

Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки: 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА РАЗВЕДОЧНОЙ ВЕРТИКАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 2620 МЕТРОВ НА НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)

УДК 622.143:622.243.22(24:181m2620):622.323(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4Б	Епимахов Евгений Викторович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ковалев Артем Владимирович	к. т. н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Романюк Вера Борисовна	к. э. н.		

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

Инженерная школа природных ресурсов
 Специальность Нефтегазовое дело 21.03.01
 Отделение нефтегазового дела

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

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

Студенту:

Группа	Фамилия Имя Отчество
3-2Б4Б	Епимахов Евгений Викторович

Тема работы:

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА РАЗВЕДОЧНОЙ ВЕРТИКАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 2620 МЕТРОВ НА НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	

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

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Геолого-технические условия бурения скважины на нефтяном месторождении (Томская область), с ожидаемым притоком 10 м ³ /сут
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	-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

	<p>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).</p> <p>-Проектирование процессов заканчивания скважин (расчет обсадных колонн, расчет процессов цементирования скважины, выбор технологической оснастки обсадных колонн, проектирование процессов испытания и освоения скважин).</p> <p>-Выбор буровой установки.</p> <p>-Бурение скважин на депрессии (специальное оборудование).</p>
Перечень графического материала	<p>1.ГТН (геолого-технический наряд).</p> <p>2.КНБК (компоновка низа бурильной колонны).</p>
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент Романюк Вера Борисовна
Социальная ответственность	Ассистент Черемискина Мария Сергеевна

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ковалев Артем Владимирович	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4Б	Епимахов Евгений Викторович		

Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки: 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Уровень образования: бакалавриат
 Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения: осенний/весенний семестр 2018/2019 учебного года

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы**

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

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
<i>8 февраля</i>	<i>Общая и геологическая часть</i>	<i>10</i>
<i>5 апреля</i>	<i>Технологическая часть</i>	<i>40</i>
<i>31 апреля</i>	<i>Специальная часть</i>	<i>20</i>
<i>30 мая</i>	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	<i>15</i>
<i>30 мая</i>	<i>Социальная ответственность</i>	<i>15</i>

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ковалев Артем Владимирович	к. т. н.		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б4Б	Епимахову Евгению Викторовичу

Школа	ИШПР	Отделение школы	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

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

<i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих.</i>	<i>Расчет сметы на строительство скважины, расчет механической, рейсовой и коммерческой скоростей бурения.</i>
<i>Нормы и нормативы расходования ресурсов.</i>	<i>Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций в ходе бурения скважины согласно справочников Единых норм времени (ЕНВ) и др.</i>
<i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования.</i>	<i>Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 20%.</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.</i>	<i>Расчет финансово-сметного расчета и финансового результата реализации проекта строительства скважины.</i>
<i>Планирование и формирование бюджета научных исследований.</i>	<i>Нормативная карта строительства скважины.</i>
<i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования.</i>	<i>Расчет экономической эффективности внедрения новой техники или технологии.</i>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Романюк Вера Борисовна	К.Э.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4Б	Епимахов Евгений Викторович		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б4Б	Епимахову Евгению Викторовичу

Школа	ИШПР	Отделение школы	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования и области его применения.

Объект исследования: технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины на нефтяном месторождении.

Область применения: составление проектной документации на строительство скважин на нефтяном месторождении.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Производственная безопасность.

1.1. Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению;

1.2. Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.

5.1. Производственная безопасность.

5.1.1. Проанализировать выявленные вредные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения:

- отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе;
- превышение уровней шума и вибрации;
- повышенная загазованность воздуха рабочей среды;
- недостаточная освещенность рабочей зоны;
- мероприятия по устранению вредных факторов, в том числе индивидуальные и коллективные средства защиты.

5.1.2. Проанализировать выявленные опасные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения:

- движущиеся машины и механизмы производственного оборудования;
- электрический ток;
- расположение рабочего места на значительной высоте относительно земли;
- пожаровзрывоопасность;
- мероприятия по устранению опасных факторов, в том числе индивидуальные и коллективные средства защиты.

2. Экологическая безопасность.

2.1. Анализ влияния процесса строительства скважины на окружающую среду;

2.2. Обоснование решений по обеспечению экологической безопасности.

5.2. Экологическая безопасность.

5.2.1. Провести анализ влияния процесса строительства скважины на окружающую среду:

- на атмосферу (выбросы, выхлопные газы);
- на гидросферу (сбросы, утечка горюче-смазочных материалов);
- на литосферу (отходы, нарушение естественного залегания пород);
- на биосферу (уничтожение лесов, нарушение мест обитания животных);

	5.2.2. Обосновать решения по обеспечению экологической безопасности (со ссылками на НТД по охране ОС).
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. 3.1. Анализ возможных ЧС, возникающих при строительстве скважин; 3.2. Обоснование мероприятий по предупреждению и ликвидации ЧС.	5.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. 5.3.1. Провести анализ возможных ЧС, возникающих при строительстве скважин, привести перечень возможных ЧС на объекте: – техногенного характера – (пожары и взрывы в зданиях); – природного характера – (лесные пожары); 5.3.2. Сделать выбор наиболее типичной ЧС (ГНВП), разработать превентивные меры по предупреждению ЧС и мероприятия по ликвидации её последствий.
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности 4.1. Специальные правовые нормы трудового законодательства; 4.2. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	5.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности 5.4.1. Рассмотреть специальные правовые нормы трудового законодательства (на основе инструкции по охране труда при производстве инженерно-геологических изысканий); 5.4.2. Рассмотреть организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны (организация санитарно-бытового обслуживания рабочих).

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4Б	Епимахов Евгений Викторович		

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 82 страниц, 14 рисунков, 35 таблиц, 39 литературных источников, 12 приложений.

Ключевые слова: месторождение, скважина, режим бурения, крепление скважины, перфорация, интенсификация притока, долото, буровой раствор, буровая установка, закачивание скважины.

Цель работы – проектирование технологических решений для строительства разведочной скважины глубиной 2620 метров на нефтяном месторождении Томской области.

В работе выполнено проектирование технологических решений для строительства разведочной вертикальной скважины, построен геолого-технический наряда и компоновка низа бурильной колонны, рассмотрена технология бурение скважин на депрессии (специальное оборудование).

В работе спроектированы технологические решения для строительства разведочной вертикальной нефтяной скважины глубиной 2620 м.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: вертикальная одноколонная разведочная скважина с закрытым забоем,

Выпускная квалификационная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word. Расчеты проведены с помощью программы Microsoft Excel, презентация выполнена в программе Microsoft Office PowerPoint, графический материал выполнен в программе «CoreIDRAW»

Сокращения

СНС – статическое напряжение сдвига;

ДНС – динамическое напряжение сдвига;

СПО – спускоподъемные операции;

ГНВП – газонефтеводопроявление;

ОЗЦ – ожидание затвердевания цемента;

ПЗП – призабойная зона пласта;

КНБК – компоновка низа бурильной колонны;

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства;

ПВО – противовыбросовое оборудование;

БУ – буровая установка;

ЦА – цементируемый агрегат;

ПБНГП – правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности;

ЗУМППФ – зона успокоения механических примесей пластового флюида;

ПУЭ – Правила устройства электроустановок.

Оглавление

1 Введение	13
1 Общая и геологическая часть	14
1.1 Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ	14
1.2 Геологические условия бурения	14
1.3 Характеристика нефтеносности и водоносности на месторождении (площади).....	15
1.4 Зоны возможных осложнений	15
2 Технологическая часть	16
2.2 Обоснование конструкции скважины	16
2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя и выбор способа закачивания скважин	16
2.2.2 Построение совмещенного графика давлений	16
2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска	17
2.2.4 Выбор интервалов цементирования	18
2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн	18
2.2.6 Проектирование обвязки обсадных колонн	19
2.3 Углубление скважины	20
2.3.1 Выбор способа бурения	20
2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента	21
2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород	22
2.3.4 Расчет частоты вращения долота	24
2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя	25
2.3.6 Расчет необходимого расхода бурового раствора	27
2.3.7 Выбор компоновки низа бурильной колонны	30
2.3.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов	31
2.3.9 Расчет необходимого количества химических реагентов	31
2.4 Выбор гидравлической программы промывки скважины	31
2.4.1 Технические средства и режимы бурения при отборе керна	32
2.5 Проектирование процессов закачивания скважин	33
2.5.1 Расчет обсадных колонн	33
2.5.1.2 Расчет наружных избыточных давлений	33
2.5.1.3 Расчет внутренних избыточных давлений	36
2.5.1.4 Конструирование обсадной колонны по длине	38
2.5.2 Расчет процессов цементирования скважины	39
2.5.2.1 Выбор способа цементирования обсадных колонн	39
2.5.2.2 Расчет объемов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости	39
2.5.3 Выбор типа и расчет необходимого количества цементировочного оборудования	40

2.5.4	Выбор технологической оснастки обсадных колонн	42
2.5.5.1	Проектирование процессов испытания и освоения скважин	42
2.5.5.2	Выбор типа перфоратора и расчет количества рейсов	43
2.5.5.3	Выбор типа пластоиспытателя	44
2.6	Выбор буровой установки	44
3	Бурение скважин на депрессии (специальное оборудование)	47
3.1	Оборудование применяемое для бурения на депрессии	48
3.1.1	Компрессорное оборудование	49
3.1.2	Азотная установка	49
3.1.3	Роторный устьевого герметизатор (РУГ)	51
3.1.4	Обратный клапан	52
3.1.5	Блок регулирования устьевого давления (Дроссель)	52
3.1.6	Трёхфазный сепаратор.	54
3.1.7	Система сжигания попутных газов	54
4	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	56
4.1	Расчёт нормативной продолжительности строительства скважины	56
4.1.1	Расчет нормативного времени на механическое бурение	57
4.1.2	Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции	59
4.1.3	Расчет нормативного времени на установку центрирующих фонарей	60
4.1.4	Расчет нормативного времени ожидания затвердевания цемента	60
4.1.5	Расчет нормативного времени на разбуривание цементной пробки.....	60
4.1.6	Расчет нормативного времени на геофизические работы	62
4.1.6	Расчет нормативного времени на геофизические работы	62
4.1.7	Расчет затрат на прочие вспомогательные работы, не учтенные укрупненными нормами	62
4.1.8	Расчет нормативных затрат времени на проведение ремонтных работ	63
4.2	Корректировка сметной стоимости строительства скважины	64
4.2.1	Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины	64
4.3	Расчет технико-экономических показателей	65
5.	Социальная ответственность	67
5.1	Производственная безопасность	67
5.1.1	Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	68
5.1.2	Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	71
5.2	Экологическая безопасность	73
5.2.1	Анализ влияния процесса строительства скважины на окружающую среду	73
5.2.2	Обоснование решений по обеспечению экологической безопасности	73
5.3	Безопасность в чрезвычайных ситуациях	75
5.3.1	Анализ возможных ЧС, возникающих при строительстве скважин	75

5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	76
5.4.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства	76
5.4.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	77
Заключение	79
Список использованных источников.....	80
Приложение А	83
Приложение Б	90
Приложение В	91
Приложение Г	92
Приложение Д	93
Приложение Е	97
Приложение Ж.....	101
Приложение И.....	104
Приложение К	105
Приложение Л	107
Приложение М	110
Приложение Н	116

Введение

На сегодняшний день в Российской экономике особую роль играет экспорт нефти и газа на мировой рынок. В связи с этим оптимизация технологических процессов в нефтяной и газовой промышленности России имеет огромное значение.

В настоящее время цены на нефть и нефтепродукты довольно высоки, что позволяет нефтегазодобывающим компаниям получать значительную прибыль. Однако необходимо помнить, что себестоимость российской нефти остается довольно высокой. Отсюда перед нефтяниками возникает первостепенная задача - снижение себестоимости продукции путем внедрения новых технологий и проведения мероприятий, позволяющих снизить затраты. Особо остро эта необходимость возникла в последние годы, так как большая часть месторождений уже эксплуатируется, что ведет к снижению дебитов скважин и одновременно к увеличению затрат на добычу углеводородного сырья.

Один из путей решения обозначенной задачи – необходимость внедрения новых технологий в процессах бурения и закачивания скважин. Строительство скважин – это одна из самых финансово затратных отраслей нефтяной промышленности, именно здесь внедрение новых более совершенных технологий даст возможность повысить производительность пробуренных скважин, оптимизировать трудовые ресурсы и снизить затраты. Перспективным направлением в данной сфере является уменьшение негативного влияния на продуктивные пласты в процессе строительства скважин.

В данной выпускной квалификационной работе представлен проект на строительство разведочной вертикальной скважины, в котором решаются многие вопросы основных аспектов проектирования скважины: технологической, социальной и экономической. В специальной части работы рассматривается дополнительное оборудование для бурения скважин на депрессии и особенности его эксплуатации.

1 Общая и геологическая часть

1.1 Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ

Географическая характеристика района работ представлена в таблице 1.

Таблица 1 – Географическая характеристика района работ

Наименование	Значение
Месторождение (площадь)	Нефтяное месторождение Томской области.
Характер рельефа	Равнина
Покров местности	Тайга
Заболоченность	Высокая
Административное расположение:	РФ
Область (край)	Томская
Температура воздуха, °С;	
– среднегодовая	+0,9
– наибольшая летняя	+35
– наименьшая зимняя	-53
Максимальная глубина промерзания грунта, м:	1,15
Продолжительность отопительного периода в году, сутки	252
Продолжительность зимнего периода в году, сутки	190
Азимут преобладающего направления ветра, град	Юго-западное
Наибольшая скорость ветра, м/с:	до 20
Интервал залегания многолетнемерзлой породы, м	
– кровля	Нет
– подошва	
Геодинамическая активность	Низкая

1.2 Геологические условия бурения

В подразделе приводятся стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов, литологическая характеристика и физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины, сведения по градиентам пластового, порового, горного давлений и давления гидроразрыва пород, приведенных к глубине исследования, данные представлены в приложении А. Краткая характеристика геолого-технического условия бурения скважины: литологическая характеристика скважины в

интервале 0 – 2620 м представлена в большей степени глинами, аргиллитами с прослаиванием алевролитов, песчаников. По разрезу скважины представлены мягкие и средние по твердости горные породы, что обосновывает выбор породоразрушающего инструмента и оптимальные режимы бурения, для достижения максимальной механической скорости проходки. Согласно сведениям по градиентам пластового давления и давления гидроразрыва пород несовместимых интервалов по условию бурения не наблюдается, необходимость в спуске промежуточной (технической) колонны отсутствует.

1.3 Характеристика нефтеносности и водоносности на месторождении (площади)

Характеристика нефтеносности и водоносности на месторождении (площади) представлена в приложении Б.

Разрез представлен 1 нефтеносным и 4 водоносными пластами.

Вертикальная разведочная скважина проектируется для продуктивного интервала 2585 – 2592 м с забоем закрытого типа и ожидаемым дебитом 10 м³/с.

1.4 Зоны возможных осложнений

Поглощение бурового раствора, осыпи и обвалы стенок скважины, нефтегазоводопроявление, прихватопасные зоны осложнения представлены в приложении В.

2 Технологическая часть

2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины

Проектируется разведочная скважина, поэтому профиль скважины во всех случаях принимается вертикальным и проектировочные расчеты не производятся.

2.2 Обоснование конструкции скважины

2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя и выбор способа закачивания скважин

В связи с недостаточной геологической изученностью разреза скважин и для последующего испытания пласта в закрытом стволе скважины для всех разведочных скважин принимается забой закрытого типа.

2.2.2 Построение совмещенного графика давлений

Совмещенный график давлений иллюстрирует изменение по глубине скважины давлений гидроразрыва пород, пластовых давлений и давлений столба бурового раствора. По графику также определяется число и глубина спуска обсадных промежуточных колонн. Совмещённый график давлений представлен на рисунке 1.

