

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА РАЗВЕДОЧНОЙ ВЕРТИКАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 2640 МЕТРОВ НА НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)

УДК 622.143:622.243.22:622.323(24:181m2640)(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б5Б	Каширо Константин Сергеевич		01.06.2020

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глотова Валентина Николаевна	К.Т.Н.		03.06.2020

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рыжакина Татьяна Гавриловна	К.Э.Н.		01.06.2020

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Сечин Андрей Александрович	К.Т.Н.		01.06.2020

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

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

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

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	Фамилия Имя Отчество
3-2Б5Б	Каширо Константин Сергеевич

Тема работы:

Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2640 метров на нефтяном месторождении (Томская область)

Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 59-116/с от 28.02.2020
---	--------------------------

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

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Геолого-технические условия бурения скважины на нефтяном 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. • Обзор современных производителей телеметрических систем с гидравлическим каналом связи

Перечень графического материала с точным указанием обязательных чертежей	1. ГТН (геолого-технический наряд)
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, Рыжакина Татьяна Гавриловна
Социальная ответственность	Ассистент, Сечин Андрей Александрович
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
1. Горно-геологические условия бурения скважины	
2. Технологическая часть	
3. Обзор современных производителей телеметрических систем с гидравлическим каналом связи	
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
5. Социальная ответственность	

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

Задание выдал руководитель:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б5Б	Каширо Константин Сергеевич		29.02.2020

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

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

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

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

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
06.03.2020	1. Горно-геологические условия бурения скважины	5
27.03.2020	2. Технологическая часть	40
10.04.2020	3. Обзор современных производителей телеметрических систем с гидравлическим каналом связи	15
24.04.2020	4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
01.05.2020	5. Социальная ответственность	15
28.05.2020	6. Предварительная защита	10

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

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

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

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

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕКТ И РЕСУРСОБЕ-
РЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б5Б	Каширо Константин Сергеевич

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

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	1. Литературные источники. 2. Методические указания по разработке раздела. 3. Нормы времени на бурение согласно ЕНВ; расходование ресурсов согласно технологической части проекта. Налоговый кодекс РФ.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности проведения НТИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	1. Расчет технико-экономических показателей бурения скважины.
2. Планирование и формирование бюджета НТИ	1. Расчет затрат времени, труда, материалов и оборудования по видам работ.
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности НТИ	1. Расчет сметной стоимости строительства скважины.

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рыжакина Т.Г.	к.э.н.		29.02.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б5Б	Каширо К.С.		29.02.2020

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б5Б	Каширо Константин Сергеевич

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

Тема ВКР:

Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2640 метров на нефтяном месторождении (Томская область)	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объект исследования: Разведочная вертикальная скважина на нефтяном месторождении (Томская область)
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<ul style="list-style-type: none"> - ГОСТ 12.0.003 – 2015; - ГОСТ 12.2.003-91; - ГОСТ 12.4.011-89; - ГОСТ 12.2.062-81; - ГОСТ 12.4.026-2001; - ГОСТ 12.1.004-91; - ГОСТ 12.1.012-2004; - ГОСТ 12.1.003-2014; - СНиП 23-05-95; - Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности; - Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности.
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	Вредные факторы: <ul style="list-style-type: none"> - Отклонения показателей микроклимата; - Повышенный уровень электромагнитных излучений; - Недостаточная освещенность рабочей зоны; - Превышение уровня шума. Опасные факторы: <ul style="list-style-type: none"> - Движущиеся механизмы и машины; подвижные части производственного оборудования; - Электрический ток.
3. Экологическая безопасность:	<ul style="list-style-type: none"> - Источники выбросов в атмосферу; - Образование сточных вод и отходов; - Методы защиты атмосферы.

4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	<ul style="list-style-type: none"> - Разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; - Разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий; - Пожар.
--	--

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Сечин А.А.	К.Т.Н.		29.02.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б5Б	Каширо К.С.		29.02.2020

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 116 страниц, 8 рисунков, 51 таблиц, 33 литературных источника, 4 приложения.

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

Объектом исследования является разведочная скважина на нефтяном месторождении Томской области.

Целью работы является – спроектировать технологическое решения для бурения вертикальной разведочной скважины глубиной 2640 метров на нефтяном месторождении (Томская область).

Для достижения поставленной цели были поставлены следующие задачи:

1. Спроектировать конструкцию скважины.
2. Спроектировать процессы углубления скважины.
3. Спроектировать процессы заканчивания скважин.
4. Провести анализ современных производителей телеметрических систем с гидравлическим каналом связи.
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 в текстовом редакторе Microsoft Word. Расчеты проведены с помощью Microsoft Excel и «БурСофтПроект», презентация оформлена в Microsoft PowerPoint.

Сокращения

В данной работе применены следующие сокращения с соответствующими расшифровками:

ГТН – геолого-технический наряд;

СНС – статическое напряжение сдвига;

ДНС – динамическое напряжение сдвига;

СПО – спускоподъемные операции;

КНБК – компоновка низа бурильной колонны;

НКТ – насосно-компрессорные трубы;

УБТ – утяжеленная бурильная труба;

ТБТ – толстостенная бурильная труба;

ЦКОД – цементируемый клапан обратный дроссельный;

ГНВП – газонефтеводопроявление;

ОЗЦ – ожидание затвердевания цемента;

ПЦН – пробка цементирующая нижняя;

СКЦ – станция контроля цементирования;

ПЗП – призабойная зона пласта;

ПВО – противовыбросовое оборудование;

БУ – буровая установка;

ЦА – цементируемый агрегат.

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ	15
1 ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ	16
1.1 Геологическая характеристика разреза скважины	16
1.2 Характеристика нефтеносности и водоносности месторождения (площади)	16
1.3 Зоны возможных осложнений	16
2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА	18
2.1 Проектирование конструкции скважины	18
2.1.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя	18
2.1.2 Построение совмещенного графика давлений	18
2.1.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска	19
2.1.4 Выбор интервалов цементирования	20
2.1.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн	21
2.1.6 Проектирование обвязки обсадных колонн	21
2.2 Проектирование процессов углубления скважины	22
2.2.1 Выбор способа бурения	22
2.2.2 Выбор породоразрушающего инструмента	23
2.2.3 Расчет осевой нагрузки на долото	24
2.2.4 Расчет частоты вращения долота	24
2.2.5 Расчёт необходимого расхода бурового раствора	25
2.2.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя	27
2.2.7 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны	28
2.2.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов	29
2.2.9 Разработка гидравлической программы промывки скважины	35
2.2.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна	38
2.3 Проектирование процессов заканчивания скважин	38
2.3.1 Расчет обсадных колонн на прочность	38
2.3.1.1 Расчет наружных избыточных давлений	39

2.3.1.2 Расчет внутренних избыточных давлений	40
2.3.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине	41
2.3.2 Выбор технологической оснастки обсадных колонн	42
2.3.3 Расчет и обоснование параметров цементирования скважины	43
2.3.3.1 Обоснование способа цементирования.....	43
2.3.3.2 Расчет объёмов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости	43
2.3.3.3 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования	44
2.3.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважины	45
2.3.4.1 Проектирование процессов испытания скважин	45
2.3.4.2 Выбор жидкости глушения	46
2.3.4.3 Выбор типа перфоратора и расчет количества рейсов.....	47
2.3.4.4 Выбор типа пластоиспытателя	48
2.3.4.5 Выбор типа фонтанной арматуры	49
2.4 Выбор буровой установки	49
3 ОБЗОР СОВРЕМЕННЫХ ПРОИЗВОДИТЕЛЕЙ ТЕЛЕМЕТРИЧЕСКИХ СИСТЕМ С ГИДРАВЛИЧЕСКИМ КАНАЛОМ СВЯЗИ.....	50
3.1 Телесистемы с гидравлическим каналом связи	50
3.2 Компания АО «ОКБ «Зенит	52
3.2.1 Телеметрическая система «Зенит»	52
3.3 Компания «Шлюмберже».....	54
3.4 Компании GE Energy	54
3.5 Компания APS Technology	55
3.5.1 Телесистема с гидравлическим каналом связи «APS SureShot»	55
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	58
4.1 Расчет нормативной продолжительности строительства скважин.....	58
4.1.1 Расчет нормативного времени на механическое бурение	59

4.1.2 Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции	60
4.1.3 Расчет нормативного времени на установку центрирующих фонарей	61
4.1.4 Расчет нормативного времени ожидания затвердевания цемента.....	61
4.1.5 Расчет нормативного времени на разбуривание цементной пробки	62
4.1.6 Расчет нормативного времени на геофизические работы	64
4.1.7 Расчет затрат на прочие вспомогательные работы, не учтенные укрупненными нормами	64
4.1.8 Расчет нормативных затрат времени на проведение ремонтных работ	64
4.2 Линейный календарный график выполнения работ	65
4.3 Корректировка сметной стоимости строительства скважины	66
4.3.1 Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины	66
4.3.2 Расчет технико-экономических показателей	67
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	70
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	70
5.2 Производственная безопасность.....	71
5.2.1 Анализ опасных факторов и мероприятия по их устранению	72
5.2.1.1 Расположение рабочего места на значительной высоте относительно поверхности земли (пола).....	72
5.2.1.2 Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования.	73
5.2.1.3 Пожаровзрывобезопасность.....	74
5.2.1.4 Острые кромки, заусенцы и шероховатость на поверхности инструментов	77
5.2.1.5 Электрический ток	77
5.2.2 Анализ вредных факторов и мероприятия по их устранению	78
5.2.2.1 Превышение уровней вибрации	78
5.2.2.2 Превышение уровней шума	79
5.2.2.2 Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися.....	80

5.2.2.3 Недостаточная освещенность рабочей зоны	81
5.2.2.4 Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны	81
5.3 Экологическая безопасность.....	82
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	83
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	86
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	88
Приложение А	91
Приложение Б	98
Приложение В.....	104
Приложение Г	114
Приложение Д.....	116

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, песчаниками с переслаивающимися алевролитами и аргиллитами. Породы преимущественно мягкие, средней твердости и твердые. В скважине присутствует один нефтяной продуктивный пласт, тип коллектора поровый.

Известно, что на месторождениях Западной Сибири имеются проблемы высокоинтенсивного поглощения технологических жидкостей, осыпей и обвалов, прихватоопасные зоны, риск нефтеводопроявлений.

Целью данной выпускной квалификационной работы является разработка оптимальных технологических решений для строительства вертикальной разведочной скважины глубиной 2640 м на нефтяном месторождении Томской области с учетом данных горно-геологических условий.

Так же в работе ставится задача проанализировать производителей телеметрических систем с гидравлическим каналом связи.

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.3. Сведения по градиентам пластового, порового, горного давлений и давления гидроразрыва пород, приведенных к глубине исследования представлены в таблице 1.

1.2 Характеристика нефтеносности и водоносности месторождения (площади)

Характеристика нефтеносности и водоносности месторождения (площади) представлены в таблице 2.

Краткая характеристика нефтеносности и водоносности по разрезу скважины: разрез скважины представлен 5 водоносными и нефтеносным пластом.

1.3 Зоны возможных осложнений

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

Таблица 1 – Давление и температура по разрезу скважины

Индекс	Интервал, м		Градиент давления											Температура в конце интервала		
	от	до	Пластового			Порового			Гидроразрыва пород			Горного			°С	источник
			кгс/см ² на м		ис-точ-ник	кгс/см ² на м		ис-точ-ник	кгс/см ² на м		ис-точ-ник	кгс/см ² на м		ис-точ-ник		
			от	до		от	до		от	до		от	до			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Q	0	30	0,100	0,100	ПГФ	0	0,100	ПГФ	0,179	0,179	РФЗ	0	0,22	ПГФ	15	РФЗ
P _{3нк}	30	185	0,100	0,100	ПГФ	0,100	0,100	ПГФ	0,179	0,179	РФЗ	0,22	0,22	ПГФ	16	РФЗ
P _{3сг}	185	290	0,100	0,100	ПГФ	0,100	0,100	ПГФ	0,179	0,179	РФЗ	0,22	0,22	ПГФ	17	РФЗ
P _{2ил}	290	515	0,100	0,100	ПГФ	0,100	0,100	ПГФ	0,179	0,179	РФЗ	0,22	0,22	ПГФ	18	РФЗ
P _{2ил}	515	545	0,100	0,100	ПГФ	0,100	0,100	ПГФ	0,179	0,179	РФЗ	0,22	0,22	ПГФ	19	РФЗ
K _{2gn}	545	695	0,100	0,100	ПГФ	0,100	0,100	ПГФ	0,179	0,179	РФЗ	0,22	0,22	ПГФ	20	РФЗ
K _{2sl}	695	740	0,100	0,100	ПГФ	0,100	0,100	ПГФ	0,179	0,179	РФЗ	0,22	0,23	ПГФ	21	РФЗ
K _{2ip}	740	840	0,100	0,100	ПГФ	0,100	0,100	ПГФ	0,179	0,179	РФЗ	0,23	0,23	ПГФ	22	РФЗ
K _{2kz}	840	865	0,100	0,100	ПГФ	0,100	0,100	ПГФ	0,200	0,200	РФЗ	0,23	0,23	ПГФ	23	РФЗ
K _{1-2pk}	865	1685	0,101	0,101	ПГФ	0,100	0,101	ПГФ	0,200	0,200	РФЗ	0,23	0,23	ПГФ	50	РФЗ
K _{1al}	1685	1725	0,101	0,101	ПГФ	0,101	0,101	ПГФ	0,200	0,200	РФЗ	0,23	0,23	ПГФ	52	РФЗ
K _{1kis}	1725	2195	0,101	0,101	ПГФ	0,101	0,101	ПГФ	0,180	0,180	РФЗ	0,23	0,23	ПГФ	70	РФЗ
K _{1tr}	2195	2280	0,101	0,102	ПГФ	0,101	0,101	ПГФ	0,180	0,180	РФЗ	0,23	0,23	ПГФ	72	РФЗ
K _{1klm}	2280	2560	0,101	0,102	ПГФ	0,101	0,101	ПГФ	0,180	0,180	РФЗ	0,23	0,235	ПГФ	79	РФЗ
J _{3bg}	2560	2568	0,101	0,101	ПГФ	0,101	0,101	ПГФ	0,180	0,180	РФЗ	0,235	0,235	ПГФ	81	РФЗ
J _{3gr}	2568	2585	0,101	0,101	ПГФ	0,101	0,101	ПГФ	0,180	0,180	РФЗ	0,235	0,235	ПГФ	82	РФЗ
J _{2-3vs}	2585	2635	0,101	0,101	РФЗ	0,101	0,101	РФЗ	0,180	0,180	РФЗ	0,235	0,235	ПГФ	85	РФЗ

Таблица 2 – Нефтеводоносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал		Тип коллектора	Плотность, 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
Нефтеносность							
J _{3vs} (Ю ₁)	2595	2610	поровый	715	100	11	–
Водоносность							
Q-P _{2II}	0	515	поровый	1000	До 300		Да. Минерализованный 0,1÷0,8 г/л
K ₁₋₂	545	1685	поровый	1004÷1009	200÷500	–	Нет. Минерализованный 8÷10 г/л
K _{1 (al+tr)}	1685	2280	поровый	1010÷1014	100÷200	–	Нет. Минерализованный 10÷17 г/л
K _{1klm}	2280	2560	поровый	1012÷1018	До 200	–	Нет. Минерализованный более 20 г/л
J _{2-3vs}	2592	2635	поровый	1020÷1025	3÷46	–	Нет. Минерализованный 25÷35 г/л

2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА

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

2.1 Проектирование конструкции скважины

2.1.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя

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

2.1.2 Построение совмещенного графика давлений

Совмещенный график давлений иллюстрирует изменение по глубине скважины градиентов пластовых давлений и градиентов давлений гидроразрыва пород.

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

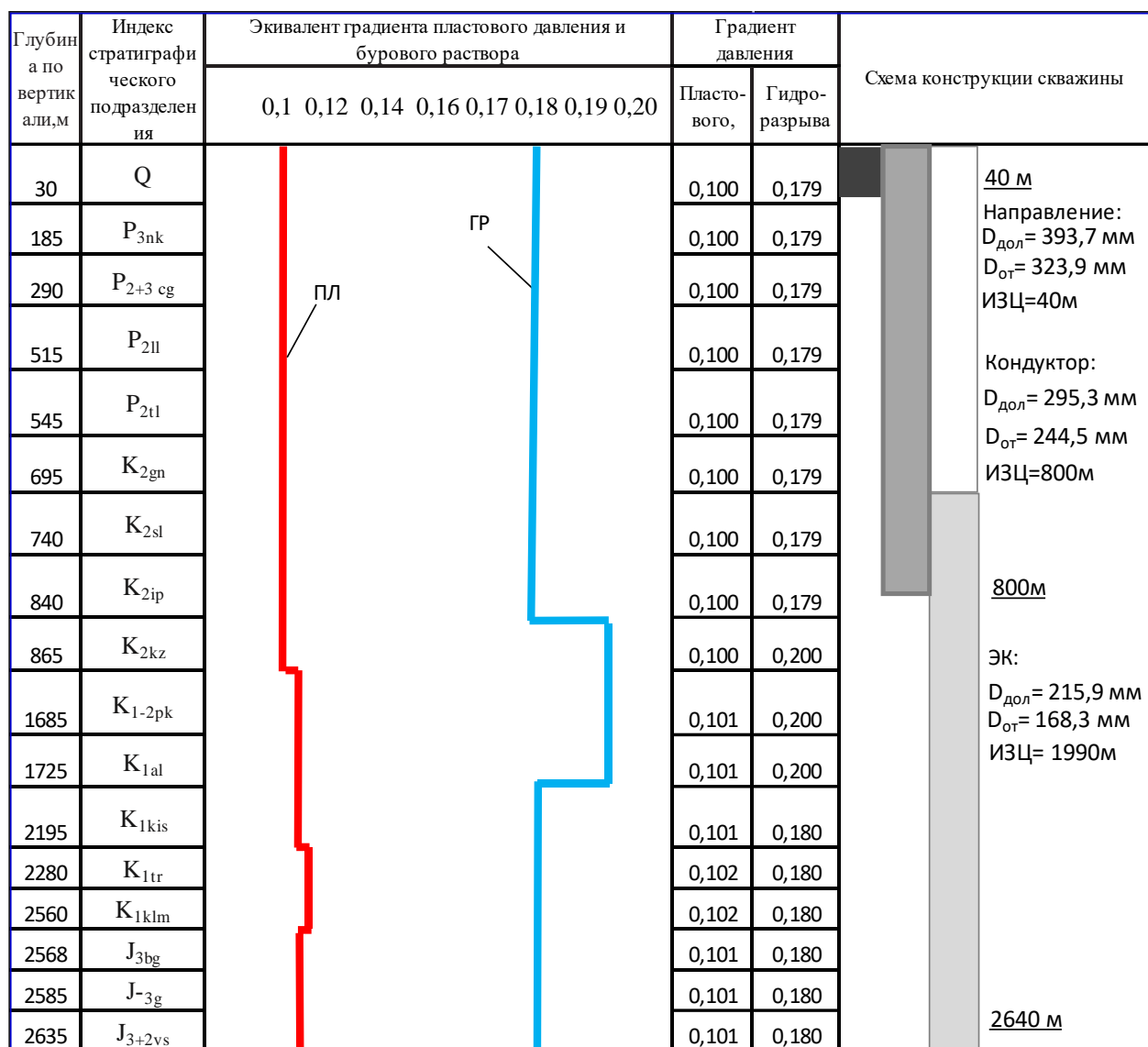


Рисунок 1 - График совмещенных давлений и схема конструкции скважины

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 на 10 м. Так как в моей скважине 30 м четвертичные отложения, то будем считать глубину спуска направления равной 40 м.

