колонны для обсадной трубы диаметром 323,9 мм равняется 40 мм. Значит, диаметр долота под направление считаем по формуле 1.

Получаем, что диаметр долота под направление равен:

$$D_{\text{эк д расч}} \geq 363,9 \text{ мм.}$$

Для бурение участка направления подходит долото диаметра 393,7 мм.

2.1.6 Проектирование обвязки обсадных колонн

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

$$P_{\text{му}} = P_{\text{пл}} - \rho_{\text{н}} * g * H_{\text{кр}}, \quad (3)$$

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

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

g – ускорение свободного падения;

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

$$P_{\text{му н.пл.}} = 3,6 \text{ МПа.}$$

Так как расчетное $P_{\text{му}} < P_{\text{нас}}$ (см. «Нефтеносность по разрезу скважины») $P_{\text{нас}} = 8,6 \text{ МПа}$, то максимальное давление на устье рассчитывается по формуле

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

где e – основание натурального логарифма;

s – степень основания натурального логарифма.

$$P_{\text{му н.пл.}} = 8,21 \text{ МПа.}$$

Для газовых пластов величина максимального устьевого давления считается по формуле:

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

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

s – степень основания натурального логарифма.

$$P_{\text{му 1пл.}} = 13,72 \text{ МПа;}$$

$$P_{\text{му 2пл.}} = 15,36 \text{ МПа.}$$

Давление, необходимое для ликвидации ГНВП, рассчитывается по формуле:

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

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

$$P_{\text{ГНВП 1 пл.}} = 9,03 \text{ МПа;}$$

$$P_{\text{ГНВП 2 пл.}} = 15,09 \text{ МПа;}$$

$$P_{\text{ГНВП } 3 \text{ пл.}} = 16,9 \text{ МПа.}$$

Давления опрессовки определяется по формуле:

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

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

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

$$P_{\text{оп } 1 \text{ пл.}} = 9,94 \text{ МПа;}$$

$$P_{\text{оп } 2 \text{ пл.}} = 16,6 \text{ МПа;}$$

$$P_{\text{оп } 3 \text{ пл.}} = 18,59 \text{ МПа.}$$

Из полученных значений берем наибольшее, то есть $P_{\text{оп}} = 18,59 \text{ МПа}$.

Подбор колонной головки осуществляется исходя из:

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

Шифр колонной обвязки выбираем: ОКК2-21-146x245 К1 ХЛ.

Шифр ОП исходя из диаметра обсадных труб и рабочего давления: ОП5-230/80x35.

2.2 Проектирование процессов углубления скважины

2.2.1 Выбор способа бурения

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

Таблица 3 – Способы бурения по интервалам

Интервал, м	Обсадная колонна	Способ бурения
0-30	Направление	Роторный
30-1780	Кондуктор	Роторный и гидравлический забойный двигатель (ВЗД)
1780-1770	Эксплуатационная колонна	Роторный и гидравлический забойный двигатель (ВЗД)
1751-1770	Отбор керна	Роторный (Отбор керна)

2.2.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Из анализа физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины, по степени абразивности и по категории буримости, для бурения всех интервалов выбираются долота PDC, так как они позволяют обеспечить максимальное значение величины механической скорости бурения при минимальном количестве рейсов. Данные о типоразмерах используемых долот приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Выбор породоразрушающего инструмента

Интервал, м	0-30	30-780	780-1770	1751-1770
Шифр долота	BT6919SMA-015(393,7мм)	BT6919SMA-083(295,3мм)	BT7716MA-042(190,5мм)	БИТ 190,5/100 В 613
Тип долота	PDC	PDC	PDC	PDC
Диаметр долота, мм	393,7	295,3	190,5	190,5
Тип горных пород	М	МС	МС+С	МС+С
Присоединительная резьба	ГОСТ	3-177	3-117	3-161
	API	7 ⁵ / ₈	6 ⁵ / ₈	4 ¹ / ₂
Длина, м	0,46	0,33	0,027	0,27
Масса, кг	163	80	30	24
Нагрузка, тс (G)	Рекомендуемая	5-12	2-10	2-5
	Предельная	18	16	5
Частота вращения, об/мин (n)	Рекомендуемая	40-600	60-400	60-120
	Предельная	600	400	120

2.2.3 Расчет осевой нагрузки на долото

При расчете осевой нагрузки на долото используют следующие методы:

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

2. Расчет из условия допустимой нагрузки на долото.

Результаты расчетов приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Результаты осевой нагрузки на долото

Интервал, м	0-30	30-780	780-1770
Исходные данные			
Диаметр долота, см (D_d)	39,37	29,53	19,05
Предельная нагрузка, тс ($G_{пред}$)	18	16	12
Результаты проектирования			
Допустимая нагрузка, тс ($G_{доп}$)	14,4	12,8	9,6
Проектируемая нагрузка, тс ($G_{проект}$)	5	12	9

Для технической и эксплуатационной колонны выбираются максимально допустимые осевые нагрузки, которые попадают в интервал рекомендуемых статистических осевых нагрузок.

2.2.4 Расчет частоты вращения долота

Для всех интервалов бурения частоты вращения породоразрушающего инструмента проектируются согласно методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Результаты частоты вращения долота

Интервал, м	0-30	30-780	780-1770	
Исходные данные				
Скорость, м/с (V_d)	3,4	2	2	
Диаметр долота (D_d)	м	0,3937	0,2953	0,1905
	мм	393,7	295,3	190,5
Результаты проектирования				
Расчетная частота вращения, об/мин (n_1)	165	129	201	
Статическая частота вращения, об/мин ($n_{стат}$)	40-60	100-160	140-200	
Проектируемая частота вращения, об/мин ($n_{проект}$)	60	140	170	

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

Производится расчет требуемого расхода бурового раствора, учитывая следующие граничные условия проектирования: сохранение устойчивости стенок скважины, качественная очистка забоя, необходимость полного выноса шлама, также недопущение гидроразрыва и интенсивного размыва стенок скважины. По результатам проектирования строятся области допустимого расхода бурового раствора и выбираются итоговые значения с учетом дополнительных проверочных расчетов: обеспечение работы забойного двигателя, обеспечение производительности насосов. Результаты проектирования расхода бурового раствора по интервалам бурения приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Расход бурового раствора

Интервал, м	0-30	30-780	780-1770	
Исходные данные				
Диаметр долота, м (D_d)	0,3937	0,2953	0,1905	
Коэффициент удельного расхода жидкости на 1 м ² забоя (K)	0,55	0,4	0,3	
Коэффициент кавернозности (K_k)	1,3	1,2	1,1	
Критическая скорость проскальзывания шлама относительно раствора, м/с ($V_{кр}$)	0,15	0,1	0,1	
Механическая скорость бурения, м/ч (V_m)	40	40	30	
Диаметр бурильных труб, м ($d_{бт}$)	0,127	0,127	0,127	
Максимальный диаметр, м (d_{max})	0,229	0,203	0,178	
Максимальный внутренний диаметр насадки, м ($d_{нmax}$)	0,0119	0,0095	0,07	
Число насадок (n)	6	9	6	
Минимально допустимая скорость восходящего потока, м/с ($V_{кпмин}$)	0,5	0,5	1	
Максимально допустимая скорость восходящего потока, м/с ($V_{кпmax}$)	1,3	1,3	1,3	
Разница плотностей раствора со шламом и бурового раствора, г/см ³ ($\rho_{см} - \rho_p$)	0,02	0,02	0,02	
Плотность бурового раствора, г/см ³ (ρ_p)	1,182	1,129	1,07	
Плотность разбуhrиваемой породы, г/см ³ (ρ_n)	2,23	2,263	2,59	
Результаты проектирования				
Расход, л/с	Q_1	67	27	9
	Q_2	87	49	20
	Q_3	55	28	16
	Q_4	42	50	25

Окончание таблицы 7

Области допустимого расхода бурового раствора, л/с	55-87	28-50	9-26
Запроектированные значения расхода бурового раствора, л/с	70	50	26

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

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

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под кондуктор принимается 50 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 26 л/с, что обеспечит стабильную работу ВЗД.

2.2.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения представлено в таблице 8.

Таблица 8 – Параметры забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал, м		30-780	780-1770
Исходные данные			
Диаметр долота (D_d)	м	0,2953	0,1905
	мм	295,3	190,5
Нагрузка, кН (G_{oc})		118	88
Расчетный коэффициент, Н*м/кН (Q)		1,5	1,5
Результаты проектирования			

Окончание таблицы 8

Диаметр забойного двигателя, мм ($D_{зд}$)	236	152
Момент необходимый для разрушения горной породы, Н*м (M_p)	4496	2246
Момент необходимый для вращения ненагруженного долота, Н*м (M_0)	148	95
Удельный момент долота, Н*м/кН ($M_{уд}$)	37	24

Для интервала бурения 30-780 метров (интервал бурения под кондуктор) выбирается винтовой забойный двигатель ДРУ-240 РС с регулируемым углом перекоса, который позволяет бурить как наклонно-направленные, так и прямолинейные интервалы, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы. Для интервала бурения под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель ДРУ2-172РС, который обеспечивает высокий рабочий момент на долоте, что актуально при разрушении средних и твердых горных пород. Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей

Двигатель	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Вес, кг	Расход жидкости, л/с	Число оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, кН*м	Мощность двигателя, кВт
ДРУ-240 РС	30-780	240	9,14	2450	30-75	105-270	11,8	53-275
ДРУ2-172РС	780-1700	172	8,81	1578	19-38	125-250	19,6	176-412

2.2.7 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны

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

Выбор и расчет элементов КНБК производится согласно геологическим условиям, конструкции скважины, бурового раствора, профиля скважины. Для

создания необходимой осевой нагрузки на долото и повышения жесткости бурильной колонны применяем УБТ, для бурения секции под кондуктор и эксплуатационную колонну применяем винтовой забойный двигатель для обеспечения наибольшего момента для разрушения горной породы и достижения плановой механической скорости проходки.

Результаты проектирование компоновки низа бурильной колонны по интервалам бурения и отбора керна приведены в приложении Б.1-Б.4.

Результаты расчета бурильной колонны на прочность представлены в таблице 10.

Таблица 10 – 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, кг			КЗП		
								1 м трубы	секции	нарастающая	на выносливость	на растяжение	на статическую прочность
Направление													
0-30 Бурение КНБК №1	Долото	393,7	–	–	–	–	0,46	–	163	163	–	–	–
	УБТ С1-229	229	90	–	–	–	8	273	2184	2347	–	–	–
	УБТ С1-203	203	100				12	214	2568	4915	–	–	–
	БТ ПК	127	108,6	9,2	Д	ЗП-162-92	7	31,22	218	5133			
Кондуктор													
30-780 Бурение КНБК №2	Долото	295,3	–	–	–	–	0,33	–	80	80	–	–	–
	Двигатель	240	–	–	–	–	9,14	–	2450	2940	–	–	–
	УБТ С1-203	203	100,0	51,5	–	–	24	214	5136	8076	–	–	–
	УБТ178	178	80	49			48	156	7488	15564			
	БТ ПК	127,0	108,6	9,2	Д	ЗП-162-92	695	31,22	21702	37266			
Эксплуатационная колонна													
1751-1770 Отбор керна КНБК №5	Долото СК1	190,5	–	–	–	–	0,27	–	30	30	–	–	–
	172/100РС	172	100	–	–	–	21	–	700	730	–	–	–
	УБТ178	178,0	80	–	–	–	24	0,1495	3744	4474	–	–	–
	БТ ПК	127,0	108,6	9,2	М	ЗП-162-92	1724	3122	53814	58288			
780-1770 Бурение КНБК №4	Долото	190,5	–	–	–	–	0,3	–	27	27	–	–	–
	Двигатель	178	–	–	–	–	8,1	–	1587	1614	–	–	–
	УБТ	178	80	–	–	–	42	156	6552	8166	–	–	–
	БТ ПК	127,0	108,6	9,2	М	ЗП-162-92	1686	31,22	52651	60817			

2.2.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

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

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

где L – глубина скважины по стволу, м;

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

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

$P_{пл}$ – пластовое давление, Па.

Полученное значение представляет собой минимально допустимую репрессию на пласт согласно «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» [21]. Однако для предотвращения осыпей и обвалов стенок скважины особенно на верхних неустойчивых интервалах плотность принято увеличивать на величину репрессии. Величина репрессии по интервалам бурения представлена в таблице 11.

Таблица 11 – Величина репрессии для интервалов

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

Запроектированная величина удельного веса по интервалам бурения представлена в таблице 12.

Таблица 12 – Величина удельного веса для интервалов

Показатель	Интервал бурения		
	под направление	под кондуктор	под эксплуатационную колонну
Удельный вес, кг/м^3	1182	1129	1070

Интервал под направление:

При бурении интервала под направление 0-30м в песчанистых суглинках возможны осыпи и обвалы горных пород, прихваты, активное поступление выбуренной породы (песка) в буровой раствор, размыв устья скважины, возможен гидроразрыв пород четвертичных отложений.

При бурении интервала суглинистых отложений для предотвращения осыпей и обвалов горных пород и увеличения несущей способности поддерживать значения условной вязкости на уровне 120-140 сек.

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

Компонентный состав бентонитового раствора представлен в таблице 13.

Таблица 13 – Компонентный состав бентонитового раствора для бурения под направление

Наименование хим. реагента	Класс	Назначение	Концентрация, кг/м ³
Каустическая сода	Регулятор щелочности (рН)	Регулирование щелочности среды	0,5
Глинопорошок	Структурообразователь	Придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтраотодачи	110
Баритовый концентрат КБ-3	Утяжелители	Регулирование плотности	125
Кальцинированная сода	регулятор жесткости	Связывание ионов кальция и магния	0,5
БСР	понижитель вязкости	Снижение вязкости раствора при попадании глиин	1

Данный раствор после приготовления обеспечивает технологические показатели, представленные в таблице 14.