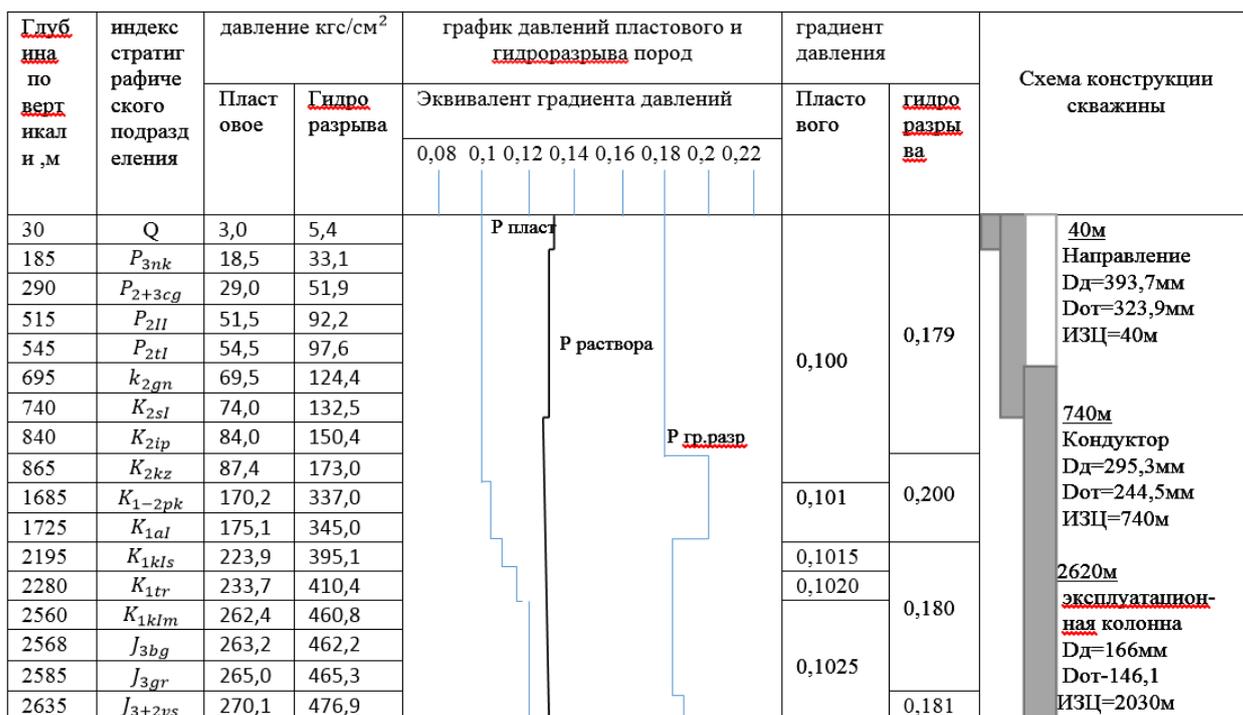


Рисунок 1 – Совмещённый график давлений

Анализ совмещенного графика давлений позволяет заключить, что интервалы, несовместимые по условиям бурения, в разрезе отсутствуют. Необходимое условие $P_{nl} < P_{бр} < P_{гр}$ выполняется, значит примем проектируемую конструкцию скважины одноколонной.

2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

Согласно анализа совмещенного графика давлений проектируется одноколонная конструкция скважины. Традиционно рекомендуется спускать направление с учетом перекрытия четвертичных отложений на 10м. В данном случае спустим направление до глубины 40 м, перекрыв таким образом четвертичные отложения на 10 м. Глубина спуска кондуктора определяется согласно ПБНГП до глубины, исключающей возможность разрыва пород после полного замещения бурового раствора в скважине пластовым флюидом или смесью флюидов [9]. В нашем случае минимальная глубина спуска кондуктора 740 м.

Эксплуатационная колонна с учетом выбранной конструкции

эксплуатационного забоя спускается до глубины 2620 м (с учетом интервала под ЗУМППФ). Данные о количестве обсадных колонн и глубинах их спуска представлены в таблице 2.

Таблица 2 – данные о количестве обсадных колонн и глубины их спуска

№п/п	Название колонны	Глубина спуска, м
1	Направление	40
2	Кондуктор	740
3	Эксплуатационная колонна	2620

Конструкция скважины представлена в приложении Г.

2.2.4 Выбор интервалов цементирования

В соответствии с требованиями правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности:

- направление и кондуктор цементируются на всю длину;
- эксплуатационная колонна цементируется с учетом перекрытия башмака кондуктора на 150 м (По ПБНГП для строительства нефтяной скважины) [9].

2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Расчет конструкции скважины осуществляется снизу-вверх. При этом исходным является диаметр бурильной головки, который выбирается в зависимости от диаметра отбираемого керна, в нашем случае диаметр керна равен 100 мм наиболее подходящая по диаметру бурильная головка равна 215,9 мм отсюда выбираем ближайший по размеру диаметр эксплуатационной колонны с учетом габаритного размера колонны (по муфтам) и рекомендуемого зазора между муфтой и стенками скважины исходя из этих условий наиболее подходящий диаметр эксплуатационной колонны 146,1 мм. Диаметр кондуктора выбирается из условия проходимости

долота для бурения под эксплуатационную колонну внутри него с рекомендуемыми зазорами, диаметр направления рассчитывается аналогично [13].

2.2.6 Проектирование обвязки обсадных колонн

При выборе противовыбросового оборудования и колонной обвязки необходимо учитывать величину давления опрессовки колонны $P_{оп}$. В соответствии с пунктом 245 Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности величина давления опрессовки должно превышать не менее, чем на 10% возможное давление, возникающее при ликвидации ГНВП и открытых фонтанов и определяется по формуле:

$$P_{му} = P_{пл} - \rho_n \cdot g \cdot H_{кр}, \quad (1)$$

где $P_{пл}$ – пластовое давление в кровле продуктивного пласта, равный 27 Мпа;

ρ_n – плотность нефти, кг/м³, равная 770 кг/ м³;

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

$H_{кр}$ – глубина залегания кровли продуктивного пласта, м, равная 2585 м,

$P_{му}$ – максимальное давление на устье, для нефтяного пласта рассчитывается по формуле:

Давление, необходимое для ликвидации ГНВП, рассчитывается по формуле:

$$P_{гневп} = k \cdot P_{му} \quad (2)$$

Давления опрессовки определяется по формуле:

$$P_{оп} = k \cdot P_{гневп} \quad (3)$$

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

Для обвязки проектируемой скважины допустимо использовать колонную обвязку ОКО1–21–146x245 К1 ХЛ.

Противовыбросовое оборудование выбирается с учетом условного диаметра прохода превенторного блока и манифольда, а также рабочего давления и схемы обвязки. При вскрытии нефтяных и водяных пластов с нормальным давлением, применяют пятую схему. Диаметр прохода превенторного блока должен обеспечить проход долота под эксплуатационную колонну диаметром 215,9 мм, но не больше диаметра обвязанной технической колонны (244,5 мм). Для обвязки проектируемой скважины допустимо использовать противовыбросовое оборудование ОП5-230/80х21 ГОСТ 13862-90.

2.3 Углубление скважины

Проектирование технологии углубления скважины включает в себя выбор типа породоразрушающего инструмента, режимов бурения, конструкции бурильной колонны и компоновки её низа, гидравлической программы углубления. Принятие проектных решений обуславливает выбор типа буровой установки, зависящей, помимо этого, от конструкции обсадных колонн и горно-геологических условий бурения.

2.3.1 Выбор способа бурения

Целесообразность применения того или иного способа бурения определяется геолого-техническими условиями. Основные требования к выбору способа бурения, необходимость обеспечения успешной проводки скважины с высокими техническими показателями.

Способ бурения определяет многие технические решения, режимы бурения, бурильный инструмент, гидравлическую программу, тип буровой установки и, как следствие, технологию крепления скважины. Выбор способа бурения по интервалам производился с учетом исходных горногеологических и технологических условий бурения.

Учитывая, что интервал под направления сложен из категории мягких пород и небольшую глубину интервала (40 м) считаю не целесообразно использовать забойный двигатель поэтому выбираем роторный способ бурения.

Так как интервалы под кондуктор и эксплуатационную колонну имеют большую глубину и сложены большей частью из твёрдых пород выбираем способ бурения с применением забойных двигателей. Что обеспечит требуемую линейную скорость на периферии долота и успешную проводку скважины с высокими техническими и экономическими показателями.

Запроектированные способы бурения приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Способы бурения по интервалам скважины

Интервал, м	Обсадная колонна	Способ бурения
0 – 40	Направление	Роторный
40 – 740	Кондуктор	С применением ВЗД
740 – 2575/2595 – 2620	Эксплуатационная колонна	С применением ВЗД
2575 – 2595	Отбор керна	Роторный

2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Для строительства скважины проектируется использовать три долота и одну бурголовку. Среди них только одно долото является шарошечным и применяются для бурения интервала под направление. Для бурения интервалов под кондуктор, эксплуатационную колонну а также для бурения интервала с отбором керна применяются долота с резцами PDC. Исходя из технико-экономических показателей этих долот, данный выбор является оптимальным.

Выборка долот для строительства проектируемой скважины представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Выборка долот для строительства проектируемой скважины

Интервал		0 – 40	40 – 740	740 – 2580/ 2597 – 2620	2580 – 2597
Шифр долота		393,7 (15½) GRD111	295,3 (115/8)FD 619 M	215,9 (8½) FD 613 SM	215,9/100 (8½/4) CB 10 09 MH
Тип долота		Шарошечное	PDC	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		393,7	295,3	215,9	215,9
Тип горных пород		M	M	MC, C	CT
Присоединительная резьба	ГОСТ	H3–177	H3–152	H3–117	M3–171
	API	7 5/8 Reg	6 5/8 Reg	4 1/2 Reg	6 5/8 FH
Длина, м		0,4	0,39	0,37	0,165
Масса, кг		180	83	43	23
G, т	Рекомендуемая	20-42	2-10	2-10	2-5
	Предельная	52	12	12	6
n, об/мин	Рекомендуемая	80-175	60-400	60-400	60-120
	Предельная	175	400	400	120

2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород

Исходные данные для расчёта приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Исходные данные для расчёта осевой нагрузки

Интервал	0 – 40	40 – 740	740 – 2580	2580 – 2597	2597 – 2620
α	1				
$P_{ш}$, кН/см ²	9,66	11,98	30,88	83,36	55,34
$D_{д}$, см	39,37	29,53	21,59	21,59	21,59
η	1				
δ , см	0,15	-	-	-	-
q , кН/мм	0,15	0,2	0,3	0,3	0,3
$G_{пред}$, кН	462	106	106	53	106

Для интервала бурения под направление проектируется осевая нагрузка ниже рекомендуемой, поскольку она достаточна для создания усилия

разрушения горной породы, но при этом не вызовет износа опор долота. Для остальных интервалов бурения осевые нагрузки выбираются согласно методике.

При расчете осевой нагрузки на долото используют следующие методы:

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

2. Аналитический расчет на основе качественных показателей механических свойств горной породы и характеристик шарошечных долот, применения базовых зависимостей долговечности долота и механической скорости бурения от основных параметров бурения.

3. Расчет из условия допустимой нагрузки на долото.

Наиболее правильной считается последовательность, когда используются аналитический и статистический методы расчета осевой нагрузки. После расчетов большее из полученных значений сравнивается с допустимой нагрузкой по паспорту долота. Если расчетная нагрузка больше паспортного значения, то принимается последнее. При обратной ситуации – принимается расчетная величина. Расчет из условия допустимой нагрузки на долото, произведен для шарошечных долот и PDC по формулам в методическом пособии [7]. с использованием программы Microsoft Excel, результат расчёта занесен в таблицу 6.

Таблица 6 – результаты расчёта осевой нагрузки по интервалам бурения

Интервал	0 – 40	40 – 740	740 – 2580	2580 – 2597	2597 – 2620
Результаты проектирования					
G_1 , кН	29	25	42	135	78
G_2 , кН	39	59	65	65	65
G_3 , кН	408	94	94	47	94
$G_{\text{проект}}$, кН	39	59	65	47	78

2.3.4 Расчет частоты вращения долота

Исходные данные для расчёта частоты вращения долота приведены в таблице 7.

Таблица 7 – исходные данные для расчёта частоты вращения долота

Интервал	0 – 40	40 – 740	740 – 2580	2580 – 2597	2597 – 2620
$V_{л}$, м/с	3	1,8	1,3	1	1,2
D_d	м	0,3937	0,2953	0,2159	0,2159
	мм	393,7	295,3	215,9	215,9
τ , мс	5	-	-	-	-
z	24	-	-	-	-
α	0,8	-	-	-	-

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

- Для шарошечных долот из рассчитанных значений:
- линейной скорости на периферии долота,
- минимально допустимого времени контакта зуба долота с породой,
- максимально допустимая частота вращения шарошечного долота.

Учитывая условия что для бурения интервалов под направления и отбор керна выбран роторный способ бурения, чистота оборотов выбирается исходя из технических характеристик ротора.

Для безопрных долот принимается значение линейной скорости на периферии долота.

Результаты расчета частоты вращения долота по интервалам горных пород представлена в таблице 8.

Расчет частоты вращения породоразрушающего инструмента проведён по формулам в методическом пособии [7], с использованием программы Microsoft Excel, результаты расчёта занесен в таблицу 8.

Таблица 8 – Результаты расчёта вращения породоразрушающего инструмента по интервалам бурения

Интервал	0 – 40	40 – 740	740 – 2580	2580 – 2597	2597 – 2620
n_1 , об/мин	145	116	115	88	106
n_2 , об/мин	325	-	-	-	-
n_3 , об/мин	657	-	-	-	-
$n_{\text{проект}}$, об/мин	60	116	115	88	115

2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Исходные данные для расчёта забойного двигателя приведены в таблице 9.

Таблица 9 – Исходные данные для расчёта забойного двигателя

Интервал		0 – 40	40 – 740	740 – 2580	2580 – 2597	2597 – 2620
D_d	м	-	0,2953	0,2159	-	0,2159
	мм		295,3	215,9		215,9
G_{oc} , кН			59	65		78
Q , Н*м/кН			1,5	1,5		1,5

Тип забойного двигателя выбирается в зависимости от проектного профиля скважины, типоразмера долот, осевой нагрузки, плотности промывочной жидкости и удельного момента, обеспечивающего вращение долота.

Забойный двигатель должен соответствовать следующим требованиям:

- диаметр забойного двигателя должен лежать в интервале 80-90% от диаметра долота;
- жесткость забойного двигателя должна соответствовать требованиям компоновки низу бурильной колонны для заданной траектории ствола скважины;
- расход промывочной жидкости должен быть близким к номинальному забойному двигателю;
- крутящий момент, развиваемый забойным двигателем, должен обеспечить эффективное разрушение горной породы на забое скважины;

- забойный двигатель должен обеспечивать частоту вращения долота, находящуюся в пределах или не менее этих значений, необходимых для разрушения горных пород.

$$D_{з\delta} = (0,8-0,9)D_{\delta}, \quad (4)$$

где $D_{з\delta}$ – диаметр забойного двигателя, мм;

D_{δ} – диаметр долота, мм.

$$M_p = M_o + M_{y\delta} + G_{oc}, \quad (5)$$

где M_p – момент необходимый для разрушения горной породы, Н*м;

M_o – момент необходимый для вращения ненагруженного долота, Н*м;

$M_{y\delta}$ – удельный момент долота, Н*м/кН;

G_{oc} – осевая нагрузка на долото, кН.

$$M_o = 500 * D_{\delta}, \quad (6)$$

где D_{δ} – диаметр долота, м.

$$M_{y\delta} = Q + 1,2 * D_{\delta}, \quad (7)$$

где Q – расчетный коэффициент, принимаемый в расчетах 1-2 принимается 1,5, Н*м/кН;

D_{δ} – диаметр долота, см [7].

Расчет забойных двигателей произведен по формулам с использованием программы Microsoft Excel, результаты занесены в таблицу 10.

Таблица 10 – Результат расчёта параметров забойных двигателей по интервалам бурения

Интервал	0 – 40	40 – 740	740 – 2580	2580 – 2597	2597 – 2620
$D_{з\delta}$, мм	-	240	178	-	178
M_p , Н*м		2329	1883		2237
M_o , Н*м		147,7	108		108
$M_{y\delta}$, Н*м/кН		36,9	27,4		27,4

Для интервала бурения 40-740 метров (интервал бурения под кондуктор) выбирается ДГР-240М.7/8.41, который отвечает требованиям по диаметру забойного двигателя, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы. Для интервала бурения под

эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель ДГР-178М7/8.37 который позволяет бурить прямолинейные интервалы и обеспечивает высокий рабочий момент на долоте, что актуально при разрушении средних и твердых горных пород.

Технические характеристики запроектированных забойных двигателей представлены в таблице 11.

Таблица 11 – Технические характеристики запроектированных забойных двигателей

Двигатель	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг	Расход жидкости, л/с	Число оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, кНм	Мощность двигателя, кВт
ДГР-240М.7/8.41	40-740	240	9,56	2040	30-50	84-144	16,0	191
ДГР-178М.7/8.37	740-2575 2575-2620	178	8,45	1150	25-35	96-144	12,0	128

2.3.6 Расчёт необходимого расхода бурового раствора

Исходные данные для расчёта расхода бурового раствора приведены в таблице 12.

Таблица 12 – Исходные данные расхода бурового раствора

Интервал	0 – 40	40 – 740	740 – 2620
1	2	3	4
D_d , м	0,3937	0,2953	0,2159
K	0,65	0,5	0,4
K_k	1,4	14	1,1
$V_{кр}$, м/с	0,15	0,12	0,1
V_m , м/с	0,011	0,0083	0,0042
$d_{бт}$, м	0,127	0,127	0,127
d_{max} , м	0,203	0,230	0,178
$d_{нmax}$, м	0,225	0,240	0,178

Продолжение таблицы 12

1	2	3	4
N	3	5	9
$V_{кпмин}, \text{ м/с}$	0,5	5 0,5	0,5
$V_{кпмах}, \text{ м/с}$	1,3	1,3	1,5
$\rho_{см} - \rho_p, \text{ г/см}^3$	0,3	0,3	0,3
$\rho_p, \text{ г/см}^3$	1,22	1,17	1,16
$\rho_п, \text{ г/см}^3$	2,0	2,26	2,12

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. Расчет произведен с использованием программы Microsoft Excel, результат занесен в таблицу 13.