Таблица 3 – Расчет глубины спуска кондуктора

ИМЯ ПЛАСТА	Ю ₁
Глубина кровли продуктивного пласта, м (L _{кр})	2595
Градиент пластового давления в кровле продуктивного пласта, кгс/см ² /м (Г _{пл})	0,101
Градиент давления гидроразрыва на предполагаемой глубине предыдущей колонны, кгс/см ² /м (Г _{грп})	0,179
Плотность нефти, кг/м ³ (ρ _н)	0,715
Расчетные значения	
Пластовое давление в кровле продуктивного пласта, атм (Р _{пл})	262,095
Минимальная глубина спуска предыдущей колонны, м (L _{конд min})	1300
Требуемый запас	1,09
Принимаемая глубина, м	800

Спуск кондуктора определяется при наличии множества факторов. В том числе: количество продуктивных пластов, их глубины залегания, градиент пластового давления, градиент давления гидроразрыва, плотности нефти. Исходя из расчетов (Таблица 3), было принято решение спускать кондуктор на 800 м.

Эксплуатационную колонну спускают до подошвы последнего продуктивного пласта и учитывают еще 30 м под ЗУМППФ. Глубина спуска составляет 2640 м.

2.1.4 Выбор интервалов цементирования

Направление цементируется на всю глубину спуска, т.е. на 40 м.

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

Эксплуатационная колонна цементируется с перекрытием предыдущего башмака на 150 м для нефтяной скважины. Значит интервал цементирования составляет 1990 м.

2.1.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Исходя из суммарного дебита скважины, выбирается диаметр эксплуатационной колонны равный 168,3 мм.

Исходя из размера обсадной трубы равной 168,3 мм узнаем наружный диаметр соединительной муфты равной 187,7 мм. Разность диаметра ствола скважины и муфты колонны для обсадной трубы диаметром 168,3 мм равняется 25 мм. Значит диаметр долота под эксплуатационную колонну считаем 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.

Получаем, что диаметр долота под эксплуатационную колонну равен:

$$D_{\text{эк д расч}} \geq 212,7 \text{ мм.}$$

Диаметр долота равен 215,9 мм.

Внутренний диаметр технической колонны рассчитывается по формуле:

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

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

$(10 \div 14)$ – зазор для свободного прохода долота внутри кондуктора.

$$D_{\text{тк вн}} = 227,9 \text{ мм.}$$

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

Далее по аналогичным формулам рассчитываем диаметры под остальные колонны.

2.1.6 Проектирование обвязки обсадных колонн

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

ρ_n – плотность нефти, кг/м³;

g – ускорение свободного падения;

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

$$P_{му н.пл.} = 8,008 \text{ МПа.}$$

Давление, необходимое для ликвидации ГНВП, рассчитывается по формуле:

$$P_{ГНВП} = k * P_{му}, \quad (4)$$

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

$$P_{ГНВП} = 8,808 \text{ МПа.}$$

Давление опрессовки определяется по формуле:

$$P_{оп} = k \cdot P_{ГНВП}, \quad (5)$$

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

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

$$P_{оп} = 9,689 \text{ МПа.}$$

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: ОКО1-14-168x245 К1 ХЛ.

Шифр ОП исходя из диаметра обсадных труб и рабочего давления: ОП5-280/80x21.

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 колонну выбирается совмещенный способ бурения с применением винтовых забойных двигателей, чтобы улучшить скорость проходки и обеспечить максимальную механическую скорость. Отбор керна будем производить роторным способом.

Таблица 4 – Способы бурения по интервалам

Интервал, м	Обсадная колонна	Способ бурения
0-40	Направление	Роторный
40-800	Кондуктор	Роторный и гидравлический забойный двигатель (ВЗД)
800-2640	Эксплуатационная колонна	Роторный и гидравлический забойный двигатель (ВЗД)
2590-2615	Отбор керна	Роторный (Отбор керна)

2.2.2 Выбор породоразрушающего инструмента

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

Таблица 5 – Типы долот по интервалам бурения

Интервал, м		0-40	40-800	800-2640	2590-2615
Шифр долота		393,7 М-ЦВ	БИТ 295,3 B516 УСМ.08	БИТ 215,9 ВТ 613 Т	PDC У12- 215,9/101,6 SCD-3 Т
Тип долота		Шарошечное долото	PDC	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		393,7	295,3	215,9	215,9
Тип горных пород		М	М, МС	СТ Т	СТ Т
Присоединительная резьба	ГОСТ	3-171	3-152	3-117	3-161
	API	7 5/8 reg	6 5/8 reg	4 1/2 reg	–
Длина, м		0,50	0,40	0,370	0,295
Масса, кг		190	80	24	23
Нагрузка, тс	Рекомендуемая	3-8	5-12	5-15	2-5
	Предельная	23	15	8	8
Частота вращения, об/мин	Рекомендуемая	40-60	140	140-180	20-40
	Предельная	160	180	250	180

2.2.3 Расчет осевой нагрузки на долото

При расчете осевой нагрузки на долото используют следующие методы:

1. Статистический анализ отработки долот в аналогичных геолого-технических условиях.
2. Расчет из условия допустимой нагрузки на долото.

Результаты расчетов приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Результаты расчета осевой нагрузки на долото

Интервал, м	0-40	40-800	800-2640
Диаметр долота, см (D_d)	39,37	29,53	21,59
Предельная нагрузка, тс ($G_{пред}$)	23	15	8
Допустимая нагрузка, тс ($G_{доп}$)	8	8	7
Проектируемая нагрузка, тс ($G_{проект}$)	4	8	6

Для направления и кондуктора была выбрана максимально возможная рекомендуемая осевая нагрузка. Для эксплуатационной колонны были выбраны максимально допустимые осевые нагрузки, которые попадают в интервал рекомендуемых статистических осевых нагрузок.

2.2.4 Расчет частоты вращения долота

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

Таблица 7 – Результаты расчета частоты вращения долота

Интервал, м		0-40	40-800	800-2640
Скорость, м/с		2,8	1,5	1
Диаметр долота	м	0,3937	0,2953	0,2159
	мм	393,7	295,3	215,9
Расчетная частота вращения, об/мин (n_1)		80	140	173
Статическая частота вращения, об/мин ($n_{стат}$)		60	140	180
Проектируемая частота вращения, об/мин ($n_{проект}$)		60	140	180

В интервале бурения под направление (0-40 м) запроектировано меньшее значение частоты вращения по сравнению с расчетным. Это обусловлено задачей сохранения опор долота, а также вследствие того, что ротор работает в пределах 60-80 об/мин. Для кондуктора и эксплуатационной колонны были выбраны максимальные статистические нагрузки.

2.2.5 Расчёт необходимого расхода бурового раствора

Произведен расчет требуемого расхода бурового раствора, учитывая следующие граничные условия проектирования: сохранение устойчивости стенок скважины, качественная очистка забоя, необходимость полного выноса шлама, недопущение гидроразрыва и интенсивного размыва стенок скважины. По результатам проектирования построены области допустимого расхода бурового раствора и выбраны итоговые значения с учетом дополнительных проверочных расчетов: обеспечение работы забойного двигателя, обеспечение производительности насосов. Результаты проектирования расхода бурового раствора по интервалам бурения приведены в таблице 8.

Таблица 8 – Результаты расчета расхода бурового раствора

Интервал, м	0-40	40-800	800-2640
1	2	3	4
Диаметр долота (D_d), м	0,3937	0,2953	0,2159
Коэффициент удельного расхода жидкости на 1 м ² забоя (K)	0,65	0,5	0,4
Коэффициент кавернозности (K_k)	1,4	1	1,1
Критическая скорость проскальзывания шлама относительно раствора ($V_{кр}$), м/с	0,15	0,12	0,1
Механическая скорость бурения (V_m), м/с	0,011	0,0083	0,0042
Диаметр бурильных труб ($d_{бр}$), м	0,127	0,127	0,127
Максимальный диаметр (d_{max}), м	0,203	0,178	0,166
Максимальный внутренний диаметр насадок ($d_{нmax}$), м	0,0254	0,0127	0,0111
Число насадок (n)	3	5	6
Минимально допустимая скорость восходящего потока ($V_{кмин}$), м/с	0,5	0,5	0,5
Разница плотностей раствора с шламом и бурового раствора ($\rho_{см} - \rho_p$), г/см ³	0,02	0,02	0,02

Продолжение таблицы 8

1	2	3	4	
Плотность бурового раствора (ρ_p), г/см ³	1,18	1,16	1,1	
Плотность разбуриваемой породы (ρ_n), г/см ³	2,0	2,1	2,4	
Расход, л/с	Q_1	79	41	15
	Q_2	55	27	13
	Q_3	79	42	14
	Q_4	30	38	48
Области допустимого расхода бурового раствора	55-70	55-70	32-40	
Запроектированные значения расхода бурового раствора	63	58	32	

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 63 л/с исходя из возможностей оборудования буровой установки, для качественной очистки забоя и необходимого выноса шлама произведем промывку на забое.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под кондуктор принимается 58 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 32 л/с, что обеспечит стабильную работу ВЗД.

2.2.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

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

Таблица 9 – Параметры забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал, м		0-40	40-800	800-2640
Исходные данные				
Диаметр долота (D_d)	м	0,3937	0,2953	0,2159
	мм	393,7	295,3	215,9
Нагрузка (G_{oc}), кН		80	80	60
Расчетный коэффициент (Q), Н*м/кН		1,5	1,5	1,5
Результаты проектирования				
Диаметр ВЗД ($D_{зд}$), мм		–	236,24	172,24
Момент, необходимый для разрушения горной породы (M_p), Н*м		–	2757	1752
Момент, необходимый для вращения долота без нагрузки (M_o), Н*м		196,85	147,65	107,95
Удельный момент долота ($M_{уд}$), Н*м/кН		48,74	32,61	27,40

Для интервала бурения 40-800 метров (интервал бурения под кондуктор) выбирается винтовой забойный двигатель ДГР-240.7/8.55 с регулируемым углом перекоса, который позволяет бурить как наклонно-направленные, так и прямолинейные интервалы, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы. Для интервала бурения под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель ДРУ2-172.7/8РС, который обеспечивает высокий рабочий момент на долоте, что актуально при разрушении средних и твердых горных пород. Технические характеристики запроктированных винтовых забойных двигателей представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Технические характеристики запроктированных 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
ДГР-240.7/8.55	40-800	240	9,975	2432	30-75	62-180	26,0-39,0	114-430
ДРУ2-172.7/8РС	800-2640	172	5,0	1669	19-40	80-200	25,3	221-565

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 проектирования 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 11.

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

Интервал, м Технологическая операция	Тип секции	Наруж. диам., мм	Внутр. диам., мм	Толщ. стенки, мм	Группа прочн.	Тип замкового соединения	Длина, м	Масса, т			КЗП		
								1 м трубы	секции	на раст.	на выносл.	на растяж.	на статич. прочн.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Направление													
0-40 Бурение КНБК №1	Долото	393,7	–	–	–	–	0,5	–	0,380	0,380	–	–	–
	УБТ	203,0	100,0	–	–	–	16,6	0,0850	1,411	1,791	–	–	–
	Калибратор	390,0	80,0	–	–	–	0,6	–	0,187	1,978	–	–	–
	УБТ	203,0	100,0	–	–	–	8,3	0,0850	0,706	2,684	–	–	–
	БТ	127,0	108,6	9,2	е	ЗП-162-95	14	0,0312	5,41	6,075	2,1	10	7,8
Кондуктор													
40-800 Бурение КНБК №2	Долото	295,3	–	–	–	–	0,4	–	0,200	0,200	–	–	–
	Калибратор	295,3	80,0	–	–	–	0,65	–	0,138	0,338	–	–	–
	Двигатель	240,0	–	–	–	–	9,97	–	0,364	0,702	–	–	–
	УБТ	178,0	90,0	–	–	–	48	0,1560	7,488	8,190	–	–	–
	БТ	127,0	108,6	9,2	е	ЗП-162-95	742,95	0,0312	23,19	31,38	1,25	7,61	3,94

Продолжение таблицы 11

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Эксплуатационная колонна													
259-2615 Отбор керна КНБК №4	Бурильная головка	215,9	–	–	–	–	0,3	–	0,067	0,067	–	–	–
	Керноотборный снаряд	178,0	100,0	–	–	–	8,3	–	0,054	0,121	–	–	–
	БТ	127,0	108,6	9,2	е	ЗП- 162-95	2606	0,0312	81,37	81,49	2,39	2,93	1,91
800-2640 Бурение КНБК №3	Долото	215,9		–	–	–	0,3		0,067	0,067	–	–	–
	Двигатель	172,0		–	–	–	5		1,200	1,265	–	–	–
	УБТ	178,0	90,0	–	–	–	12	0,1560	1,872	3,137	–	–	–
	Калибратор	215,0	70,0	–	–	–	0,4		0,045	3,182	–	–	–
	УБТ	178,0	90,0	–	–	–	24	0,1560	3,744	6,926	–	–	–
	Яс гидрав.	172,0	76,2	–	–	–	3,5		0,385	7,311	–	–	–
БТ	127,0	108,6	9,2	е	ЗП- 162-95	2596	0,0312	81,04	88,35	2,45	2,70	1,84	

2.2.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

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

$$\rho_{бр} = \frac{k \cdot P_{пл}}{g \cdot L}, \left[\frac{кг}{м^3} \right], \quad (6)$$

где L – глубина скважины по стволу, м;

g – ускорение свободного падения, 9,81 м/с²;

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

P_{пл} – пластовое давление, Па.

Полученное значение представляет собой минимально допустимую репрессию на пласт согласно «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» [12]. Однако для предотвращения осыпей и обвалов стенок скважины особенно на верхних неустойчивых интервалах плотность принято увеличивать:

Таблица 12 – Величина репрессии для интервалов

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

Таблица 13 – Величина удельного веса для интервалов

Показатель	Интервал бурения		
	Под направление	Под кондуктор	Под эксплуатационную колонну
Удельный вес, кг/м ³	1345	1300	1210

Интервал под направление:

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

Учитывая все вышеперечисленное и осложнения, которые возможны на данном интервале (осыпи и обвалы), целесообразно использовать буровой раствор глинистого типа (бentonитовый 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 бentonитового раствора представлен в таблице 14.

Таблица 14 – Компонентный состав бентонитового раствора для бурения под направление

Наименование реагента	Класс	Назначение	Концентрация, кг/м ³
Каустическая сода	Регулятор щелочности (pH)	Регулирование кислотности среды	0,7-1,2
Глинопорошок	Структурообразователь	Придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтратоотдачи	50-60
ПАЦ НВ	Понизитель фильтрации	Снижение вязкости раствора при попадании глин и диспергируемой твердой фазы	5
Ингибитор	Ингибиторы	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	1
Сода кальцинированная	Регулятор жесткости	Связывание ионов кальция и магния	0,8-1,2

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

Таблица 15 – Технологические показатели бентонитового раствора для бурения под направление

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,345
Условная вязкость, с	30-40
Содержание песка, %	< 2

Интервал под кондуктор:

Породы, слагающие интервалы под кондуктор, по литологическому строению и физико-химической активности взаимодействия с буровыми растворами относятся к третьей (глины) и четвертой (алевролиты) группам. Породы, имеющие пластинчатое строение, характеризуются неустойчивостью к осыпям и обвалам. Разбуривание глин сопряжено с большими трудностями, так как они могут легко переходить в раствор, увеличивая в нем содержание твердой фазы. Наибольшее влияние оказывает коллоидная составляющая разбуриваемых глин.

Характерное для всего интервала бурения разбухание глинистых пород может привести к кавернообразованию и сужению ствола. Также возможны прихваты вследствие обвала неустойчивых пород, заклинки бурового инструмента. На основании перечисленных возможных осложнений при бурении интервала под кондуктор следует применить полимер-глинистый буровой раствор.

Для предупреждения осыпей и обвалов необходимо химически обработать буровой раствор ингибитором Drilling Detergent.

Для предупреждения возможных поглощений используется ПАЦ НВ.