Таблица 14 – Технологические показатели бентонитового раствора для бурения под направление

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,18
Условная вязкость, с	100-180
Содержание песка, %	< 1
Водоотдача, см ³ /30 мин	< 12

Интервалы под кондуктор и техническую колонну:

Для бурения интервала 30-780м под кондуктор рекомендуется использовать полимер-глинистый буровой раствор на водной основе, оставшийся после бурения предыдущей скважины.

Полимер-глинистые буровые растворы на водной основе, содержащие высокомолекулярные полимеры линейного строения, в подавляющем большинстве случаев применяются при бурении верхних интервалов скважин (под кондуктор и техническую колонну), в основном сложенных из слабосцементированных песчаных горных пород, крепких пород (кондуктор). Характеризуется высокой гидрофильностью и псевдо пластичностью - 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 15.

Таблица 15 – Компонентный состав полимер-глинистого раствора для бурения под кондуктор

Наименование хим. реагента	Класс	Назначение	Концентрация, кг/м ³
Каустическая сода	Регулятор щелочности (Ph)	Регулирование щелочности среды	0,5
Кальцинированная сода	регулятор жесткости	Связывание ионов кальция и магния	0,5

Окончание таблицы 15

Глинопорошок	Структурообразователь	Придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтратоотдачи	110
Барит	Утяжелитель	Регулирование плотности	125
БСР	Понизитель вязкости	Снижение вязкости раствора при попадании глин и диспергируемой твердой фазы	1
КМЦ	Понизитель фильтрации	Регулятор фильтрации	2

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

Таблица 16 – Технологические показатели полимер глинистого раствора для бурения под кондуктор

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,13
Условная вязкость, с	120-180
Пластическая вязкость, сПз	20-35
ДНС, дПа	50-120
СНС 10 сек/10 мин, дПа	30-70/50-200
Водоотдача, см ³ /30 мин	≤12
рН	8-9
Содержание песка, %	≤ 3

Интервал под эксплуатационную колонну:

Для бурения интервала 780-1770м под эксплуатационную колонну рекомендуется использовать полимер-глинистый буровой раствор на водной основе.

Полимер-глинистые буровые растворы на водной основе, содержащие высокомолекулярные полимеры линейного строения, в подавляющем большинстве случаев применяются при бурении верхних интервалов скважин (под кондуктор и техническую колонну), в основном сложенных из слабосцементированных песчаных горных пород, крепких пород (кондуктор).

Характеризуется высокой гидрофильностью и псевдо пластичностью - способностью разжижаться до вязкости, близкой к вязкости воды, при больших скоростях сдвига и загустевать при низких скоростях сдвига. Компонентный состав полимер-глинистого раствора представлен в таблице 17.

Таблица 17 – Компонентный полимер-глинистого раствора

Наименование хим. реагента	Класс	Назначение	Концентрация, кг/м ³
Каустическая сода	Регулятор щелочности (Ph)	Регулирование щелочности среды	0,5
Кальцинированная сода	регулятор жесткости	Осаждение ионов Ca ⁺⁺	0,5
Карбонат кальция 10мкр, Карбонат кальция 40мкр	Кольматант	Регулирование плотности, кольматация каналов	40
Seurvey D1	структурообразователь	Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств	1
Seurvey FL	Понизитель фильтрации	Регулятор фильтрации	2
Ксантановая смола	Регулятор реологии	Регулятор реологических свойств	1
Биолуб	Смазочная добавка	Снижение коэффициента трения в скважине	4,5
Тесил	Пеногаситель	Предотвращение пенообразования	0,5
Atren-bio	Бактерицид	Защита от микробиологической деструкции	0,5
Глинопорошок	Структурообразователь	Придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтратоотдачи	110

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

Таблица 18 – Технологические свойства полимер-глинистого раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,07
Условная вязкость, с	25-35

Окончание таблицы 18

Пластическая вязкость, сПз	> 20
ДНС, дПа	40-60
СНС 10 сек/10 мин, дПа	10-20/25-50
Водоотдача, см ³ /30 мин	6-8
рН	7-9
Содержание песка, %	< 0,5

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

2.2.9 Разработка гидравлической программы промывки скважины

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

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

Результаты расчета представлены в таблицах 19, 20, 21.

Таблица 19 – Гидравлические показатели промывки скважины

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с на см ² к.п	Схема промывки	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность, срабатываемая на долоте, кВт
от (верх)	до (низ)					количество, шт	диаметр, мм		
Под направление									
0	30	Бурение	0,581	0,006	Периферийная	6	12	107,7	591,3
Под кондуктор									
30	780	Бурение	0,701	0,078	Периферийная	9	9,5	83,9	251,2
Под эксплуатационную колонну									
780	1770	Бурение	1,046	0,089	Периферийная	8	6	112,7	204,8

Таблица 20 – Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Количество, шт	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
от (верх)	до (низ)				КПД	диаметр цилиндрических втулок, мм	допустимое давление, кгс/см ²	коэффициент наполнения	число двойных ходов в мин.	производительность, л/с	
0	30	Бурение	УНБТ-750	2	0,9	180	155,7	85	135	36,55	73,1
30	780	Бурение	УНБТ-750	2	0,9	160	197,1	85	125	26,76	53,52
780	1770	Бурение	УНБТ-750	1	0,9	150	225	85	135	25,5	25,5

Таблица 21 – 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	95	80,9	0	3,9	0,2	10
30	780	Бурение	172,7	46,9	64,5	43,5	7,7	10
780	1770	Бурение	192,8	80,3	57	22,8	26,5	7

2.2.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна

При строительстве проектируемой разведочной скважины планируется отбор керна для анализа нефтегазоносных пластов. Планируемый интервал отбора керна: 1751-1770 м.

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

В таблице 22 представлены технические средства и режимы бурения при отборе керна.

Таблица 22 – 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
1751-1770	КИ 7.1. 172/100	2-5	20-40	15-20

2.3 Проектирование процессов заканчивания скважин

2.3.1 Расчет обсадных колонн на прочность

Исходные данные к расчету эксплуатационной колонны представлены в таблице 23.

Таблица 23 – Исходные данные к расчету эксплуатационной колонны

Параметр	Значение	Параметр	Значение
Плотность продавочной жидкости $\rho_{\text{прод}}$, кг/м ³	1000	Плотность буферной жидкости $\rho_{\text{буф}}$, кг/м ³	1050
Плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{\text{тр обл}}$, кг/м ³	1430	Плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{\text{тр н}}$, кг/м ³	1830
Плотность нефти $\rho_{\text{н}}$, кг/м ³	820	Глубина скважины, м	1770
Высота столба буферной жидкости h_1 , м	280	Высота столба тампонажного раствора нормальной плотности h_2 , м	320
Высота цементного стакана $h_{\text{ст}}$, м	10	Динамический уровень скважины $h_{\text{д}}$, м	1180