Таблица 13 – Результаты расчёта расхода бурового раствора по интервалам бурения

Интервал	0 – 40	40 – 740	740 – 2620
$Q_1, \text{ л/с}$	79	28	11
$Q_2, \text{ л/с}$	82	68	39
$Q_3, \text{ л/с}$	163	72	82
$Q_4, \text{ л/с}$	25	17	16
$Q_5, \text{ л/с}$	44	37	58
$Q_6, \text{ л/с}$	-	50	35

По результатам расчетов определяется область допустимого расхода бурового раствора, которая должна быть меньше максимального расхода, при котором происходит, размыв стенок скважины, но достаточной для:

- эффективной очистки забоя скважины,
- обеспечения выноса шлама на поверхность,
- предотвращения прихватов,

- создания необходимой скорости истечения из насадок долота,
- устойчивой работы гидравлического двигателя.

Следует, что желательным условием является нахождение плотности жидкости в рекомендуемом интервале расхода забойного двигателя [6].

Если применяется способ бурения с использованием забойных двигателей, то частота вращения долота и тип двигателя зависит от расхода промывочной жидкости. Следовательно, необходимо определить минимальный расход, обеспечивающий необходимый момент для разрушения горных пород.

Полученные крутящие моменты должны превышать необходимые для разрушения горной породы, следовательно, выбранные ранее гидравлические забойные двигатели могут использоваться при сооружении данной скважины.

Исходя из того, что расчетные значения расхода бурового раствора для направления получились выше чем максимальный расход буровых насосов принимаем значение максимального расхода буровых насосов.

Проблему очистки забоя и выноса шлама будем решать путём дополнительной проработки, перед каждым наращиванием бурильной колонны

Для бурения интервалов под кондуктор и эксплуатационную колонну величина расхода бурового раствора принимается согласно характеристикам забойных двигателей, что является недостаточным для эффективного выноса выбуренной породы.

В этом случае для очистки ствола скважины рекомендуется дополнительные рассаживание с проработкой бурильного инструмента перед наращиванием бурильной колонны, а также промежуточные промывки скважины.

Результаты расчётов областей допустимого расхода бурового раствора приведены в таблице 14.

Таблица 14 – Результаты расчётов допустимого расхода бурового раствора

Интервал	0 – 40	40 – 740	740 – 2620
1	2	3	4
Q ₁ , л/с	79	28	11
Q ₂ , л/с	82	68	39

Продолжение таблицы 14

1	2	3	4
Q_3 , л/с	163	72	82
Q_4 , л/с	25	17	16
Q_5 , л/с	59	44	19,6
Q_6 , л/с	-	50	35
Области допустимого расхода бурового раствора			
ΔQ , л/с	82-163	68-72	58-82
Запроектированные значения расхода бурового раствора			
ΔQ , л/с	72	50	35
Дополнительные проверочные расчеты оценка создаваемого момента на забойном двигателе)			
$Q_{тн}$, л/с	-	50	35
ρ_1 , кг/м ³	-	1000	1000
$\rho_{бр}$, кг/м ³	-	1170	1160
$M_{тм}$, Нм	-	16000	12000
$M_{тб}$, Нм	-	14700	10800

2.3.7 Выбор компоновки низа бурильной колонны

Проектирование КНБК по интервалам бурения выполнено в программном обеспечении для решения проектных, инженерных задач и задач оперативного контроля процесса строительства скважин «БурСофтПроект».

Выбор и расчет элементов КНБК производится согласно геологическим условиям, конструкции скважины, 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 [4].

Результаты проектирования компоновки низа бурильной колонны по интервалам бурения и отбора керна приведены в приложении Д.

2.3.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Для строительства проектируемой скважины выбраны следующие типы буровых растворов по интервалам: для бурения интервала под направление – глинистый; для интервала под кондуктор – ингибирующий; для бурения интервала под эксплуатационную колонну в том числе для отбора керна – полимер-инкапсулированный;

Запроектированные параметры буровых растворов по интервалам бурения и компонентный состав бурового раствора приведены в приложении Е.

2.3.9 Расчёт потребного количества химических реагентов

При расчете потребного количества реагентов необходимо проверить выполнение условия: «запас бурового раствора на поверхности должен быть не менее двух объемов скважины. Из них один объем должен находиться в виде бурового раствора в емкостях, и еще один объем допускается иметь в виде материалов и химических реагентов для его оперативного приготовления». Для расчета объема раствора к непосредственному приготовлению принимается суммарное количество раствора в скважине и на поверхности, за вычетом объема раствора, переведенного с предыдущего интервала.

Потребное количества бурового раствора и количество химических реагентов представлено в приложении Е.1

2.4 Выбор 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. Гидравлическая

программа промывки скважины была спроектирована в программе «БурСофтПроджект» результаты гидравлической промывки представлены в приложении Ж.

2.4.1 Технические средства и режимы бурения при отборе керна

При строительстве проектируемой разведочной скважины планируется отбор керна для анализа нефтеносных пластов. Согласно геолого-техническому условию нефтеносность по разрезу скважины присутствует в интервалах: 2585 – 2592 м, так как скважина является разведочной керн отбирается с целью обоснования подготовки залежи к разработке. Отбор керна производится в интервалах залегания продуктивных пластов и из-за неполноты геологических данных существует вероятность нахождения продуктивных пластов выше или ниже прогнозируемой вертикали, в следствие этого планируем интервалы отбора керна на пять метров выше и пять метров ниже исследуемого пласта то есть 2580 – 2597 м;

Для бурения интервала отбора керна принимаем бурголовку 215,9/100 (8,5/4) СВ 10 09 МН. Параметры режима бурения задаются в соответствии с расчетными данными, а также с учетом рекомендаций производителя бурголовки.

Технические средства и режимы бурения представлены в таблице 15.

Таблица 15 – Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Интервал м	Тип кернаотборного снаряда	Бурголовка	Параметры режима бурения		
			осевая нагрузка, т	частота вращения инструмента, об/мин	расход бурового раствора, л/сек
2580-2597	СК-178/100 "LONG".Y	215,9/100 (8,5/4) СВ 10 09 МН	4,7	60-120	15-24

2.5 Проектирование процессов закачивания скважин

2.5.1 Расчет обсадных колонн

Исходные данные для расчета представлены в таблице 16.

Таблица 16 – Исходные данные к расчету обсадных колонн

Параметр	Значение	Параметр	Значение
Плотность продавочной жидкости $\rho_{прод}$, кг/м ³	1000	Плотность буферной жидкости $\rho_{буф}$, кг/м ³	1100
Плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{тр\ обл}$, кг/м ³	1400	Плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{тр\ н}$, кг/м ³	1800
Плотность нефти ρ_n , кг/м ³	770	Глубина скважины, м	2620
Высота столба буферной жидкости h_1 , м	590	Высота столба тампонажного раствора нормальной плотности h_2 , м	135
Высота цементного стакана $h_{см}$, м	10	Динамический уровень скважины $h_{д.м}$	1746

2.5.1.2 Расчет наружных избыточных давлений

Раздел включает в себя расчет действующих на каждую обсадную колонну наружных и внутренних избыточных давлений на протяжении их установки и эксплуатации.

Направление длиной в 40 м цементируется тампонажным раствором нормальной плотности. Ввиду низких возникающих нагрузок расчет прочности производить не требуется.

Кондуктор цементируется тампонажным раствором нормальной плотности В интервале 640 – 740 и облегченным до устья.

Эксплуатационная колонна цементируется тампонажным раствором нормальной плотности В интервале 2485 – 2620 и облегченным В интервале 2485 – 590. Вышележащий объем занимает буферная жидкость.

Наружное избыточное давление – разность между наружным давлением, действующим на обсадную колонну со стороны кольцевого пространства, и

внутренним, действующим внутри обсадной колонны рассчитывается по формуле:

$$P_{ни} = P_n - P_в, \quad (8)$$

где P_n – наружное давление;

$P_в$ – внутреннее давление.

Расчеты наружных избыточных давлений проводятся для случаев, когда давление достигает наибольших значений:

- при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении;
- в конце эксплуатации за счет снижения уровня флюида для нефтяных скважин и снижения давления для газовых скважин.

Расчет соответствующего случая начинается с построения схемы расположения всех возможных уровней жидкости за колонной и внутри колонны и по этой схеме выбираются расчётные точки (в местах изменения плотности или высоты расположения жидкостей).

Схема расположения всех возможных уровней представлена на рисунке 2.

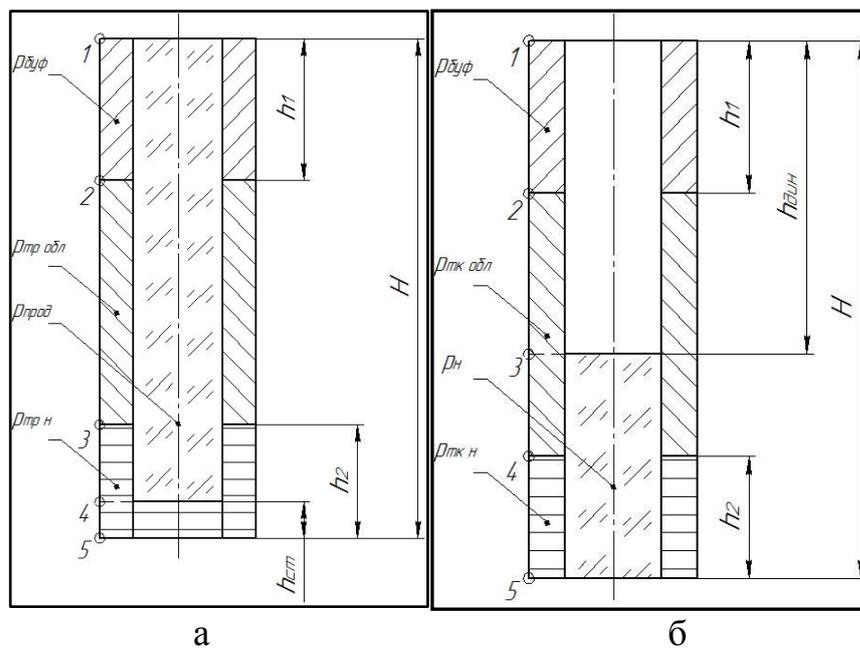


Рисунок 2 – Схемы расположения жидкостей в скважине: а) в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении; б) в конце эксплуатации нефтяной скважины

Данные наружных избыточных давлений представлены в таблице 17.

Таблица 17 – Данные наружных избыточных давлений

В конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении			В конце эксплуатации скважины		
№г.	глубина (метров)	$P_{ни}$	№г.	глубина (метров)	$P_{ни}$
1	0	0	1	0	0
2	590	0,57	2	590	6,36
3	2475	8,02	3	1746	18,27
4	2610	9	4	2485	20,3
5	2620	9	5	2620	21,97

По данным наружных избыточных давлений строится эпюра наружных избыточных давлений.

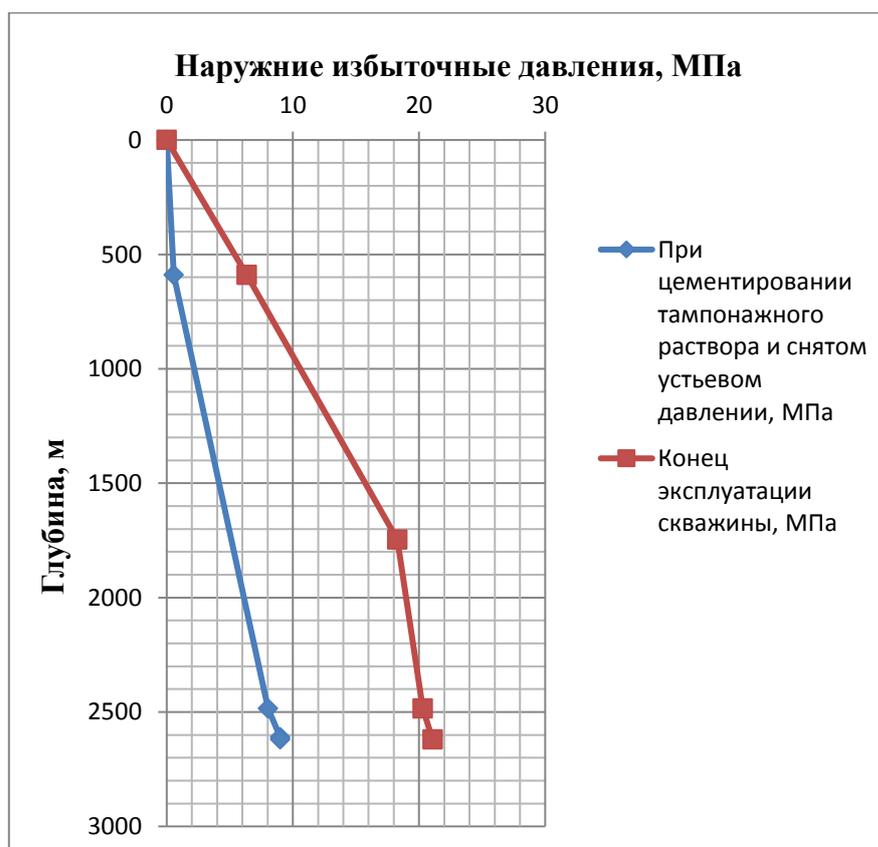


Рисунок 3 – Эпюра наружных избыточных давлений

2.5.1.3 Расчет внутренних избыточных давлений

Расчеты внутренних избыточных давлений проводятся для двух случаев: при цементировании в конце продавки раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения, и при опрессовке колонны с целью проверки ее герметичности. Внутреннее избыточное давление – разность между внутренним давлением, действующим внутри обсадной колонны, и наружным, действующим на обсадную колонну со стороны кольцевого пространства.

$$P_{ви} = P_{в} - P_{н}, \quad (9)$$

где $P_{в}$ – внутреннее давление;

$P_{н}$ – наружное давление [10].

Схемы расположения жидкости в скважине для двух случаев изображены на рисунке 4.

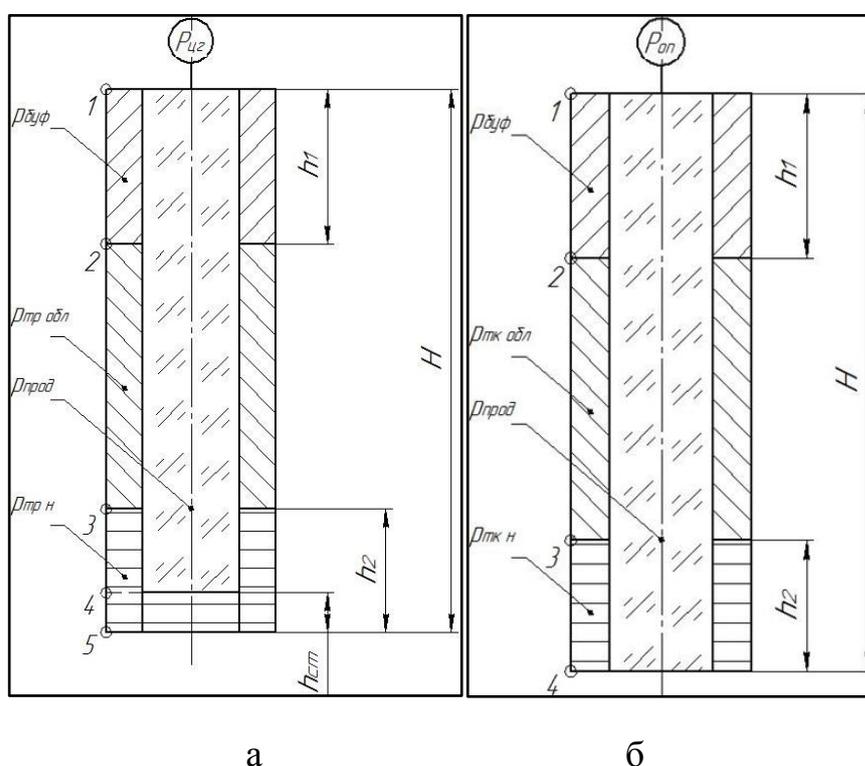


Рисунок 4—Схемы расположения жидкостей в скважине: а) в конце продавки тампонажного раствора; б) при опрессовке обсадной колонны

Данные внутренних избыточных давлений представлены в таблице 18.

Таблица 18 – Данные внутренних избыточных давлений на эксплуатационную колонну

При цементировании в конце продавки тампонажного раствора			При опрессовке эксплуатационной колонны		
№т.	глубина (метров)	$P_{ви}$	№т.	глубина (метров)	$P_{ви}$
1	0	16	1	0	12,5
2	590	15,42	2	590	11,92
3	2475	7,98	3	2475	4,57
4	2610	7,01	4	2610	3,6
5	2620	7,03	–	–	–

По данным внутренних избыточных давлений строится эпюра внутренних избыточных давлений.