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

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

Наименование реагента	Класс	Назначение	Концентрация, кг/м ³
Каустическая сода	Регулятор щелочности (Ph)	Регулирование кислотности среды	0,4-0,5
Глинопорошок	Структурообразователь	Придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтратоотдачи	30-40
Полиакриламид	Понизитель фильтрации	Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств	0,2-0,5
Сода кальцинированная	Регулятор жесткости	Связывание ионов кальция и магния	0,8-1,2
ПАЦ НВ	Понизитель фильтрации	Снижение вязкости раствора при попадании глин и диспергируемой твердой фазы	5
Смазывающая добавка	ПАВ	Снижение коэффициента трения в скважине	3-5
Ингибитор	Ингибиторы	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	1

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

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

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

Интервал под эксплуатационную колонну:

При бурении под эксплуатационную колонну основные проблемы, которые требуется решать, следующие: предупреждение поглощения раствора и нефте-водопроявлений, осыпи и обвалы, предупреждение прихвата бурильного инструмента при прохождении через проницаемые пласты, а также относительное сохранение коллекторских свойств продуктивного пласта J2-3vs. Данные проблемы решаются с использованием полимер-глинистого бурового раствора. Данный тип растворов предотвращает набухание глинистых минералов, создает непроницаемую фильтрационную корку. Компонентный состав полимер-глинистого раствора под эксплуатационную колонну представлен в таблице 18.

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

Наименование реагента	Класс	Назначение	Концентрация, кг/м ³
1	2	3	4
Каустическая сода	Регулятор щелочности (Ph)	Регулирование кислотности среды	0,4-0,5
Глинопорошок	Структурообразователь	Придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтратоотдачи	30-40
Полиакриламид	Понизитель фильтрации	Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств	0,2-0,5

Продолжение таблицы 18

1	2	3	4
Сода кальцинированная	Регулятор жесткости	Связывание ионов кальция и магния	0,8-1,2
ПАЦ НВ	Понизитель фильтрации	Снижение вязкости раствора при попадании глин и диспергируемой твердой фазы	5
ПАЦ ВВ	Понизитель фильтрации	Регулятор фильтрации, реологических свойств	0,3-0,5
Смазывающая добавка	ПАВ	Снижение коэффициента трения в скважине	3-5
Ингибитор	Ингибиторы	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	1

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

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

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,210
Условная вязкость, с	20-35
Пластическая вязкость, сПз	10-18
ДНС, дПа	40-80
СНС 10 сек/10 мин, дПа	10-30/20-60
Водоотдача, см ³ /30 мин	6-10
рН	8-9
Содержание песка, %	< 1,5

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

2.2.9 Разработка гидравлической программы промывки скважины

Под гидравлической программой бурения скважин понимается рациональный выбор регулируемых параметров гидромеханических и типовых процессов промывки ствола скважин. Производится расчет гидравлической программы промывки для интервала бурения под эксплуатационную колонну. Для остальных интервалов бурения – расчеты идентичные.

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

Результаты расчета представлены в таблицах 20, 21, 22.

Таблица 20 – Гидравлические показатели промывки скважины

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с на см ² к.п.	Схема промывки	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность, срабатываемая на долоте, л.с./дм ²
от (верх)	до (низ)					количество, шт	диаметр, мм		
Под направление									
0	40	Бурение	0,401	0,052	Периферийная	3	15	119,5	5,18
Под кондуктор									
40	800	Бурение	0,754	0,084	Периферийная	5	13	86,7	4,26
Под эксплуатационную колонну									
800	2640	Бурение	0,916	0,087	Периферийная	6	9	83,8	3,85
Отбор керна									
2590	2615	Отбор керна	0,641	0,061	Периферийная	4	9	88	2,87

Таблица 21 – Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Количество	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
					КПД	диаметр цилиндрических втулок, мм	допустимое давление, кгс/см ²	коэффициент наполнения	число двойных ходов в мин.	производительность, л/с	
от (верх)	до (низ)										
0	40	Бурение	УНБТ-950	2	95	160	232,7	1	110	31,68	63,36
40	800	Бурение	УНБТ-950	2	95	160	232,7	1	100	28,8	57,6
800	2640	Бурение	УНБТ-950	1	95	150	266	1	125	32	32
2590	2615	Отбор керна	УНБТ-950	1	95	140	309,7	1	100	22,4	22,4

Таблица 22 – 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	40	Бурение	127,5	113,6	0	3,9	0,1	10
40	800	Бурение	206,5	57,8	71,6	52,7	14,3	10
800	2640	Бурение	258,4	50,2	37	90,4	70,9	10
2590	2615	Отбор керна	256,7	55,4	0	105,8	88,2	7,2

2.2.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна

При строительстве проектируемой разведочной скважины планируется отбор керна для анализа нефтеносных пластов. Планируемый интервал отбора керна 2590–2615 м.

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

В таблице 23 представлены технические средства и режимы бурения при отборе керна.

Таблица 23 – 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
2590-2615	СК 178/100	2-5	60-120	18-25

Геолого-технический наряд построен на основании вышеперечисленных расчетов, приводится в приложении Д.

2.3 Проектирование процессов заканчивания скважин

2.3.1 Расчет обсадных колонн на прочность

Исходные данные к расчету представлены в таблице 24.

Таблица 24 – 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	1030
Плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{\text{тр обл}}$, кг/м ³	1400	Плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{\text{тр н}}$, кг/м ³	1820
Плотность нефти $\rho_{\text{н}}$, кг/м ³	715	Глубина скважины, м	2640
Высота столба буферной жидкости h_1 , м	650	Высота столба тампонажного раствора нормальной плотности h_2 , м	145
Высота цементного стакана $h_{\text{ст}}$, м	10	Динамический уровень скважины $h_{\text{д}}$, м	1760

2.3.1.1 Расчет наружных избыточных давлений

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

$$P_{ни} = P_n - P_v. \quad (7)$$

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

1. При цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятием на устье давления;

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

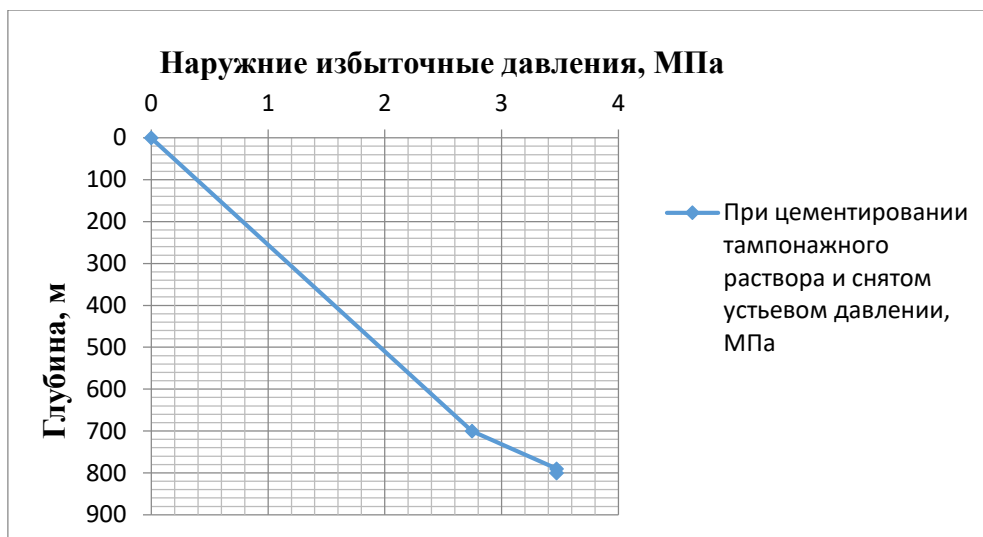


Рисунок 3 – Эпюра наружных избыточных давлений кондуктора

2.3.1.2 Расчет внутренних избыточных давлений

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

$$P_{ви} = P_{в} - P_{н}. \quad (8)$$

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

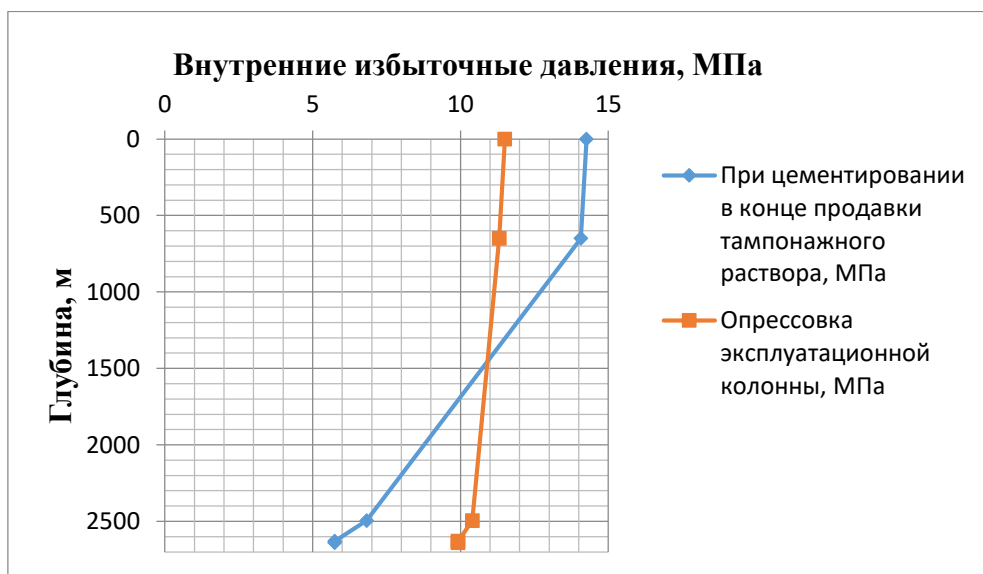


Рисунок 4 – Эпюра внутренних избыточных давлений эксплуатационной колонны

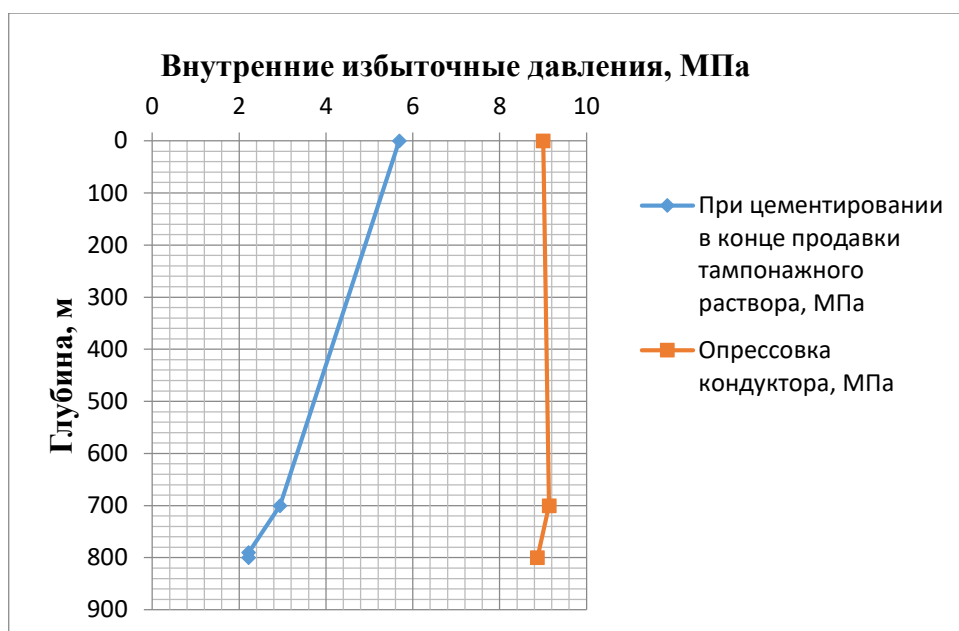


Рисунок 5 – Эпюра внутренних избыточных давлений кондуктора

2.3.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине

Характеристики рассчитанных секций обсадных колонн представлены в таблице 25.

Таблица 25 – Характеристика обсадных колонн

№ секции	Тип резьбового соединения	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
					1 м трубы	секций	суммарный	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Направление								
1	ОТТМ	Д	9,5	40	68,52	2741	2741	0-40
Кондуктор								
1	ОТТМ	Д	7,9	800	48,13	38504	38504	0-800
Эксплуатационная колонна								
1	ОТТМ	Е	8	95	32,0	2869	84309	2640-2545
2	ОТТМ	Д	8	2545	32,0	81440		2545-0

2.3.2 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Для повышения качества процессов спуска и цементирования эксплуатационной колонны примем следующую технологическую оснастку, представленную в таблице 26.

Таблица 26 – Технологическая оснастка обсадных колонн

Название колонны, условный диаметр ($D_{\text{усл}}$)	Наименование, шифр, типоразмер	Интервал установки, м		Количество	
		От (верх) по стволу	До (низ) по стволу	элементов на интервале, штук	суммарное, штук
Направление, 324	БКМ-324	40	40	1	1
	ЦКОД-324	30	30	1	1
	ЦЦ-324	0	40	2	2
	ЦТ 324/394	0	40	1	1
	ПРП-Ц-324	30	30	1	1
Кондуктор, 245	БКМ-245	800	800	1	1
	ЦКОД-245	790	790	1	1
	ЦПЦ 245/295	0	40	3	28
		40	800	25	
	ЦТ 168/216	40	800	38	38
	ПРП-Ц-245	790	790	1	1
Эксплуатационная, 168	БКМ-168	2640	2640	1	1
	ЦКОД-168	2630	2630	1	1
	ЦПЦ 168/216	0	800	20	84
		800	2640	64	
	ЦТ 168/216	800	2195	70	73
		2195	2640	3	
	ПРП-Ц-В 168	2630	2630	1	1
ПРП-Ц-Н 168	2630	26230	1	1	

2.3.3 Расчет и обоснование параметров цементирования скважины

2.3.3.1 Обоснование способа цементирования

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле:

$$P_{гскп} + P_{гдкп} \leq 0,95 * P_{гр}, \quad (9)$$

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.

$$34,496 + 3,432 \leq 0,95 * 46,6.$$

$$37,93 \leq 44,27.$$

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

2.3.3.2 Расчет объёмов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости

В таблице 27 представлены объёмы тампонажной смеси, буферной и продавочной жидкости.

Таблица 27 – Количество основных компонентов тампонажной смеси и необходимых объёмов технологических жидкостей

Наименование жидкости	Объём жидкости, м ³	Плотность жидкости, кг/м ³	Объём воды для приготовления, м ³	Наименование компонента	Масса компонента, кг	
1	2	3	4	5	6	
Буферная жидкость	9	1,8	1030	1,8	МБП-СМ	126
		7,2	1030	7,2	МБП-МВ	108

Продолжение таблицы 27

1	2	3	4	5	6
Продавочная жидкость	49,32	1000	–	Техническая вода	–
Облегченный тампонажный раствор	57,52	1400	38,4	ПЦТ-III – Об(4-6)–100	47400
				НТФ	23,58
Нормальной плотности тампонажный раствор	2,79	1820	1,62	ПЦТ – II –150	3740
				НТФ	1,14

2.3.3.3 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования

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

$$m_2 = G_{\text{сух}} / G_6, \quad (10)$$

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

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

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

Облегченный тампонажный раствор:

$$m_2 = 47,4 / 10 = 4,74 - 5 \text{ УС 6-30.}$$

Тампонажный раствор нормальной плотности:

$$m_2 = 3,74 / 13 = 0,3 - 1 \text{ УС 6-30.}$$

На рисунке 6 представлена схема расположения оборудования при цементировании.

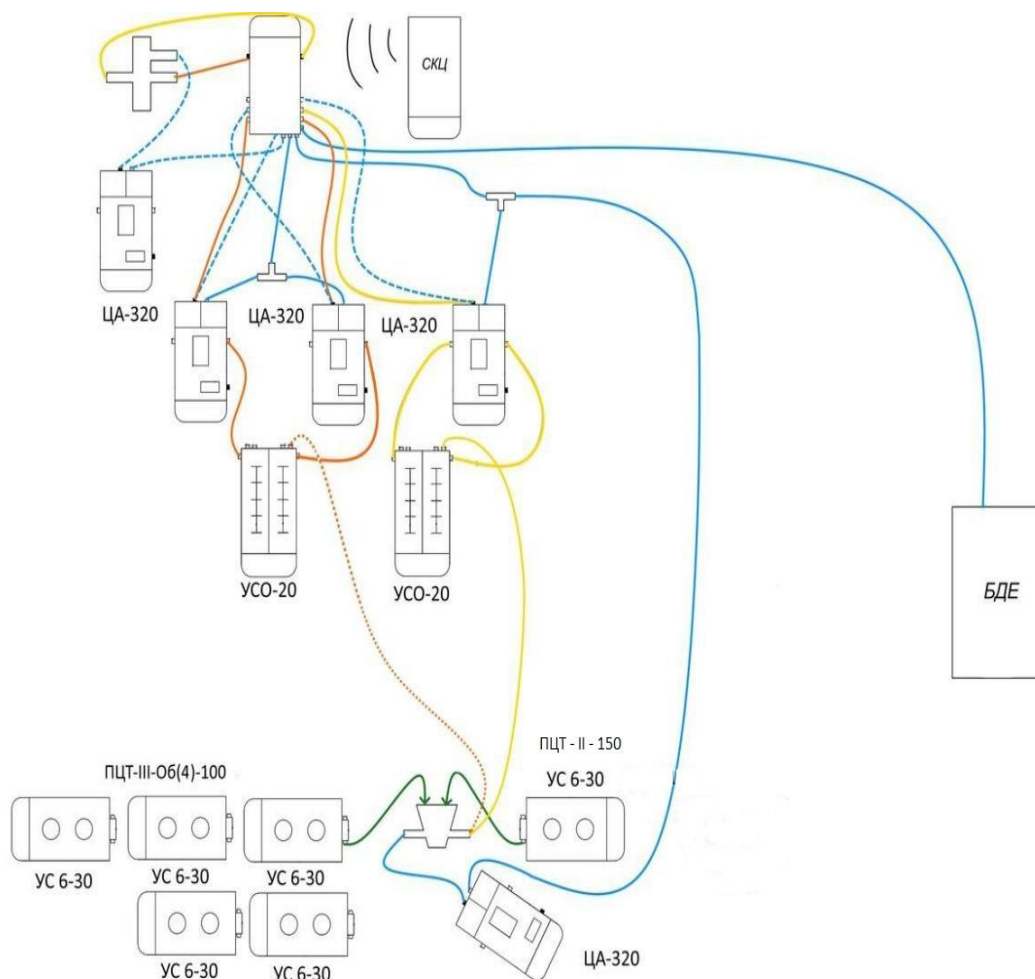


Рисунок 6 – Технологическая схема обвязки цементировочной техники с применением цементосмесительных установок и гидворонки:

СКЦ – станция контроля цементирования, БДЕ – блок дополнительных емкостей, ЦА-320 – цементировочный агрегат, УС 6-30 – цементосмесительная машина, УСО-20 – установка смесительная осреднительная

2.3.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважины

2.3.4.1 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.