Расчет наружных избыточных давлений

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

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

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

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

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

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

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

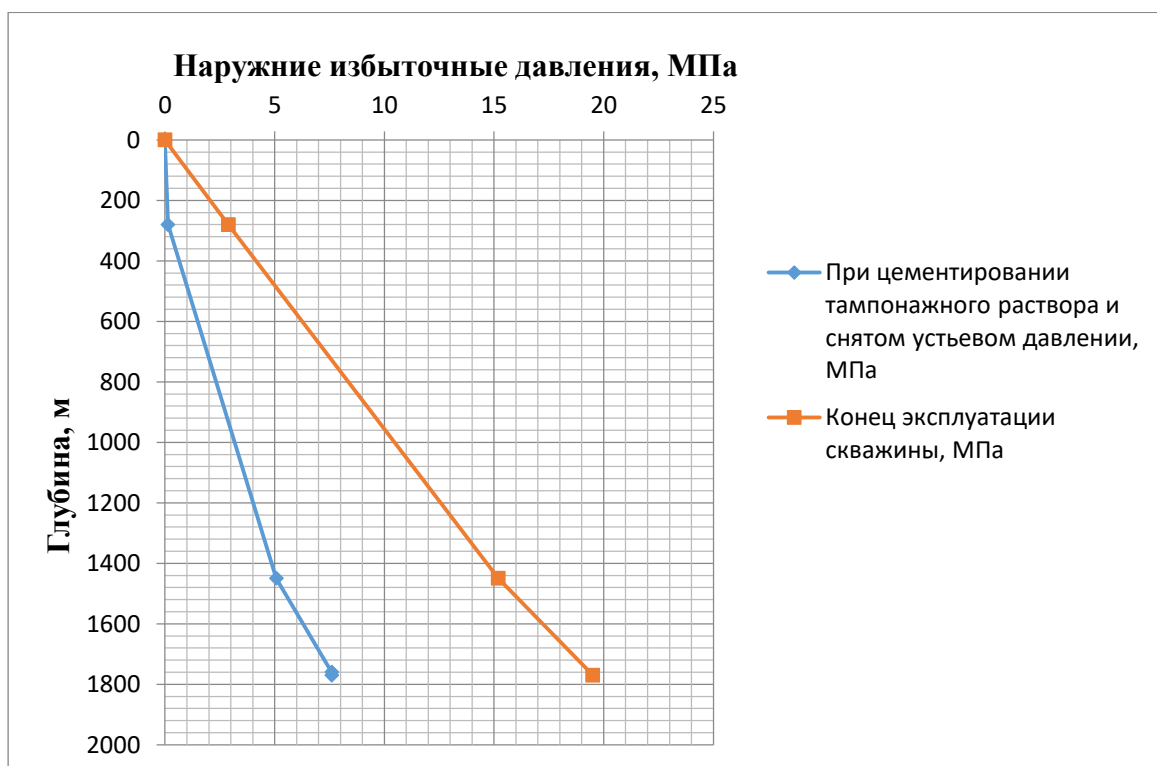


Рисунок 2 – Эпюра наружных избыточных давлений эксплуатационной колонны

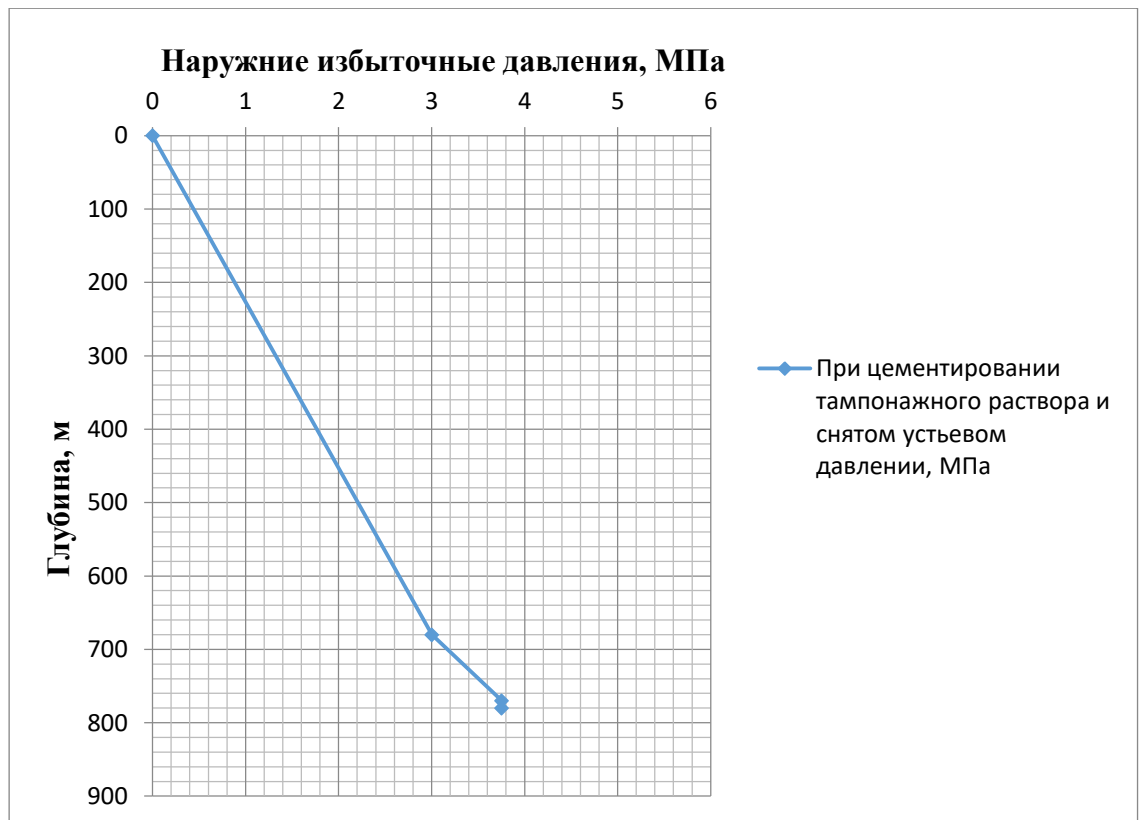


Рисунок 3 – Эюра наружных избыточных давлений кондуктора

Расчет внутренних избыточных давлений

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

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

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

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

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

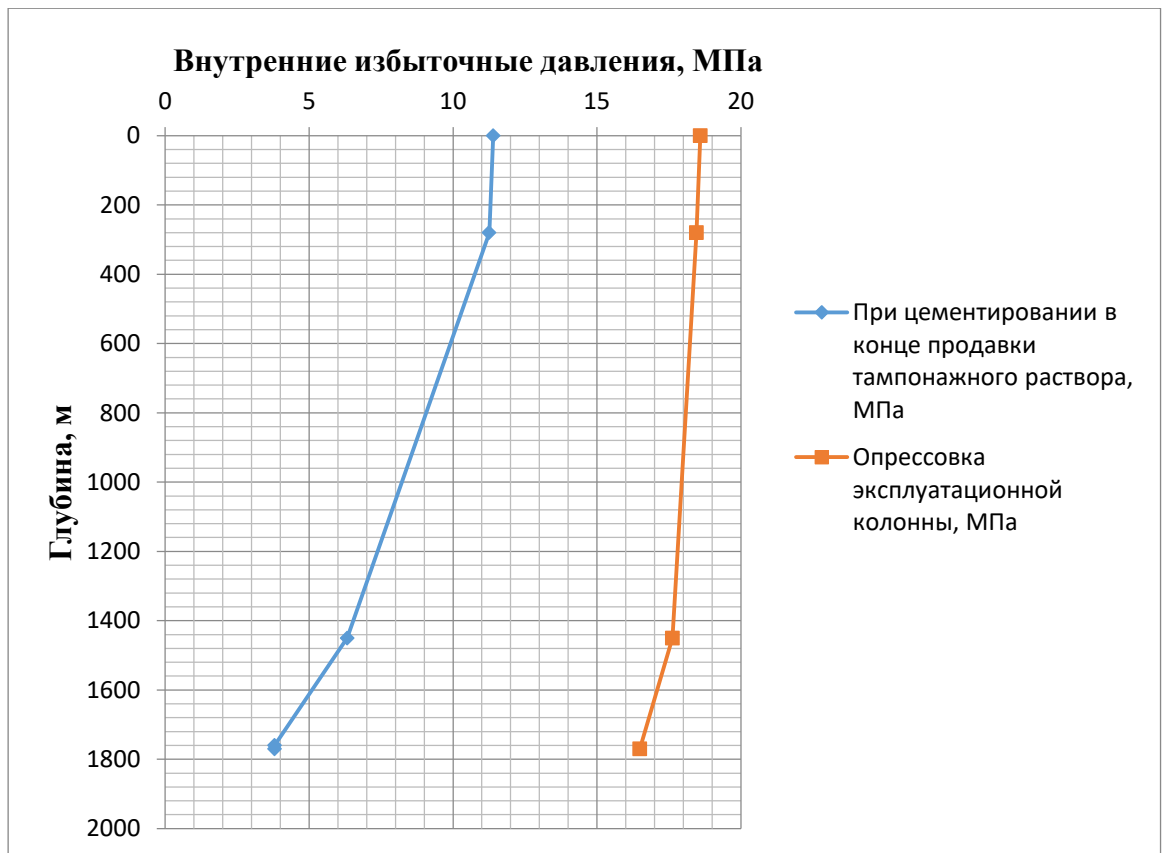


Рисунок 4 – Эпюра внутренних избыточных давлений эксплуатационной колонны

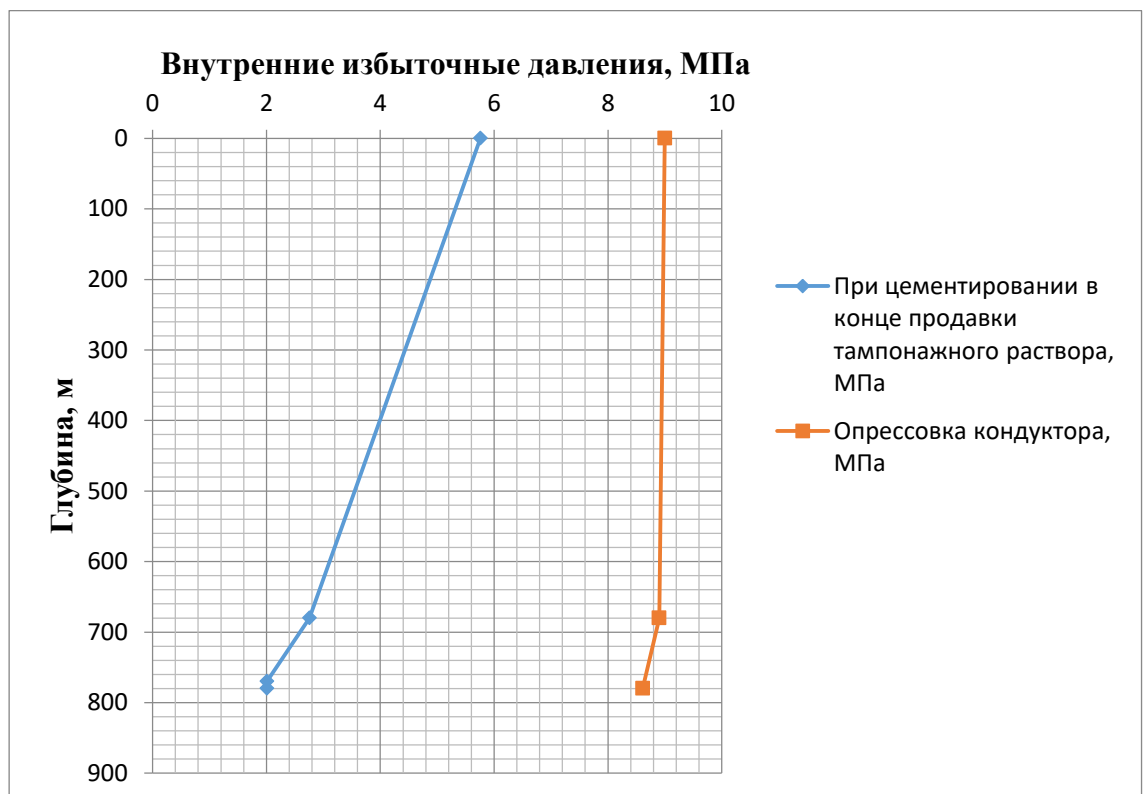


Рисунок 5 – Эпюра внутренних избыточных давлений кондуктора

Конструирование обсадной колонны по длине

Характеристики рассчитанных секций обсадных колонн представлены в таблице 24.

Таблица 24 – Характеристика обсадных колонн

№ секций	Тип резьбового соединения	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
					1 м трубы	секций	суммарный	
Направление								
1	Треугольная	Д	8,5	30	67	2010	2010	0-230
Кондуктор								
1	ОТТМ	Д	7,9	780	47	36660	36660	0-780
Эксплуатационная колонна								
1	ОТТМ	Д	7,7	307	26,5	8135,5	41199,3	1463-1770
2	ОТТМ	Д	6,5	1463	2,6	33063,8		0-1463

2.3.2 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Для повышения качества процессов спуска и цементировании эксплуатационной колонны примем следующую технологическую оснастку, представленную в таблице 25.

Таблица 25 – Технологическая оснастка обсадных колонн

Название колонны, D _{усл}	Наименование, шифр, типоразмер	Интервал установки, м		Количество элементов на интервале, шт	Суммарное количество, шт
		От (верх) по стволу	До (низ) по стволу		
Направление, 324	БКМ-324	30	30	1	1
	ЦКОДМ -324	20	20	1	1
	ЦПЦ-324/394	0	30	3	3
	ПРП-Ц-324	20	20	1	1
Кондуктор, 245	БКМ-245	780	780	1	1
	ЦКОДМ -245	770	770	1	1
	ЦПЦ-245/295	0	780	23	23
	ПРП-Ц-245	770	770	1	1

Окончание таблицы 25

Эксплуатаци онная, 146	БКМ-146	1770	1770	1	1
	ЦКОДМ -146	1760	1760	1	1
	ЦПЦ-146/190	0	780	16	41
		780	1770	25	
	ЦТ-146/190	780	780	7	7
	ПРП-Ц-В 146	1760	1760	1	1
ПРП-Ц-Н 146	1770	1770	1	1	

2.3.3 Расчет и обоснование параметров цементирования скважины

Обоснование способа цементирования

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле:

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

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.

$$2,301 + 25,042 \leq 0,95 * 29,51$$

$$27,343 \leq 28,03.$$

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

Расчет объёмов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости

В таблице 26 представлены объёмы тампонажной смеси, буферной и продавочной жидкости.

Таблица 26 – 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, т
Буферная жидкость	1,56	1050	-	МБП-СМ	0,109
	3,5			МБП-МВ	0,053
Продавочная жидкость	24,31	1000	-	-	-
Облегченный тампонажный раствор	26,54	1430	22,115	ПЦТ-III-Об(4-6)-100	18,615
				НТФ	0,11
Нормальной плотности тампонажный раствор	5,529	1830	2,931	ПЦТ-II-100	5,429
				НТФ	0,023

Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования

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

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

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

G_6 – вместимость бункера смесителя для УС 6-30, равная 10 тонн для облегченного тампонажного раствора и 13 тонн – для «тяжелого».

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

– Для цемента нормальной плотности

$$m_2 = 5,429 / 13 = 0,418 \text{ (требуется один цементовоз)}$$

– Для облегченного

$m_2 = 18,615 / 10 = 1,861$ (требуется два цементовоза)

На рисунке 6 представлена схема расположения оборудования при цементировании.

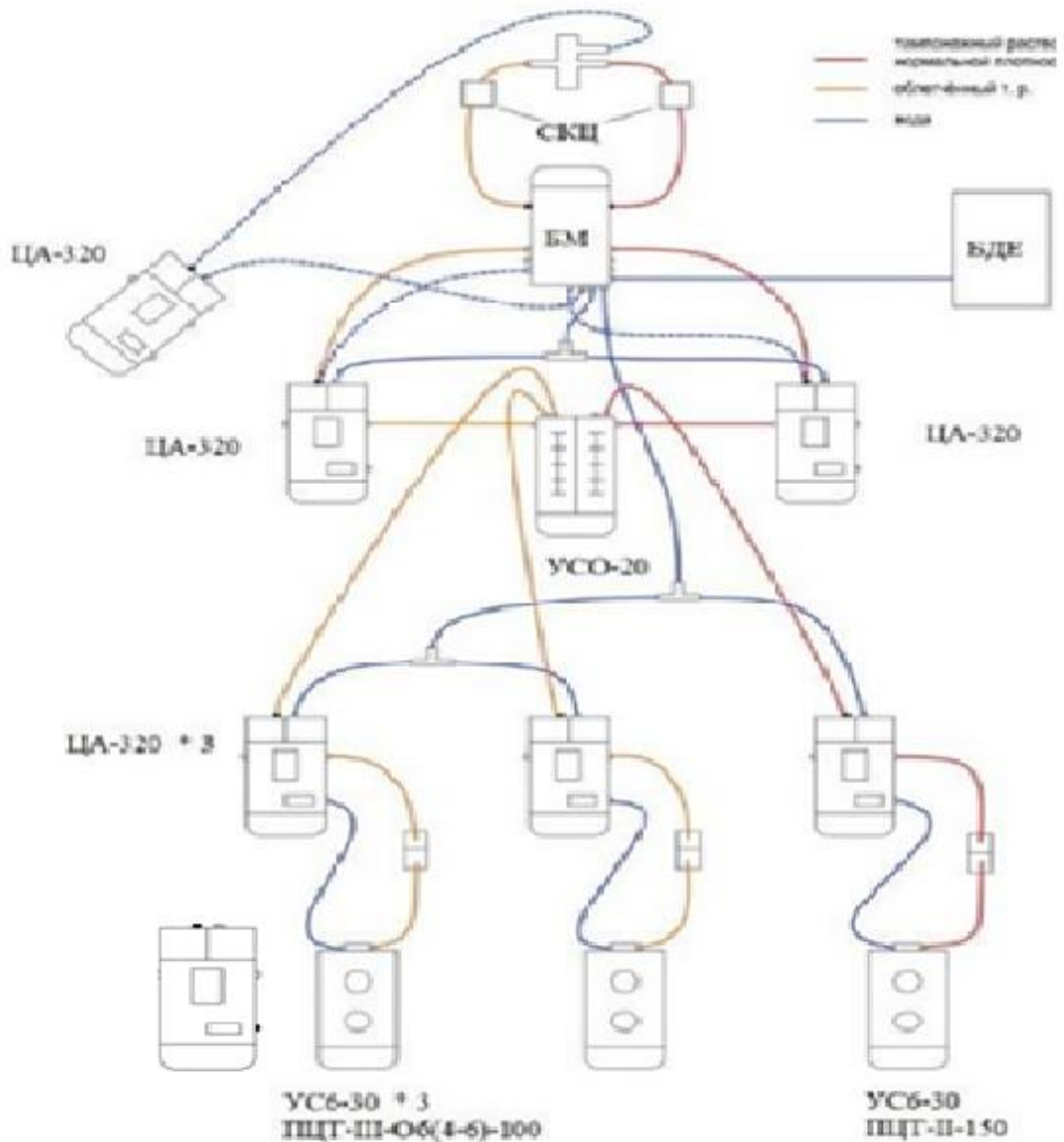


Рисунок 6 – Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования:

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

2.3.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважины

Проектирование процессов испытания скважин

Процессом испытания скважины в обсаженном стволе является комплекс работ, включающий следующие операции: вторичное вскрытие продуктивного пласта, вызов притока нефти или газа из пласта, отбор проб пластового флюида, определение газонефте содержания пласта и основных гидродинамических параметров пласта.

Задачами испытания пластов являются:

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

Дальнейшие расчеты будут произведены для пласта с наибольшим ожидаемым дебитом.

Выбор жидкости глушения

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

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

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

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

где k – коэффициент, учитывающий превышение гидростатического давления над пластовым. Согласно пункта 210 «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» [21] давление столба промывочной

жидкости должно превышать $P_{пл}$ на глубине 0-1200 метров на 10% ($k = 0,1$), на глубине более 1200 м на 5% ($k = 0,05$);

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

h – глубина испытываемого пласта, м.

$$\rho_{ж.г.1} = \frac{(1+k) \cdot P_{пл}}{g \cdot h} = \frac{(1+0,05) \cdot 15130000}{9,8 \cdot 1513} = 1071 \text{ кг/м}^3,$$

$$\rho_{ж.г.2} = \frac{(1+k) \cdot P_{пл}}{g \cdot h} = \frac{(1+0,05) \cdot 17500000}{9,8 \cdot 1750} = 1071 \text{ кг/м}^3,$$

$$\rho_{ж.г.3} = \frac{(1+k) \cdot P_{пл}}{g \cdot h} = \frac{(1+0,05) \cdot 17510000}{9,8 \cdot 1751} = 1071 \text{ кг/м}^3.$$

Согласно пункта 295 «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» [21] при производстве работ по испытанию (освоению) скважин необходимо иметь запас жидкости глушения в количестве не менее двух объемов скважины.