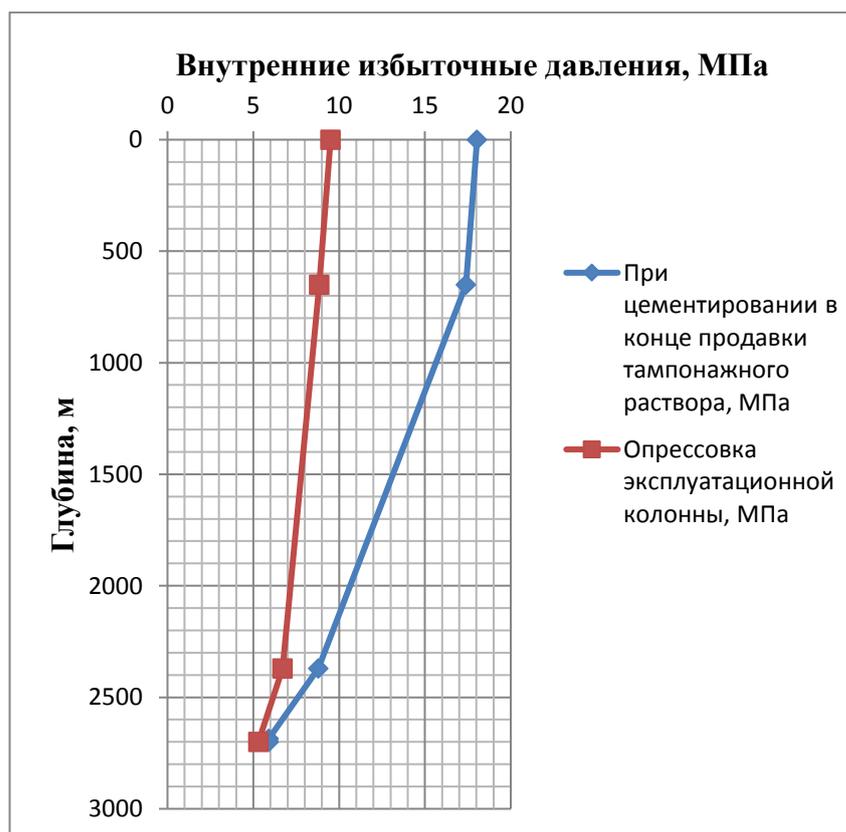


Рисунок 5 – Эпюра внутренних избыточных давлений

2.5.1.4 Конструирование обсадной колонны по длине

К параметрам обсадной колонны при заданном диаметре, при разработке конструкции скважины, относятся группа прочности материала труб, толщина стенок и длина секций с соответствующей группой прочности и толщиной стенки.

Рекомендуется использовать по возможности наиболее дешёвые обсадные трубы, поэтому для начала расчёта выбираются трубы группы прочности Д. Принимаются также тип обсадных труб и вид исполнения категории «А». Для нефтяных скважин рекомендуется использование обсадных труб типа ОТТМ.

При анализе используются совмещенные графики избыточных наружных и внутренних давлений. Из этих графиков видно, что наружные избыточные давления достигают максимума на забое скважины. Уровень наружных избыточных давлений, как правило, больше внутренних, к тому же, прочность на внутреннее давление выше прочности на смятие (наружные избыточные давления), поэтому, за начало расчета принимают наружное избыточное давление и расчёт параметров обсадной колонны начинается снизу. [13].

Характеристики рассчитанных секций обсадных колонн представлена в таблице 19.

Таблица 19 – Характеристики секций обсадных колонн

Наименование	№ секций	Тип резьбового соединения	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
						1м трубы	секций	суммарный	
Направление	1	ОТТМ	Д	8,5	40	67,2	2688	2688	0 – 40
Кондуктор	1	ОТТМ	Д	7,9	740	47,2	34928	34928	0 – 740
Эксплуатационная колонна	3	ОТТМ	Д	6,5	1650	22,3	36795	60262	0 – 1650
	2	ОТТМ	Д	7	885	24	21240		1650 – 2535
	1	ОТТМ	Д	7,7	85	26,2	2227		2535 – 2620

2.5.2 Расчет процессов цементирования скважины

2.5.2.1 Выбор способа цементирования обсадных колонн

Проверим условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле:

$$P_{гс\ кп} + P_{гд\ кп} \leq 0,95 \cdot P_{зр}, \quad (10)$$

где $P_{гс\ кп}$ – гидростатическое давление в кольцевом пространстве,

$$P_{гс\ кп} = 34,7 \text{ МПа};$$

$P_{гд\ кп}$ – гидродинамические потери давления в кольцевом пространстве,

$$P_{гд\ кп} = 0,19 \text{ МПа};$$

Согласно геологическим данным $P_{зр} = 46,5 \text{ МПа}$. Производим сравнения давлений.

$$34,9 \text{ МПа} \leq 45,8 \text{ МПа}.$$

Условия недопущения гидроразрыва пластов выполняется, принимается решение использовать прямое одноступенчатое цементирование.

2.5.2.2 Расчет объёмов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости

Для приготовления тампонажного раствора нормальной плотности примем ПЦТ–II–150 с водоцементным отношением $m_n = 0,45$.

Для приготовления, облегченного тампонажного раствора примем ПЦТ–III–Об(6) – 100 с водоцементным отношением $m_{обл} = 1,2$.

В качестве буферной жидкости рекомендуется использовать водные растворы материалов буферных порошкообразных «МБП-СМ» (обладает хорошей моющей способностью) и «МБП-МВ» (обеспечивает улучшенный смыв глинистой корки со стенок скважин) в пропорции 1 к 4 по объему буферной жидкости. Причем расход «МБП-СМ» составляет 70 кг/м^3 , а «МБП-МВ» – 15 кг/м^3 [12].

Результаты расчета объемов тампонажных растворов, буферной жидкости, продавочной жидкостей и количества компонентов, представлены в таблице 20.

Таблица 20 – Результаты расчета объемов тампонажных растворов, буферной жидкости, продавочной жидкостей и количества компонентов

Наименование жидкости	Объем жидкости, м ³	Плотность жидкости, кг/м ³	Объем воды для приготовления жидкости, м ³	Наименование компонента	Масса компонента (кг)/количество мешков
Буферная жидкость	11,238	1100	2,3	МБП-СМ	144,4кг/6 мешок
			8,991	МБП-ВМ	157,3кг/7мешок
Облегченный тампонажный раствор	58,262	1400	51,388	ПЦТ-III-Об(6)-50	38тонн/38 мешков
				НТФ	14,7кг/1мешок
Тампонажный раствор нормальной плотности	4,214	1800	2,719	ПЦТ-II-150	5,493тонн/6меш
				НТФ	2,2кг/0,1меш
Продавочная жидкость	36,08	1000	36,08	вода	-

2.5.3 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементирующего оборудования

Согласно технического задания используем схему с применением смесительных установок и цементирующего агрегата УНП2-320х40

Выбор количества цементосмесительных машин рассчитывается исходя из суммарной массы сухой тампонажной смеси, расположенной в их бункерах по формуле:

$$m_2 = G_{\text{сух}}/G_б, \quad (11)$$

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

$G_б$ –вместимость бункера смесителя для УС 6-30, равная 10 тонн для;

$$m_2 = 38,9/10=3,9$$

Исходя из этих расчётов нам потребуется УС6-30 в количестве 4 шт. для облегченного ТР и УС6-30 в количестве 1 шт для тампонажного раствора нормальной плотности.

В нашем случае используется два типа тампонажного раствора: облегченный и нормальной плотности для приготовления раствора нормальной плотности объемом 4,214 м³ достаточно одного УСО-20.

В данном случае будем использовать два агрегата УНП2-32х40: один для приготовления тампонажного раствора, второй для закачки жидкости в скважину.

А также ЦА-320 (пробочник) для продавки тампонажного раствора в количестве 1 шт, блок манифольдов в количестве 1шт, станцию контроля цементирования количестве 1шт [10].

Результаты расчётов количества необходимой тампонажной техники представлены в таблице 21.

Таблица 21 – Результаты расчётов количества необходимой тампонажной техники

Наименование	Общее кол-во	Обл. раствор	Норм раствор
УС6-30	5	4	1
УНП2-324х40	2	-	-
УСО-20	1	-	-
ЦА-320 (Пробочник)	1	-	-
БМ	1	-	-
СКЦ	1	-	-

Схема обвязки цементировочной техники с применением цементосмесительных установок и цементировочных агрегатов УНП2-320х40 представлена на рисунке 6.

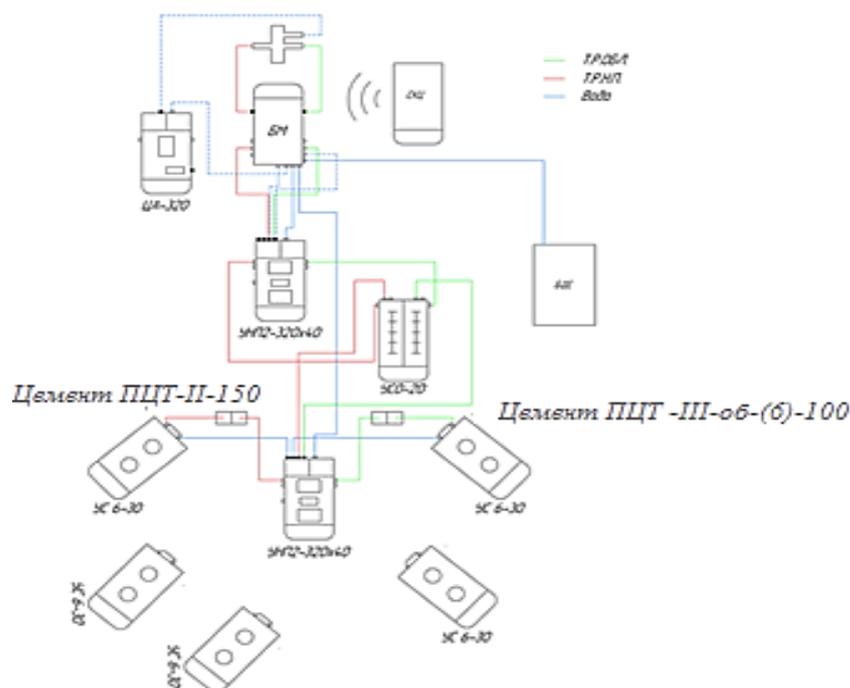


Рисунок – 6 Схема обвязки цементировочной техники с применением цементосмесительных установок и цементировочных агрегатов УНП2-320x40

2.5.4 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

К элементам технологической оснастки обсадных колонн относятся все устройства, включаемые в состав обсадной колонны или монтируемые на ее внутренней или наружной поверхности, являющиеся неотъемлемой частью сформированной крепи скважины. Выбранная технологическая оснастка обсадных колонн представлена в приложении И.

2.5.5.1 Проектирование процессов испытания и освоения 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.

2.5.5.2 Выбор типа перфоратора и расчет количества рейсов

Так как породы коллектора представлены песчаниками алевролитами, аргиллитами, которые относятся к твёрдым породам правильно будет использовать кумулятивную перфорацию, которая наиболее хорошо подходит для пород твердого типа.

Для перфорации будем использовать перфорационную систему Скорпион 89.

В таблицу 22 внесены технические характеристики перфорационной системы. Расчет количества спусков перфоратора количества одновременно спускаемых зарядов и мощности перфорируемого объекта.

Таблица 22 – Технические характеристики перфорационной системы.

Мощность перфорируемого объекта, м	Вид перфорации	Типоразмер перфоратора	Плотность перфорации и отверстий. / м	Одновременно спускаемых зарядов	Количество спусков перфоратора
7	Кумулятивная	Длина 4 м; минимальный проходной диаметр 123 мм; масса 85 кг.	20	1	2

2.5.5.3 Выбор типа пластоиспытателя

В разведочных скважинах проектируется проведение испытаний в открытом стволе (в процессе бурения), при котором обычно используют пластоиспытатели, спускаемые на трубах (ИПТ).

Пластоиспытатель выбирается в зависимости от диаметра скважины и способа спуска в скважину. В нашем случае будем использовать автономный модуль (МДС) с датчиком манометрии, термометрии, резистивиметрии, влагометрии и механической расходомерии в составе компоновки КИИ 146.

Решаемые задачи:

- раздельное определение объема фаз приточного флюида (нефть, пластовая вода, фильтрат бурового раствора);
- динамическое определение состава притока (процент содержания нефти в эмульсии) и минерализации водной фазы при различных величинах депрессии;
- отбор герметизированных проб флюида и их последующий анализ.

Условия проведения:

- открытый и закрытый ствол скважин;
- диаметр ствола 140 – 312 мм;
- глубины до 5000 м.

Измеряемые параметры:

- давление,
- температура,
- проводимость приточного флюида,

2.6 Выбор буровой установки

Буровая установка выбирается, согласно действующим правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности, по её допустимой макси-

мальной грузоподъёмности, позволяющей проводить спуско-подъёмные операции с наиболее тяжёлой бурильной и обсадной колоннами.

При выборе буровой установки должны выполняться следующие условия:

$$[G_{кр}]/Q_{ок} \geq 0,6;$$

$$[G_{кр}]/Q_{об} \geq 0,9;$$

$$[G_{кр}]/Q_{пр} \geq 1.$$

где $G_{кр}$ – допустимая нагрузка на крюке, тс;

$Q_{ок}$ – максимальный вес бурильной колонны, тс;

$Q_{об}$ – максимальный вес обсадной колонны, тс;

$Q_{пр}$ – параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс.

Параметр веса колонны при ликвидации прихвата определяется по формуле:

$$Q_{пр} = k \cdot Q_{мах}, \quad (12)$$

где k – коэффициент увеличения веса колонны при ликвидации прихвата ($k=1,3$);

$Q_{мах}$ – наибольший вес одной из колонн, тс.

На основании расчетов бурильных и обсадных труб, вес наиболее тяжелой обсадной колонны составляет 60,3 т бурильной колонны – 88,5 т. Исходя из этого, и с учетом глубины бурения проектируется использование буровой установки

БУ–3000 ЭУК–1М

Расчет буровой установки производился с использованием программы Microsoft Excel результат расчета представлены в таблице 23.

Таблица 23 – Результаты проектирования буровой установки для строительства проектной скважины

Выбранная буровая установка БУ–3000 ЭУК–1М			
Максимальный вес бурильной колонны, тс ($Q_{бк}$)	88,5	$[G_{кр}]/Q_{бк}$	1,92
Максимальный вес обсадной колонны, тс ($Q_{об}$)	60,3	$[G_{кр}]/Q_{об}$	2,81
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ($Q_{пр}$)	115,5	$[G_{кр}]/Q_{пр}$	1,47
Допустимая нагрузка на крюке, тс ($G_{кр}$)	170		
Фундаменты (направляющие, фермы, тумбы) входят в заводской комплект буровой установки, поэтому дополнительные расчеты на прочность и определение площади опорной поверхности не требуются.			

Характеристика БУ–3000 ЭУК–1М приведена в таблице 24.

Таблица 24 – Характеристика БУ–3000 ЭУК–1М

Наименование параметров	Параметры
Допускаемая нагрузка на крюке, кН	2000
Максимальная глубина бурения, м	3200
Наибольшая оснастка талевого системы	5х6
Диаметр талевого каната, мм	28
Скорость подъема крюка при расхаживании колонны и ликвидаций аварий, м/с	0,1 – 0,2
Скорость установившего движения при подъеме незагруженного элеватора, м/с	1,5
Мощность на приводном валу подъемного агрегата, кВт	690
Проходной диаметр стола ротора, мм	560
Допускаемая статическая нагрузка на столротора, кН	3200
Число основных буровых насосов, шт	2
Номинальная длина свечи, м	25

3 Бурение скважин на депрессии (специальное оборудование)

Бурение скважин с отрицательным дифференциальным давлением-это процесс бурения, при котором пластовое давление превышает давление столба жидкости в скважине.

В этих условиях фильтрат промывочной жидкости не попадает в продуктивный пласт, что приводит к улучшению коллекторских свойств пласта.

При снижении давления на пласт до отрицательного, в ствол скважины будут поступать пластовые жидкости (газ, нефть, вода) с различным дебитом.

На рисунке 7 показано поступление флюида из пласта в скважину.

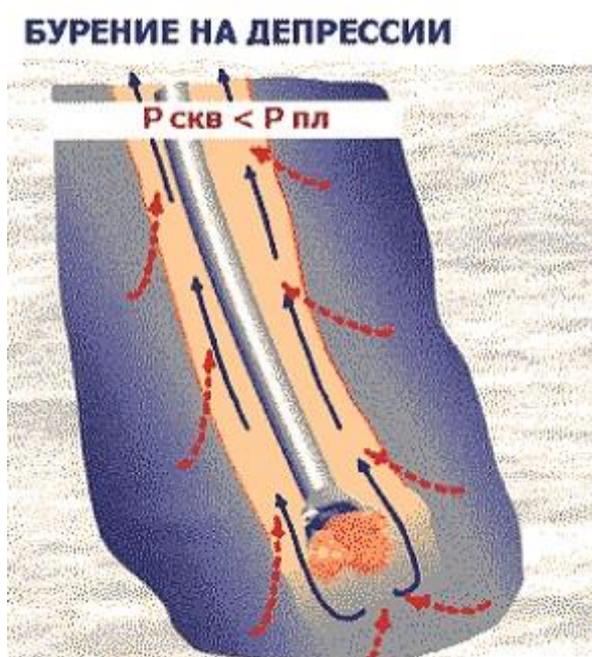


Рисунок 7 – Поступление флюида из пласта в скважину

Объём поступающего флюида напрямую зависит от величины депрессии и коллекторских свойств пласта. Продуктивные свойства пласта обычно определяют в ходе ведения гидрогеологических, геофизических и геогидродинамических испытаний после его вскрытия и в законченной скважине.