2.3.4.2 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:

$$\rho_{ж.г.} = \frac{(1+k) \cdot P_{пл}}{g \cdot h}, \quad (12)$$

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.

$$\rho_{ж.г.} = 1060 \text{ кг/м}^3.$$

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

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

$$V_{\text{ж.г.}} = 2 * (V_{\text{внхв}} + V_{\text{внэк}}), \quad (13)$$

где $V_{\text{внхв}}$ – внутренний объем хвостовика, м³;

$V_{\text{внэк}}$ – внутренний объем ЭК, м³.

В связи с отсутствием хвостовика, $V_{\text{внхв}} = 0$, тогда

$$V_{\text{ж.г.}} = 2 * (0 + 48,07) = 96,14 \text{ м}^3.$$

2.3.4.3 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 28 вносятся технические характеристики перфорационной системы. Расчет количества спуска перфоратора определяется исходя из длины перфорационной системы и мощности перфорируемого объекта.

Таблица 28 – Перфорация скважины

Мощность перфорируемого объекта, м	Способ спуска перфоратора (НКТ, кабель)	Вид перфорации	Типоразмер перфоратора	Плотность перфорации, отв./1 м	Количество спусков перфоратора
15	Кабель	Кумулятивная	ORION 73КЛ	20	Ограничивается грузоподъемностью геофизического кабеля

2.3.4.4 Выбор типа пластоиспытателя

Все скважинные инструменты для испытания пластов можно разделить на:

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

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

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

Выбирается пластоиспытатель, спускаемый на трубах КИИ-95/146.

2.3.4.5 Выбор типа фонтанной арматуры

В соответствии с ГОСТ 33846-89 существует 6 схем фонтанных арматур для добывающих нефтяных и газовых скважин. Данные схемы различаются количеством запорных устройств и типом (тройниковые и крестовые). Для низких и средних устьевых давлений (7-35 МПа) рекомендуют применять тройниковую фонтанную арматуру (1-4 схема), для средних и высоких давлений (35-105 МПа), а также для газовых скважин крестовую арматуру (5-6 схема). В отечественной практике для низких и средних устьевых давлений применяется фонтанная арматура по первой схеме (АФ1). В случае если коллектор сложен неустойчивым песчаником необходимо наличие дублирующего отвода по третьей схеме (АФ3). При устьевом давлении более 35 МПа либо наличии в разрезе газовых пластов применяют фонтанную арматуру по шестой схеме (АФ6).

Принимаем арматуру фонтанная АФ1-80/65х14.

2.4 Выбор буровой установки

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

Результаты проектирования и выбора буровой установки представлены в таблице 29.

Таблица 29 – Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины

Выбранная буровая установка БУ 3200/200 ДГУ			
Максимальный вес бурильной колонны, тс ($Q_{бк}$)	88,98	$[G_{кр}] \times 0,6 \geq Q_{бк}$	$120 > 88,98$
Максимальный вес обсадной колонны, тс ($Q_{об}$)	84,31	$[G_{кр}] \times 0,9 \geq Q_{об}$	$180 > 84,31$
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ($Q_{пр}$)	115,67	$[G_{кр}] / Q_{пр} \geq 1$	$200 / 115,76 = 1,73 > 1$
Допустимая нагрузка на крюке, тс ($G_{кр}$)	200		

3 ОБЗОР СОВРЕМЕННЫХ ПРОИЗВОДИТЕЛЕЙ ТЕЛЕМЕТРИЧЕСКИХ СИСТЕМ С ГИДРАВЛИЧЕСКИМ КАНАЛОМ СВЯЗИ

В середине 1940-х гг. в США занялись созданием телеметрических систем для контроля забойных параметров. А в начале 1950-х гг. появились первые опытные образцы телесистем с гидравлическим каналом связи забой - устье для измерения кажущегося удельного сопротивления горных пород. Также разрабатывались телесистемы с проводным и электромагнитным каналами связи. В зарубежных странах в практике бурения более распространены телесистемы с гидравлическим каналом связи. Но у этого канала связи имеются существенные недостатки по отношению к качеству бурового раствора, а также к работе бурового насоса и бурового оборудования. В отечественной практике бурения наоборот большее применение получили телесистемы с электромагнитным каналом связи, который также имеет свои недостатки, передача сигнала очень сильно зависит от проводимости и перемежаемости горных пород.

Разработкой телеметрического оборудования в настоящее время занимаются фирмы таких стран как Германия, США, Франция, Китай, Россия.

Если первоначально телеметрические системы позволяли контролировать только зенитный угол, азимут, положение отклонителя, то в последние годы созданы системы для контроля уже гораздо больше параметров: крутящий момент, нагрузка на долото, частота вращения долота, давление на забое, кажущееся сопротивление горных пород, естественного гамма излучения горных пород, электромагнитного каротажа, давления внутри и снаружи бурильной колонны, температуры внутри и снаружи телесистемы.

3.1 Телесистемы с гидравлическим каналом связи

Гидравлический канал связи получил широкое распространение благодаря таким преимуществам как, большая дальность действия, в качестве канала

связи используется столб бурового раствора, поэтому не требуются дополнительные затраты на его организацию.

На данном этапе как зарубежные так и отечественные фирмы разрабатывают и предлагают системы MWD, LWD с гидравлическим каналом связи с набором методов, которые не уступают системам каротажа на кабеле. В основном телесистемы состоят из отдельных модулей, каждый из которых имеет запоминающее устройство, куда постоянно идет регистрация данных во время бурения. Также информация о пластах передается в реальном времени по каналу связи на поверхность. В настоящее время разработаны и широко применяются системы передатчика двух видов, система отрицательных и система положительных импульсов. Система отрицательных импульсов служит для управления открытием и закрытием внутреннего тарельчатого клапана, через который буровая жидкость в небольших количествах отводится из бурильной колонны в затрубное пространство скважины. В результате внутри бурильной колонны происходит снижение давления, которое определяется на поверхности как малое падение давления в напорной линии. Это состояние носит название отрицательного импульса давления. Система положительных импульсов: клапан сборки передатчика перекрывает поток бурового раствора в бурильной колонне, в результате чего происходит возрастание давления в напорной линии, которое фиксируется на поверхности датчиком давления в напорной линии. Это позитивный импульс давления, который далее расшифровывается наземной аппаратурой.

Разработка системы «геонаправление» зарубежных фирм стало самым перспективным и актуальным направлением. Суть этой системы, когда в реальном времени, получая данные о пласте, можно корректировать траекторию скважины, так как измерительные датчики расположены вблизи от долота.

Телеметрические системы с гидравлическим каналом связи более предпочтительны из-за простоты осуществления связи, также геологический разрез никак не влияет на работоспособность, в отличие от электромагнитного канала

связи. Недостатками гидравлического канала связи являются низкая помехоустойчивость, низкая скорость передачи данных, невозможность работы с аэрированными жидкостями, с продувкой воздухом, необходимость в источнике электрической энергии (батарея, турбогенератор).

3.2 Компания АО «ОКБ «Зенит»

Компания АО «ОКБ «Зенит» предлагает широкий спектр оборудования для нефтедобывающей, авиационной, энергетической и горнодобывающих отраслей. Компанией осуществляется полный производственный цикл от технического задания до выхода готового изделия. Многолетний опыт работы, основанный на использовании научно-технического потенциала, накопленного в ракетно-космической отрасли, и индивидуальный подход к каждому заказчику позволяют находить решения, направленные на сокращение издержек, рост производительности, снижение рисков бизнеса.

Основным направлением является изготовление оборудования для бурения наклонно-направленного бурения и бурения боковых стволов.

3.2.1 Телеметрическая система «Зенит»

Комплекс беспроводной системы телеметрии (далее – телесистема) предназначен для телеметрического сопровождения процесса направленного бурения в системе с гидравлическим каналом связи на положительных импульсах давления. Комплекс телесистемы состоит из комплекта наземного оборудования и комплекта скважинного оборудования. Комплект наземного оборудования включает в себя наземный блок сбора данных (далее – НБСД), комплект датчиков и соединительных кабелей. Комплект скважинного оборудования состоит из зондов, для сбора инклинометрических данных и (или) геофизических данных, в

процессе бурения, генератора гидравлических импульсов (пульсатора), проточной системы.

Скважинное оборудование предназначено для передачи на поверхность требуемых данных о процессе бурения работает, используя энергию потока бурового раствора. При достижении определенной величины расхода бурового раствора вдоль статора и лопастей ротора последний начинает вращаться, передавая крутящий момент на пульсатор посредством магнитной системы бесконтактно. Принятый от ротора крутящий момент преобразуется пульсатором в электрическую энергию - для питания зондов и в гидравлическую энергию - для привода карбидного клапана, который создает импульсы давления, принимаемые на поверхности комплектом наземного оборудования.

По управляющему сигналу, приходящему от зондов, срабатывает электромагнитным клапан пульсатора, направляя гидравлическую энергию, вырабатываемую плунжерным насосом пульсатора, на кратковременное выдвижение карбидного клапана, который после паузы вновь возвращается в первоначальное состояние. Выдвижение клапана приводит к ограничению потока бурового раствора, что создает положительный импульс давления.

Последовательность импульсов давления бурового раствора позволяет передавать на поверхность информацию о процессе бурения от скважинного оборудования. Наземный датчик давления, установленный на устье скважины, регистрирует распространяющиеся в потоке бурового раствора импульсы давления и преобразует их в электрические сигналы. Эти сигналы направляются в НБСД, где происходит их преобразование в данные по инклинометрии, об угле установки отклонителя, температуре электронных компонентов зонда, частоте вращения генератора, а также в данные гамма-каротажа. НБСД в реальном времени отображает принимаемые данные, производит их обработку, визуализацию и архивирование.

3.3 Компания «Шлюмберже»

Извлекаемый прибор SlimPulse, представляющий 3-е поколение приборов по измерениям в процессе бурения скважин, предлагает экономически эффективные решения при высокопроизводительных режимах бурения. Конструкция прибора обеспечивает надёжность и эффективность его работы в режиме реального времени при направленном бурении.

На рисунке 7 изображена телеметрическая система SlimPulse.

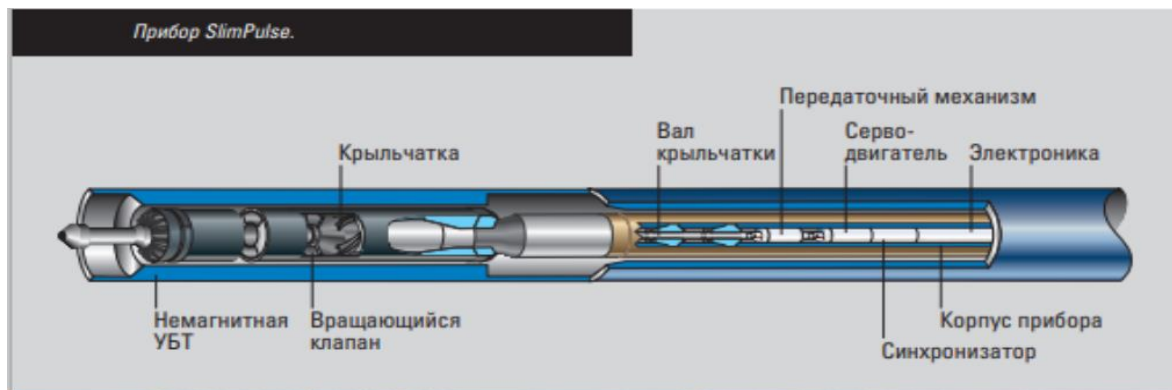


Рисунок 7 – Телеметрическая система SlimPulse

Эта телесистема приспособлена к любым скважинным условиям, может применяться в НУБТ с диаметрами от 63,5 мм до 241,3 мм. SlimPulse легко работает в диапазоне расхода промывочной жидкости от 2,25 л/с до 75,6 л/с. Так как телесистема извлекаемая, можно извлечь и заменить прибор без спускоподъемных операций, что приводит к экономии времени. Высокотемпературная модификация SlimPulse, при разработке которой был использован огромный опыт, 15 000 часов работы предыдущих версий прибора при температуре свыше 150°C, способна работать в скважинах с температурой до 177°C.

3.4 Компании GE Energy

Телеметрическая система «Tensor» с гидравлическим каналом связи производства компании GE Energy позволяет получать инклинометрические данные (угол поворота отклонителя, зенитный угол, азимут) и дополнительные параметры (ударные нагрузки, шоки и вибрации) в режиме реального времени.

Преимущества телеметрической системы Tensor MWD:

- Извлекаемость, т.е. возможность переустановки в случае прихвата буровой колонны, что позволяет сократить риск потери оборудования, произвести замену отдельного модуля телесистемы;
-
- Эксплуатирование в высокотемпературных условиях до 175°C;
- Гибкая модульная конструкция, которая позволяет устанавливать сенсор в различных положениях;
- Низкая энергоемкость – 400 часов работы за счет использования пульсатора шагового типа последнего поколения;
- Сертифицирована как средство измерения;
- Вибрации и ударные нагрузки регистрируются в реальном времени;
- Гарантированный межсервисный интервал ТО узлов ТМС – 1000 часов;
- Конструкция телеметрической системы Tensor MWD совместима со множеством различных диаметров НУБТ от 88,9мм до 241,3мм и работает в диапазоне расхода промывочной жидкости от 4,73 до 75,7 литров в секунду.

3.5 Компания APS Technology

Технические решения компании APS Technology отвечают всем требованиям, предъявляемым нефтяной отраслью. Такого результата добились благодаря кропотливой работе техников, инженеров, слесарей, механиков, которые спроектировали современные электромеханические приборы и сенсоры, которые предназначены для жестких условий эксплуатации.

3.5.1 Телесистема с гидравлическим каналом связи «APS SureShot»

Телеметрическая система «APS SureShot» в сочетании с роторным пульсатором второго поколения обеспечивает надежное телеметрическое сопровождение

дение при наклонно-направленном бурении и позволяет получать точные значения азимута, зенитного угла, положения отклонителя, которые передаются с высокой скоростью, позволяет уверенно проходить сложные, траектории скважин любых профилей – от вертикальных до горизонтальных.

На рисунке 8 изображена компоновка телесистемы с гидравлическим каналом связи APS SureShot:

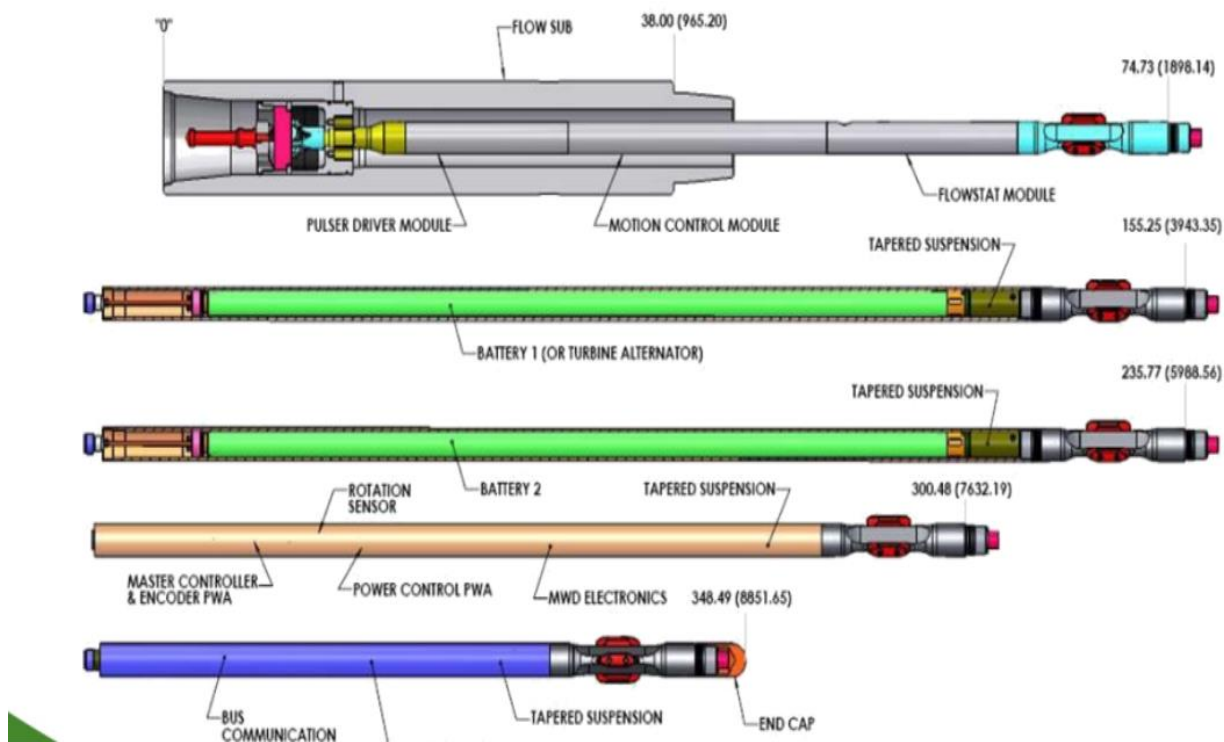


Рисунок 8 – Телеметрическая система APS SureShot

Преимущества телеметрической системы APS SureShot:

- Скважинная компоновка SureShot укомплектована сенсорным модулем с магнитометрами, откалиброванными в соответствии со стандартами национального института по стандартизации и технологии США, надежным роторным пульсатором и батареями либо турбинным генератором для обеспечения электропитанием;
- Модульная конструкция SureShot обеспечивает возможность подключения дополнительных сенсоров – таких, как модуль гамма-каротажа либо модуль контроля вибрации;

- Каждый модуль защищен современной уникальной системой виброизоляции и размещается в защитном корпусе из бериллиевой бронзы или немагнитного сплава;
- Роторный пульсатор второго поколения является одним из самых надежных передатчиков по гидравлическому каналу в отрасли. Надежный, высокоэффективный бесщеточный электродвигатель и контроллер управления, конструкция «открытого потока», положительный импульс и контроль предотвращения заклинивания практически исключают возможность заклинивания или закупорки пульсатора. Роторный пульсатор APS легко модифицируется для использования в извлекаемой и неизвлекаемой конфигурациях, предоставляя либо повышенную надежность неизвлекаемой версии, либо возможность извлечения системы в случае прихвата;
- Благодаря различным схемам кодировки и декодировки можно быстро получать данные, чтобы достичь максимальной скорости достоверности данных;
- Уникальный модуль управления питанием APS позволяет эксплуатировать систему с двойным комплектом батарей или комбинацией электропитания от батарей APS турбинного генератора.