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

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

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

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

$$V_{внхв} = 0 \text{ м}^3.$$

$$\begin{aligned} V_{внэк} &= (0,785 * 0,1307^2 * 1463) + (0,785 * 0,1331^2 * 307) \\ &= 19,62 + 4,27 = 24,42 \text{ м}^3. \end{aligned}$$

$$V_{ж.г.} = 2 * (0 + 24,42) = 48,84 \text{ м}^3.$$

Выбор типа перфоратора и расчет количества рейсов

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

- пулевая;
- торпедная;
- кумулятивная;

- пескоструйная.

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

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

Протяженности интервала перфорации менее 18 м применяют перфорационные системы, спускаемые на кабеле.

В таблицу 27 вносятся технические характеристики перфорационной системы. Расчет количества спуска перфоратора определяется исходя из длины перфорационной системы и мощности перфорируемого объекта.

Таблица 27 – Перфорация скважины

Мощность перфорируемого объекта, м	Способ спуска перфоратора (НКТ, кабель)	Вид перфорации и	Типоразмер перфоратора	Плотность перфорации, отв./1 м	Количество спусков перфоратора
9	НКТ	Кумулятивная	ПКТ73У	20	Один спуск (максимальная длина перфоратора 150м)

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 ИПТ-127.

Выбор типа фонтанной арматуры

В соответствии с ГОСТ 33846-89 существует 6 схем фонтанных арматур для добывающих нефтяных и газовых скважин. Данные схемы различаются количеством запорных устройств и типом (тройниковые и крестовые). Для низких и средних устьевых давлений (7-35 МПа) рекомендуют применять тройниковую фонтанную арматуру (1-4 схема), для средних и высоких давлений (35-105 МПа), а также для газовых скважин крестовую арматуру (5-6 схема). В отечественной практике для низких и средних устьевых давлений применяется фонтанная арматура по первой схеме (АФ 1). В случае если коллектор сложен неустойчивым песчанником необходимо наличие дублирующего отвода по третьей схеме (АФ 3). При устьевом давлении более 35 Мпа, либо наличии в разрезе газовых пластов, применяют фонтанную арматуру по шестой схеме (АФ 6).

Принимаем арматуру фонтанная АФ6-80/65х35.

2.4 Выбор буровой установки

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

Результаты проектирования и выбора буровой установки представлены в таблице 28.

Таблица 28 – Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины

Выбранная буровая установка: МБУ 3200/200 ДЭР			
Максимальный вес бурильной колонны, тс ($Q_{бк}$)	60,8	$[G_{кр}] \times 0,6 \geq Q_{бк}$	$120 > 60,8$
Максимальный вес обсадной колонны, тс ($Q_{об}$)	41,2	$[G_{кр}] \times 0,9 \geq Q_{об}$	$180 > 41,2$
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ($Q_{пр}$)	79,04	$[G_{кр}] / Q_{пр} \geq 1$	$200/79 = 2,53 > 1$
Допустимая нагрузка на крюке, тс ($G_{кр}$)	200		

3 Бурение на обсадных трубах

Первый опыт строительства скважины методом бурения на обсадной колонне был осуществлен в Советском Союзе в конце 1970 года XX века. Данная технология в ее изначальном варианте является разработкой ВНИИБТ, (г.Москва). Первые упоминания в литературе о бурении на обсадных колоннах появились во второй половине девяностых годов. Зарубежные компании, в частности Weatherford и Tesco, добились больших успехов в строительстве скважин с использованием технологии обсадного бурения, которая в настоящее время имеет богатый опыт как за рубежом, так и в России.

Исследование было основано на практическом опыте использования метода бурения с обсадной колонной (DwC) компании Weatherford. Данная технология имеет свои достоинства и особенности в сравнение с аналогами других компаний, а именно наличие более простой конструкции компоновки низа бурильной колонны, включающая в себя уникальный разбуриваемый башмак «Defyer». В настоящее время технология DwC имеет довольно широкую географию использования: Северная и Южная Америка, Европа и т.д.. В России система уже достаточно хорошо зарекомендовала себя при бурении интервалов под кондуктор диаметром 324 мм. В ряде случаев время, затраченное на строительство скважины при бурении на обсадных трубах под кондуктор уменьшилось в среднем на 48 часов по сравнению с обычным методом. Также использование системы DwC помогло избавиться от проблемы с прохождением и своевременной отделением зон ММП. Основными задачами, которые стоят перед технологией бурения на обсадной колонне в России, являются:

1. Сокращение непроизводительного и поднятие эффективности бурения.
2. Уменьшение потерь раствора в зоне ММП, улучшение качества цементирования и сокращение до минимума необходимого количества цемента.

Результаты применения технологии DwC в России представлены на рисунке 7.

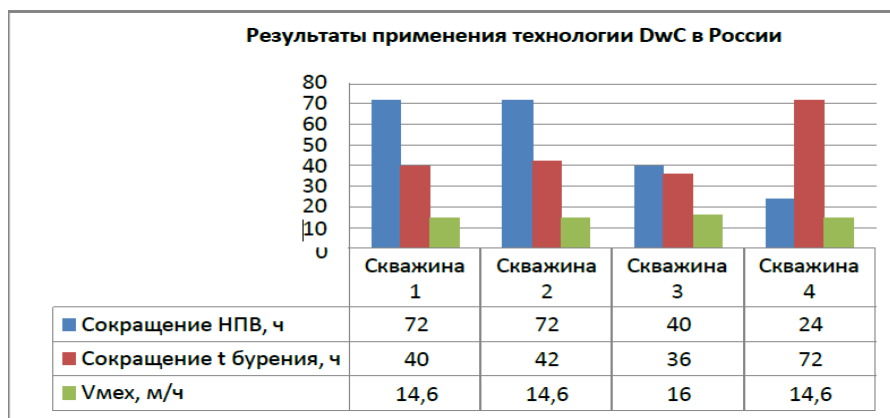


Рисунок 7 – Результаты применения технологии DwC в России

Эффективность технологии DwC в США рассмотрена на примере работы компании Weatherford на месторождениях Оклахомы и Колорадо (рисунок 8). Основными задачами, которые должны быть выполнены при использовании технологии бурения на обсадной колонне в США, являются:

1. Бурение до проектной глубины и крепление скважины, минуя проблемы, связанные с потерей циркуляции раствора и других проблем, ведущих к увеличению времени бурения и крепления скважины.
2. Бурение разведочных скважин на новых месторождениях и сбор геологической информации.
3. Сокращение НПВ и связанных с этим расходов.
4. Бурение на обсадной колонне интервалов под кондуктор диаметром 245 мм до проектной глубины.

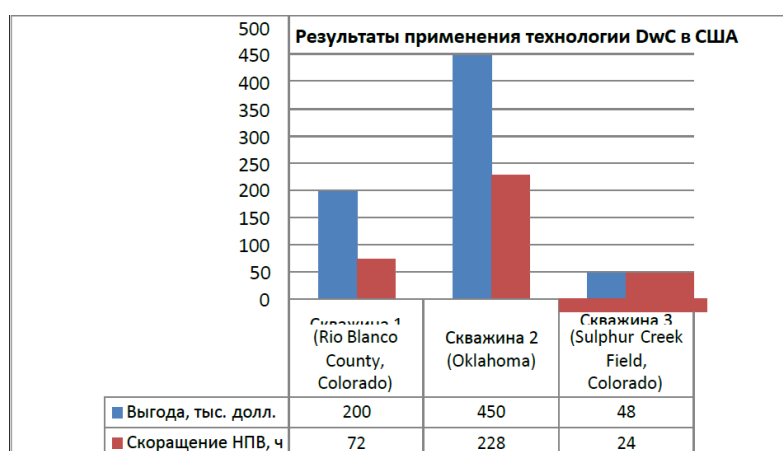


Рисунок 8 – Результаты применения системы DwC в США

Впервые в Российской Федерации компания Schlumberger предложила комплексное решение для контролируемого спуска обсадной колонны в условиях сложной открытой скважины с использованием специальных долот серии direct XCD из легкоразбуриваемого сплава. Основными объектами применения данной технологии являются скважины с геологическими осложнениями:

- потеря циркуляции, катастрофические поглощения;
- нестабильность ствола скважины;
- осыпи и обвалы стенок скважины (неустойчивые интервалы);
- сужение стволов в соленасыщенных интервалах, в разрезах с присутствием глин периода раннего катагенеза (набухающих глин).

В целом использование данной технологии позволяет повысить качество буровых работ, снизить затраты непроизводительного времени, а также направлено на сокращение сроков строительства скважин за счет:

- снижение количества СПО и шаблонировок;
- снижение риска недоспуска ОК до проектной глубины;
- снижение времени открытого ствола скважины;
- увеличение качества очистки ствола скважины;
- снижение риска оставления в скважине КНБК.

На этапе выбора кандидатной скважины рассматриваются скважины, где проработка ствола после бурения участка занимает значительное время, так как существует высокий риск потери подвижности буровой колонны во время скважинных работ или при спуске обсадной колонны. В тесном сотрудничестве со специалистами компании-заказчика, группы инженерной поддержки Schlumberger, на основе данных, предоставленных по скважине, моделируются и анализируются работы по следующим направлениям:

- гидравлический расчет;
- расчет нагрузок на обсадную колонну;
- расчет усталостного износа обсадной колонны;

- вырабатываются рекомендации и осуществляется подбор компонентов низа обсадной колонны;
- производится анализ прочности резьбовых соединений обсадной колонны и, при необходимости, вносятся рекомендации по использованию моментоповышающих колец MLT (Рисунок 9).



Рисунок 9 – Моментоповышающие кольца MLT

Также применение разбуриваемого долота и управляемого спуска обсадной колонны позволило снизить затраты и повысить общую производительность буровых работ на Восточном участке Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения. Разработкой Восточного участка Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения (далее – по тексту ВУ ОНГКМ) занимается компания ПАО «Газпромнефть». Из-за геологических особенностей данного месторождения и в силу ряда ограничений бурение и заканчивание некоторых скважин в интервалах $\approx 400 - 1350$ м под техническую колонну $\varnothing 244,5$ мм (9-5/8 дюйма) сильно осложнено. При бурении таких скважин сталкивались с проблемами устойчивости ствола скважины в интервалах пород глин, так как они имеют способность набухать и могут привести к обрушению ствола скважины. Стояла задача минимизировать сроки строительства секции под техническую колонну $\varnothing 244,5$ мм. На основании анализа, проведенного технологической службой компании «Газпромнефть-Оренбург» и инженерами Шлюмберже, было решено применить технологию управляемого спуска и испытать долото Direct XCD в предварительно пробуренной секции на скважине №3244 куста 40 ВУ ОНГКМ.

Долото серии Direct XCD (рисунок 10) создано специально для бурения на обсадной колонне и идеально подходило для вышеуказанных условий. Долото позволяет прорабатывать осложненный участок скважины и бурить на обсадной колонне, одновременно обсаживая ствол скважины до достижения проектной глубины.

Долото устанавливается на стандартной обсадной колонне, которой передается вращение от привода на поверхности. Стандартное долото Direct XCD может быть оснащено 13-, 16- или 19-мм резцами PDC. Наддолотный переводник изготавливается из стали. По достижении проектной глубины осуществляется цементирование стандартными методами. Долото серии Direct XCD разбуривается обыкновенным долотом PDC. Для управляемого спуска обсадной колонны была применена Система спуска обсадной колонны (ССОК) – механически активируемый инструмент с внутренним захватом (рисунок 11).

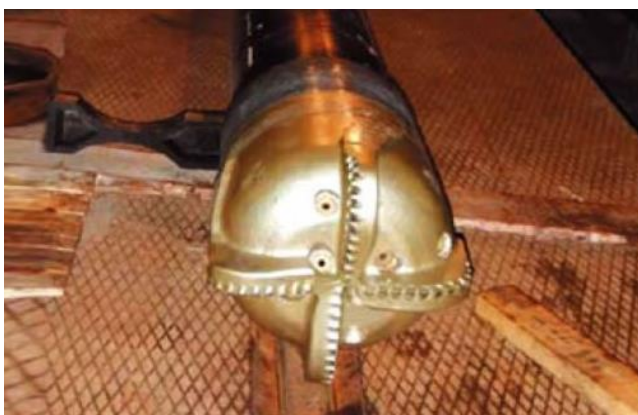


Рисунок 10 – Долото серии Direct XCD из разбуриваемого сплава



Рисунок 11 – Система спуска обсадной колонны

В конструкции ССОК применяется винтовой многозаходный клиновой захват, который приводится в действие крутящим моментом в сочетании с приложением осевой нагрузки. Захват осуществляется за внутреннюю часть обсадной колонны. Имеющийся пакерный элемент с уплотнением V-образного профиля позволяет производить промывку через обсадную колонну с давлением до 340 атм.

На рисунке 12 приведен график, где показаны сроки, затраченные на каждую операцию, и непроизводительное время на скважинах ВУ ОНГКМ со схожими условиями бурения и заканчивания со скважиной №3244. Секция была закончена в рекордно короткое время, что позволило сократить цикл строительства скважины в среднем на 10 дней.

Результат работы:

- Первый в России спуск долота Direct XCD на обсадной колонне Ø244,5 мм с проработкой и применение моментоповышающих колец MLT для муфт ОТТМ.
- Глубина спуска по стволу – 1348,2 м.
- Общая длина открытого ствола – 948,2 м.
- Общее время работ по спуску обсадной колонны – 30,7 ч.
- Сокращение сроков строительства скважины на 10 суток.