Особенности технологии бурение скважин на депрессии позволяют:

- минимизировать загрязнение пласта, в том числе призабойную зону пласта;

- обеспечить одновременное повышение коэффициента извлечения нефти (КИН) и притока путем минимизации повреждения коллекторов;
- увеличить показатель проходки на долото и увеличить механическую скорость бурения благодаря снижению угнетающего давления на забой скважины;
- снизить негативное воздействие промывочной жидкости на коллекторские свойства пласта.

Технология депрессивного бурения позволяет эффективно поддерживать (регулировать) заданное дифференциальное давление в системе скважина - пласт, что снижает вероятность поглощения промывочной жидкости, флюидопроявления, осыпей, обвалов и других осложнений ствола скважины.

При использовании этой технологии применяют:

- раствор низкой плотности, к примеру, воду или нефть;
- аэрированные растворы, газифицированные воздухом, азотом, природным газом или даже отходящие газы двигателей внутреннего сгорания.

При использовании технологии бурения на депрессии дебит скважины вырастает в разы.

3.1 Оборудование, применяемое для бурения на депрессии

При бурении с отрицательным дифференциальным давлением необходимо дополнительное оборудование.

Стандартный набор дополнительного оборудования включает в себя:

- компрессорное оборудование;
- азотную установку;
- роторный устьевой герметизатор;
- обратный клапан;
- блок регулирования устьевого давления;
- трёхфазный сепаратор;
- систему сжигания попутных газов (факел).

3.1.1 Компрессорное оборудование

Компрессорное оборудование предназначено для нагнетания газа (азота) под большим давлением в нагнетательную линию буровых насосов, а также для аэрации промывочной жидкости.

На рисунке 8 представлено компрессорное оборудование.



Рисунок 8 – Компрессорное оборудование

3.1.2 Азотная установка

Азотная установка предназначена для получения азота, который необходим для аэрации промывочной жидкости.

Основной причиной использования азота при бурении является уменьшение гидростатического давления в стволе скважины. Самый «легкий» метод бурения с использованием циркуляции только газа (воздуха, азота или природного газа) дает эквивалент удельного веса близкого к нулю, который в дальнейшем можно «утяжелить» примерно до $0,2 \text{ г/см}^3$ посредством введения

небольших количеств жидкости. Такой метод называется бурением с увлажнённым азотом. Жидкость (вода, буровой раствор на масляной основе и т.д.), напротив, можно «облегчить» примерно до $0,6 \text{ г/см}^3$ посредством нагнетания газа. Введение небольшого количества поверхностно-активного вещества способствует вспениванию смеси газа и жидкости и образованию циркулирующей жидкости с удельной вязкостью в диапазоне $0,2 - 0,8 \text{ г/см}^3$.

На рисунке 9 представлена мобильная азотная установка.

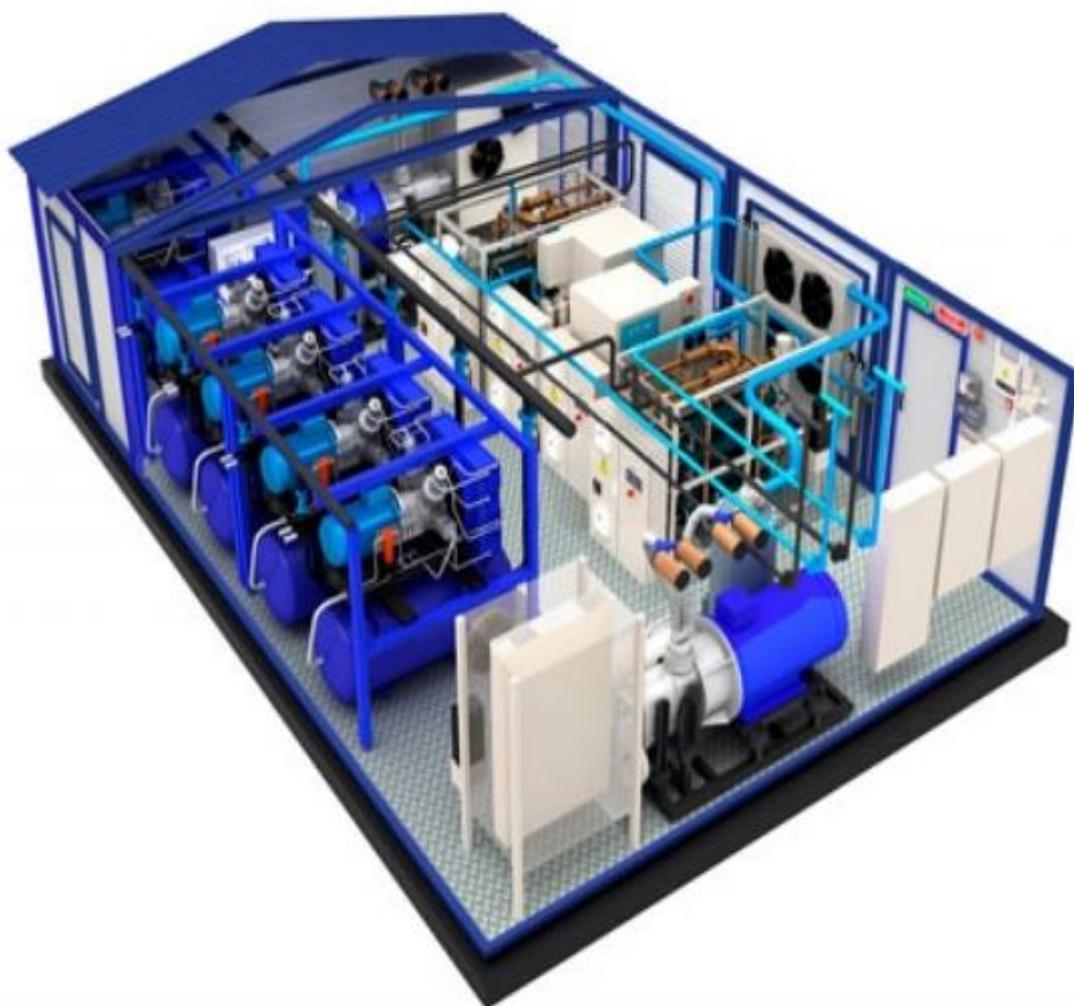


Рисунок 9 – Мобильная азотная установка

3.1.3 Роторный устьевой герметизатор (РУГ)

Устройство РУГ является компактным роторным устьевым герметизатором с герметичным подшипнико-уплотнительным узлом. Эта система является усовершенствованной системой управления скважиной для использования при проведении буровых работ в условиях отрицательного дифференциального давления в скважине. Система спроектирована для безопасной работы с буровыми растворами, газом и буровым шламом в процессе бурения. Система принудительного уплотнения устраняет проблемы с обеспечением герметичности в условиях низкого давления и обеспечивает газонепроницаемое уплотнение ведущей бурильной трубы. Используется в качестве средств управления скважиной, а также в других целях при проведении буровых работ для обеспечения безопасности эксплуатации скважин всех видов: вертикальных, горизонтальных, многоствольных, с отрицательным и положительным дифференциальным давлением.

На рисунке 10 представлен роторный устьевой герметизатор RCD3.



Рисунок 10 – Роторный устьевой герметизатор RCD3

3.1.4 Обратный клапан

Обратный клапан устанавливается в колонну бурильных труб, предотвращает поступление флюида в бурильную колонну, тем самым освобождает от необходимости глушить скважину при проведении операций СПО и наращивания.

На рисунке 11 представлен обратный клапан.

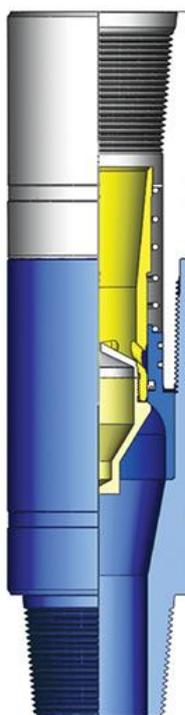


Рисунок 11 – Обратный клапан

3.1.5 Блок регулирования устьевого давления

Первоочередной задачей блоков регулирования устьевого давления (дросселей) является контроль давления в скважине во время бурения скважины с управляемым давлением и бурения с отрицательным дифференциальным давлением. Дроссель даёт безошибочный автоматический контроль давления в системе скважина-пласт и является необходимым компонентом при бурении скважины с отрицательным дифференциальным давлением.

Дроссель позволяет автоматически регулировать давление на манифольде при разных условиях, в том числе:

- регулировка остановки или пуска бурового насоса;
- регулирование давления на устье скважины;
- регулирование давления на стояке и устье посредством автоматического регулирования расхода жидкости;
- система управления дросселем регулирует забойное давление при проведении работ по бурению на депрессии;
- развинчивание или свинчивание бурильных труб;

Дроссель позволяет проводить спускоподъемные операции более безопасно и просто. Во время спуска инструмента в скважину объем раствора равный объёму спущенного металла автоматически вытесняется через высокоэффективный дроссель под давлением.

На рисунке 12 представлен дроссель Autochoke.

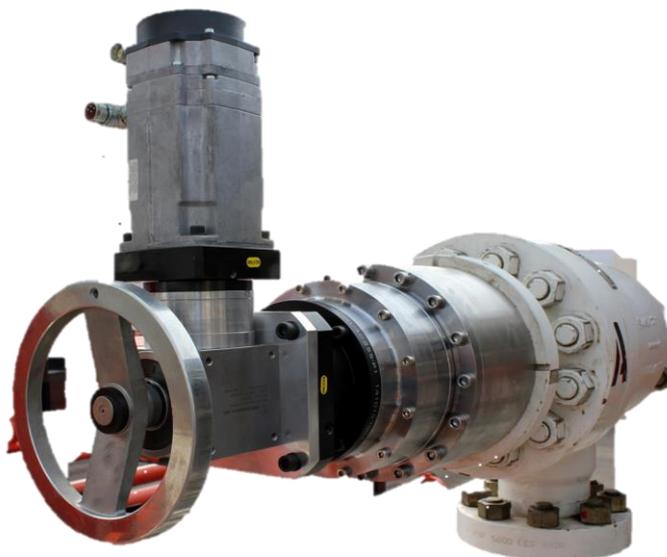


Рисунок 12 – Дроссель Autochoke

3.1.6 Трёхфазный сепаратор

При бурении на депрессии вместе с потоком промывочной жидкости на поверхность поднимаются различные примеси в виде выбуренной породы, пластовой воды и попутного газа. Проблема очистки промывочной жидкости решается с помощью трёхфазного сепаратора, который представлен на рисунке 13.

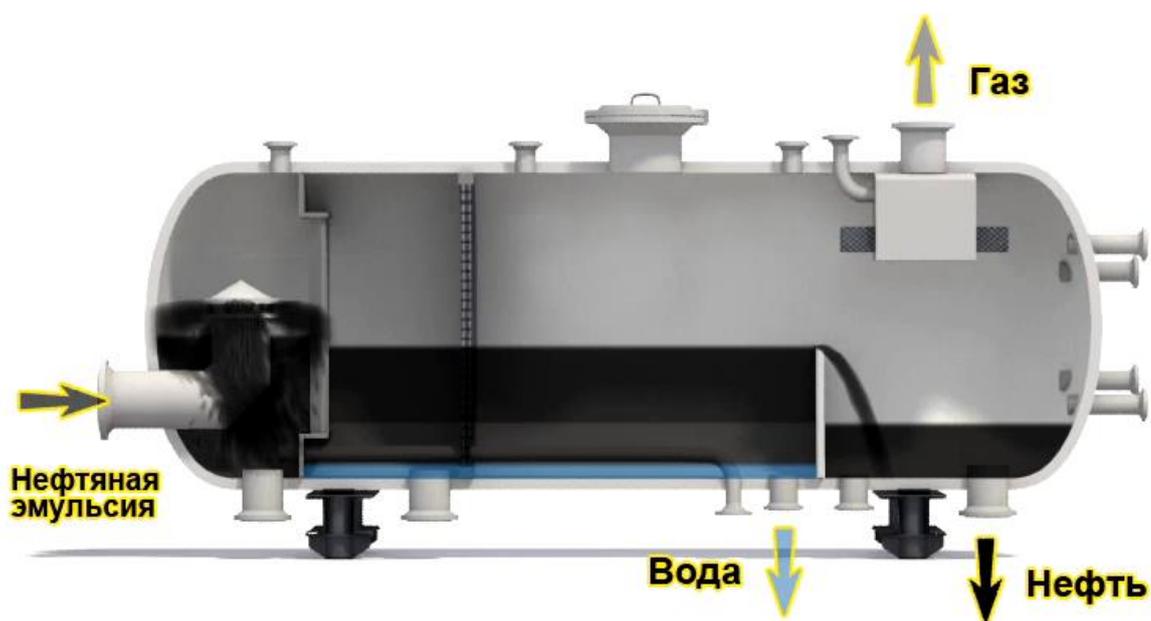


Рисунок 13 – Трёхфазный сепаратор

3.1.7 Система сжигания попутных газов

При бурении на депрессии вместе с промывочной жидкостью на поверхность поднимается попутный газ, который необходимо утилизировать. Для этого предназначена система сжигания попутного газа, изображенная на рисунке 14.



Рисунок 14 – Факельная установка

Заключение

Технология бурения скважин на депрессии в отличие от бурения на репрессии позволяет:

- ввести в эксплуатацию низкорентабельные месторождения и месторождения с трудно извлекаемыми запасами;
- обеспечить одновременное повышение коэффициента извлечения нефти и притока благодаря минимизации повреждения коллекторов;
- увеличить в разы дебит скважины.

4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

4.1 Расчёт нормативной продолжительности строительства скважины

Нормативную продолжительность цикла строительства скважин определяют по отдельным составляющим его производственных процессов:

- строительно-монтажные работы;
- подготовительные работы к бурению;
- бурение и крепление ствола скважины;
- испытание скважин на продуктивность.

Целью настоящего раздела является определение сметной стоимости строительства скважины. Расчет сметной стоимости связан с определением цикла строительства скважины. Предоставленные исходные данные приведены в таблице 25.

Таблица 25 – Исходные данные

1	2
Проектная глубина, м:	2620
Способ бурения:	
– под направление	Роторный
– под кондуктор и эксплуатационную колонны	ВЗД
Цель бурения	разведка
Конструкция скважины	
– направление	d 324 мм на глубину 40 м
– кондуктор	d 245 мм на глубину 740 м
– эксплуатационная	d 146,1 мм на глубину 2620 м
Буровая установка	Уралмаш 3000 ЭУК-1М
Оснастка талевой системы	5'6
Насосы:	
тип- количество, шт.	УНБТ-1180 - 2 шт
производительность, л/с:	
– в интервале 0 – 40 м	61,2
– в интервале 40 – 740 м	61,2
– в интервале 740 – 2620 м	30,6

Продолжение таблицы 25

1	2
– в интервале 2580 – 2597м (отбор керна)	23,8
Утяжеленные бурильные трубы:	
– в интервале 40 – 740м	УБТ УБТС203x100-16,6 м
– в интервале 740 – 2620м	УБТ УБТ178-18,9 м
Забойный двигатель (тип):	
– в интервале 40 – 740 м	ДГР-240М.7/8.41
– в интервале 740 – 2620 м	ДГР-178 М 7/8.37
Бурильные трубы: длина свечей, м	25
– в интервале 0 – 40 м	ТБПК 127x9,19
– в интервале 40 – 740 м	ТБПК 127x9,19
– в интервале 740 – 2620 м	ТБПК 127x9,19
– в интервале 2580 – 2597м (отбор керна)	ТБПК 127x9,19
Типы и размеры долот:	
– в интервале 0 – 40 м	393,7 (15,5) GRD111
– в интервале 40 – 740 м	295,3 (11 5/8) FD 619 М
– в интервале 740 – 2620 м	215,9 (8 ,5) FD 613 SM
– в интервале 2580 – 2597м (отбор керна)	215,9 /100 (8 ,5 / 4) СВ 10 09 МН

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 Томской области представлены в таблице 26 [16].

Таблица 26 – Нормы механического бурения на месторождении Томской области

Интервалы бурения	Интервалы, м		Количество метров в интервале	Норма времени механического бурения 1 м породы, ч	Норма проходки на долото, м
	от	до			
1	0	40	40	0,026	600
2	40	740	700	0,032	5000
3	740	2620	1843	0,036	6800
4	2580	8597	17	0,036	700

Нормативное время на механическое N , ч бурение рассчитывается по

Формуле:

$$N = T \cdot H \quad (13)$$

Где T – норма времени на бурение 1 метра, ч/м.

H – количество метров в интервале, м.

Для направления:

$$N = 0,026 \cdot 40 = 1,04 \text{ ч.}$$

Аналогично произведем расчет остальных интервалов, результаты представлены в таблице 27.

Таблица 27 – Нормативное время бурения

Количество метров в интервале, м	Норма времени на бурение 1 метра, ч/м	Нормативное время на механическое бурение, ч
40	0,026	1,04
700	0,032	22,4
1843	0,036	66,35
17	0,065	1,105
Итого		90,895

Далее производится расчет нормативного количества долот n .

Нормативное количество долот рассчитывается по формуле:

$$n = H / \Pi \quad (14)$$

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

Результаты расчета нормативного количества долот приведены в таблице 28.

Таблица 28 – Нормативное количество долот

Количество метров в интервале Н, м	Нормативная проходка на долото в данном интервале П, м	n
40	600	0,06
700	5000	0,14
1843	6800	0,271
17	700	0,024
Итого на скважину		0,495

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. Нарращивание 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 ТСПО, с составляют на 1 метр проходки в зависимости от глубины залегания интервала и нормы проходки на долото.