Вывод

Проанализировав несколько телеметрических систем с гидравлическим каналом связи, производства разных компаний, можно сделать вывод, что в настоящий момент предпочтительнее выглядят телесистемы компании APS Technology. Преимуществом данной компании является то, что они предлагают телесистемы извлекаемого и не извлекаемого исполнения, возможность применения батарейного типа питания, либо с генератором, а также роторный пульсатор, который признан одним из лучших в отрасли.

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

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСΟΣБЕРЕЖЕНИЕ

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 30.

Таблица 30 – Исходные данные

Наименование скважины	Разведочная
Проектная глубина, м	2640
Способ бурения:	
- под направление	Роторный
- под кондуктор и эксплуатационную колонну	Роторный и гидравлический забойный двигатель (ВЗД)
Цель бурения	Разведка
Конструкция скважины:	
- направление	d 393,7 мм на глубину 40 м
- кондуктор	d 244,5 мм на глубину 800 м
- эксплуатационная колонна	d 215,9 мм на глубину 2640 м
Буровая установка	БУ – 3200/200
Оснастка талевого системы	5'6
Насосы:	
- тип – количество, шт	УНБТ– 950 – 2 шт
Производительность, л/с:	
- в интервале 0-40 м	63,36
- в интервале 40-800 м	57,6
- в интервале 800-2640 м	32
Утяжеленные бурильные трубы (УБТ):	d 178 мм, 12 м
Забойный двигатель (тип):	
- в интервале 40-800 м	ВЗД ДГР-240.7/8.55
- в интервале 800-2640 м	ВЗД ДРУ2-172РС
- при отборе керна	PDC У12-215,9/101,6 SCD-3 Т
Бурильные трубы: длина свечей, м	36

4.1.1 Расчет нормативного времени на механическое бурение

Сведения о разбивке геологического разреза на нормативные пачки, а также, действующие на буровом предприятии нормы времени механического бурения 1 м породы и проходки на долото по представлены в таблице 31.

Таблица 31 - Нормы механического бурения на нефтяном месторождении (Томская область)

Интервалы бурения	Интервал, м		Количество метров в интервале, м	Норма времени механического бурения 1 м породы, ч	Норма проходки на долото, м
	от (верх)	до (низ)			
1	0	40	40	0,037	590
2	40	800	760	0,042	1670
3	800	2640	1840	0,064	1390

Основным документов для расчета нормативного времени для сооружения скважины являются «Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые» [9].

Нормативное время на механическое N , ч бурение рассчитывается по формуле 18:

$$N = T * H, \quad (14)$$

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

H – количество метров в интервале, м.

Для направления:

$$N = 40 * 0,037 = 1,48 \text{ ч.}$$

Аналогично производим расчет для остальных интервалов, результаты представлены в таблице 32.

Таблица 32 – Нормативное время бурения

Количество метров в интервале, м	Норма времени на бурение 1 метра, ч/м	Нормативное время на механическое бурение, ч
40	0,037	1,48
760	0,042	31,92
1840	0,064	117,7
Итого		151,1

Далее производится расчет нормативного количества долот n . Нормативное количество долот рассчитывается по формуле 19:

$$N = H / П, \quad (15)$$

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

Для направления:

$$n = 40 / 590 = 0,09.$$

Для остальных интервалов расчет производится аналогично, результаты расчета сводятся в таблицу 33.

Таблица 33 – Нормативное количество долот

Количество метров в интервале H , м	Нормативная проходка на долото в данном интервале $П$, м	Нормативное количество долот
40	590	0,07
760	1670	1,46
1840	1390	1,32
Итого на скважину		1,85

4.1.2 Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

Данные нормы включают время на выполнение следующих работ:

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

12) крепление и раскрепление свечей и элементов бурильной колонны ключами.

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

Расчет производится по формуле:

$$T_{СПО} = П * n_{СПО}, \quad (16)$$

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

П – длина интервала, м.

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

4.1.3 Расчет нормативного времени на установку центрирующих фонарей

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

- направление: $2 * 1 = 2$ мин;
- кондуктор: $28 * 1 = 28$ мин;
- эксплуатационная колонна: $84 * 1 = 84$ мин.

4.1.4 Расчет нормативного времени ожидания затвердевания цемента

Время ожидания затвердевания цемента (ОЗЦ) нормируется на основе фактических данных по скважинам, пробуренным в аналогичных условиях, но не свыше норм времени. Принимаем время ОЗЦ направления – 4 ч., кондуктора – 10ч., эксплуатационной колонны – 22 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:

$$L_c = L_k - L_n, \quad (17)$$

где L_k – глубина кондуктора, м;

L_n – длина цементной пробки, м.

Для направления:

$$L_c = 40 - 10 = 30 \text{ м};$$

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

$$L_n = 24 + 1 = 25 \text{ м.}$$

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

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

Для направления:

$$L_T = 30 - 25 = 5 \text{ м};$$

г) рассчитывается количество спускаемых свечей N по формуле:

$$N = L_T / l_c, \quad (19)$$

где l_c – длина одной свечи, м

Для направления:

$$N = 1.$$

д) по УНВ спуск одной свечи занимает 2 мин.

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

Для кондуктора:

$$L_c = 800 - 10 = 790 \text{ м};$$

$$L_n = 24 + 1 = 25 \text{ м};$$

$$L_T = 790 - 25 = 765 \text{ м};$$

$$N = 765 / 36 = 21,2 \approx 22 \text{ шт.};$$

$$T_{\text{конд.}} = 22 * 2 + 5 = 49 \text{ мин.}$$

Для эксплуатационной колонны:

$$L_c = 2640 - 10 = 2630 \text{ м};$$

$$L_n = 24 + 1 = 25 \text{ м};$$

$$L_T = 2630 - 25 = 2605 \text{ м};$$

$$N = 2605 / 36 = 72,4 \approx 73 \text{ шт.};$$

$$T_{\text{конд.}} = 73 * 2 + 5 = 151 \text{ мин.}$$

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

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

$$\Sigma=7 + 49 + 151 + 3 * (7 + 17 + 42) = 405 \text{ мин} = 6,75 \text{ ч.}$$

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 [9].

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 302,35 часов или 12,59 суток. Следовательно, надбавка времени на выполнение ремонтных работ составляет 6,6 %.

Общее время на выполнение ремонтных работ определяется произведением: $302,35 \times 0,066 = 19,9$ ч.

Общее нормативное время проводки скважины составляет

$$\Sigma = 250,39 + 19,9 + 25 = 291,91 \text{ ч} = 12,88 \text{ суток.}$$

4.2 Линейный календарный график выполнения работ

Вахта работает двадцать восемь дней по 12 часов в сутки через 12 часов отдыха. Затем двадцать восемь дней выходных. Доставка вахт на месторождения осуществляется авиа- и автотранспортом. Буровая бригада состоит из 4 вахт и следующего количества обслуживающего персонала, приведенного в таблице 34.

Таблица 34 – Количество работников вахт и обслуживающего персонала

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

Линейный календарный график проведения работ по строительству разведочной скважины на нефтяном месторождении приведен в таблице 35.

Таблица 35 – 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 35:

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

4.3 Корректировка сметной стоимости строительства скважины

4.3.1 Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины

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

$$T_{пр} = T_n * k, \quad (20)$$

где T_n , - проектная продолжительность строительства скважины, ч;

k – поправочный коэффициент.

$$k = 1 + \frac{\Delta t}{t_{пр} + t_{кр} + t_{всп} + t_p}, \quad (21)$$

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

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

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

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

Таблица 36 – Продолжительность бурения и крепления скважин

Вид работ	Продолжительность		
	нормативная, ч	проектная	
		ч	сут
Бурение:			
Направление	2,55	2,78	0,11
Кондуктор	45,64	49,74	2,07
Эксплуатационная колонна	202,2	220,39	9,18
Крепление:			
Направление	3,56	3,92	0,16
Кондуктор	16,0	17,44	0,73
Эксплуатационная колонна	32,4	35,32	1,47
Итого	302,35	329,55	13,7

Уточненный сводный сметный расчет представлен в приложении В.2–В.4.

4.3.2 Расчет технико-экономических показателей

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

а) механическая скорость V_m , м/ч

$$V_m = H/T_m, \quad (22)$$

где H – глубина скважины, м;

T_m – время механического бурения, ч.

б) рейсовая скорость V_p , м/ч

$$V_p = H/(T_m + T_{сно}), \quad (23)$$

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

в) коммерческая скорость V_k , м/ч

$$V_k = (H * 720)/T_h, \quad (24)$$

где T_h – нормативная продолжительность бурения скважин, ч.

г) проходка на долото h_d , м

$$h_d = H/n, \quad (25)$$

где n – количество долот.

Себестоимость одного метра строительства скважины:

$$C_{с1м} = (C_{см} - Пн)/H, \quad (26)$$

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

$Пн$ – плановые накопления, руб.

Результаты расчетов сводим в таблицу 37.

Таблица 37 – Нормативные технико-экономические показатели бурения скважины

Показатели	Величина
Глубина скважины, м	2640
Продолжительность бурения, сут	11,36
Механическая скорость, м/ч	17,01
Рейсовая скорость, м/ч	12,71
Коммерческая скорость, м/ст.-мес.	7763
Проходка на долото, м	1406
Стоимость одного метра, руб	54638

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 [12]. 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. Для Томской области этот индекс составляет на январь 2019 года 204,2.

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Введение

Данным проектом предусматривается строительство площадки для временного размещения буровой установки и вспомогательных зданий и сооружений при бурении вертикальной разведочной скважины глубиной 2640 метров, которое расположено в Томской области. При сооружении проектной скважины при неправильной организации труда, несоблюдении технологии проводки скважины возможны следующие опасности: механические травмы, поражение электрическим током, взрывы, пожары.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

К выполнению буровых работ допускаются лица, возраст которых соответствует установленному законодательством, прошедшие медицинский осмотр в установленном порядке и не имеющие противопоказаний к выполнению данного вида работ, имеющие соответствующую квалификацию и допущенные к самостоятельной работе в установленном порядке. Каждый рабочий должен быть проинструктирован по безопасности труда. Работники в зависимости от условий работы и принятой технологии производства должны быть обеспечены соответствующими средствами индивидуальной и коллективной защиты. Каждый участок, место, где обслуживающий персонал находится постоянно, необходимо оборудовать круглосуточной телефонной (радиотелефонной) связью с диспетчерским пунктом или руководством участка данного объекта. На рабочих местах, а также в местах, где возможно воздействие на человека вредных и (или) опасных производственных факторов, должны быть размещены предупредительные знаки и надписи. При возникновении несчастного случая пострадавший или очевидец немедленно должен сообщить непосредственному руководителю работ, который обязан организовать первую помощь пострадавшему и его доставку в медицинский пункт, а также сообщить

о случившемся руководителю подразделения.

Перед началом работ должны быть определены опасные зоны, в которых возможно воздействие опасных производственных факторов, связанных или не связанных с технологией и характером выполняемых работ.

За выполнение тяжелых работ, работ с вредными или опасными условиями труда предусмотрены такие компенсационные доплаты и надбавки, как:

- до 12% тарифной ставки (оклада) за нахождение на рабочем месте с вредными условиями труда не менее 50% рабочего времени (лаборант химического анализа);

- за каждый час ночной работы – 40% часовой тарифной ставки (оклада);

- за работу в выходной и нерабочий праздничный день оплата производится в двойном размере.

Проектируемые работы будут проводиться на территории Томской области, согласно, справочнику базовых цен на инженерно-геологические и инженерно-экологические изыскания для строительства данный район приурочен к районам, где к заработной плате работников применяется коэффициент 1,3.

5.2 Производственная безопасность

Основные элементы производства, формирующие опасные и вредные факторы при проектировании, подготовке и выполнении геолого-технических мероприятий указаны в таблице 38.

Таблица 38 – Основные опасные и вредные производственные факторы

Вид работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003 – 2015)		Нормативные документы
Полевой этап			
Строительство скважины: Эксплуатация бурового оборудования; Механическое бурение; Спуско-подъемные операции; Крепление ствола скважины обсадными трубами и цементирование; Приготовление и обработка технологических жидкостей; Освоение скважины.	Вредные	Опасные	ГОСТ 12.2.003-91 ГОСТ 12.2.062-81 ГОСТ 12.3.009-76 ГОСТ 12.4.011-89 ГОСТ 12.4.125-83 ГОСТ 12.1.005-88 ГОСТ 23407-78 ГОСТ 12.1.019-79 ГОСТ 12.1.030-81 ГОСТ 12.1.006-84 ГОСТ 12.1.038-82 ГОСТ 12.1.003-2014 ГОСТ 12.1.012-90 ГОСТ 12.4.002-97 ГОСТ 12.4.024-86 ГОСТ 12.1.007-76 ГОСТ 12.1.004-91
	1. Превышение уровней шума; 2. Тяжесть физического труда 3. Превышение уровней вибрации. 4. Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися 5. Недостаточная освещенность рабочей зоны 6. Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны	1. Расположение рабочего места на значительной высоте относительно поверхности земли (пола); 2. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования; 3. Острые кромки, заусенцы и шероховатость на поверхности инструментов; 4. Электрический ток; 5. Пожароопасность	

5.2.1 Анализ опасных факторов и мероприятия по их устранению

5.2.1.1 Расположение рабочего места на значительной высоте относительно поверхности земли (пола)

К работам на высоте относятся работы, при выполнении которых работник находится на расстоянии менее 2 м от не огражденных перепадов по высоте 1,3 м и более. При невозможности устройства ограждений работы должны выполняться с применением предохранительного пояса и страховочного каната.

Верхолазными считаются работы, выполняемые на высоте более 5 м от поверхности земли, перекрытия или рабочего настила, над которыми производятся работы.

При совмещении работ по одной вертикали нижерасположенные места

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

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

5.2.1.2 Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования

Возникает на всех этапах полевых работ, но возрастание риска подвергнуться механическому воздействию, а в следствии, получить травму можно при погрузочно-разгрузочных работах, монтаже-демонтаже оборудования на скважине и др.

Меры безопасности, в большинстве, сводятся к неукоснительному соблюдению техники безопасности на буровой. Поэтому каждого поступающего на работу человека обязательно нужно проинструктировать по технике безопасности при работе с тем или иным оборудованием; обеспечить медико-санитарное обслуживание.

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

- материалы конструкции производственного оборудования не должны оказывать опасное и вредное воздействие на организм;
- конструкция производственного оборудования и его отдельных частей должна исключать возможность их падения, опрокидывания и самопроизвольного смещения;

– конструкция производственного оборудования должна исключать падение или выбрасывание предметов (например, инструмента, заготовок, обработанных деталей, стружки), представляющих опасность для работающих;

– производственное оборудование должно быть пожаровзрывобезопасным;

– движущиеся части производственного оборудования, являющиеся возможным источником травмоопасности, должны быть ограждены или расположены так, чтобы исключалась возможность прикосания к ним работающего или использованы другие средства, предотвращающие травмирование;

– элементы конструкции производственного оборудования не должны иметь острых углов, кромок, заусенцев и поверхностей с неровностями.

В последнем случае должны быть предусмотрены меры защиты работающих и т.д. Все рабочие во избежание травм снабжаются спецодеждой: защитная каска, которая выдается каждому члену бригады, щитки защитные лицевые, сапоги, согласно ГОСТ 12.4.011-89 [24].

Согласно ГОСТ 12.2.062-81 все опасные зоны оборудуются ограждениями.

Согласно ГОСТ 12.4.026-2001 вывешиваются инструкции, и плакаты по технике безопасности, предупредительные надписи и знаки, а также используются сигнальные цвета.

5.2.1.3 Пожаровзрывобезопасность

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

1. Причины электрического характера (короткие замыкания, перегрев проводов);

2. Открытый огонь (сварочные работы, костры, курение, искры от автотранспорта и неомедненного инструмента);
3. Удар молнии;
4. Разряд зарядов статического электричества.

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

Все сварочные работы должны производиться на специально выделенных участках (сварочные посты). В случае необходимости производства сварочных работ в другом месте необходимо получить разрешение у главного инженера. Запрещается курить, разводить костры в недозволенных местах.

Весь автотранспорт при работе во взрывоопасных зонах снабжаются искрогасителями. В этих зонах также обязательно использование омедненного инструмента.

Все инженерно-технические работники и рабочие, вновь принимаемые на работу, должны проходить первичный и вторичный противопожарный инструктаж. По окончании инструктажей проводится проверка знаний и навыков. Результаты проверки оформляются записью в «Журнал регистрации обучения видов инструктажа по технике безопасности» согласно ГОСТ 12.1.004-91 [30].

Для быстрой ликвидации возможного пожара на территории базы располагается стенд с противопожарным оборудованием согласно ГОСТ 12.1.004-91:

1. Огнетушитель марки ОП-10 и ОП-10 (з) 2 шт.
2. Ведро пожарное 2 шт.
3. Багры 3 шт.
4. Топоры 3 шт.

Для устранения причин пожара электрического характера необходимо:

регулярно контролировать сопротивление изоляции электрической сети, принять меры от механических повреждений электрической проводки. Во всех электрических цепях устанавливается отключающая аппаратура (предохранители, магнитные пускатели, автоматы).

Все сварочные работы должны производиться на специально выделенных участках (сварочные посты). В случае необходимости производства сварочных работ в другом месте необходимо получить разрешение у главного инженера. Запрещается курить, разводить костры в недозволенных местах.

Весь автотранспорт при работе во взрывоопасных зонах снабжаются искрогасителями. В этих зонах также обязательно использование омедненного инструмента.