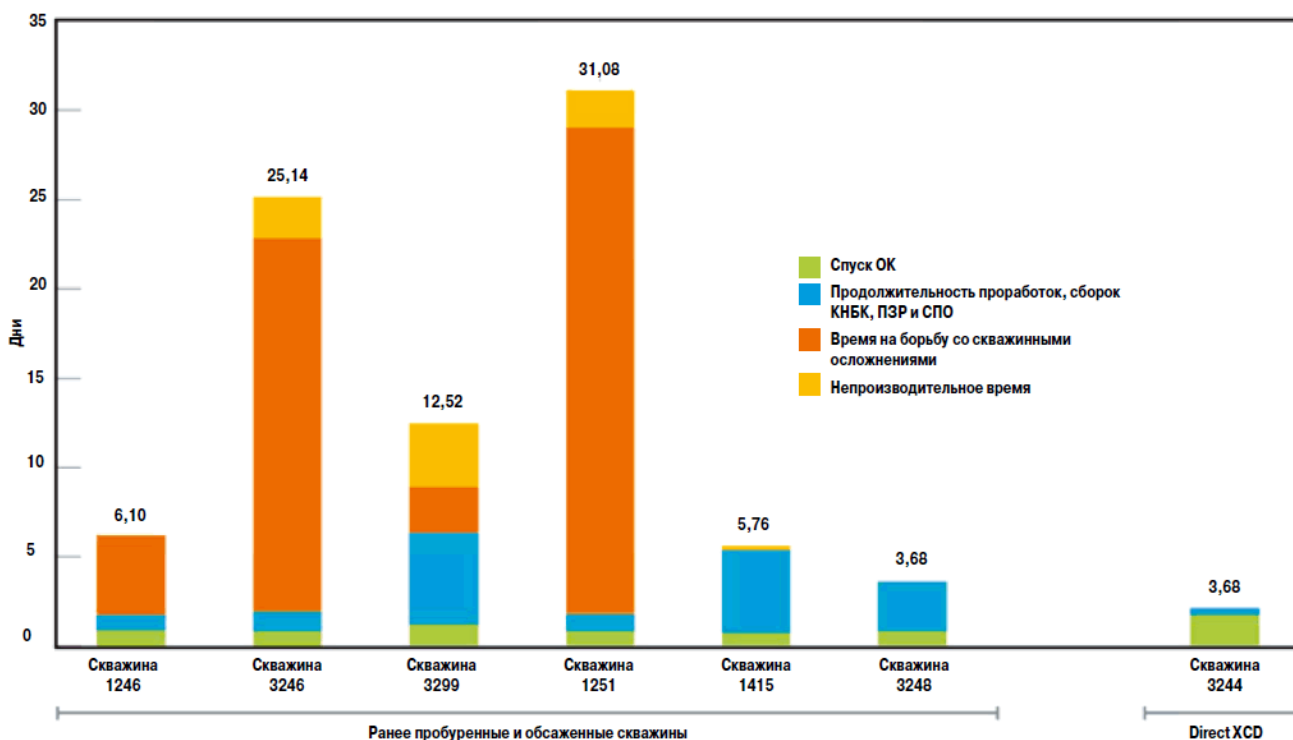


Рисунок 12 – Количество дней, затраченных на каждую операцию, и НПВ на скважинах Оренбургского НГКМ.

Компании Шлюмберже удалось достичь довольно высоких результатов в области создания рассматриваемых долот. Direct XCD показывают отличные результаты при бурении абразивных песчаников, карбонатных пород, а также в гравийных породах. За два года непрерывных испытательных и экспериментальных работ на территории Российской Федерации, где было проведено более 20 спусков, технология управляемой проводки скважины с использованием долот Direct XCD отлично зарекомендовала себя и доказала свою эффективность.

4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

4.1 Расчет нормативной продолжительности строительства скважин

Целью настоящего раздела является определение сметной стоимости строительства скважины. Расчет сметной стоимости связан с определением цикла строительства скважины. Исходные данные для расчета представлены в таблице 29.

Таблица 29 – Исходные данные

Наименование скважины	Разведочная
Проектная глубина, м	1770
Способ бурения:	
- под направление	Роторный
- под кондуктор, техническую и эксплуатационную колонну	Роторный и гидравлический забойный двигатель (ВЗД)
Цель бурения	Разведка
Конструкция скважины:	
- направление	d 393.7 мм на глубину 30 м
- кондуктор	d 295.3 мм на глубину 780 м
- эксплуатационная колонна	d 190,5 мм на глубину 1770 м
Буровая установка	МБУ 3200/200 ДЭР
Оснастка талевого системы	4x5
Насосы:	
- тип - количество, шт.	УНБТ-750 – 2 шт
производительность, л/с:	
- в интервале 0-30 м	73,1
- в интервале 30-780 м	53,52
- в интервале 780-1770 м	25,5
Утяжеленные буровые трубы (УБТ):	d 229мм 8 м, d 203мм 36 м, d 178мм 90 м
Забойный двигатель (тип):	
- в интервале 30-780 м	ДРУ-240РС
- в интервале 780-1770 м	ДРУ2-172РС
- при отборе керна	БИТ 190,5/100 В 613
Буровые трубы: длина свечей, м	25

4.1.1 Расчет нормативного времени на механическое бурение

Сведения о разбивке геологического разреза на нормативные пакки, а также, действующие на буровом предприятии нормы времени механического бурения 1 м породы и проходки на долото представлены в таблице 30.

Таблица 30 – Нормы механического бурения на нефтяном месторождении (Самарская 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	700
2	30	780	750	0,032	6000
3	780	1770	990	0,036	2000

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

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

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

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

H – количество метров в интервале, м.

Для направления:

$$N = 30 * 0,027 = 0,81 \text{ ч.}$$

Аналогично производим расчет для остальных интервалов, результаты представлены в таблице 31.

Таблица 31 – 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
750	0,032	24
990	0,036	35,64
Итого		60,99

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

$$n = H / \Pi, \quad (16)$$

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

Для направления:

$$n = 30 / 700 = 0,043.$$

Для остальных интервалов расчет производится аналогично, результаты расчета сводятся в таблицу 32.

Таблица 32 – Нормативное количество долот

Количество метров в интервале Н, м	Нормативная проходка на долото в данном интервале П, м	Количество долот (n)
30	700	0,043
750	6000	0,125
990	2000	0,495
Итого на скважину:		0,663

4.1.2 Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

Данные нормы включают время на выполнение следующих работ:

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

ключами.

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

Расчет производится по формуле:

$$T_{СПО} = П * n_{СПО}, \quad (17)$$

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

Π – длина интервала, м.

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: $3 * 1 = 3$ мин;
- кондуктор: $23 * 1 = 23$ мин;
- эксплуатационная колонна: $41 * 1 = 41$ мин.

4.1.4 Расчет нормативного времени ожидания затвердевания цемента

Время ожидания затвердевания цемента (ОЗЦ) нормируется на основе фактических данных по скважинам, пробуренным в аналогичных условиях, но не выше норм времени. Принимаем время ОЗЦ направления – 8 ч, кондуктора – 8 ч, эксплуатационной колонны – 24 ч.

4.1.5 Расчет нормативного времени на разбуривание цементной пробки

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

- промывка скважины перед спуском обсадных труб – 2 цикла;
- подготовительно-заключительные работы перед спуском обсадных труб;
- спуск резьбовых обсадных труб;
- подготовительно-заключительные работы к промывке скважины во время спуска колонны обсадных труб;
- промежуточные работы во время спуска колонны;

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

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

Отворачивание долота – 7 минут.

Спуск бурильных свечей:

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

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

где L_k – глубина кондуктора, м;

L_n – длина цементной пробки, м.

Для направления:

$$L_c = 30 - 0,3 = 29,7 \text{ м.}$$

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

$$L_n = 16 + 1 = 17 \text{ м.}$$

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

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

Для направления:

$$L_T = 30 - 17 = 13 \text{ м;}$$

г) рассчитывается количество спускаемых свечей N по формуле:

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

где l_c – длина одной свечи, м.

Для направления:

$$N = 13/25 = 0,52 \approx 1 \text{ шт.}$$

д) по УНВ спуск одной свечи занимает 2 мин.

$$T_{\text{напр}} = 1 * 2 + 5 = 7 \text{ мин.}$$

Для кондуктора:

$$L_c = 780 - 12 = 768 \text{ м;}$$

$$L_n = 16 + 1 = 17 \text{ м;}$$

$$L_T = 780 - 17 = 763 \text{ м;}$$

$$N = 763 / 25 = 30,52 \approx 31 \text{ шт;}$$

$$T_{\text{конд.}} = 31 * 2 + 5 = 67 \text{ мин.}$$

Для эксплуатационной колонны:

$$L_c = 1770 - 12 = 1758 \text{ м;}$$

$$L_n = 16 + 1 = 17 \text{ м;}$$

$$L_T = 1770 - 17 = 1753 \text{ м;}$$

$$N = 1753 / 25 = 70,12 \approx 71 \text{ шт;}$$

$$T_{\text{э.к.}} = 71 * 2 + 5 = 147 \text{ мин.}$$

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

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

$$\Sigma = 7 + 67 + 147 + 4 * (7 + 17 + 42) = 485 \text{ мин} = 8,08 \text{ ч}$$

4.1.6 Расчет нормативного времени на геофизические работы

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

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

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

4.1.8 Расчет нормативных затрат времени на проведение ремонтных работ

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

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

Нормативная продолжительность проводки скважины по итогу составляет 144,68 часов или 6,02 суток. Следовательно, надбавка времени на выполнение ремонтных работ составляет 5,23 %.

Общее время на выполнение ремонтных работ определяется произведением:

$$144,68 * 0,052 = 7,52 \text{ ч.}$$

Общее нормативное время проводки скважины составляет

$$\Sigma = 144,68 + 7,52 + 25 = 177,2 \text{ ч} = 7,38 \text{ суток}$$

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. Мастер буровой, помощник мастера и инженер по бурению работают четырнадцать дней по 11 часов в сутки (один час обеденный перерыв) через 12 часов отдыха. Затем четырнадцать дней выходных. Доставка вахт на месторождения осуществляется

авиа- и автотранспортом. Буровая бригада состоит из 4 вахт и следующего количества обслуживающего персонала, приведенного в таблице 33.

Таблица 33 – Количество работников вахт и обслуживающего персонала

Работник (разряд)	Количество человек
Буровой мастер	1
Помощник бурового мастера	1
Инженер по бурению	2
Бурильщик 7 разряда (руководитель вахты)	4
Бурильщик 7 разряда	4
Помощник бурильщика 5 разряда	8
Электромонтёр 5 разряда	4
Слесарь 5 разряда	4
Лаборант	2

Линейный календарный график проведения работ по строительству разведочной скважины на нефтяном месторождении приведен в таблице 34.

Таблица 34 – 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 34:

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

4.3 Расчёт заработной платы

К расходам на оплату труда относятся суммы, начисленные по тарифным ставкам, должностным окладам, сдельным расценкам или в процентах от выручки от реализации продукции (работ, услуг) в соответствии с принятыми на предприятии формами и системами оплаты труда. Премии за

производственные результаты, надбавки к тарифным ставкам и окладам за профессиональное мастерство и др. Начисления стимулирующего или компенсирующего характера – надбавки за работу в ночное время, в многосменном режиме, совмещение профессий, работу в выходные и праздничные дни и др. Надбавки по районным коэффициентам, за работу в районах крайнего Севера.

При проведении операций по бурению скважины на кустовой площадке присутствуют Бурильщик, помощники бурильщика, электромонтёр, слесарь, и лаборант, а так же ответственные за проведение работ: мастер буровой, помощник мастера бурового и инженер по бурению. Работы ведутся в дневную и ночную смены, длительность смены 12 часов. Процентная надбавка за вахтовый метод работы составляет 16 %, ежемесячная премия в размере 70 %.

Надбавку за вахтовый метод работы в размере и порядке, установленными законодательством или (при отсутствии установленных законодательством) коллективным, трудовым договором, локальным актом работодателя;

Районный коэффициент и процентные надбавки к заработной плате лицам, выезжающим для выполнения работ вахтовым методом в районы Крайнего Севера и приравненные к ним местности из других районов (в порядке и размерах, установленных для соответствующих районов/местностей); согласно статье 302 ТК РФ

Пример расчета заработной платы при оплате оклада:

$$O+П+НВМ=ЗП \quad (21)$$

где, O – оклад, руб;

П – премия, руб;

НВМ – надбавка за вахтовый метод, руб;

ЗП – заработная плата, руб.

$$32500 + (32500 * 70\%) + (32500 * 16\%) = 60450, \text{ руб}$$

Пример расчета заработной платы при оплате по часовой тарифной ставке:

$$(ТФ*Ч)+П*(ТФ*Ч)+НВМ*(ТФ*Ч)=ЗП \quad (22)$$

где, ТФ – тарифная ставка, руб/1 час;

Ч – кол-во отработанных часов, час;

П – премия, руб;

НВМ – надбавка за вахтовый метод, руб;

ЗП – заработная плата, руб.

$$107 * 336 + ((107 * 336) * 70\%) + ((107 * 336) * 16\%) = 66870,7, \text{ руб}$$

Расчет заработной платы можно свести в таблицу 35.

Таблица 35 – Расчет затрат на оплату труда

Должность	Кол-во	Оклад/тарифная ставка, руб.	Оплата оклада/тарифной ставки за отработанные часы, руб	Премия	Надбавка за вахтовый метод работы, руб.	Зарботная плата с учетом надбавок, руб.
Буровой мастер	1	32500	32500	22750	5200	60450
Помощник мастера	1	27750	27750	19425	4440	51615
Инженер по бурению	4	20500	20500	14350	3280	38130
Бурильщик 7 разряда (рук. вахты)	4	107	35952	25166,4	5752,3	66870,7
Бурильщик 7 разряда	4	102	34272	23990,4	5483,5	63745,9
Помощник бурильщика	8	80	26880	18816	4300,8	49996,8
Электромонтёр 6 разряда	4	93	31248	21873,6	4999,7	58121,3
Слесарь 6 разряда	4	93	31248	21873,6	4999,7	58121,3
Лаборант	2	18320	18320	12824	2931,1	34075,2
ИТОГО				181069	41387,1	481126,2

Исходя из норм Налогового кодекса РФ, где прописаны тарифы страховых взносов, на социальные нужды необходимо перечислять 30 % от расходов на заработную плату. Отчисления определяются по формуле:

$$\text{ЗП} \times 30\% = \text{СС} \quad (23)$$

где, СС – отчисление для социального страхования.