Расчет производится по формуле:

$$T_{сно} = П / n_{сно}, \quad (15)$$

где $n_{сно}$ – 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 К.

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 составляет 1 мин. Нормативное время составит:

кондуктор: $26 \cdot 1 = 26$ мин;

эксплуатационная колонна: $74 \cdot 1 = 74$ мин.

4.1.4 Расчет нормативного времени ожидания затвердевания цемента

Время ожидания затвердевания цемента (ОЗЦ) нормируется на основе фактических данных по скважинам, пробуренным в аналогичных условиях, но не выше норм времени. Принимаем время ОЗЦ направления 3 – 4 ч;

кондуктора – 16 ч;

эксплуатационной колонны – 24 ч.

4.1.5 Расчет нормативного времени на разбуривание цементной пробки

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

- промывка скважины перед спуском обсадных труб два 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 два 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:

Отворот долота – 7 минут.

Спуск бурильных свечей:

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

$$L_c = L_k - L_n, \quad (16)$$

где L_k – глубина кондуктора, м;

L_n – длина цементной пробки, м.

б) рассчитывается, длина неизменной части бурильного инструмента L_n , м

Ведущей трубы (28 м), переводника с долотом (1 м).

$$L_n = 28 + 1 = 29 \text{ м}$$

в) определяется, длина бурильных труб по формуле:

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

Для направления:

$$L_T = 40 - 29 = 11 \text{ м.}$$

г) рассчитывается количество спускаемых свечей N по формуле:

$$N = LT / l_c, \quad (18)$$

где l_i – длина одной свечи, м

д) по УНВ спуск одной свечи занимает 2 мин.

$$T_{\text{секции}} = N \cdot 2 + 5. \quad (19)$$

1. Для направления: $T_{\text{напр.}} = 0,458 \cdot 2 + 5 = 5,91$ мин

2. Для кондуктора: $T_{\text{конд.}} = 30 \cdot 2 + 5 = 65$ мин.

3. Для эксплуатационной колонны: $T_{\text{экс.}} = 105 \cdot 2 + 5 = 215$ 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:

$$\Sigma = 5,91 + 65 + 215 + (3 \cdot (7 + 17 + 42)) = 483,91 \text{ мин} = 8,065 \text{ ч.}$$

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 [16].

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

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

4.1.8 Расчет нормативных затрат времени на проведение ремонтных работ

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

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

Нормативная продолжительность проводки скважины по итогу составляет 303,714 часов или 12,65 суток. Следовательно, надбавка времени на выполнение ремонтных работ составляет 6,6 %.

Общее время на выполнение ремонтных работ определяется произведением:

$$303,714 \cdot 0,066 = 20,045 \text{ ч.}$$

Общее нормативное время проводки скважины составляет

$$303,714 + 20,045 + 25 = 348,759 \text{ ч} = 14,531 \text{ суток.}$$

Нормативная карта разведочной скважины глубиной 2620 метров на нефтяном месторождении (томская область) представлена в приложении Л.

4.2 Корректировка сметной стоимости строительства скважины

4.2.1 Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины

Проектная продолжительность T_{np} , ч определяется по формуле:

$$T_{np} = T_n \cdot k, \quad (20)$$

где T_n – проектная продолжительность строительства скважины, ч;

k – поправочный коэффициент

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

где Δt – затраты времени, обусловленные остановками и авариями,

независящими от исполнителей работ, в среднем за 2 года, ч;

t_{np} , $t_{кр}$, $t_{всп}$, t_p – соответственно, затраты времени на проходку, крепление,

проведение вспомогательных и ремонтных работ, в среднем за 2 года, ч.

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 29.

Таблица 29 – Продолжительность бурения и крепления скважины

Вид работ	Продолжительность		
	нормативная, ч	проектная	
		час	сутки
бурение:			
– направление;	1,04	1,12	0,046
– кондуктор;	22,4	23,34	0,9725
– эксплуатационная колонна.	66,35	69,25	2,88
– отбор керна	1,105	1,5	0,06
крепление:			
– направление;	2,48	3	0,125
– кондуктор;	6,56	7,63	0,31
– эксплуатационная колонна.	12,1	13,5	0,56
Итого.	112,035	119,34	4,9535

Сметный расчет на бурение, крепление и результаты расчета по видам работ, продолжительности бурения крепления скважин представлены в приложении М

4.3 Расчет технико-экономических показателей

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

механическая скорость V_M , м/ч по формуле:

$$V_M = H/T_M, \quad (22)$$

где H – глубина скважины, м;

T_M – время механического бурения, ч.

б) рейсовая скорость V_p , м/ч по формуле:

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

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

коммерческая скорость V_K , м/ч по формуле

$$V_K=(H \cdot 720)/T_H, \quad (24)$$

где T_H – нормативная продолжительность бурения скважин, ч.

проходка на долото h_d , м по формуле:

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

где n –количество долот.

Себестоимость одного метра строительства скважины: по формуле:

$$C_{c1m} = (C_{cm}-П_n)/H, \quad (26)$$

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

$П_n$ –плановые накопления, рублей [14].

Результаты расчетов сводим в таблицу 30.

Таблица 30 – Нормативные технико-экономические показатели бурения скважины

Показатели	Величина
глубина скважины, м	2620
продолжительность бурения, сут.	4,9535
механическая скорость, м/ч	28,822
рейсовая скорость, м/ч	18,18
коммерческая скорость, м/ст.-мес.	9687
проходка на долото, м	1207
стоимость одного метра рублей	62618

5. Социальная ответственность

Данным проектом предусматривается строительство площадки для временного размещения буровой установки и вспомогательных зданий и сооружений при бурении вертикальной разведочной скважины глубиной 2620 м которое, расположено в Томской области.

При сооружении проектной скважины при неправильной организации труда, несоблюдении технологии проводки скважины возможны вредные и опасные факторы влияющие на здоровье человека, вредные воздействие на окружающую среду а также возникновение чрезвычайных ситуаций.

5.1 Производственная безопасность

Результаты анализа источников опасных и вредных факторов, характерных для строительства скважины, представлены в таблице 31.

Таблица 31 – Производственные процессы, формирующие опасные и вредные факторы при строительстве скважины

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-74) [17]		Нормативные документы
	вредные	опасные	
Строительство скважины: 1. Эксплуатация бурового оборудования. 2. Механическое бурение. 3. Спускоподъемные операции. 4. Крепление ствола скважины обсадными трубами и цементирование. 5. Приготовление и обработка технологических жидкостей. 6. Освоение скважины.	1. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе. 2. Превышение уровня шума. 3. Превышение уровня вибрации. 4. Повышенная загазованность воздуха рабочей среды. 5. Недостаточная освещенность рабочей зоны. 6. Макроорганизмы.	1. Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования. 2. Электрический ток. 3. Расположение рабочего места на значительной высоте. 4. Пожаровзрывоопасность.	ГОСТ 12.1.005-88 [18] МР 2.2.7.2129-06 [19] ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ [20] ГОСТ Р 12.4.213-99 [21] ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ [23] ГОСТ 26568-85 [24] ГОСТ 12.1005-88 ССБТ [25] СНиП 2.04.05-91 [26] ГОСТ 12.4.041-2001 ССБТ [27] Приказ от 12.03.2013 г. №101 [28] ПУЭ [29] ПП РФ №316 [30] ГОСТ 12.1.044-84 ССБТ [31]

5.1.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Приведем описание вредных производственных факторов, включающее в себя характеристику производственного фактора, предельно допустимые нормы и обоснование мероприятий по их устранению, а также средства индивидуальной и коллективной защиты.

– *Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе*

Микроклимат определяется действующими на организм человека сочетаниями температуры, влажности и скорости движения воздуха, а также температурой окружающих поверхностей согласно ГОСТ 12.1.005-88 [18]. Работы по строительству скважины выполняются на открытом воздухе, с учетом климатического региона (IA, особый), в холодный период года.

Режимы труда и отдыха в холодное время определены МР 2.2.7.2129-06 «Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях» [19]. приведены в таблице 32.

Таблица 32 – Режимы труда и отдыха в холодное время года

Температура воздуха, °С	Продолжительность пребывания на открытом воздухе, ч	Число перерывов для обогрева в смену
-30	3,4	6
-35	2,0	9
-40	1,4	9

– *Превышение уровня шума*

Шум на буровой установке возникает в процессе эксплуатации бурового оборудования. Чрезмерный уровень шума оказывает неблагоприятное воздействие на здоровье людей, прежде всего на органы слуха, нервную и сердечно-сосудистую системы.

В соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ «Шум. Общие требования безопасности» [20] постоянный производственный шум не должен превышать уровень звука в 80 дБА для данного вида работ. Мероприятия по

устранению вредного воздействия включают в себя использование СИЗ (наушники, вкладыши, шлемы) согласно ГОСТ Р 12.4.213-99 [21] и коллективных средств защиты (звукоизолирующие кожухи и звукопоглощающие облицовки) согласно ГОСТ 12.1.029-80. [22].

– ***Превышение уровня вибрации***

Вибрация возникает при нарушении балансировки вращающихся частей установок, неправильном осуществлении технологических операций. Различают общую и локальную вибрацию. Общая вибрация передаётся через сиденье и пол и считается более вредной, локальная вибрация – через руки. Под действием вибрации у человека развивается вибрационная болезнь.

Нормативные значения (обеспечивающие отсутствие вибрационной болезни) виброускорения и виброскорости составляют $0,1 \text{ м/с}^2$ и $2,0 \text{ мм/с}$ в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ «Вибрационная безопасность. Общие требования» [23]. Мероприятия по устранению вредного воздействия включают в себя использование коллективных средств защиты (амортизационные подушки, виброизолирующие хомуты, увеличение массы основания) и СИЗ (виброгасящие коврики, виброрукавицы) согласно ГОСТ 26568-85 «Вибрация. Методы и средства защиты. Классификация» [24].

– ***Повышенная загазованность воздуха рабочей среды***

Загазованность рабочей среды может возникать в результате работы оборудования, поступления пластовых газов из скважины, использовании химических реагентов. Примеси в воздухе могут вызвать раздражение органов чувств, заболевание верхних дыхательных путей, развитие хронических заболеваний. Для соблюдения требований ГОСТ 12.1005-88 ССБТ «Воздух рабочей зоны. Общие санитарно-гигиенические требования» [25] содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно-допустимых концентраций (ПДК), указанных в таблице 33.

Таблица 33 – Предельно допустимые концентрации вредных примесей в воздухе в рабочей зоне на производственном объекте

Наименование вещества	Величина ПДК _{РЗ} , мг/м ³	Наименование вещества	Величина ПДК _{РЗ} , мг/м ³
выхлопные газы, в т.ч. содержащие:	-	пары нефти, бензина	10
– углеводороды	100	сероводород	3
– диоксид серы	10	оксиды серы	10
– диоксид углерода	9000	меркаптаны	0,8

Мероприятия по устранению вредного воздействия включают в себя использование коллективных средств защиты (вентиляция) в соответствии с требованиями, изложенными в СНиП 2.04.05-91 «Отопление, вентиляция, кондиционирование» [26]. Очистка воздуха от примесей должна обеспечивать содержание веществ в воздухе не более 30% ПДК_{РЗ}.

СИЗ органов дыхания должны соответствовать ГОСТ 12.4.041-2001 ССБТ «Средства индивидуальной защиты органов дыхания фильтрующие. Общие технические требования» [27].

– ***Недостаточная освещенность рабочей зоны***

Освещение рабочих мест внутри и снаружи буровой установки характеризуется освещённостью, яркостью и др. Недостаточная освещенность рабочего места затрудняет длительную работу, вызывает повышенное утомление, способствует развитию близорукости, сопровождается снижением интенсивности обмена веществ в организме.

На буровой установке используется естественное, искусственное и комбинированное освещение. Нормы освещенности на буровой установке, утвержденные приказом от 12.03.2013 г. №101 «Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности"» [9] приведены в таблице 34.

Таблица 34 – Требования к освещению производственного объекта

Пространство	Освещенность, лк	Пространство	Освещенность, лк
Роторный стол	100	лестницы, марши, сходы, приемный мост	10
Превенторная установка	75	аварийное освещение для продолжения работ	2
Путь движения талевого блока	30	аварийное освещение для эвакуации людей	0,5

5.1.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Приведем описание опасных производственных факторов, включающее в себя характеристику производственного фактора и обоснование мероприятий по их устранению.

Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования

Фактор возникает во время выполняемых технологических операций при невыполнении требований безопасности, а также в случае возникновения неисправности, приводящих к возникновению механических травм.

Мероприятия по устранению опасного фактора включают в себя проведение работ согласно ПБНГП [9], а также проведение своевременных инструктажей по технике безопасности, вывешивание оповещающих знаков при проведении ремонтных работ, обеспечение рабочего персонала СИЗ (касками, спецодеждой, рукавицами и т. д.).

Электрический ток

Возникновение фактора возможно при прикосновении к незащищенным токоведущим частям, отсутствию защитного заземления.

Мероприятия по предупреждению поражений электрическим током на объектах включают в себя:

- проектирование, монтаж, наладка, испытание и эксплуатация электрооборудования буровых установок в соответствии с требованиями ПУЭ «Правила устройства электроустановок» [29]

Расположение рабочего места на значительной высоте

Опасный фактор возникает в процессе вышккомонтажных работ и спуско-подъемных операций и может стать причиной возникновения механических травм в результате падения. Мероприятия по предупреждению падений проводятся согласно ПБНГП [9] и включают в себя:

- использование верховым рабочим страховочного троса;
- оборудование рабочего места ограждением высотой не менее 1 м.

Пожаровзрывоопасность

Опасный фактор возникает вследствие взаимодействия открытого огня с огнеопасными веществами, поступающими из скважины (нефть, газ и т.д.), разлитыми легковоспламеняющимися технологическими жидкостями; в результате газонефтеводопроявления, или замазучивания территории.

В целях предотвращения пожара на буровой установке проводятся следующие мероприятия:

- запрет на расположение электропроводки в местах ее возможного повреждения буровым инструментом;
- запрет на хранение горюче-смазочных материалов (ГСМ) в металлических емкостях ближе 20 метров от установки;
- отведения специальных мест для курения и разведения огня;
- использование предохранителей для исключения возгорания по причине короткого замыкания в электромеханизмах [29]
- обеспечение буровой средствами пожаротушения.

В целях предотвращения взрыва на буровой установке проводятся следующие мероприятия:

- исключение наличия источников возгорания;
- испытание сосудов, работающих под давлением, на давление, превышающее рабочее в полтора раза согласно ПБНГП [28];
- установка контрольно-измерительных приборов (манометры и датчики), защитной аппаратуры и табличек, сообщающие о величине давления, под которым находится сосуд.

Также необходимо исключить вероятность достижения определенными веществами нижнего предела взрываемости (далее НПВ) согласно ГОСТ 12.1.044-84 «ССБТ. Пожаровзрывоопасность веществ и материалов»: [31]

- природный газ – не более 4% по объему;
- пары нефти, бензина – не более 1,25% по объему;
- сероводород – не более 4,3% по объему.

5.2 Экологическая безопасность

5.2.1 Анализ влияния процесса строительства скважины на окружающую среду

Строительство скважин при определенных условиях может сопровождаться большим количеством факторов, негативно влияющих на окружающую среду. Результаты анализа вредных воздействий на окружающую среду атмосферу, литосферу, гидросферу и природоохранные мероприятия для устранения воздействий представлены в приложении Н.

5.2.2 Обоснование решений по обеспечению экологической безопасности

Проводя анализ вредных воздействий на окружающую среду, можно выделить компоненты, на которые оказывается значительное воздействие и проводятся природоохранные мероприятия для возмещения вреда окружающей среде: земельные и лесные ресурсы (загрязнение почвы производственными отходами, уничтожение почвенного покрова); водные ресурсы (загрязнение подземных вод).

Сбор и ликвидация производственных отходов. Рекультивация

В процессе бурения скважины образуются три вида отходов: буровой шлам, отработанный буровой раствор (далее ОБР) и буровые сточные воды.

При бурении скважин для сбора шлама и жидких отходов бурения и освоения скважины на кустовой площадке строится шламовый амбар. В целях предупреждения загрязнения грунтовых вод инфильтратом отходов бурения дно и стенки амбара должны быть гидроизолированы.

Сроки проведения этапа ликвидации отходов и рекультивации определяются органами, предоставившими землю и давшими разрешение на проведение работ, связанных с нарушением почвенного покрова, на основе соответствующих проектных материалов и календарных планов, согласно ПП РФ от 23.02.1994 №140 «О рекультивации земель, снятии, сохранении и рациональном использовании плодородного слоя почвы» [32].

– ***Охрана недр***

Для обеспечения охраны недр, в том числе подземных вод настоящим проектом предусматривается строительство скважин в соответствии с действующими требованиями технологии бурения, крепления и испытания скважин в соответствии с ВРД 39-1.13-057-2002 «Регламент организации работ по охране окружающей среды при строительстве скважин» [33]

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

- обеспечивает охрану недр путем надежной изоляции флюида-содержащих горизонтов друг от друга;
- предупреждает возникновение, нефтегазопроявлений и открытых выбросов нефти и газа в окружающую среду установкой на кондуктор противовыбросового оборудования согласно ГОСТ 13862-90 [34];
- предотвращает проникновение газа в проницаемые горизонты путем применения высоко герметичных труб типа ОТТГ, ОТТМ;
- уменьшает степень загрязнения пластов в проекте, предусматривая ограниченную скорость спуска обсадных труб.