Все инженерно-технические работники и рабочие, вновь принимаемые на работу, должны проходить первичный и вторичный противопожарный инструктаж. По окончании инструктажей проводится проверка знаний и навыков. Результаты проверки оформляются записью в «Журнал регистрации обучения видов инструктажа по технике безопасности» согласно ГОСТ 12.1.004-91 [30].

Для быстрой ликвидации возможного пожара на территории базы располагается стенд с противопожарным оборудованием согласно ГОСТ 12.1.004-91:

1. Огнетушитель марки ОВП-10 и ОП-10 (з) 2 шт.
2. Ведро пожарное 2 шт.
3. Багры 3 шт.
4. Топоры 3 шт.
5. Ломы 3 шт.
6. Ящик с песком, 0,2 м³ 2 шт.

5.2.1.4 Острые кромки, заусенцы и шероховатость на поверхности инструментов

Механические поражения могут быть следствием неосторожного обращения с инструментами. Инструмент должен содержаться в исправности и чистоте, соответствовать техническим условиям завода - изготовителя и эксплуатироваться в соответствии с требованиями эксплуатационной и ремонтной документации. Ручной инструмент (кувалды, молотки, ключи, лопаты и т.п.) должен содержаться в исправности. Инструменты с режущими кромками и лезвиями следует переносить и перевозить в защитных чехлах и сумках, согласно ГОСТ 12.2.003-91 [29].

5.2.1.5 Электрический ток

Опасностями поражения током при проведении полевых работ, сводятся, в основном, к мерам электробезопасности.

Причинами поражения электрическим током могут быть: повреждение изоляции электропроводки, неисправное состояние электроустановок, случайное прикосновение к токоведущим частям (находящимся под напряжением), отсутствие заземления и др. Поэтому работа на каротажных станциях требует помимо соответствующей квалификации персонала большого внимания и строгого соблюдения правил электробезопасности.

Корпуса всех агрегатов должны быть надежно заземлены. Заземление выполняется на контур буровой.

Во избежание электротравм следует проводить следующие мероприятия:

- ежедневно перед началом работы проверять наличие, исправность и комплектность диэлектрических защитных средств (диэлектрические перчатки, боты, резиновые коврики, изолирующие подставки);

- все технологические операции, выполняемые на приёмных и питающих линиях, должны проводиться по заранее установленной и утвержденной системе

команд, сигнализации и связи;

– с целью предупреждения работающих об опасности поражения электрическим током широко используют плакаты и знаки безопасности.

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

5.2.2 Анализ вредных факторов и мероприятия по их устранению

5.2.2.1 Превышение уровней вибрации

Вибрация – это механические колебания, оказывающие ощутимое влияние на человека. Источником вибрации является буровая установка и установка статического зондирования. К основным законодательным документам, регламентирующим вибрацию, относится ГОСТ 12.1.012-2004 [20].

Под действием вибрации у человека развивается вибрационная болезнь. Согласно ГОСТ 12.1.012-2004 [20] наиболее опасна для человека вибрация с частотой 16-250 Гц.

Разделяют общую и локальную вибрацию. В результате развития вибрационной болезни нарушается нервная регуляция, теряется чувствительность пальцев, расстраивается функциональное состояние внутренних органов.

Основным средством обеспечения вибрационной безопасности является создание условий работы, при которых вибрация, воздействующая на человека, не превышает некоторых установленных пределов (гигиенических нормативов).

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

Для борьбы с вибрацией машин и оборудования используют различные методы:

- использование машин с меньшей виброактивностью;
- использование материалов и конструкций, препятствующих распространению вибрации и воздействию ее на человека;
- использование в качестве рабочих виброопасных профессий лиц, не имеющих медицинских противопоказаний, и обеспечение прохождения ими регулярных медицинских обследований;
- проведение послеремонтного и, при необходимости периодического контроля виброактивных машин;
- индивидуальные средства защиты: виброобувь и виброручкавицы;
- вкладыши и прокладки из упругодемпфирующих материалов;
- коллективные средства защиты: амортизационные подушки в соединениях блоков, оснований, эластичные прокладки, виброизолирующие хомуты на напорных линиях буровых насосов.

5.2.2.2 Превышение уровней шума

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

Первоначально слово шум относилось исключительно к звуковым колебаниям, однако в современной науке оно было распространено и на другие виды колебаний (радио-, электричество).

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

Шум может создаваться работающим оборудованием (буровой установкой, установкой статического зондирования, установками воздуха,

преобразователями напряжения). В результате исследований установлено, что шум ухудшает условия труда, оказывает вредное воздействие на организм человека. Действие шума различно: затрудняет разборчивость речи, вызывает необратимые изменения в органах слуха человека, повышает утомляемость. Предельно допустимые значения, характеризующие шум, регламентируются в ГОСТ 12.1.003-2014 [23].

Обеспечение безопасности при воздействии шума на работника является комплексным мероприятием. Использование работниками средств индивидуальной защиты против шума (ушные вкладыши, наушники и шлемофоны), правильная организация труда и отдыха (устройство кратковременных перерывов в работе). Оборудование, машины, которые в процессе работы могут производить шум, неблагоприятно воздействующий на работников, следует конструировать и изготавливать с учетом последних достижений технологии и принципов проектирования, позволяющих снизить излучаемый шум (виброизоляция оборудования с использованием пружинных, резиновых и полимерных материалов, экранирование шума преградами, применение противозумных подшипников, глушителей, своевременная смазка трущихся поверхностей).

5.2.2.2 Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися

Профилактика природно-очаговых заболеваний имеет особое значение в полевых условиях. Разносят их насекомые, дикие звери, птицы и рыбы. Наиболее распространенные природно-очаговые заболевания:

- весенне-летний клещевой энцефалит, туляремия, гельминтоз;
- укусы, удары и другие повреждения, нанесенные животными и пресмыкающимися;
- укусы и ужаливания ядовитых насекомых, пресмыкающимися и животными.

При заболевании энцефалитом происходит тяжелое поражение центральной нервной системы. Заболевание начинается через две недели после занесения инфекции в организм. Наиболее активны клещи в конце мая - середине июня, но их укусы могут быть опасны и в июле, и в августе.

Основное профилактическое мероприятие - противоэнцефалитные прививки, которые создают у человека устойчивый иммунитет к вирусу на весь год, обучение населения методам индивидуальной защиты человека от кровососущих насекомых и клещей, диких животных.

5.2.2.3 Недостаточная освещенность рабочей зоны

Освещение рабочих мест должно отвечать требованиям, изложенным в СНиП 23-05-95 "Естественное и искусственное освещение". Освещение должно быть постоянным во времени, без пульсации, иметь спектр, близкий к естественному.

Нормы освещенности на буровой установке приведены в приложении Г.1.

5.2.2.4 Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны

Источниками запыленности и загазованности воздуха на буровой являются силовые приводы, дизельные электростанции, химические реагенты. С целью исключения вредного воздействия отработанного бурового раствора, горюче-смазочных материалов, химических реагентов и веществ в процессе бурения скважины на окружающую среду необходимо выполнение следующих мероприятий:

- вести бурение скважины по без амбарной технологии;
- буровая установка оснащается поддоном для сбора буровых сточных вод, которые потом вместе с буровым раствором подлежат утилизации.
- площадка под буровую установку должна иметь лежнёвку с

устройством дренажной системы;

– хранение запаса бурового раствора, ГСМ и нефтепродуктов должно осуществляться только в металлических ёмкостях.

5.3 Экологическая безопасность

Экологическая безопасность – допустимый уровень негативного воздействия природных и антропогенных факторов экологической опасности на окружающую среду и человека.

Воздействия на окружающую среду регулируются согласно Федеральному закону «О безопасности производственных процессов добычи, транспортировки и хранения газа», представлены в приложении Г.2.

При производстве буровых работ, загрязнение может приводить к снижению продуктивности почв и ухудшению качества подземных и поверхностных вод. Причины, влияющие на окружающую среду, могут быть следующими:

- неправильная прокладка дорог и размещение буровых установок;
- планировка буровых площадок;
- нерациональное использование земельных участков под буровые установки;
- несоблюдение правил и требований.

При проведении инженерно-геологических работ необходимо выполнение следующих правил и мероприятий по охране природы: обязательна ликвидация возможных вредных последствий от воздействия на природу, не допускается разведение костров, за исключением специально оборудованных для этого мест, не допускается загрязнение участка проведения работ, установка маслосборников для быстрого удаления ГСМ, ликвидация скважин методом послойной засыпки ствола, извлеченным грунтом с послойной трамбовкой.

С целью уменьшения повреждений земельных угодий и снижение вредных воздействий, геологоразведочные организации должны ежегодно

разрабатывать планы-графики перемещения буровых агрегатов с учетом времени посевов и уборки сельскохозяйственных культур. Подъездные дороги и буровые площадки по возможности необходимо располагать на малопродуктивных землях, а размеры их должны быть минимальными, все горные выработки после окончания работ должны быть ликвидированы: скважины - тампонажем глиной или цементно-песчаным раствором с целью исключения загрязнения природной среды и активизации геологических и инженерно-геологических процессов.

По окончании буровых работ должна быть проведена рекультивация, то есть комплекс мероприятий по восстановлению земельных отводов. Оборудование и железобетонные покрытия демонтируют и вывозят, остатки дизельного топлива и моторного масла сжигают, глинистый раствор вывозят, нарушенный растительно-почвенный покров закрывают дерном и почвенным слоем. Проводят биологическую рекультивацию – озеленение.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация – обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь или повлекли за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей.

Источник чрезвычайной ситуации – Опасное техногенное происшествие, авария, катастрофа, опасное природное явление, стихийное бедствие, широко распространенная инфекционная болезнь людей, сельскохозяйственных животных и растений, в результате чего произошла или может возникнуть чрезвычайная ситуация.

Вероятность возникновения опасных природных процессов может меняться – в зависимости от конкретных природно-климатических условий и геофизических факторов повышается риск одних из них и снижается риск

других.

Чрезвычайные ситуации могут быть классифицированы по значительному числу признаков:

- по происхождению (антропогенные, природные);
- по продолжительности (кратковременные, затяжные);
- по характеру (преднамеренные, непреднамеренные);
- по масштабу распространения.

В районе проводимых работ возможны следующие чрезвычайные ситуации техногенного характера:

- пожары (взрывы) в зданиях;
- пожары (взрывы) на транспорте.

Рабочий персонал должен быть подготовлен к проведению работ таким образом, чтобы возникновение чрезвычайных ситуаций не вызвало замешательства и трагических последствий.

Алгоритм действий при чрезвычайных ситуациях:

В зоне расположения проектируемого объекта и места производства лабораторных камеральных работ (Томская область) вероятность наступления чрезвычайных ситуаций природного или военного характера крайне мала.

Наиболее вероятные ЧС техногенного характера, связанные с пожароопасностью.

В случае возникновения пожар на буровой установке при выполнении полевых работ необходимо принять следующие меры

- остановить работу буровой установки и по возможности обесточить ее;
- немедленно сообщить о возгорании по телефону «01» в пожарную охрану, и ответственному руководителю;
- оценить возможное распространение пожара, создающее угрозу для людей, и пути возможной эвакуации;
- приступить к ликвидации очага при помощи первичных средств пожаротушения, таких, как огнетушители, песок, кошма (плотное покрывало) и др.

При возникновении пожара в офисных помещениях или лаборатории каждый работник должен:

- немедленно сообщить об этом по телефону «01» в пожарную охрану;
- сообщить руководителю (генеральному директору, начальнику отдела, заведующему лаборатории и т.п.) или его заместителю о пожаре;
- принять меры по организации эвакуации людей;
- одновременно с эвакуацией людей, приступить к тушению пожара своими силами и имеющимися средствами пожаротушения (огнетушители, вода, песок и т.п.).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе были разработаны оптимальные решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2640 метров на нефтяном месторождении Томской области на основании исходного технического задания.

Анализ горно-геологических условий бурения позволил спроектировать конструкцию скважины, состоящую из направления, кондуктора и эксплуатационной колонны.

Для эффективного строительства скважины данной конструкции были спроектированы способы, параметры режима бурения, подобраны и рассчитаны на прочность компоновки бурильной колонны. Основываясь на собственном опыте строительства скважин в данном регионе, а также из твердости пород, для бурения под направление выбрано шарошечное долото. Для бурения под кондуктор и эксплуатационную колонны выбраны PDC долота.

Разработка гидравлической программы промывки позволила подобрать оптимальные режимы работы буровых насосов, типы, компонентный состав и параметры бурового раствора. Чтобы обеспечить высокую производительность при бурении под направление и кондуктор, а также обеспечить вынос шлама было запроектировано 2 насоса УНБТ – 950.

Расчет обсадных колонн на прочность позволил подобрать оптимальные характеристики обсадных колонн. Причем чтобы обеспечить прочность на смятие или на критические давления эксплуатационная колонна спроектирована двухсекционной с группой прочности Е. Для повышения качества крепления скважины была спроектирована оптимальная технологическая оснастка обсадных колонн. Для цементирования эксплуатационной колонны был выбран одноступенчатый способ с двумя пробками. Подобраны рецептуры жидкостей цементирования.

Для строительства и эксплуатации скважины было выбрано следующее устьевое оборудование: ОКО1-14-168x245 К1 ХЛ, ОП5-280/80x21, АФ1-80/65x14.

Спроектированное техническое решение отвечает требованиям производственной и экологической безопасности.

Проанализировав современных производителей телеметрических систем с гидравлическим каналом связи можно сделать вывод, что более зарекомендованными являются телесистемы компании APS Technology. Преимуществом данной компании является то, что они предлагают телесистемы извлекаемого и не извлекаемого исполнения, возможность применения батарейного типа питания, либо с генератором, а также роторный пульсатор, который признан одним из лучших в отрасли.

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 ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

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.
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.
3. Ковалев, А.В. Проектирование конструкций скважины: методическое указание/ А.В. Ковалев. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2018.
4. SlimPulse. Извлекаемая телесистема. [Электронный ресурс]. – <https://www.slb.ru> (дата обращения 20.04.2020 г.).
5. Первые телеметрические системы. [Электронный ресурс]. – <http://www.geogmap.ru/sydols-786-2.html> (дата обращения 20.04.2020 г.).
6. Телесистема с гидравлическим каналом связи «TENSOR» производства компании GE ENERGY. [Электронный ресурс]. – <https://www.geospektr.ru/ndt/Tensor.html> (дата обращения 20.04.2020 г.).
7. Технология APS/MWD, LWD и скважинные системы бурения. [Электронный ресурс]. – <https://www.aps-tech.com> (дата обращения 20.04.2020 г.).
8. Телеметрия ОКБ Зенит. [Электронный ресурс]. – <http://www.zenith.ru> (дата обращения 20.04.2020 г.).
9. Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые [Электронный ресурс]: http://www.libussr.ru/doc_ussr/usr_13204.htm.
10. Единые нормы времени на монтаж и демонтаж вышек и оборудования для бурения – М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2001.

11. Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин [Электронный ресурс]:

<http://lawru.info/dok/1986/03/07/n117807.html>

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

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

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

15. ГОСТ 12.0.003-2015. Система стандартов безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. – М.: ФГУП «Стандартинформ», 2016.

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. ГОСТ 12.1.003-2014. Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности. – М.: ФГУП «Стандартинформ», 2015. – 23с.

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

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

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

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

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

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

29. ГОСТ 12.2.003-91. Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие требования безопасности. М.: ФГУП «Стандартинформ», 2007. – 11с.

30. ГОСТ 12.1.004-91. Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность. Общие требования. – М., 1996. – 83с.

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

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

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

Приложение А

ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ

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

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания (падения) пластов по подошве	Коэффициент кавернозности в интервале
от (верх)	до (низ)	название	индекс	угол, град	
1	2	3	4	5	6
0	30	Четвертичная система	Q	0-5	1,4
30	185	Некрасовская серия	P _{3nk}	–	1,4
180	290	Чеганская свита	P ₂₊₃ cg	–	1,4
290	515	Люлинворская свита	P _{2ll}	–	1,4
515	545	Талицкая свита	P _{2tl}	–	1,4
545	695	Ганькинская свита	K _{2gn}	–	1,4
695	740	Славгородская свита	K _{2sl}	–	1,4
740	840	Ипатовская свита	K _{2ip}	–	1,4
840	865	Кузнецовская свита	K _{2kz}	–	1,4
865	1685	Покурская свита	K _{1-2pk}	–	1,4
1685	1725	Алымская свита	K _{1al}	–	1,4
1725	2195	Киялинская свита	K _{1kis}	–	1,3
2195	2280	Тарская свита	K _{1tr}	–	1,1
2280	2560	Куломзинская свита	K _{1klm}	–	1,1
2560	2568	Баженовская свита	J _{3bg}	–	1,1
2568	2585	Георгиевская свита	J _{3g}	–	1,1
2585	2635	Васюганская свита	J _{3+2vs}	0	1,1

Таблица А.2 – Литологическая характеристика разреза скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Горная порода		Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.п.)
	от (верх)	до (низ)	краткое название	% в интервале	
1	2	3	4	5	6
Q	0	30	Пески Суглинки Глины	40 40 20	Почвенно-растительный слой; пески темно-серые, серые, мелко- среднезернистые, реже крупнозернистые, иногда глинистые суглинки и глины буровато-серые, алевролитистые с пропластками лигнита.
P _{3nk}	30	185	Пески Глины	70 30	Пески серые и светло-серые, мелкозернистые, кварц-поleshпатовые, иногда уплотненные, с подчиненными прослоями глин темно-серых, коричневатосерых и бурых, песчаных, плотных с обильными растительными остатками.
P _{2+3 cg}	185	290	Глины Пески	80 20	Глины зеленовато-серые, голубовато-зелёные с многочисленными прослоями песков серых, светло-серых.
P _{2ll}	290	515	Глины Пески	80 20	Глины зеленовато-серые, светло-серые, опоковидные, местами переходящие опоки, жирные на ощупи, с прослоями уплотненных песков и алевролитов.
P _{2tl}	515	545	Глины Алевролиты	90 10	Глины тёмно-серые, буровато-серые; жирные, вязкие с присыпками алевролитистого материала и с редкими маломощными прослоями темно-серого, слабосцементированного алевролита.
K _{2gn}	545	695	Глины Мергели	80 20	В верхней части сложена зеленовато-серыми и серыми мергелями с прослоями глин, ниже преимущественно глинами темно-серыми, участками известковистыми и алевролитистыми, с остатками раковин, малюсков, фораминифер.
K _{2sl}	695	740	Глины Алевролиты	70 30	Сложена преимущественно глинами серыми, зеленовато-серыми, плотными, комковатыми, иногда опоковидными или комковатыми, иногда опоковидными или алевролитистыми редкими маломощными прослоями алевролитов и уплотненных алевролитов.
K _{2ip}	740	840	Песчаники Пески Алевролиты Глины	40 30 20 10	Песчано-алевролитовая толща с подчиненными прослоями глин. Породы обладают серой, темно-серой и зеленовато-серой окраской. Пески и песчаники разнозернистые, уплотненные, алевролитистые; алевролиты плотные, глинистые; глины плотные, иногда алевроито-песчаные и опоковидные.