Пример расчета отчислений для социального страхования:

Буровой мастер – $60450 \times 30\% = 18135$ руб;

Помощник мастера – $51615 \times 30\% = 15484,5$ руб;

Инженер по бурению – $38130 \times 30\% = 11439$ руб;

Бурильщик 7 разряда (р) – $66870,7 \times 30\% = 20061,2$ руб;

Бурильщик 7 разряда – $63745,9 \times 30\% = 19123,8$ руб;

Помощник бурильщика 5 разряда – $49996,8 \times 30\% = 14999$ руб;

Электромонтер 6 разряда – $58121,3 \times 30\% = 17436,4$ руб;

Слесарь 6 разряда – $58121,3 \times 30\% = 17436,4$ руб;

Лаборант – $34075,2 \times 30\% = 10222,6$ руб.

Итого на отчисления социальных страхований необходимо потратить 144 337,9 рублей.

4.4 Корректировка сметной стоимости строительства скважины

4.4.1 Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины

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

$$T_{пр} = T_{н} * k, \quad (24)$$

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

k – поправочный коэффициент.

$$k = 1 + \frac{\Delta t}{t_{пр} + t_{кр} + t_{всп} + t_{р}}, \quad (25)$$

где Δt – затраты времени, обусловленные остановками и авариями,

независящими от исполнителей работ, в среднем за 2 года,

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

После этого определяется сметная стоимость строительства скважины с учетом проектной продолжительности бурения.

Результаты расчета по видам работ, продолжительности бурения и крепления скважин представлены в таблице 36.

Таблица 36 – Продолжительности бурения и крепления скважин

Вид работ	Продолжительность		
	нормативная, час	проектная	
		час	сутки
Бурение:			
Направление	0,54	0,81	0,034
Кондуктор	21,12	24	1
Эксплуатационная колонна	49,78	35,64	1,49
Крепление:			
Направление	19,8	21,84	0,91
Кондуктор	42,76	32,12	1,34
Эксплуатационная колонна	54,33	51,13	2,13
Итого	269,38	165,54	6,9

4.4.2 Расчет технико-экономических показателей

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

а) механическая скорость V_m , м/ч;

$$V_m = H / T_m, \quad (26)$$

где H – глубина скважины, м;

T_m – время механического бурения, ч.

б) рейсовая скорость V_p , м/ч;

$$V_p = H / (T_m + T_{сно}), \quad (27)$$

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

в) коммерческая скорость V_k , м/ч;

$$V_k = (H * 720) / T_h, \quad (28)$$

где T_h – нормативная продолжительность бурения скважин, ч.

г) проходка на долото h_d , м;

$$h_d = H / n, \quad (29)$$

где n – количество долот.

Себестоимость одного метра строительства скважины:

$$C_{c1m} = (C_{cm} - П_n) / H, \quad (30)$$

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

$П_n$ – плановые накопления, руб.

Результаты расчетов сводим в таблицу 37.

Таблица 37 – Нормативные технико-экономические показатели бурения скважины

Показатели	Величина
Глубина скважины, м	1770
Продолжительность бурения, сут.	2,5
Механическая скорость, м/ч	29,28
Рейсовая скорость, м/ч	27,6
Коммерческая скорость, м/ст.-мес.	17849
Проходка на долото, м	590
Стоимость одного метра, руб	157789

Затраты на строительство скважины определяют составлением сметно-финансовых расчетов. Эти расчеты основываются на единых районных единичных расценках (ЕРЕР), которые для эксплуатационных скважин определяются СНиП IV-5-82 Сборник 49 [11]. Данный документ имеет три части, так в части I представлены расценки на подготовительные работы к строительству нефтяных и газовых скважин, в части II – на строительные и монтажные работы, в части III – на бурение и испытание на продуктивность скважин.

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

Для перевода цен 1984 года, в которых производится расчет согласно СНиП IV-5-82, используется индекс изменения сметной стоимости,

устанавливаемый Координационным центром по ценообразованию и сметному нормированию в строительстве [12]. Для Самарской области этот индекс составляет на январь 2021 года 215,95

Сводный сметный расчет прямых затрат на строительство скважины приведен в приложении В.1.

Выводы по главе «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение».

1. В первой части данной работы, был произведён расчёт нормативной продолжительности строительства скважины. Рассчитали затраченное время на такие операции как: нормативное времени на механическое бурение; нормативное время на установку центрирующих фонарей; нормативное время ожидания затвердевания цемента; не учтенные укрупненными нормами нормативных затрат времени на проведение ремонтных работ

2. Во второй части данной работы представлен-линейный календарный график выполнения работ. В нём отображены состав и количество работников буровой бригады, а так же определён график работы данной бригады.

3. В третьей части была рассчитана заработная плата сотрудников и управляющих буровой. Определены и рассчитаны такие пункты как:

- надбавка за вахтовый метод работы(16%);
- премия сотрудникам(70%);
- месячный оклад;
- часовая тарифная ставка;
- отчисления на социальные страхования.

4. В четвёртой части работы был произведён расчёт полной сметной стоимости работ по строительству данной скважины, который составляет:

- общая стоимость с учетом коэффициента удорожания $k=215,95$ по отношению к ценам 1985 года составляет 242 264 587 тыс.руб.;
- заработная плата составит 481126,2 тыс.руб.;
- НДС 20 % равен 48 452 917 тыс.руб.;

Общие затраты с учётом НДС составят: 290 717 504 тыс.руб.

5 Социальная ответственность

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

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

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

5.1.1 Специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны)

Правовую основу обеспечения безопасности и здоровья составляют Конституция РФ, гарантирующая право граждан на труд, отдых, охрану здоровья, материальное обеспечение в старости, в случае болезни, при полной или частичной нетрудоспособности и т. д., а также законы и постановления, принятые представительными органами Российской Федерации и входящих в нее республик, и подзаконные акты: указы президентов, постановления, принимаемые правительствами РФ и входящих в нее государственных образований, местными органами власти и специально уполномоченными на то органами.

К самостоятельному выполнению работ по бурению скважин допускаются лица старше 18 лет, прошедшие медицинский осмотр в установленном порядке и не имеющие противопоказаний к выполнению данного вида работ, имеющие соответствующую квалификацию и допущенные к самостоятельной работе в установленном порядке. Перед допуском к самостоятельной работе рабочий проходит стажировку в течение 2-14 смен (в зависимости от характера работы, квалификации работника) под руководством специально назначенного лица.

Рабочий, выполняющий работу при помощи электроинструмента, должен иметь группу по электробезопасности не ниже II. Повторную проверку знаний безопасных методов работ рабочий должен проходить не реже одного раза в 12 месяцев.

Рабочий должен:

- знать санитарно-гигиенические условия труда и соблюдать требования производственной санитарии;
- знать требования, изложенные в инструкциях (паспортах) заводо-изготовителей оборудования и инструкции по охране труда;
- пользоваться при выполнении работ средствами индивидуальной защиты, выдаваемыми в соответствии с Типовыми отраслевыми нормами, бесплатной выдачи рабочим и служащим специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты;
- уметь оказывать доврачебную помощь пострадавшему;
- выполнять правила внутреннего трудового распорядка;
- иметь четкое представление об опасных и вредных производственных факторах, связанных с выполнением работ, и знать основные способы защиты от их воздействия.

Рабочий не должен подвергать себя опасности и находиться в местах производства работ, которые не относятся к непосредственно выполняемой им работе.

О каждом несчастном случае на производстве пострадавший или очевидец немедленно должен сообщить непосредственному руководителю работ.

Рабочий должен оказывать содействие и сотрудничать с нанимателем в деле обеспечения здоровых и безопасных условий труда, немедленно извещать своего непосредственного руководителя или иное должностное лицо нанимателя о неисправности оборудования, инструмента, приспособлений, транспортных средств, средств защиты, об ухудшения своего здоровья [18].

5.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

При организации производственного процесса следует учитывать антропометрические и психофизиологические особенности человека, его возможности в отношении величины усилий, темпа и ритма выполняемых операций, а также анатомо-физиологические различия между мужчинами и женщинами.

Размерные соотношения на рабочем месте при работе стоя строятся с учетом того, что рост мужчин и женщин в среднем отличается на 11,1 см, длина вытянутой в сторону руки – на 6,2 см, длина вытянутой вперед руки – на 5,7 см, длина ноги – на 6,6 см, высота глаз над уровнем пола – на 10,1 см.

На формирование рабочей позы в положении сидя влияет высота рабочей поверхности, определяемая расстоянием от пола до горизонтальной поверхности, на которой совершаются трудовые движения. Оптимальная рабочая поза при работе сидя обеспечивается также конструкцией стула: размерами, формой, площадью и наклоном сиденья, регулировкой по высоте. Основные требования к размерам и конструкции рабочего стула в зависимости от вида выполняемых работ приведены в ГОСТ 12.2.032–78 «ССБТ. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования»

Работать стоя целесообразнее при необходимости постоянных передвижений, связанных с наладкой и настройкой оборудования. Работа в позе сидя более рациональна и менее утомительна, т. к. уменьшается высота центра тяжести над площадью опоры, повышается устойчивость тела, снижается напряжение мышц. ГОСТ 12.2.033–78 «ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования»

Рабочее место для выполнения работ стоя организуют при физической работе средней тяжести и тяжелой, а также при технологически обусловленной величине рабочей зоны, превышающей ее параметры при работе сидя. Категория работ — по ГОСТ 12.1.005—76.

5.2 Производственная безопасность

5.2.1 Анализ выявленных вредных и опасных факторов

Отклонение показателей климата на открытом воздухе

Работы по сооружению скважин осуществляются на открытых площадках, для которых на данной территории региона указываются: период времени года выполняемых работ, метеорологические параметры воздуха территории района.

Микроклимат должен соответствовать ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны» [14]. Для защиты от неблагоприятных климатических условий нужно использовать коллективные средства защиты и средства индивидуальной защиты (спецодежда). Следует запрещать работу при неблагоприятных метеоусловиях.

Допустимая интенсивность ультрафиолетового облучения работающих при незащищенных участках поверхности кожи не более $0,2 \text{ м}^2$ (лицо, шея, кисти рук) общей продолжительностью воздействия излучения 50% рабочей смены не должна превышать 10 Вт/м^2 . Для предотвращения перегрева вводятся перерывы для отдыха в помещениях с нормальными условиями микроклимата и ношение головных уборов. Условия приостановки работы представлены в таблице 38.

Таблица 38– Условия приостановки работы.

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

Превышение уровней шума

Шум на рабочем месте возникает в процессе работы бурового оборудования (буровые насосы, дизельные генераторы и пр.), он не должен

превышать 85 дБ А в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ «Шум. Общие требования безопасности» [17]. Для уменьшения шума на объекте используются как индивидуальные (наушники, вкладыши, шлемы), так и коллективные средства защиты согласно ГОСТ Р 12.4.213-99 [10] и ГОСТ 12.1.029-80 [11] соответственно. В таблице 39 приведен уровень звукового давления на буровой.

Таблица 39 – Уровень звукового давления на буровой.

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

К коллективным средствам защиты относятся: применение звукоизолирующих кожухов и звукопоглощающих облицовок, применение малошумных машин.

Превышение уровней вибрации

Вибрация возникает при нарушении балансировки вращающихся частей установок, неправильном осуществлении технологических операций.

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

Для борьбы с вибрацией на объекте производят балансировку, установку амортизаторов, виброфундамент, увеличивают массу основания. 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 0,028 мм. Допустимые нормы по вибрации приведены в таблице 40.

Таблица 40 – Допустимые нормы по вибрации

Частота колебания, Гц	Амплитуда смещения, мм	Скорость перемещения, мм/с
2	1,28	11,2
4	0,28	5

Окончание таблицы 40

8	0,056	2
16	0,028	2
31,5	0,014	2
63	0,0072	2

Недостаточная освещенность

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

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

Таблица 41 – Нормы освещенности

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

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

Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны

Количество вредных примесей в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно-допустимых концентраций. Микроклимат рабочих мест должен отвечать требованиям ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ «Воздух рабочей зоны». Общие санитарно-гигиенические требования» [14]. Загазованность рабочей среды может возникать в результате поступления из скважины пластовых газов или при использовании растворов на углеводородной основе. Для контроля за запыленностью и загазованностью используют специальные приборы

(газоанализаторы). Для исключения нежелательных последствий от запыленности и загазованности используются: индивидуальные средства защиты (респираторы, противогазы) и коллективные средства защиты (вентиляция). Вентиляция должна соответствовать требованиям, изложенным в СНиП 2.04.05-91 «Отопление, вентиляция, кондиционирование» [15]. При приготовлении бурового раствора необходимо использовать респираторы, очки и рукавицы. Работа с вредными веществами должна выполняться в соответствии с ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ «Вредные вещества, классификация и общие требования безопасности» [43]. Норма и показатели значений количества вредных веществ в воздухе приведены в таблице 42.

Таблица 42 – Норма и показатели значений количества вредных веществ в воздухе.

Наименование веществ	Формула	ПДК	
		% по объему	мг/м ³
1	2	3	4
Азота окислы (в пересчете на NO ₂)	NO+NO ₂	0,00025	5
Акролеин	CH ₂ -CH-C- OH	–	0,7
Альдегид масляный	–	–	5
Углерода окись	CO	0,0016	20
Масла минеральные (нефтяные)	–	–	5
Сероводород	H ₂ S	0,00066	10
Углеводороды в пересчете на С	–	–	300
Формальдегид	CH ₂ O	–	300
Ангидрид сернистый	SO ₂	0,00035	10

Повреждения в результате контакта с насекомыми

Работа на открытых площадках всегда сопряжена с возможностью контакта человека с различными насекомыми, такими как клещи, комары и другие кровососущие насекомые. Особую опасность представляют клещи, поскольку их слюна оказывает токсическое действие на организм

теплокровных. Еще больший вред они причиняют как переносчики возбудителей различных заболеваний.

При работе в местах, где высока вероятность появления клещей, одеться нужно таким образом, чтобы уменьшить возможность заползания клещей под одежду и облегчить быстрый осмотр для обнаружения прицепившихся клещей.

Брюки должны быть заправлены в сапоги или носки с плотной резинкой. Верхняя часть одежды должна быть заправлена в брюки, а манжеты рукавов плотно прилегать к руке. На голове предпочтительнее шлем-капюшон, плотно пришитый к рубашке.