Для предотвращения загрязнения водоносных горизонтов применяются следующие технологические решения:

- глинистая кольматация стенок скважины с образованием прочной низко проницаемой корки;
- обработка бурового раствора высокомолекулярными соединениями;
- ограничение репрессий на водоносный горизонт путем регулирования структурно-механических свойств бурового раствора;
- обеспечивающих снижение гидродинамического давления.

5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

5.3.1 Анализ возможных ЧС, возникающих при строительстве скважин

При строительстве скважин существует вероятность возникновения чрезвычайной ситуации, как природного, так и техногенного характера. Результаты анализа вероятных ЧС приведены в таблице 35.

Таблица 35 – Вероятные чрезвычайные ситуации на объекте

ЧС техногенного характера	ЧС природного характера
пожары (взрывы) на производственном объекте	геофизические опасные явления
аварии с выбросом химически опасных веществ	метеорологические опасные явления
внезапное обрушение сооружений	природные пожары

Из перечисленных ситуаций наиболее вероятным ЧС техногенного характера является газонефтеводопроявление (далее ГНВП), возникающее при строительстве скважины при несоблюдении порядка проведения работ согласно ПБНГП [9]. ГНВП опасно переходом в открытое фонтанирование, которое чревато негативными последствиями.

5.3.2 Обоснование мероприятий по предупреждению и ликвидации ЧС

Мероприятия по предупреждению ГНВП включают в себя проведение работ согласно ПБНПП [9]:

- не вскрывать пласты, которые могут вызвать проявления, без предварительного спуска колонны обсадных труб, предусмотренных геолого-техническим нарядом (далее ГТН);
- долив скважины при подъеме бурильной колонны должен носить непрерывный характер;
 - цемент за кондуктором поднимать до устья скважины, что обеспечивает надежную герметизацию устья при борьбе с ГНВП;
 - при снижении плотности бурового раствора более чем на 0,03 г/см³ необходимо принимать немедленные меры по ее восстановлению;
 - избегать применения КНБК с малыми зазорами;
 - при возникновении эффекта поршневания необходимо спустить БК промыть скважину и после этого приступить к подъему инструмента.

5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

5.4.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства

Работа на буровой установке имеет такие особенности, как вахтовый метод работы и наличие определенных ограничений на список лиц, допущенных к осуществлению работ, регламентируемые главой 47 ТК РФ «Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом» [35].

Регулирует общие положения о работе вахтовым методом, в частности об обустройстве вахтовых поселков для работников.

Регулируют продолжительность вахты (не более одного месяца), режимы труда и отдыха (продолжительность смены не более 12 часов), гарантии и компенсации работающим вахтовым методом (надбавки к заработной плате;

районные коэффициенты – 1,5 для места проведения работ по проекту; ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск).

Весь рабочий персонал должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты согласно нормам, а именно:

- каска;
- костюм защитный нефтестойкий;
- костюм ватный утеплённый;
- маска ветра защитная;
- шапка;
- рукавицы;
- сапоги со стальными подносками;
- очки защитные [39]

5.4.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Работа буровой бригады выполняется стоя, рабочие места необходимо оборудовать в соответствии с ГОСТ 12.2.033-78 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования» [36]:

- при работе двумя руками органы управления размещают с таким расчетом, чтобы не было перекрещивания рук;
- органы управления, используемые до 5 раз в смену, допускается располагать за пределами зоны досягаемости моторного поля;
- редко используемые средства отображения информации допускается располагать в вертикальной/горизонтальной плоскости под углом $\pm 60^\circ$ от нормальной линии взгляда [36];
- конструкцией рабочего места должно быть обеспечено выполнение трудовых операций в пределах зоны досягаемости моторного поля;
- конструкция регулируемого кресла оператора должна соответствовать требованиям ГОСТ 21889-76 [38];

- при работе двумя руками органы управления размещают с таким расчетом, чтобы не было перекрещивания рук;
- при необходимости освобождения рук операции, не требующие точности и быстроты выполнения, могут быть переданы ножным органам управления.

Заключение

В данном разделе были выявлены и рассмотрены вредные факторы и опасные производственные аспекты, влияющие на здоровье персонала задействованного при эксплуатации и разработке проектируемого решения, а также предложены мероприятия по устранению негативного влияния на здоровье персонала

Проведен анализ влияния процесса строительства скважин на окружающую среду и обоснованы решения по обеспечению экологической безопасности.

Проведён анализ возможных ЧС, возникающих при строительстве скважины техногенного характера, природного характера.

Рассмотрена одна из наиболее вероятной ЧС (ГНВП).

Разработаны превентивные меры по предупреждению ЧС и мероприятия по ликвидации ее последствий.

Заключение

В представленной выпускной квалификационной работе на тему «Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2620 метров на нефтяном месторождении (Томская область)» выполнены расчеты по всем пунктам, обозначенным в техническом задании, а также обоснованы все технологические решения.

В работе были указаны характеристики нефтеносности и водоносности месторождения, геологические условия разреза.

В технологической части проекта обоснован выбор способа бурения, выбрана конструкция закрытого забоя, рассматривается одноколонная конструкция скважины. Далее рассчитаны глубины спуска и диаметры обсадных колонн, обоснованы высоты подъема тампонажных растворов. Рассчитаны режимы бурения для всех интервалов скважины: представлено обоснование класса и типоразмера породоразрушающего инструмента, расчет осевой нагрузки на долото, расчет частоты вращения долота. Сделан выбор забойных двигателей для всех интервалов. Составлены компоновки низа бурильной колонны и выполнен расчет бурильной колонны. Приведена рецептура бурового раствора, выполнен гидравлический расчет промывки скважины.

Спроектирована конструкция обсадных колонн из условия прочности по длине, представлен расчет параметров цементирования, обоснована технология крепления и цементирования. Разработаны мероприятия по предупреждению осложнений и аварий при сооружении скважины. Аргументирован выбор буровой установки и рассчитаны параметры её эксплуатации.

В пятой части подняты вопросы социальной ответственности, в частности безопасности в рабочей зоне, действия при чрезвычайных ситуациях, приведены вопросы по охране окружающей среды, изучены мероприятия по снижению негативного воздействия рассматриваемого производства.

Специальная часть нашей работы посвящена технологии бурения скважин на депрессии и применяемому оборудованию.

Список использованных источников

1. Калинин А.Г., Никитин Б.А., Солодкий К.М., Султанов Б.З. Бурение наклонных и горизонтальных скважин [Текст]: справочник. – М.: Недра, 1997.– 648 с.
2. Булатов А.И., Аветистов А.Г. Справочник инженера по бурению: в 4 кн.– М.:Недра, 1996. – 183 с.
3. Методические указания к выполнению выпускной квалификационной работы для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин») Издательство Томского политехнического университета 2016 г.
4. Конесев, Г.В. Методическое руководство по расчету бурильных колонн[Текст]: учебник/Г.В. Конесев, Н.М. Филимонов – Уфа: УНИ, 1985.–76 с.
5. Правила геофизических исследований и работ в нефтяных и газовых скважинах. – М.: 1999.
6. Булатов, А.И. Технология промывки скважин [Текст]: учебник/А.И. Булатов,Ю.М. Проселков, В.И. Рябченко.–М.: Недра, 1981.–301 с.
7. А.В. Епихин, А.В. Ковалев Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Методическое пособие. ТПУ – Томск 2016 г.
8. Соловьев, Е.М. Заканчивание скважин [Текст]: учебник/Е.М. Соловьев.– М.: Недра, 1985.–196 с.
9. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности [Текст]: утверждены приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 12.03.2013 № 101: ввод в действие с 18.12.13.–М: 2013.–145 с.
10. Басарыгин Ю.М., Булатов А.М., Проселков Ю.М. Заканчивание скважин: учеб.пособие для ВУЗов–М: ООО «Недра–Бизнес-Центр», 2000–697 с.
11. Щукин А.А. Строительство скважин: учебное пособие . – Томск: Изд. STT, 2005-588
12. Проселков Ю.М., Проселков Е.Б. Лабораторный практикум по буровым

- промывочным и тампонажным растворам : учеб. Пособие. – Краснодар: Кубань, гос.технолог. Ун – т., 1999-344 с.
13. Инструкция по расчету обсадных колонн на герметичность. – М.: ОАО «Нефтяник», 1999 – 35 с.
14. Дунаев В.Ф. «Экономика предприятий нефтяной и газовой промышленности», Москва 2004г.
15. СНиП IV-2-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ–М.: ОАО "Металлургия", 1984. – 250 с.
16. Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемы [Электронный ресурс] Режим доступа: http://www.libussr.ru/doc_ussr/usr_13204.htm (дата обращения: 14.05.2019).
17. ГОСТ 12.0.003 – 74 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
18. ГОСТ 12.1.005 – 88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
19. МР 2.2.7.2129 – -06 «Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях».
20. ГОСТ 12.1.003 – 83 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
21. ГОСТ Р 12.4.213 – 99 ССБТ. Средства индивидуальной защиты органа слуха. Противошумы. Упрощенный метод измерения акустической эффективности противошумных наушников для оценки качества.
22. ГОСТ 12.1.029 – 80 ССБТ. Средства и методы защиты от шума. Классификация.
23. ГОСТ 12.1.012 – 2004 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования.
24. ГОСТ 26568 – 85 Вибрация. Методы и средства защиты. Классификация.
25. ГОСТ 12.1.005 – 88 ССБТ. Воздух рабочей зоны. Общие санитарно-гигиенические требования.
26. СНиП 2.04.05-91 «Отопление, вентиляция, кондиционирование».

27. ГОСТ 12.4.041 – -2001 ССБТ. Средства индивидуальной защиты органов дыхания фильтрующие. Общие технические требования.
28. Приказ от 12.03.2013 г. №101 «Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности"».
29. Приказ Минэнерго России №204 от 08.07.2002 «Об утверждении «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ)».
30. Постановление Правительства Российской Федерации от 21.03.2017 г №316 «О противопожарном режиме».
31. ГОСТ 12.1.044 – -84 «ССБТ. Пожаровзрывоопасность веществ и материалов. Номенклатура показателей и методы их определения».
32. Постановление Правительства Российской Федерации от 23.02.1994 №140 «О рекультивации земель, снятии, сохранении и рациональном использовании плодородного слоя почвы».
33. ВРД 39 – 1.13-057-2002 «Регламент организации работ по охране окружающей среды при строительстве скважин».
34. ГОСТ 13862 – 90 Оборудование противовыбросовое. Типовые схемы, основные параметры и технические требования к конструкции.
35. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 03.07.2016) (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.01.2017).
36. ГОСТ 12.2.033 – 78 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования».
37. ГОСТ 12.2.032 – 78 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования».
38. ГОСТ 21889 – 76 «Система "Человек-машина". Кресло человека-оператора. Общие эргономические требования».
39. Типовые отраслевые нормы бесплатной выдачи спецодежды, утвержденных Минтруда России, №67, 16.12.97 г.

Приложение А
(Обязательное)

Геологические условия бурения скважины

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

Глубина залегания, м			Стратиграфическое подразделение		Коэффициент кавернзности и в интервале
от	до	мощность	название	индекс	
0	30	30	Четвертичные отложения	Q	1,4
30	185	155	Некрасовская свита	P ₃ nk	1,4
185	290	105	Чеганская свита	P ₂₊₃ cg	1,4
290	515	225	Люлинворская свита	P ₂ ll	1,4
515	545	30	Талицкая свита	P ₂ tl	1,4
545	695	150	Ганькинская свита	K ₂ gn	1,4
695	740	45	Славгородская свита	K ₂ sl	1,4
740	840	100	Ипатовская свита	K ₂ ip	1,4
840	865	25	Кузнецовская свита	K ₂ kz	1,4
865	1685	820	Покурская свита	K ₁ 2pk	1,4
1685	1725	40	Алымская свита	K ₁ al	1,4
1725	2195	470	Киялинская свита	K ₁ kis	1,13
2195	2280	85	Тарская свита	K ₁ tr	1,10
2280	2560	280	Куломзинская свита	K ₁ kim	1,10
2560	2568	8	Баженовская свита	J ₃ bg	1,10
2568	2585	17	Георгиевская свита	J ₃ gr	1,10
2585	2635	50	Васюганская свита	J ₃₊₂ vs	1,10

Таблица А.2–Литологическая характеристика разреза скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Горная порода	
	от	до	краткое название	процент в интервале
Q	0	30	пески суглинки глины	40 40 20
P _{3nk}	30	185	пески глины	70 30
P _{2+3cg}	185	290	глины пески	80 20
P _{2ll}	290	515	глины пески	80 20
P _{2tl}	515	545	глины алевролиты	90 10
K _{2gn}	545	695	глины мергели	80 20
K _{2sl}	695	740	глины алевролиты	70 30
K _{2ip}	740	840	пески алевролиты глины	70 20 10
K _{2kz}	840	865	глины	100
K _{12pk}	865	1685	песчаники алевролиты	60 40
K _{1al}	1685	1725	глины песчаники алевролиты	50 30 20
K _{1kis}	1725	2195	глины алевролиты песчаники	50 25 25
K _{1tr}	2195	2280	песчаники алевролиты аргиллиты	60 30 10
K _{1kim}	2280	2560	аргиллиты песчаники алевролиты	60 30 10
J _{3bg}	2560	2568	аргиллиты	100
J _{3gr}	2568	2585	алевролиты аргиллиты	50 50
J _{3+2vs}	2585	2635	песчаники алевролиты аргиллиты угли	50 25 20 5

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

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал		Краткое название горной породы	Плотность, г/см ³	Пористость, %	Проницаемость, мД	Глинистость, %	Карбонатность, %	Твердость, кгс/мм ²	Расслоенность, %	Абразивность	Категория породы промысловой классификации
	от	до										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Q	0	30	пески	2,1	30	250	10	0	0	2	10	мягкая
			суглинки	2,0	25-30	0	90	0	10	2	4	мягкая
			глины	1,9	25-30	0	95	0	10	1	4	мягкая
P _{3нк}	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 _{2+3сг}	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 _{2II}	290	515	глины	2,1	30	0	95	0	10	2	4	мягкая
			пески	1,9	30	1000	10	0	10	2	10	мягкая

Продолжение таблицы А.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
P _{2tl}	515	545	глины	2,2	30	0	100	0	10	3	4	мягкая
			алевролиты	2,2	20	1000	20	0	0	3	10	мягкая
K _{2gn}	545	695	глины	2,1	30	0	100	0	10	2	4	мягкая
			мергели	2,1	30	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
K _{2ip}	740	840	пески	2,2	25	300	10	0	10	3	10	мягкая
			алевролиты	2,2	25	1000	0	0	10	3	10	мягкая
			глины	2,2	25	0	100	0	10	3	4	мягкая
K _{2kz}	840	865	глины	2,2	10	0	100	5	10	3	4	мягкая
K _{12pk}	865	1685	песчаники	2,1	22	50-	20	3	20	3	10	средняя
			алевролиты	2,3	20	300	25	5	20	3	10	средняя
			глины	2,2	15	0	100	0	15	2	4	средняя
						0						

Продолжение таблицы А.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
K _{1al}	1685	1725	глины	2,3	10	0	95	3	15	3	4	средняя
			песчаники	2,2	15	20-50	5	3	20	2	10	средняя
			алевролиты	2,2	25	10-20	20	0	20	2	8	средняя
K _{1kis}	1725	2195	глины	2,2	22	0	10	0	20	1	4	средняя
			алевролиты	2,0	10	10	20	3	25	3	10	средняя
			песчаники	2,1	5	50-300	10	3	25	2	10	средняя
K _{1kim}	2280	2560	аргиллиты	2,4	22	0	95	5	25	3	4	средняя
			песчаники	2,3	5	10-102	20	5	40	3	10	средняя
			алевролиты	2,4	10	0	25	5	35	3	10	средняя
J _{3bg}	2560	2568	аргиллиты	2,3	5	5	95	5	50	3	6	твердые
J _{3gr}	2568	2585	алевролиты	2,3	5	5	25	5	50	3	6	твердые
			аргиллиты	2,4	5	5	95	5	50	3	6	твердые
J _{3+2vs}	2585	2635	песчаники	2,4	60-	60-270	20	0	100	3	10	твердые
			алевролиты	2,3	270	5	20	5	80	3	10	твердые
			аргиллиты	2,3	5	0	20	5	50	3	4	твердые
			угли	1,6	0	0	95	5	40	1	3	мягкая
					0							