Продолжение таблицы А.2

1	2	3	4	5	6
K2kz	840	865	Глины	100	Глины темно-серые, с зеленоватым оттенком, плотные, листоватые и плитчатые, иногда алевритистые и слюдистые с остатками морской фауны и включениями пирита.
K1-2 pk	865	1685	Песчаники Алевролиты Глины	60 30 10	Неравномерное чередование глин, алевролитов, песчаников; глины темно-серые, серые, часто комковатые, слоистые, с обугленным растительным детритом; алевролиты темно-серые, глинистые, серые, слабосцементированные, иногда крепкие, глинистые
K1al	1685	1725	Глина Песчаник Алевролит	50 30 20	Алымская свита представлена чередованием глин, песчаников и алевролитов. Глины темно-серые, алевритистые, плотные. Песчаники серые, разномзернистые, глинистые, слабосцементированные. Алевролиты серые, плотные.
K1kls	1725	2195	Глины Алевролиты Песчаники	50 25 25	Представлена неравномерным переслаиванием глин, алевролитов и песчаников, при этом алевролиты и песчаники имеют подчиненное значение. Песчаники светло-серые, серые, мелкозернистые, часто глинисто-алеваитистые, различной крепости; глины пестроцветные, комковатые, часто жирные на ощупь; алевролиты серые плотные, иногда глинистые.
K1tr	2195	2280	Песчаники Алевролиты Аргиллиты	60 30 10	Основной состав свиты - серия песчаных пластов различной мощности с подчиненными прослоями алевролитов и аргиллитов. Песчаники серые, светло-серые, мелкозернистые, реже среднезернистые, кварц-полевошпатовые, слюдистые. Алевролиты серые, плотные, крепкие горизонтально- и косослоистые. Аргиллиты темно-серые, серые, плотные, крепкие, слоистые с линзовидной и кривой слоистостью.
K1klm	2280	2560	Аргиллиты Песчаники Алевролиты	60 30 10	Свита сложена в основном аргиллитами серыми, темно-серыми до черных, плотными, крепкими, алевритистыми, слюдистыми, иногда плитчатыми, с тонкими пропластками более светлогокрашенного алевролита. В верхней трети свиты повсеместно выделяются песчаные пласты. Песчаники серые и мелко-среднезернистые, часто известковистые, не ясно слоистые, хорошо-проницаемые.

Окончание таблицы А.2

1	2	3	4	5	6
J _{3bg}	2560	2568	аргиллиты	100	Отложения представлены коричневато-темно-серыми битуминозными аргиллитами, участками плитчатыми или карбонатизированными.
J _{3gr}	2568	2585	аргиллиты алевролиты	50 50	Аргиллиты и алевролиты темно-серые до черных с зеленоватым оттенком, иногда известковистые и пиритизированные.
J _{3+2vs}	2585	2635	песчаники алевролиты аргиллиты угли	50 25 20 5	Васюганская свита сложена континентальными отложениями, представленными неравномерно переслаивающимися песчаниками, алевролитами, аргиллитами, в подчиненном значении - углистыми аргиллитами и углями. Свита подразделяется на две подсвиты: верхнюю преимущественно песчаную (горизонт Ю ₁) и нижнюю преимущественно глинистую. Песчаники серые, светло-серые, буровато-серые мелко-среднезернистые с прослоями аргиллитов и алевролитов.

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

Индекс	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность, г/см ³	Пористость, %	Проницаемость, мдарси	Глинистость, %	Карбонатность, %	Твёрдость, кг/мм ²	Расслоенность породы	Абразивность	Категория породы (мягкая, средняя и т.д.)
	от	до										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Q	0	30	глины	2,1	30	0	95	0	10	2	4	Мягкая
			суглинки	2,0	25-30	0	90	0	10	2	4	Мягкая
			пески	1,9	25-30	2500	10	0	0	1	10	Мягкая
P _{3nk}	30	185	пески	1,9	30	1000	20	0	0	1	10	Мягкая
			глины	2,1	30	0	95	0	10	2	4	Мягкая
P _{3cg}	185	290	глины	2,1	30	0	95	0	10	2	4	Мягкая
			пески	1,9	30	1000	10	0	0	1	10	Мягкая
P _{2ll}	290	515	глины	2,1	30	0	95	0	10	2	4	Мягкая
P _{2tl}	515	545	глины	2,2	30	0	100	0	10	3	4	Мягкая
K _{2gn}	545	695	глины	2,2	30	0	100	0	10	2	4	Мягкая
			мергели	2,1	20	0	50	50	10	3	4	Мягкая
K _{2sl}	695	740	глины	2,1	30	0	100	0	10	2	4	Мягкая
			алевролиты	2,2	30	20	10	0	10	3	10	Мягкая
			алевролиты	2,2	30	10	10	0	10	3	4	Мягкая
			песчаники	2,2	30	300	10	0	10	3	10	Мягкая
K _{2ip}	740	840	алевролиты	2,2	30	1000	0	0	10	3	10	Мягкая
			глины	2,1	25	0	100	0	10	3	4	Мягкая
K _{2kz}	840	865	глины	2,2	25	0	100	5	10	3	4	Мягкая
K _{1-2pk}	865	1685	глины	2,2	25	0	100	0	15	3	4	Средняя
			алевролиты	2,3	10	0	25	5	20	3	10	Средняя
			песчаники	2,1	22	50-300	20	3	20	2	10	Средняя
K _{1al}	1685	1725	глины	2,3	15	0	95	3	0	3	4	Средняя
			песчаники	2,2	22	20-50	5	3	0	2	10	Средняя
			алевролиты	2,2	20	10-20	20	-	0	2	8	Средняя
K _{1kis}	1725	2195	алевролиты	2,0	10	10	20	3	25	1	10	Средняя
			глины	2,2	25	0	100	0	20	3	4	Средняя
			песчаники	2,1	12	50-300	10	3	25	2	10	Средняя

Продолжение таблицы А.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
K _{1tr}	2195	2280	песчаники	2,3	22	1-102	20	5	25	3	10	Средняя
			алевролиты	2,3	10	0	25	5	25	3	10	Средняя
			аргиллиты	2,4	5	0	95	5	20	3	4	Средняя
K _{1kim}	2280	2560	аргиллиты	2,4	5	0	95	5	25	3	4	Твердая
			песчаники	2,3	22	10-102	20	5	40	3	10	Твердая
			алевролиты	2,4	10	0	25	5	35	3	10	Твердая
J _{3bg}	2560	2568	аргиллиты	2,3	10	5	95	5	50	3	6	Твердая
J _{3gr}	2568	2585	аргиллиты	2,3	10	5	95	5	50	3	6	Твердая
			алевролиты	2,4	10	5	25	5	50	3	6	Твердая
J _{2-3vs}	2585	2635	песчаники	2,4	15	60-270	20	0	100	3	10	Твердая
			угли	1,6	4	0	20	5	40	1	3	Мягкая
			алевролиты	2,3	10	5	20	5	80	3	10	Твердая
			аргиллиты	2,3	5	0	95	5	50	3	4	Твердая

Таблица А.4 – Возможные осложнения по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Прогнозируемые интервалы поглощений по вертикали, м		Тип осложнения	Характеристика и условия возникновения
	От	До		
1	2	3	4	5
Q-P _{2tl}	0	545	Поглощения	Интенсивность – 1 м ³ /час. Потери циркуляции нет. Возникает при повышении плотности бурового раствора над проектными значениями, репрессии на пласт более 20% гидростатического давления.
K _{1-2pk + K_{1al + K_{1kls + K_{1tr}}}}	865	2280	Поглощения	Интенсивность – 1 м ³ /час. Потери циркуляции нет. Возникает при повышении плотности бурового раствора над проектными значениями, репрессия на пласт более 20% гидростатического давления.

Продолжение таблицы А.4

1	2	3	4	5
J_{2-3vs}	2585	2635	Поглощения	Интенсивность – $1 \text{ м}^3/\text{час}$. Потери циркуляции нет. Возникает при повышении плотности бурового раствора над проектными значениями, репрессия на пласт более 20% гидростатического давления.
$Q - K_{2gn}$	0	695	Осыпи и обвалы	Время до начала осложнения 3 суток. Возникает при повышенной водоотдаче, неудовлетворительной ингибирующей способности раствора по отношению к глинистым породам
$K_{1-2pk} + K_{1al} + K_{1kls}$	865	2195	Осыпи и обвалы	Время до начала осложнения 2,5 суток. Возникает при повышенной водоотдаче, неудовлетворительной ингибирующей способности раствора по отношению к глинистым породам.
J_{2-3vs}	2585	2635	Нефтеводопроявления	Снижение противодавления на пласт ниже гидростатического. Высокие скорости подъема бурового инструмента
$Q - P_{2ll}$	0	515	Водопроявления	Снижение противодавления на пласт ниже гидростатического. Высокие скорости подъема бурового инструмента
$K_{1-2pk} + K_{1al} + K_{1kls} + K_{1tr} + K_{1klm}$	865	2560	Водопроявления	Снижение противодавления на пласт ниже гидростатического. Высокие скорости подъема бурового инструмента
$Q - K_{2gn}$	0	695	Прихватоопасность	От обвала неустойчивых пород, заклинка; причина возникновения - несоблюдение проектных параметров бурового раствора, режима промывки, недостаточная очистка от выбуренной породы
K_{1-2pk}	865	1685	Прихватоопасность	Заклинка инструмента, сальникообразование; причина возникновения - несоблюдение параметров раствора, выработка желобов, развитие зон сужения ствола скважины

Приложение Б

ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА

Таблица Б.1 – КНБК для бурения секции под направление (0–40 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под направление (0–40 м)							
1	Долото 393,7 М-ЦВ	0,50	393,7	–	3-171	Ниппель	0,190
2	Переводник М171хМ152	0,44	225	100	3-171	Муфта	0,037
					3-152	Муфта	
3	УБТ-203х100 Д	16,6	203	100	3-152	Ниппель	0,702
					3-152	Муфта	
4	Переводник М171хН152	0,517	225	73	3-152	Ниппель	0,059
					3-171	Муфта	
5	КЛС-390 М	0,6	390	80	3-171	Ниппель	0,112
					3-171	Муфта	
6	Переводник М171хН152	0,517	225	73	3-171	Ниппель	0,059
					3-152	Муфта	
7	УБТ-203х100 Д	8,3	203	100	3-152	Ниппель	0,702
					3-152	Муфта	
8	Переводник М133хН152	0,529	225	76	3-152	Ниппель	0,059
					3-133	Муфта	
7	ТБПК 127х9,19 Е	20,3	127	108	3-133	Ниппель	0,633
					3-133	Муфта	
8	Переводник М133хН133	0,40	155	80	3-133	Ниппель	0,03
					3-133	Муфта	
9	КШЗ-133х35	0,47	155	62	3-133	Ниппель	0,03
					3-133	Муфта	
10	ВБТ 140	14	–	82,6	3-133	Ниппель	0,8

Таблица Б.2 – КНБК для бурения секции под кондуктор (40–800 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под кондуктор (40–800 м)							
1	Долото БИТ 295,3 В516 УСМ.08	0,4	295,3	–	3-152	Ниппель	0,08
2	Переводник М152хМ152	0,38	240	–	3-152	Муфта	0,02
					3-152	Муфта	
3	К295,3МС	0,65	295,3	80	3-152	Ниппель	0,09
					3-152	Муфта	
4	Переводник М171хН152	0,54	225	80	3-152	Ниппель	0,045
					3-171	Муфта	
5	ДГР-240М.7/8	8,0	240	–	3-171	Ниппель	2,911
					3-171	Муфта	
6	Клапан обратный КОБ-203	0,25	240	–	3-171	Ниппель	0,021
					3-171	Муфта	
7	Переливной клапан ПК-240РС	0,8	203	55	3-171	Ниппель	0,07
					3-171	Муфта	
8	Переводник М147хН171	0,521	225	101	3-171	Ниппель	0,051
					3-147	Муфта	
					3-147	Муфта	
9	УБТ- 178х90 Д	48	178	90	3-147	Ниппель	7,488
					3-147	Муфта	
10	Переводник М133хН147	0,35	225	100	3-147	Ниппель	0,011
					3-133	Муфта	
11	ТБПК 127х9,19 Е	741,16	127	108	3-133	Ниппель	23,124
					3-133	Муфта	
12	Переводник М133хН133	0,40	155	80	3-133	Ниппель	0,03
					3-133	Муфта	
13	КШЗ-133х35	0,47	155	72	3-133	Ниппель	0,04
					3-133	Муфта	
14	ВБТ 140	14	–	82,6	3-133	Ниппель	0,8

Таблица Б.3 – КНБК для бурения секции под эксплуатационную колонну (800–2640 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под эксплуатационную колонну (800-2640 м)							
1	Долото БИТ 215,9 ВТ 613	0,37	215,9	–	3-117	Ниппель	0,024
2	ДГР-172 7/8.56	9,1	172	–	3-117	Муфта	1,081
					3-147	Муфта	
3	Клапан обратный КОБ-172	0,34	172	66	3-147	Ниппель	0,015
					3-147	Муфта	
4	Переливной клапан ПК-172РС	0,67	176	55	3-147	Ниппель	0,039
					3-147	Муфта	
5	УБТ 178х90 Д	12	178	90	3-147	Ниппель	1,872
					3-147	Муфта	
6	Переводник М133хН147	0,35	171,4	80	3-147	Ниппель	0,012
					3-133	Муфта	
7	Калибратор КЛС 215 СТ	0,40	215	70	3-133	Ниппель	0,018
					3-133	Муфта	
8	Переводник М147хН133	0,40	172	78	3-133	Ниппель	0,035
					3-147	Муфта	
9	УБТ 178х90 Д	24	178	90	3-147	Ниппель	3,744
					3-147	Муфта	
10	Переводник М133хН147	0,35	171,4	80	3-147	Ниппель	0,035
					3-133	Муфта	
11	Яс гидравлический ЯГБ-172-2ВД	3,5	172	76,2	3-133	Ниппель	1,347
					3-133	Муфта	
12	ТБПК 127х9,19 Е	2588,52	127	108	3-133	Ниппель	80,762
					3-133	Муфта	
13	Переводник М133хН133	0,40	155	80	3-133	Ниппель	0,03
					3-133	Муфта	
14	КШЗ-133х35	0,47	155	72	3-133	Ниппель	0,04
					3-133	Муфта	
15	ВБТ 140	14	–	82,6	3-133	Ниппель	0,8

Таблица Б.4 – КНБК для отбора керна (2590–2615 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж- ный диа- метр, мм	Внут- рен- ный диа- метр, мм	Резьба (низ)	Тип соеди- нения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соеди- нения (верх)	
Отбор керна (2590–2615 м)							
1	Бурильная головка PDC У12-215,9/101,6 SCD-3 Т	0,3	215,9	101,6	3-161	Муфта	0,02
2	Керноотборный сна- ряд 178/100	30	178	100	3-161	Ниппель	3,0
					3-161	Муфта	
3	Переводник М147хН161	0,5	171,5	80	3-161	Ниппель	0,04
					3-147	Муфта	
4	УБТ-178х90 Д	30	178	90	3-147	Ниппель	4,613
					3-147	Муфта	
5	Переводник М133хН147	0,35	171,5	80	3-147	Ниппель	0,05
					3-133	Муфта	
6	ТБПК 127х9,19 Е	2525,75	127	108	3-133	Ниппель	78,80
						Муфта	
7	Переводник М133хН133	0,40	155	80	3-133	Ниппель	0,03
						Муфта	
8	КШЗ-133х35	0,47	155	72	3-133	Ниппель	0,04
						Муфта	
9	ВБТ 140	14	–	82,6	3-133	Ниппель	0,08

Таблица Б.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	40	40	393,7	–	1,4	6,8
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						0,6
Расчетные потери бурового раствора при очистке						4,2
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						0,2
Объем раствора в конце бурения интервала						6,8
Объем раствора к приготовлению:						26,6
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						0
Кондуктор		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний диаметр предыдущей обсадной колонны, мм.	Коэффициент кавернозности	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
Интервал бурения, м.						
от	до					
40	800	760	295,3	306,9	1,4	75,8
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						7,9
Расчетные потери бурового раствора при очистке						46
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						3,8
Объем раствора в конце бурения интервала						75,8
Общая потребность бурового раствора на интервале:						217,2
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						0
Объем раствора к приготовлению:						217,2
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						95,8
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					
800	2640	1840	215,9	228,7	1,25	117
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						12,4
Расчетные потери бурового раствора при очистке						55,8
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						9,2
Объем раствора в конце бурения интервала						117
Общая потребность бурового раствора на интервале:						319,4
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						95,8
Объем раствора к приготовлению:						223,7