Присосавшихся к телу клещей следует немедленно удалить, стараясь не оторвать погруженный в кожу хоботок, ранку продезинфицировать раствором йода и обратиться в медицинское учреждение для решения вопроса о необходимости специфической профилактики.

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

Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования

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

Источник: механизмы, оборудование и транспортные средства.

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

В соответствии с ГОСТ 12.2.003-74 «ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности» движущие части производственного оборудования, если они являются источником опасности,

должны быть ограждены, за исключением частей, ограждение которых не допускается функциональным их назначением.

Поражение электрическим током

Источник: провода и оборудование под напряжением.

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

Электроустановки и связанные с ними конструкции должны быть стойкими в отношении воздействия окружающей среды или защищенными от этого воздействия. Для цифрового и цветового обозначения всех отдельных неизолированных или изолированных проводников необходимо использовать цвета и цифры в соответствии с ГОСТ Р 50462. Оборудование относится к электроустановкам с напряжением до 1 кВ.

Пожаровзрывобезопасность

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

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

В целях предотвращения пожара на буровой запрещается:

- располагать электропроводку на буровой вышке в местах ее возможного повреждения буровым инструментом;
- хранение ГСМ в металлических емкостях ближе 20 метров от буровой установки.

Буровая установка должна быть обеспечена средствами пожаротушения. Противопожарные щиты располагаются: в насосной – у входа на буровую, в котельной, в роторном сарае и на складе ГСМ. В двадцати метрах от

культбудки должен быть оборудован инвентарный пожарный щит.

Для курения и разведения огня отводятся специальные места.

Во избежание возникновения взрывов при производстве буровых работ необходимо:

- исключить наличие источников возгорания;
- исключить достижение нижнего предела взрываемости (НПВ)

веществами, способными образовывать такие пределы. В зависимости от окружающих условий и различий в компонентном составе вещества, НПВ может сильно отличаться. Поэтому допускается применять расчетные величины. НПВ может измеряться как в объемных долях, так и в мг/м³. Согласно расчетным данным НПВ попутного нефтяного газа в зависимости от его состава и условий может варьироваться от 2,26 до 4,56 об. %;

- согласно «Правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности» все сосуды, работающие под давлением, должны быть испытаны на полторократное давление.

5.3 Экологическая безопасность (анализ воздействие и мероприятие)

Учитывая, что нефтяная промышленность в силу своей специфики является отраслью загрязнителем, где все технологические процессы могут вызывать нарушение экологической обстановки, необходимо уделять большое внимание охране окружающей среды.

Влияние на атмосферу

Атмосфера всегда содержит определенное количество примесей, поступающих от естественных (пыль, туман, дымы) и антропогенных источников. К вредным источникам воздействия на атмосферу относятся: выхлопные газы автотранспортной, строительной и дорожной техник.

Для предотвращения загрязнения атмосферы необходимо использовать только исправную технику с минимальными выхлопами углекислого газа в воздух.

Влияние на гидросферу

В процессе бурения происходит загрязнение подземных водоносных горизонтов. При вскрытии поглощающих горизонтов буровой раствор может поступить в водоносный горизонт, тем самым произойдет загрязнение водяного пласта. Может произойти поступление бурового раствора в близко лежащие водяные пласты и тем самым так же произойдет загрязнение питьевой воды.

С целью защиты гидросферы необходимо проводить следующие мероприятия:

- сооружать водоотводы, накопители и отстойники,
- очистные сооружения для буровых и бытовых стоков,
- создать прочное цементное кольцо по всей длине обсадной колонны, чтобы исключить перетоки пластовых вод из одного пласта в другой.

Влияние на литосферу

Источниками загрязнения почвы могут быть: отработанный буровой раствор, выбрасываемый в амбар; различные масла, дизельное топливо нефть. Также следует отметить, что при строительстве скважины может происходить разрушение плодородного слоя почвы.

Для сохранения качества почвы необходимо: использовать буровые растворы с малой фильтрацией, для предотвращения попадания фильтрата в почву, сократить до минимума попадание различных масел, дизельного топлива и нефти на землю.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация - это ситуация, которая представляет непосредственную угрозу здоровью и жизни людей, имуществу или окружающей среде.

Возможные чрезвычайные ситуации при строительстве скважин:

- лесные пожары;
- газонефтеводопроявления (ГНВП);

- возгорание ГСМ;
- разрушение буровой установки.

Самым опасным и наиболее распространенным видом чрезвычайных ситуаций при бурении нефтяных и газовых скважин, является газонефтеводопроявления (ГНВП).

Основными причинами возникновения ГНВП являются:

- недостаточная плотность бурового раствора.
- недолив скважины при спуско-подъемных операциях;
- уменьшение плотности жидкости при длительных остановках за счет поступления газа из пласта;
- длительные остановки скважины без промывки.

В результате всех вышеперечисленных причин возможно флюидопроявление, которое постепенно переходит в открытый неуправляемый фонтан нефти, газа, смеси нефти и газа.

С целью предупреждения ГНВП перед вскрытием пласта с возможным проявлением нужно:

- провести инструктаж членов буровой бригады по практическим действиям при ГНВП;
- проверить состояние буровой установки, ПВО,
- провести учебную тревогу;
- оценить готовность к утяжелению бурового раствора.

Перед вскрытием продуктивного горизонта и при наличии во вскрытом разрезе нефтегазосодержащих отложений, а также других высоконапорных горизонтов, на объекте должны быть вывешены предупредительные надписи: «Внимание! Вскрыт продуктивный пласт!», «Недолив скважин – путь к фонтану!».

Действия буровой бригады при сигнале «Выброс»:

- зафиксировать показания давления в трубном и затрубном пространствах, плотность бурового раствора, объем поступившего флюида;

- загерметезировать канал бурильных труб и устье скважины (закрыть преенторы);
- оповестить руководство предприятия о ГНВП;
- далее действовать в соответствии с планом ликвидации аварии.

Вывод по разделу

В разделе «Социальная ответственность» проведен анализ производственной и экологической безопасности, а также безопасности при чрезвычайных ситуациях, рассмотрены правовые нормы законодательства.

Заключение

При выполнении данной выпускной квалификационной работы были разработаны оптимальные технологические решения для строительства вертикальной разведочной скважины глубиной 1770 м на месторождении Самарской 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. При этом была выбрана колонная головка клиньевого типа.

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

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

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

Расчет обсадных колонн на прочность позволил подобрать оптимальные характеристики обсадных колонн. Причем, чтобы обеспечить прочность на

смятие или на критические давления эксплуатационная колонна спроектирована двухсекционной с группой прочности Д. В силу требуемого увеличения герметичности были выбраны трубы ОТТМ.

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

Вторичное вскрытие осуществляется с помощью кумулятивной перфорации. Для проведения испытания скважины спроектирован пластоиспытатель, спускаемый на трубах ИПТ127.

Для строительства и эксплуатации скважины, исходя из пластовых давлений, было выбрано следующее устьевое оборудование: ОКК2-21-146х245 К1 ХЛ, ОП5-230/80х35, АФ6-80/65х35.

Для проведения работ выбрана буровая установка МБУ 3200/200 ДЭР, соответствующая допустимой максимальной грузоподъемности.

Более подробно рассмотрено применение технологии бурения на обсадных трубах при строительстве нефтяных и газовых скважин. Анализ применения разных производителей позволил выявить их положительные и отрицательные стороны, а также выделить наиболее эффективные модификации.

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

Список использованных источников

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

22. Р 3.5.2.2487-09 Руководство по медицинской дезинсекции.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Приложение А

Горно-геологические условия бурения скважины

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

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания (падения)		Коэффициент кавернозности и в интервале	
от (верх)	до (низ)	название	индекс	угол, град	азимут, град		
1	2	3	4	5	6	7	
0	15	Квартер	Q	Углы падения на крылья 5-6 ⁰		0	
15	138	Плиоцен	N ₂	-	-	1.3	
138	233	Аптский	K ^{ap}	-	-	1.3	
		Барремский	K ₁ ^{br}	-	-	1.3	
233	436	Юрские J ₂ -J ₃	J ₂ -J ₃	-	-	1.3	
436	613	Гжельский	C ₃ ^g	-	-	1.2	
613	741	Московский	Мячковский	C ₂ ^{mc}	-	-	1.2
741	876		Подольский	C ₂ ^{pd}	-	-	1.2
876	988		Каширский	C ₂ ^{ks}	-	-	1.2
988	1142		Верейский	C ₂ ^{vr}	-	-	1.2
1142	1208	Башкирский	Мелекесский	C ₂ ^{mk}	-	-	1.2
1208	1478	Серпуховский		C ₁ ^s	-	-	1.2
1478	1505	Визейский	Тульский	C ₁ ^{tl}	-	-	1.3
1505	1526		Бобриковский	C ₁ ^{bb}	-	-	1.3
1526	1555	Турнейский	Упинский	C ₁ ^{up}	-	-	1.1
1555	1560		Малевский	C ₁ ^{ml}	-	-	1.1
1560	1600	Фаменский	Данковский	D ₃ ^{dn}	-	-	1.1
1600	1669		Лебедянский	D ₃ ^{lb}	-	-	1.1
1669	1744		Елецкий	D ₃ ^{el}	-	-	1.1
1744	1760	Живетский	Ардатовский	D ₂ ^{ar}	-	-	1.1
1760	1789		Воробьевский горизонт	D ₂ ^{vb}	-	-	1.1

Таблица А.2 – Литологические характеристики и физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность, 10^3 кг/м^3	Пористость, %	Проницаемость, мД	Глинистость %	Карбонатность, %	Соленость, %	Сплошность породы	Твердость, кгс/мм^2	Расслоенность породы	Абразивность	Категория породы по промысловой классифика- ции (мягкая, средняя и т.д.)	Коэффициент Пуассона	Модуль Юнга, кгс/мм^2
	от (верх)	до (низ)														
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Q	0	15	Суглинки	2230	-	-	-	10	0,5-1	1,5	2600	2	3	мягкая	-	-
N2	15	138	Глины	2300	-	90	90	10	0,5-1	4	2600	2	2	мягкая	0,4	0,1
			Пески	2000	20	250- 750	10	5	0,5-1	1,5	55	1	5	мягкая	0,3	0,15
			Песчаники	2150	10-20	250- 750	10-15	5	0,5-1	1,5	125	2	2,5	мягкая	0,3	0,15
K1ар	138	233	Глины	2300	-	90	90	10	0,5-1	4	24-45	2	2	мягкая	0,4	0,1
			Пески	2000	20	250- 750	10	5	0,5-1	1,5	55	1	5	мягкая	0,3	0,15
J2-J3	233	436	Глины	2300	-	-	75	10	0,5-1	4	25-45	2	3-4	мягкая	0,4	0,1
			Песчаники	2150	10-20	250- 750	10-15	5	0,5-1	1,5	78- 100	2	5	мягкая	0,3	0,15

Продолжение таблицы А.2

C3g	436	613	Известняки	2600	6-8	5-25	2-5	85-95	1-3	1,5	250	1	3,5	средняя	0,18	0,2
C2mc	613	741	Известняки	2600	2-6	0,1-50	0-5	95	1-3	2	130	1	2,5	средняя	0,21	0,2
			Доломиты	2600	3-5	0,5-10	-	80-90	5-30	2	250-300	1	3,5	средняя	0,18	0,5
C2pd	741	876	Известняки	2600	2-6	0,1-50	0-5	95	1-3	2	130	1	2,5	средняя	0,21	0,2
C2ks	876	988	Известняки	2600	2-8	10-25	2-7	88-90	1-3	1,5-2	200	1	3	средняя	0,22	0,2
C2vr	988	1142	Глины	2500	-	-	75	10	0,5-1	4	25-45	2	3-4	средняя	0,4	0,1
			Известняки	2600	5-8	10-25	2-7	88-90	1-3	1,5-2	200	1	3	средняя	0,22	0,2
			Песчаники	2600	10-20	250-750	10-15	5	0,5-1	1,5	78-100	2	8	средняя	0,3	0,15
C2mk	1142	1208	Глины	2500	-	-	75	10	0,5-1	4	25-45	2	3-4	средняя	0,4	0,1
C1s	1208	1478	Известняки	2550	3-5	9	7-11	4	1,5-3	1,2-2,5	230	1	3	твердая	0,21	0,2
C1tl	1478	1505	Известняки	2550	6-8	9	7-11	4	1,5-3	1,2-2,5	230	1	3	твердая	0,21	0,2
			Аргиллиты	2500	-	-	90	5-10	1,5-2,5	1,5	125	3	6	средняя	0,4	0,1
C1bb	1505	1526	Песчаники	2600	10-29	100	8-10	5-10	1-3	1,5	56-100	3	8	твердая	0,31	0,15
			Аргиллиты	2500	-	-	90	5-10	1,5-2,5	1,5	125	3	6	средняя	0,4	0,1
C1up	1526	1555	Известняки	2600	5-8	10-50	8-10	80-90	1,5-2,5	1,5	220	1	3	твердая	0,24	0,2
			Доломиты	2600	3-12	1-30								твердая		
			Аргиллиты	2500	-	-	90	5-10	1,5-2,5	1,5	125	3	6	средняя	0,4	0,1

Окончание таблицы А.2

C1ml	1555	1560	Известняки	2600	4	10-50	8-10	80-90	1,5-2,5	1,5	220	1	3	твердая	0,24	0,2
D3dn	1560	1600	Известняки	2600	0-5	10-50	0-5	80-90	1,5-2,5	2-3	175	1	3	твердая	0,21	0,2
D3lb	1600	1669	Известняки	2600	0-5	10-50	0-5	80-90	1,5-2,5	2-3	175	1	3	твердая	0,21	0,2
D3el	1669	1744	Известняки	2600	0-5	10-50	0-5	80-90	1,5-2,5	2-3	175	1	3	твердая	0,21	0,2
D2ar	1744	1760	Аргиллиты	2600	-	-	90	5-10	1,5-2,5	1,5	125	3	6	средняя	0,43	0,1
			Известняки	2600	1-7	10-50	5	80-90	1,5-3	2	250	1	3	твердая	0,22	0,2
			Песчаники	2600	10-25	324	10-22	3,15	1,5-2,5	1,5	150	2	8	средняя	0,38	0,15
D2vb	1760	1789	Аргиллиты	2600	-	-	90	5-10	1,5-2,5	1,5	125	3	6	твердая	0,43	0,1
			Известняки	2600	1-3	10-50	6	80-90	2,5-3	2	215	2	3	твердая	0,22	0,2
			Песчаники	2600	10-25	1734	22	0,39	2,5-3	1,5	143-213	2	8	твердая	0,38	0,15