Таблица Б.6 – Результаты расчетов потребного количества реагентов

Наименование материала	Назначение	Упаковка ед. изм.	Потребное количество реагентов							
			Направление		Кондуктор		ЭК		Итого	
			кг	уп.	кг	уп.	кг	уп.	кг	уп.
Каустическая сода	Поддержание требуемого рН бурового раствора	25	14	1	114	5	128	5	256	11
Глинопорошок	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	1000	1022	1	9095	9	10211	10	20328	20
Сода кальцинированная	Связывание ионов кальция и магния	25	25	1	273	11	306	12	604	25
ПАЦ ВВ	Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств	25	0	0	0	0	176	7	176	7
ПАЦ НВ	Регулятор фильтрации	25	10	1	1137	46	1276	51	2423	98
Смазочная добавка	Снижение коэффициента трения в скважине	25	0	0	1137	46	1276	51	2413	97
Ингибитор Drilling Detergent	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	210	20	1	227	1	255	1	502	3
Полиакриламид	Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств	25	0	0	91	4	102	4	193	8

Приложение В

ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Таблица В.1 – Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

Исходные данные из нормативной карты				Исходные данные из сборника УНВ на СПО				Расчет норма- тивного вре- мени на СПО, ч
Интер- валы бу- рения	интервал бурения, м	размер долота, мм	норма проходк и на долота,	Номер таблицы	номер графы	интервал бурения, м	Норма времени, ч/м	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
I	0-40	393,7	590	11	24	0-40	0,0121	0,48
II	40-800	295,3	1670	12	32	40-100	0,0122	0,73
						100-200	0,0133	1,31
						300-400	0,0146	1,46
						400-500	0,0146	1,46
						500-600	0,0155	1,55
						600-700	0,0158	1,58
						700-800	0,0159	1,59
ИТОГО								10,16
III	800-2640	215,9	1390	12	32	800-900	0,0160	1,6
						900-1000	0,0166	1,66
						1000-1100	0,0177	1,77
						1100-1200	0,0188	1,88
						1200-1300	0,0190	1,90
						1300-1400	0,0193	1,93
						1400-1500	0,0199	1,99
						1500-1600	0,0210	2,10
						1600-1700	0,0230	2,30
						1700-1800	0,0233	2,33
						1800-1900	0,0240	2,40
						1900-2000	0,0246	2,46
						2000-2100	0,0249	2,49
						2100-2200	0,0252	2,52
						2200-2300	0,0255	2,55
2300-2400	0,0256	2,56						
2400-2500	0,0258	2,58						
2500-2600	0,0260	2,6						
2600-2640	0,0262	2,62						
Итого								42,24

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

Наименование затрат	Стоимость, руб.
1	2
Глава 1	
Подготовительные работы к строительству скважины:	
Подготовка площадки, строительство подъездного пути, трубопроводов, линий передач и т.д.	61124
Разработка трубопроводов линий передач и др.	229
Работы, не учитываемые нормами зимнего удорожания	1071
Итого по главе 1:	62424
Глава 2	
Строительство и разработка вышки и привышечных сооружений, монтаж и демонтаж бурового оборудования и установки для испытания скважины:	
Строительство и монтаж без транспортировки рабочих	151301
Разборка и демонтаж	1210
Монтаж установки для освоения скважины	450
Демонтаж установки для освоения скважины	140
Итого по главе 2:	153101
Глава 3	
Бурение и крепление скважины:	
Бурение скважины	54639
Крепление скважины	103229
Итого по главе 3:	157868
Глава 4	
Испытание скважины на продуктивность:	
Испытание скважины на продуктивность в эксплуатационной колонне	12844
Итого по главе 4:	12844
Глава 5	
Промыслово-геофизические исследования:	
Промыслово-геофизические исследования (10,2 % от суммы глав 3-4)	17412
Итого по главе 5:	17412
Глава 6	
Дополнительные затраты на строительство скважин в зимний период:	
Подготовительные работы к строительству скважины (6,42 % от суммы главы 2)	9829
Эксплуатация котельной	2935
Итого по главе 6:	12764
Итого по главам 1-6:	416414
Глава 7	
Накладные расходы	
Накладные расходы на итог глав 1- 6 без геофизических работ (16,4 % от суммы глав 1-6)	68292

Продолжение таблицы В.2

1	2
Итого по главе 7:	68292
Глава 8	
Плановые накопления на итог прямых затрат по главам 1-7 (8 % от суммы глав 1-7)	38776
Итого по главе 8:	38776
Глава 9	
Прочие работы и затраты:	
Выплата премий (4,6 % от суммы глав 1-8)	24080
Выплаты за работу в районах крайнего севера (2,9 % от суммы глав 1-8)	15181
Выплаты за подвижной характер работы (1,8 % от суммы глав 1-8) Лабораторные работы (0,15 % от суммы глав 3-4)	9422 256
Топографо-геодезические работы	123
Скважины на воду	4771
Итого по главе 9:	53834
Итого по главам 1-9:	577316
Глава 10	
Авторский надзор (0,2 % от суммы глав 1-9)	1154
Итого по главе 10	1154
Глава 11	
Проектные и исследовательские работы	
Изыскательские работы	790
Проектные работы	3830
Итого по главе 11	4620
Глава 12	
Резерв средств на непредвиденные работы и затраты	
Резерв средств на непредвиденные работы и затраты (5 % от суммы глав 1-11)	29155
Итого по главе 12	29155
Итого по сводному сметному расчету	612245
С учетом коэффициента удорожания $k=204,2$ к ценам 1985 г.	125020540
НДС 18%	22503697
ВСЕГО с учетом НДС	147524237

Таблица В.3 – Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Стоимость единицы, руб	Подготовительные работы		Направление		Кондуктор		Эксплуатационная	
		кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Затраты зависящие от времени									
Оплата труда буровой бригады при безметражных работах (4 чел.), сут	129,15	4	516,6	–	–	–	–	–	–
Оплата труда буровой бригады, сут	138,19	–	–	0,11	15,2	1,93	266,71	6,56	906,53
Оплата труда дополнительного слесаря и эл/монтера (1 смена, 4 разряд, экспл. бурение), сут	19,9	4	79,6	0,11	2,18	1,93	38,41	6,56	130,54
Содержание средств контроля, диспетчеризации и управления процессом бурения, сут	27,67	–	–	0,11	3,04	1,93	53,40	6,56	181,52
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение	7,54	–	–	0,11	0,82	1,93	14,55	6,56	49,46
Содержание бурового оборудования (до 15 станков, экспл. бурение), сут	252,86	4	1011,4	0,11	27,81	1,93	488,02	6,56	1658,76
Износ бурового инструмента к-т,сут	28,51	4	114,04	0,11	3,13	1,93	55,02	6,56	187,03
Износ ловильного инструмента при эксплуатационном бурении, сут	6,95	–	–	0,11	0,76	1,93	13,41	6,56	45,59

Продолжение таблицы В.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении, испытании скважины испытателем пластов	1317	1,2	1580,4	0,11	144,87	1,93	2541,81	6,56	8639,52
Материалы и запасные части при турбинном бурении (4000<V<5500 м/ст.-мес), сут	853,29	–	–	–	–	1,93	1646,85	6,56	5597,58
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, роторный способ, 1 секционный), сут	16,12	–	–	0,11	1,77	–	–	–	–
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, турбинный способ, 3 секционный), сут	246,62	4	986,48	–	–	1,93	475,98	–	–
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, винтовой забойный двигатель), сут	370,35	–	–	–	–	–	–	6,56	2429,50
Содержание бурильных труб (до 100 000 м), сут	23,22	–	–	0,11	2,55	1,93	44,81	6,56	152,32
Плата за подключенную мощность, сут	138,89	4	555,56	0,11	15,28	1,93	268,06	6,56	911,12
Дополнительная плата за эл/энергию при подготовительных работах к бурению, сут	41,4	4	165,6	–	–	–	–	–	–
Дополнительная плата за эл/энергию при бурении, сут	100,84	–	–	0,11	11,09	1,93	194,62	6,56	661,51
Эксплуатация ДВС, сут	8,9	–	–	0,11	0,98	1,93	17,18	6,56	58,38
Эксплуатация трактора, сут	33,92	4	135,68	0,11	3,73	1,93	65,47	6,56	222,52
Автомобильный спец транспорт до 400 км, сут	100,4	4	401,6	0,11	11,04	1,93	193,77	6,56	658,62

Продолжение таблицы В.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Транспортировка вагон-домиков с базы до буровой, т	13,69	146,7	2008,32	–	–	–	–	–	–
Амортизация вагон-домиков 7 шт, сут	169,29	4	677,16	0,11	18,62	1,93	326,73	6,56	1110,54
Содержание станции геолого-технологического контроля, сут	14,92	–	–	0,11	1,64	1,93	28,80	6,56	97,88
Порошок бентонитовый марки А, т	75,4	–	–	14,2	1070,68	25,4	1915,16	–	–
КМЦ-700 высший сорт, т	1994	–	–	0,17	338,98	0,38	757,72	–	–
Биолуп LVL, т	324,74	–	–	-	-	-	-	0,74	240,3076
NaCl, т	215,6	–	–	-	-	-	-	–	–
Сода кальцинированная марки А, т	18,33	–	–	0,085	1,56	0,06	1,0998	–	–
НТФ, т	916	–	–	-	-	-	-	0,42	384,72
Ингибитор, т	328	–	–	-	-	-	-	0,63	206,64
Транспортировка материалов и запчастей до 300 км, т	32,46	0,35	11,36	14,51	470,99	40,32	1308,787	1,4	45,444
Транспортировка турбобуров до 300 км, т	23,53	–	–	0,8	18,82	3,5	101,18	1,03	24,2359
Транспортировка хим. Реагентов 4 группы до 300 км, т	27,46	–	–	6,39	175,33	63,3	1738,2	–	–
Транспортировка ГСМ на 300 км, т	27,45	0,82	22,51	0,34	9,33	0,86	23,61	–	–
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб			8266,31		2350,2		12579,36		24600,27
Затраты зависящие от объема работ									
393,7 М-ЦВ	686,4	–	–	0,1	68,64	–	–	–	–
БИТ 295,3 В516 УСМ.08	1379,7	–	–	–	–	0,43	593,271	–	–
БИТ 215,9 ВТ 613	1028,4	–	–	–	–	–	–	1,18	1213,512

Окончание таблицы В.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Обратный клапан КОБ – 168	552,3	–	–	–	–	–	–	–	–
Износ шурфа на 10 %, м	1,56	–	–	50	78	672	39	2409	3758,04
Транспортировка труб, т	4,91	–	–	3,4	16,69	22,2	109,002	42,7	209,657
Транспортировка долот, т	6,61	–	–	1	6,61	1	6,61	1	6,61
Транспортировка вахт, руб.	738								
Итого по затратам зависящим от объема работ, без учета транспортировки вахт, руб.	0		169,944		747,883		5187,779		
Всего затрат без учета транспортировки вахт, руб.	8266,31		2520,14		13327,24		29788,05		
Всего по сметному расчету, руб.	54639,74								

Таблица В.4 – Сметный расчет на крепление скважины

Наименование затрат	Стоимость единицы, руб.	Направление		Кондуктор		Эксплуатационная	
		кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8
Затрат зависящие от времени							
Оплата труда буровой бригады, сут	138,19	0,16	22,11	0,73	100,88	1,47	203,14
Оплата труда дополнительного слесаря и эл/монтера (1 смена, 4 разряд, экспл. бурение), сут	19,9	0,16	3,18	0,73	14,53	1,47	29,25
Содержание средств контроля, диспетчеризации и управления процессом бурения, сут	27,67	0,16	4,43	0,73	20,20	1,47	40,67
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение, сут	7,54	0,16	1,21	0,73	5,50	1,47	11,08
Содержание бурового оборудования (до 15 станков, экспл. бурение), сут	252,86	0,16	40,46	0,73	184,59	1,47	371,70

Продолжение таблицы В.4

1	2	3	4	5	6	7	8
Износ бурового инструмента к-т, сут	28,51	0,16	4,56	0,73	20,81	1,47	41,91
Износ ловильного инструмента при эксплуатационном бурении, сут	6,95	0,16	1,11	0,73	5,07	1,47	10,22
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважин, сут	1317	0,16	210,72	0,73	961,41	1,47	1935,99
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважины, сут	1368	0,16	205,2	0,73	998,64	1,47	2010,96
Материалы и запасные части в эксплуатационном бурении (4000<V<5500 м/ст.-мес), сут	419,4	0,16	62,91	0,73	306,16	1,47	616,52
Плата за подключенную мощность, сут	138,89	0,16	20,8335	0,73	101,39	1,47	204,17
Плата за эл/энергию при 2-х ставочном тарифе, сут	100,84	0,16	15,126	0,73	73,61	1,47	148,23
Автомобильный спец транспорт до 400 км, сут	100,4	0,16	15,06	0,73	73,29	1,47	147,59
Эксплуатация бульдозера, сут	18,4	0,16	2,76	0,73	13,43	1,47	27,05
Эксплуатация трактора, сут	33,92	0,16	5,088	0,73	24,76	1,47	49,86
Транспортировка оборудования устья скважины до 400 км, т	8,21	1,7	13,957	25	205,25	1,21	9,93
Башмак колонный БК-323,9, шт.	85,5	1	85,5	–	–	–	–
Башмак колонный БК-244,5, шт.	65	–	–	1	65	–	–
Башмак колонный БК-168,3, шт.	45,5	–	–	–	–	1	45,5
Центратор ЦЦ-244,5/295, шт.	25,4	–	–	16	406,4	–	–
Центратор ЦЦ-168,3/191-216, шт.	18,7	–	–	–	–	50	935
ЦКОД-244,5, шт.	113,1	–	–	1	113,1	–	–
ЦКОД-168,3, шт.	105	–	–	–	–	1	105

Продолжение таблицы В.4

1	2	3	4	5	6	7	8
Продавочная пробка ПРП-Ц-244,5, шт.	59,15	–	–	1	59,15	–	–
Продавочная пробка ПРП-Ц-168,3, шт.	30,12	–	–	–	–	1	30,12
Головка цементирующая ГЦУ-244,5	3320	–	–	–	–	–	–
Головка цементирующая ГЦУ-168,3	2880	–	–	–	–	1	2880
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб		746,52		7203,26		10706,74	
Затраты зависящие от объема работ							
Обсадные трубы 323,9х9,5, м	37,21	50	1860,5	–	–	–	–
Обсадные трубы 244,5х8,9 м	28,53	–	–	800	22824	–	–
Обсадные трубы 168,3х8 м	25,41	–	–	–	–	80	2032,8
Обсадные трубы 168,3х8,0 м	23,67	–	–	–	–	10	236,7
Портландцемент тампонажный ПЦТ-I-50, т	26,84	2,79	74,8836	25,87	694,3508	–	–
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-III-об(4)-100, т	29,95	–	–	–	–	4,38	131,181
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-II-150, т	32	–	–	–	–	50	1600
Хлористый кальций, т	77,62	0,11	8,5382	1,03	79,9486	0,193	14,98066
Заливка колонны, тампонажный цех, агр/оп	145,99	2	291,98	3	437,97	5	729,95
Затворение цемента, тампонажный цех, т	6,01	2,79	16,7679	25,87	155,4787	54,8	329,348
Работа ЦСМ, тампонажный цех, ч	36,4	1	36,4	1,1	40,04	1,38	50,232
Опрессовка колонны, тампонажный цех, агр/оп	87,59	1	87,59	2	175,18	2	175,18

Окончание таблицы В.4

1	2	3	4	5	6	7	8	
Работа СКЦ-2М, тампонажный цех, агр/оп	80,6	–	–	–	–	1	80,6	
Пробег ЦА-320М, км	36,8	3	110,4	8,5	312,8	13	478,4	
Пробег ЦСМ, км	36,8	1	36,8	3,8	139,84	4	147,2	
Пробег СКЦ-2М, км	40,8	–	–	–	–	1	40,8	
Дежурство ЦА-320М, тампонажный цех, ч	15,49	–	–	16	247,84	24	371,76	
Транспортировка обсадных труб, т	18,76	2,23	41,8348	21,15	396,774	73,4	1376,984	
Транспортировка обсадных труб запаса, т	37,52	0,2	7,504	44,02	33,77	2	4,8	
Транспортировка вахт, руб	738							
Итого затрат зависящих от объема бурения, без учета транспортировки вахт, руб			2573,2			25538	55704,92	
Всего затрат, без учета транспортировки вахт, руб			3337,72			32741,26	66411,66	
Всего по сметному расчету, руб								103228,64

Приложение Г

СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Таблица Г.1 – Нормы освещенности

Рабочие места, подлежащие освещению	Места установки светильников	Норма освещенности, люкс
Роторный стол	На ногах вышки на высоте 4 м, под углом 45-50°. Над лебедкой на высоте 4 м под углом 25-30°	75
Щит контрольно-измерительных приборов	Перед приборами	100
Полати верхового рабочего	На ногах вышки, на высоте не менее 2,5 м от пола полатей под углом не менее 50°	75
Путь талевого блока	На лестничных площадках, по высоте вышки, под углом не менее 64-70°	30
Кронблок	Над кронблоком	50
Приемный мост	На передних ногах вышки на высоте не менее 6 м	30
Редукторное помещение	На высоте не менее 3 м	30
Насосное помещение: - пусковые ящики	На высоте не менее 6 м	50
- буровые насосы	На высоте не менее 3 м	25
ПВО	Под полом буровой	100
Площадка ГСМ и инструмента	На высоте не менее 3 м	100

Таблица Г.2 – Вредные воздействия на природную среду в результате выполнения геолого-технических мероприятий и природоохранные мероприятия по их устранению

Природные ресурсы и компоненты окружающей среды	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
1	2	3
Земля и земельные ресурсы	Разрушение плодородного слоя почвы в месте кустовой площадки	Рекультивация земель, рациональное планирование мест установки
	Загрязнение почвы химическими реагентами, маслами, сточными водами.	Сооружение специальных сливных поддонов, уничтожение отработавших химических реагентов
	Уничтожение растительности, создание неровностей поверхности при передвижении установки	Засыпка создаваемых неровностей
Вода и водные ресурсы	Попадание химических реагентов, масел со сточными водами.	Хранение химических реагентов и ГСМ в специальных складах, защищённых от попадания атмосферных осадков
Недра	Нарушение состояния геологической среды, путем закачки жидкости в пласт под высоким давлением	Инженерно-геологические и гидрогеологические наблюдения в скважинах
Воздушный бассейн	Выбросы пыли и токсичных газов, от рабочих механизмов системы	Установка специализированных фильтров в систему вентиляции помещения для оборудования