Таблица А.3 – Давление и температура по разрезу скважины

Индекс стратиграфическо го подразделения	Интервал, м		Эквивалент градиента давления						Температура
	от	до	пластового		порового		гидроразрыва пород		°C
			10 ⁻² МПа/м		10 ⁻² МПа/м		10 ⁻² МПа/м		
			от	до	от	до	от	до	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
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	37,2
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

Окончание таблицы А.3

C_1^{ll}	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 А.4 – Водоносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, (на устье скважины для газ) кг/м ³	Свободный дебит, м ³ /сут	Давление насыщения, МПа	Относится ли к источникам водоснабжения, краткая характеристика химического состава (для водяных горизонтов)
	от	до					
1	2	3	4	5	6	7	8
N-J	15	426	Поровый	1	20-165	–	Нет
C _{3g}	540	90	Трещиноватый	1-1,05	Н.д.	–	Нет
C ₂ ^{mc}	680	730	Трещиноватый	1-1,05	Н.д.	–	Нет
C ₂ ^{vr}	988	1142	Поровый	1,08-1,1	39-65	–	Нет
C ₁ ^s	1208	1478	Трещиноватый	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	Трещиноватый	1,11-1,16	До 40	–	Нет

Таблица А.5 – Осложнения

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип осложнения	Характеристика и условия возникновения
	От	До		
C_3^g	438	460	Поглощение	Интенсивность – до полного, 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		Интенсивность – частичное, потеря циркуляции – да. Возникает при превышении гидростатического и гидродинамического давлений промывочной жидкости над пластовым.
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 противодействия 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		
C_1^{bb}	1513	1516	Газопроявление	Газовый фонтан. Возникает при нарушении технологических параметров, приводящее к снижению противодействия на пласт ниже пластового давления.
D_2^{ar}	1750	1751		
D_2^{ar}	1751	1756	Нефтепроявление	Нефтяной фонтан. Возникает при нарушении технологических параметров, приводящее к снижению противодействия 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
Технологическая часть проекта

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

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Суммарный вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под направление (0–30 м)							
1	БТ6919SMA-015(393,7мм)	0,46	393,7	–	3-171	Ниппель	0,163
2	Переводник М-171/177	0,42	229	101	3-171	Муфта	0,256
					3-171	Муфта	
3	КЛС 390 М	1,1	390	100	3-171	Ниппель	0,411
					3-171	Муфта	
4	УБТС1-229	8	229	90	3-171	Ниппель	2,595
					3-171	Муфта	
5	УБТС-203	12	203	100	3-171	Ниппель	5,163
					3-171	Муфта	
6	БОКС-203	0,41	203	–	3-171	Ниппель	5,233
					3-171	Муфта	
7	Переводник П-152/1571	0,52	203	122	3-171	Ниппель	5,3
					3-152	Муфта	
8	Переводник П-133/152	0,53	197	69	3-152	Ниппель	5,363
					3-133	Муфта	
9	ПК-127х9,19	7	127	108,6	3-133	Ниппель	5,581
					3-133	Муфта	

Таблица Б.2 – КНБК для бурения секции под кондуктор (30-780 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Суммарный вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под кондуктор (30–780 м)							
1	БТ6919SMA-083(295,3мм)	0,4	295,3	–	3-152	Ниппель	0,08
2	Переводник М-152/152	0,517	197	122	3-152	Муфта	0,173
					3-152	Муфта	
3	К 295 МС	0,9	295	100	3-152	Ниппель	0,287
					3-152	Муфта	
4	Переводник Н-152/152	0,55	197	89	3-152	Ниппель	0,293
					3-152	Ниппель	
5	ДРУ-240 РС	9,14	240	–	3-152	Муфта	2,743
					3-171	Муфта	
6	Обратный клапан БОКС-203	0,41	203	–	3-171	Ниппель	2,813
					3-171	Муфта	
7	УБТС-203	24	203	100	3-171	Ниппель	7,947
					3-177	Муфта	
8	Переводник П-147/171	0,512	203	101	3-177	Ниппель	8,007
					3-147	Муфта	
9	УБТ-178	48	178	80	3-147	Ниппель	15,495
					3-147	Муфта	
10	Переводник П-133/147	0,52	178	101	3-147	Ниппель	15,558
					3-133	Муфта	
11	ПК-127х9,19	695	127	108,6	3-133	Ниппель	37,262
					3-133	Муфта	

Таблица Б.3 – КНБК для бурения секции под эксплуатационную колонну (780-1770)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Суммарный вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под эксплуатационную колонну (780-1770 м)							
1	БТ7716МА-042(190,5мм)	0,27	190,5	–	3-117	Ниппель	0,03
2	Переводник М-117/117	0,355	140	78	3-117	Муфта	0,026
					3-117	Ниппель	
3	КС 189 СТ	0,45	172	79	3-117	Муфта	0,087
					3-117	Ниппель	
4	Переводник Н-117/117	0,525	140	58	3-117	Муфта	0,127
					3-117	Муфта	
5	ДРУ2-172РС	8,81	172	–	3-117	Муфта	1,714
					3-147	Муфта	
6	Обратный клапан КОБК 178	0,58	178	–	3-147	Ниппель	1,719
					3-147	Муфта	
7	УБТ-178	42	178	80	3-147	Ниппель	8,271
					3-147	Муфта	
	Переводник П-133/147	0,52	178	101	3-147	Ниппель	8,334
					3-133	Муфта	
	ПК-127х9,19	1687	127	108,6	3-133	Ниппель	60,999
					3-133	Муфта	

Таблица Б.4 – КНБК для отбора керна (1751-1770 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 (1751–1770 м)							
1	БИТ 190,5/100 В 613	0,27	190,5	101,6	3-161	Муфта	0,03
2	КИ 7.1. 172/100	21	172	100	3-161	Ниппель	0,733
					3-161	Муфта	
3	Переводник П-147х161	0,5	203	80	3-133	Ниппель	0,737
					3-147	Муфта	
4	УБТ-178	24	178	80	3-147	Ниппель	4,481
					3-147	Муфта	
5	Переводник П- 133/147	0,52	178	101	3-147	Ниппель	4,517
					3-133	Муфта	
6	ПК-127х9,19	1724	127	108,6	3-133	Ниппель	58,331
					3-133	Муфта	

Таблица Б.5 – Расчет потребного количества бурового раствора по интервалам

Направление		Длина интервала, м	Диаметр долота под интервал, мм	Внутренний диаметр предыдущей обсадной колонны, мм	Коэффициент кавернозности	Объем скважины в конце интервала, м ³
Интервал бурения, м						
от	до					
0	30	30	393,7	–	1,3	4,74
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						0,4
Расчетные потери бурового раствора при очистке						3,19
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						0,15
Объем раствора в конце бурения интервала						9,74
Объем раствора к приготовлению						18,22
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						8,68
Кондуктор		Длина интервала, м	Диаметр долота под интервал, мм	Внутренний диаметр предыдущей обсадной колонны, мм	Коэффициент кавернозности	Объем скважины в конце интервала, м ³
Интервал бурения, м						
от	до					
30	780	750	295,3	309,3	1,3	68,7
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						7,2
Расчетные потери бурового раствора при очистке						46,3
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						3,7
Объем раствора в конце бурения интервала						73,7
Общая потребность бурового раствора на интервале						199,6
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						8,68
Объем раствора к приготовлению						190,9
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						0
Эксплуатационная колонна		Длина интервала, м	Диаметр долота под интервал, мм	Внутренний диаметр предыдущей обсадной колонны, мм	Коэффициент кавернозности	Объем скважины в конце интервала, м ³
Интервал бурения, м						
от	до					
780	1770	990	190,5	225,5	1,2	56,02
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						5,7
Расчетные потери бурового раствора при очистке						24,3
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						4,95
Объем раствора в конце бурения интервала						64,25
Общая потребность бурового раствора на интервале						152,4
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						0
Объем раствора к приготовлению						152,4

Таблица Б.6 – Результаты расчетов потребного количества реагентов

Наименование материала	Назначение	Упаковка единица измерения	Потребное количество реагентов							
			Направление		Кондуктор		Экс. Колонна		Итого	
			кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп
1	2	3	4	5	6	7	10	11	12	13
Регулятор pH: Каустическая сода (NaOH)	Поддержание требуемого pH бурового раствора	25	7,1	1	98,7	4	84	4	189,85	8
Структурообразователь: Глинопопрошок ПБМВ	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	900	1564,2	2	21716,	25	2520,9	3	25801,3	30
Регулятор жесткости: Сода кальцинированная	Связывание ионов кальция и магния	25	7,1	1	98,7	4	84	4	189,85	8
БСР	Снижение вязкости раствора при попадании глин и диспергируемой твердой фазы	25	14,2	1	197,4	8	-	-	211,64	9
Утяжелитель: Барит	Регулирование плотности	1000	2957,8	3	26849,1	27	-	-	41739,14	30
Смазочная добавка: Биолуб	Снижение коэффициента трения в скважине	185	-	-	-	-	756,3	5	756,3	5
КМЦ	Понизитель фильтрации	25	-	-	394,8	16	-	-	394,8	16
Seurvey FL	Стабилизатор, регулятор фильтрации	22,68	-	-	-	-	336,1	15	336,1	15
Seurvey D1	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств	25	-	-	-	-	168,1	7	168,1	7

Продолжение таблицы Б.6

1	2	3	4	5	6	7	10	11	12	13
Карбонат кальция	Регулирование плотности, кольматация каналов	1000	-	-	-	-	6722,4	7	6722,4	7
Xantan Gum	Регулятор реологических свойств	25	-	-	-	-	768,1	7	168,1	7
Пеносгасители: Тесил	Предотвращение пенообразования	30	-	-	-	-	84,03	3	84,03	3
Atren-bio	Защита от микробиологической деструкции	30	-	-	-	-	84,03	3	84,03	3

Приложение В

Финансовые расчеты по строительству скважины

Таблица В.1 – Сводный сметный расчет прямых затрат на строительство скважины

№	№ сметного расчета	Наименование работ или затрат	Стоимость, тысяч рублей
			Прямые затраты
1	2	3	4
Раздел I. Подготовительные работы к строительству скважины			
1	1.1	Подготовка площади, строительство подъездного пути, трубопроводов, линий передач.	79 581
2	1.2	Разборка трубопроводов, линий передач.	2 059
3	1.3	Техническая рекультивация земель	11 963
Итого по подготовительным работам			93 603
Раздел II. Вышкостроение и монтаж оборудования			
4	2.1	Строительство и монтаж	180 994
5	2.2	Разборка и демонтаж	10 371
6	2.3	Монтаж оборудования для испытания	14 905
7	2.4	Демонтаж оборудования для испытания	1 674
Итого по вышкостроению и монтажу			207 944
Раздел III. Бурение и крепление			
8	3.1	Бурение скважины	127 998
9	3.2	Крепление скважины	145 540
Итого по бурению и креплению			273 538
Раздел IV. Испытание скважин			
10	4.1	Испытание в процессе бурения	43 947
11	4.2	Испытание объекта	26 337
12	4.3	Оборудование устья скважины	4 248
Итого по испытанию			74 532
Раздел V. Промыслово-геофизические работы			
13	5.1	11% от раздела III и IV	38 287
Итого по промыслово-геофизическим работам			38 287
Раздел VI. Дополнительные затраты при строительстве скважин в зимнее время			
14	6.1	Дополнительные затраты при производстве строительных и монтажных работ в зимнее время 5,4% от раздела I и II	16 283
15	6.2	Снегоборьба 0,4% от раздела I, II, III, IV	2 598
16	6.3	Эксплуатация теплофикационной котельной установки	31 374

Окончание таблицы В.1

1	2	3	4
Итого по разделу VI			50 255
ИТОГО прямых затрат по разделам I- VI			738 159
Раздел VII. Накладные расходы			
17	7.1		162 375
Итого по разделу VII			162 375
Раздел VIII. Плановые накопления			
18	8.1	Плановые накопления 5 % от суммы на итог прямых затрат по разделам I-VII	45 020
Итого по разделу VIII			45 020
ИТОГО с накладными и плановыми			945 554
Раздел IX. Прочие работы и затраты			
19	9.1	Премиальные доплаты 70 %	182
20	9.2	Надбавка за вахтовый метод работы 16%	42
21	9.3	Отчисления СС	145
22	9.4	Лабораторные работы 0,15%	1 418
23	9.5	Авиатранспорт	42 417
24	9.6	Транспортировка вахт	10 871
25	9.7	Перевозка вахт до г. Самара	19 574
26	9.8	Услуги связи на период строительства скважины	5 000
27	9.9	Топографо-геодезические работы	6 050
28	9.10	Бурение скважины на воду	23 000
29	9.11	Услуги по отбору и транспортировке керна	31 632
Итого прочих затрат и работ			140 331
ИТОГО по разделам I-IX			1 085 885
Раздел X. Резерв средств на непредвиденные расходы			
30	10.1	Резерв средств на непредвиденные расходы 2,4 % от итоговой суммы	33 287
ИТОГО			1 119 172
Подрядные работы			
Раздел XI. Авторский надзор			
31	11.1	Авторский надзор 0,2 % от суммы по разделам I- X	2 683
Итого по подрядным работам			2 683
ВСЕГО ПО СМЕТЕ			1 121 855
С учетом коэффициента удорожания $k=215,95$ к ценам 1985 г.			242 264 587
НДС 20 %			48 452 917
ВСЕГО с учетом НДС			290 717 504