Таблица А.4 – Градиенты давлений и температура по разрезу скважин

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Градиент давлений, кгс/см ² на м								Температура в конце интервала, °С
	от	до	пластового		порового		гидро разрыва		горного		
			от	до	от	до	от	до	от	до	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Q	0	30	0	0,100	0	0,100	0,179	0,179	0	0,220	15
P _{3nk}	30	185	0,100	0,100	0,100	0,100	0,179	0,179	0,220	0,220	16
P _{2+3cg}	185	290	0,100	0,100	0,100	0,100	0,179	0,179	0,220	0,220	17
P _{2ll}	290	515	0,100	0,100	0,100	0,100	0,179	0,179	0,220	0,220	18
P _{2tl}	515	545	0,100	0,100	0,100	0,100	0,179	0,179	0,220	0,220	19
K _{2gn}	545	695	0,100	0,100	0,100	0,100	0,179	0,179	0,220	0,220	20
K _{2sl}	695	740	0,100	0,100	0,100	0,100	0,179	0,179	0,220	0,220	21
K _{2ip}	740	840	0,100	0,100	0,100	0,100	0,179	0,179	0,220	0,230	22
K _{2kz}	840	865	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,230	0,230	23
K _{12pk}	865	1685	0,100	0,101	0,100	0,101	0,200	0,200	0,230	0,230	50
K _{1al}	1685	1725	0,101	0,101	0,101	0,101	0,200	0,200	0,230	0,230	52

Продолжение таблицы А.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
K_{1kis}	1725	2195	0,101	0,1015	0,101	0,1015	0,179	0,180	0,230	0,230	70
K_{1tr}	2195	2280	0,1015	0,1020	0,1015	0,1020	0,180	0,180	0,230	0,230	72
K_{1kim}	2280	2560	0,1020	0,1025	0,1020	0,1025	0,180	0,180	0,230	0,235	79
J_{3bg}	2560	2568	0,1025	0,1025	0,1025	0,1025	0,180	0,180	0,235	0,235	81
J_{3gr}	2568	2585	0,1025	0,1025	0,1025	0,1025	0,180	0,180	0,235	0,235	82
J_{3+2vs}	2585	2635	0,1025	0,1025	0,1025	0,1025	0,180	0,181	0,235	0,235	85

Приложение Б
(Обязательное)

**Характеристика нефтеносности и водоносности месторождения
(площади)**

Таблица Б – Водоносность, нефтеносность, газоносность по разрезу скважины

Интервалы залегания, м		Тип коллектора	Плотность, г/см³	Свободный дебит, м³/сут
от	до			
Водоносность				
0	115	поровый	1,00	до 300
145	1685		1,004	200/500
1685	2280		1,01	100/500
2280	2560		1,012	до 200
2595	2635		1,025	3/46
Нефтеносность				
2585	25925	поровый	0,770	10
Газоносность				
Газонасыщенные пласты в разрезе скважины отсутствуют				

Приложение В
(Обязательное)

Зоны возможных осложнений

Таблица В – Зоны возможных осложнений

Интервалы залегания, м		Вид осложнения	Характер возможных осложнений
от	до		
0	695	Осыпи и обвалы стенок скважины	
865	1685		
1685	2195		
0	515	Нефтегазоводопроявления	вода
865	1685		вода
1685	2195		вода
2195	2280		вода
2280	2592		вода
2585	2592		нефть
2592	2635		вода
0	695	Нрихватоопасные зоны	несоблюдение параметров бурового раствора, режима промывки
865	1685		не соблюдение параметров раствора, выработка желобов, развитие зон сужения ствола скважины
1685	2560		не соблюдение параметров раствора, выработка желобов, развитие зон сужения ствола скважины
0	545	Поглощение бурового раствора	частичные поглощения
865	1685		
1685	2195		
2195	2280		
2585	2635		

Приложение Г
(Обязательное)

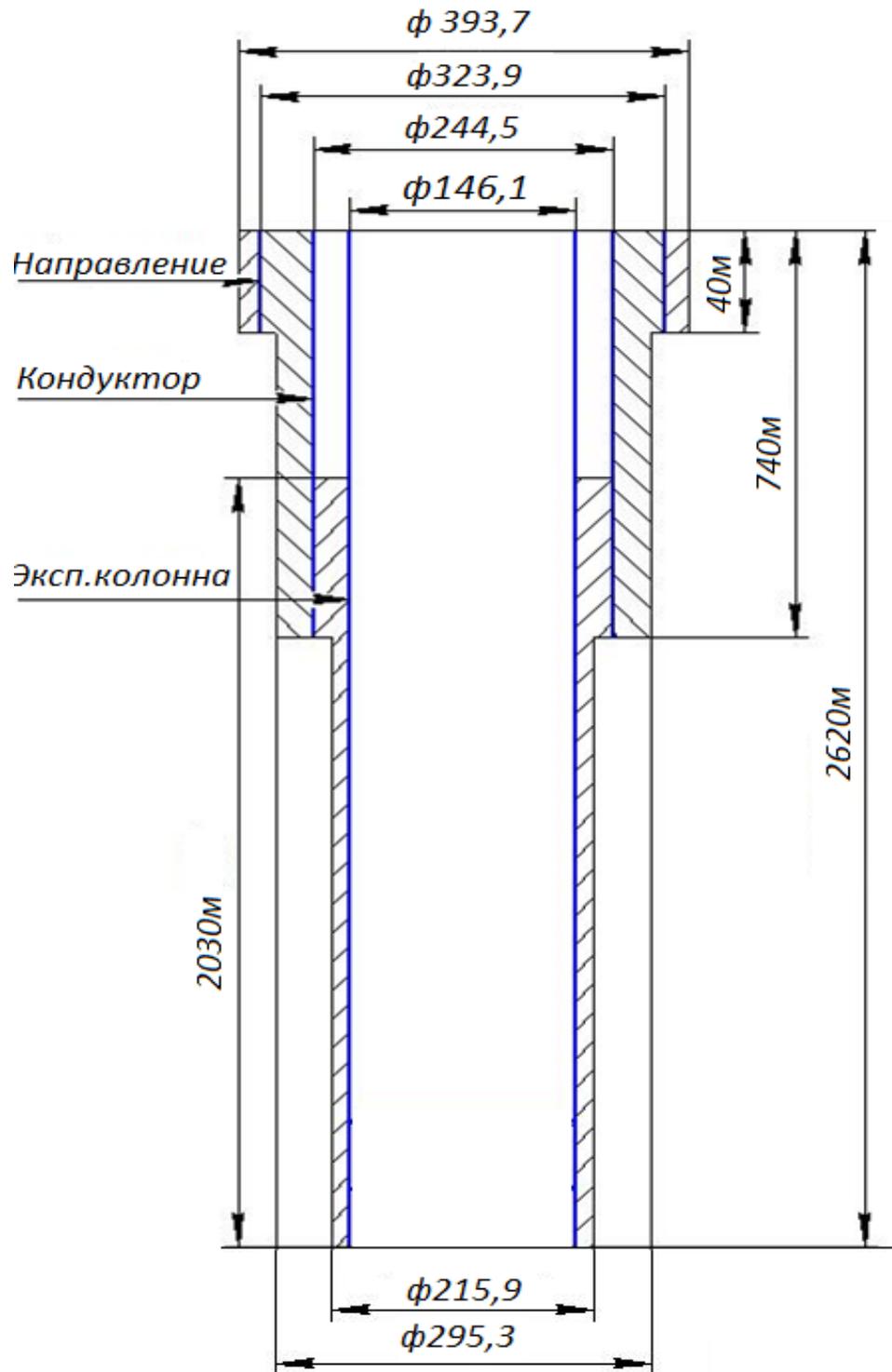


Рисунок Г Конструкция скважин

Приложение Д

(Обязательное)

Результаты проектирования компоновки низа бурильной колонны по интервалам бурения и отбора керна

Таблица Д.1 – КНБК для бурения секции под направления (0 – 40 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					резьба (верх)	тип соединения (верх)	
1	Долото 393,7 (15,5) GRD111	0,40	393,7	-	3-177	ниппель	0,18
2	Переводник М177хМ171	0,42	225	101	3-177	муфта	0,05
					3-171	муфта	
3	УБТ-203х80Д	24	203	100	3-171	ниппель	4,61
					3-171	муфта	
4	Переводник М133хН171	0,38	203	90	3-171	ниппель	0,05
					3-133	муфта	
5	ТБПК 127х9,19Е	До устья	127	108	3-133	ниппель	0,68
					3-133	муфта	

Таблица Д.2 – КНБК для бурения секции под кондуктор (40 – 740 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					резьба (верх)	тип соединения (верх)	
1	Долото 295,3 (11 5/8) FD 619 M	0,39	295,3	-	3-152	ниппель	0,083
2	Двигатель ДГР-240М.7/8.41	9,56	240	-	3-152	муфта	2,04
					3-171	муфта	
3	Обратный клапан КОБ-203	0,65	240	-	3-171	ниппель	0,11
					3-171	муфта	
4	Переливной клапан ПК-240РС	0,84	240	-	3-171	ниппель	0,10
					3-171	муфта	
5	УБТ 203х80Д	8,3	203	100	3-171	ниппель	1,72
					3-171	муфта	
6	Переводник М171хН152	0,51	200	100	3-171	ниппель	0,09
					3-152	муфта	
7	Переводник Н-152хМ-171	0,51	200	100	3-152	ниппель	0,09
					3-171	муфта	
8	УБТ 203х80Д	8,3	203	100	3-171	ниппель	1,72
					3-171	муфта	
9	Переводник Н-171хМ-147	0,47	200	90	3-171	ниппель	0,09
					3-147	муфта	
10	Переводник Н-147хМ-133	0,43	178	80	3-147	ниппель	0,06
					3-133	муфта	
11	ТБПК 127х9,19Е	До устья	127	108	3-133	ниппель	23,06
					3-133	муфта	

Таблица Д.3 – КНБК для бурения секции под эксплуатационную колонну
(740 – 2580,2597 – 2620 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
1	Долото 215,9 (8,5) FD 613 SM	0,37	215,9	-	3-117	ниппель	0,043
2	Двигатель ДГР- 178 М 7/8.37	8,45	178	-	3-117	муфта	1,15
					3-147	муфта	
3	Обратный клапан КОБ-172	0,34	178	-	3-147	ниппель	0,04
					3-147	муфта	
4	Переливной клапан ПК-172РС	0,42	178	-	3-147	ниппель	0,04
					3-147	муфта	
5	УБТ178х80Д	18,7	178	80	3-147	ниппель	2,91
					3-147	муфта	
6	Переводник П147х133	0,39	178	89	3-147	ниппель	0,05
					3-133	муфта	
7	Бурильная труба ТБПК 127х9,19Е	250	127	108	3-133	ниппель	9,90
					3-133	муфта	
8	ТБТ 127*25,5	25	127	76	3-133	ниппель	2,01
					3-133	муфта	
9	Яс гидравлический. 4ЯГГ-171	5,7	171	70	3-133	ниппель	0,6
					3-133	муфта	
10	ТБТ 127*25,5	25	127	76	3-133	ниппель	2,01
					3-133	муфта	
11	Бурильная труба ТБПК 127х9,19 Е	До устья	127	108	3-133	ниппель	68,23
					3-133	муфта	
12	КШЗ-35 П 3-133/133	0,4	178	76	3-133	ниппель	5,421
					3-133	муфта	
13	ВБТ-К 133-Д Н 147	16	133	82	3-133	ниппель	6,727
					3-152	муфта	

Таблица Д.4 – КНБК для отбора керна (2580 – 2597 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединени я (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединени я (верх)	
1	Бурильная головка 215,9 /100 (8 ,5 / 4) СВ 10 09 МН	0,19	215,9	100	3-171	Нипель	0.02
2	Керноприемник СК- 178/100"LONG".У	18	185	100	3-171	муфта	0,67
					3-147	муфта	
3	УБТ178x80Д	37,4	178	80	3-147	ниппель	5,8
					3-147	муфта	
4	Переводник П147x133	0,39	178	89	3-147	ниппель	0,05
					3-133	муфта	
5	Бурильная труба ТБПК 127x9,19	До устья	127	108	3-133	ниппель	78,97
					3-133	муфта	

Приложение Е

(Обязательное)

Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Таблица Е.1 – Параметры бурового раствора по интервалам бурения

Интервал бурения м		Плотность, г/см ³	СНС ₁₀ , дПа	СНС ₁₀ , дПа	Условная вязкость, с	Водоотдача, см ³ /30 мин	рН	Соде ржан ие песка, %	ДНС, Па	ПВ, мПа* с
от	до									
0	40	1,22	-	-	50-90	<12	8	<2	-	-
40	740	1,17	15-38	35-75	40-70	<8	8-9	<1,5	35-80	15-20
740	2620	1,16	10-40	20-60	40-60	<6	8-9	<0,5	12-35	10-20

Таблица Е.2 – Описание компонентного состава бурового раствора по интервалам бурения

Интервал (по стволу), м		Название (тип) бурового раствора и его компонентов
от	до	
0	40	Глинистый: Вода пресная, Глинопорошок, Каустическая сода, Кальцинированная сода, Барит. Смазочная добавка.
40	740	Ингибирующий: Вода пресная, Глинопорошок, Каустическая сода, Кальцинированная сода, ПАВ, Полиакриламид, Хлористый калий, ПАЦ НВ, ПАЦ ВВ, ФХЛС, Пеногаситель, Смазочная добавка, Ингибитор, Барит.
740	2620	Полимер-инкапсулированный: Вода пресная, Каустическая сода, Кальцинированная сода, ПАВ, Биополимер, ПАЦ НВ, ПАЦ ВВ, Инкапсулятор, Смазочная добавка, Карбонат калия, КСе

Таблица Е.3 – Потребное количество бурового раствора под интервал (0-2620 м)

Направление Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
от	до					
0	40	40	393,7	-	1,4	4,9
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}}=0,55$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}}=4,293$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}}=0,2$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_1=6,813$
Объем раствора к приготовлению:						$V_{\text{бр}}=23,669$
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						$V_{\text{перев1}}=4,47$
Кондуктор Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
от	до					
40	740	700	295,3	307,3	1,4	69,9
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}}=5,891$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}}=30,423$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}}=3,5$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_2=58,059$
Общая потребность бурового раствора на интервале:						$V_{\text{бр}}=160,992$
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						$V_{\text{перев1}}=4,47$
Объем раствора к приготовлению:						$V_2=156,522$
Экспл. колонна Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
от	до					
740	2620	1880	215,9	228,7	1,25	114,8
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}}=12,68$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}}=53,67$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}}=9,40$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_3=112,37$
Общая потребность бурового раствора на интервале:						$V_{\text{бр}}=305,49$
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						$V_{\text{перев2}}=0$
Объем раствора к приготовлению:						$V_3=305,482$

Таблица Е.4 – Расчет необходимого количества хим. Реагентов.

Наименование материала	Назначение	Упаковка ед. изм.	Потребное количество реагентов							
			направление		кондуктор		экспл. Колонна		итого	
		кг	кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Каустическая сода	Регулирование кислотности среды	25,0	24,52	1	84,85	4	92,41	4	201,78	8
Полиакриламид	Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств	25,0	0	0	84,85	4	0	0	84,85	4
Глиноporошок	Придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтратоотдачи	1000	1227	2	6788,28	7	0	0	8015	9
Биополимер	Придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтратоотдачи	25	0	0	0	0	123,21	5	123,21	5
ПАЦ НВ	Регулятор фильтрации	25	0	0	848,53	34	1540,2	62	2388,74	96
ПАЦ ВВ	Регулятор фильтрации, реологических свойств	25	0	0	148,9	6	369,65	15	518,55	21

Продолжение таблицы Е.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
карбонат кальция	Регулирование плотности	100					14962	15	14962	15
Наименование материала	Назначение	Упаковка ед. изм.	Потребное количество реагентов							
			направление		кондуктор		экспл. колонна		итого	
		кг	кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп
Ингибитор	Подавление процессов гидратации и набухания	200	0	0	169,7	1	0	0	169,7	1
Смазочная добавка	Снижение коэффициента трения в скважине	186	186	1	848,53	5	3080,42	17	4114,95	23
ПАВ	Снижение поверхностного натяжения на границе фаз	25 канистра	0	0	96,3	4	308,42	13	405,02	17
Инкапсулятор	Инкапсулятор, стабилизатор, регулятор	20	0	0	0	0	308,1	16	308,1	16
ФХЛС	Понижитель вязкости	25	0	0	100	4	0	0	100	4
Барит	Регулирование плотности	1000	6744	7	20912	51	0	0	27656	28
Хлористый калий	Регулирование плотности	1000	0	0	0	0	1004,7	0	1004,7	10
Пеногаситель	Предотвращение пенообразования	20	0	0	40	2	0	0	40	2
Кальцинированная сода	Смягчает жесткость воды, Повышает уровень рН	45	35	1	234	5	414	9	638	15

Приложение Ж
(Обязательное)

Гидравлическая программа промывки скважины

Таблица Ж.1 – Гидравлические показатели промывки скважины

Интервал по стволу, м		Вид тех. операции	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с на см ² к.п. коэфф. исп-я гидравл. мощности	Схема промывки	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	мощность срабатываемая на долоте, л.с.
от	до					кол-во	диаметр		
Направление									
0	40	бурение	0,39	0,05	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	2/2/4/	6/8/12,7/	92,2	366,1
Кондуктор									
40	740	бурение	0,75	0,089	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	2/2/4/	9,5/10/12/	81,5	280,9
Эксплуатационная колонна									
740	2580	бурение	0,8	0,084	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	3	11,1	105,5	223,4
Отбор керна									
2580	2597	БУРЕНИЕ	0,68	0,065	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	8	6	105,3	173,1

Таблица Ж.2 – Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Кол-во	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность в интервале, л/с
от	до				КПД	диаметр втулок, мм	допустимое давление, гс/см ²	коэффициент наполнения	число двойных ходов в мин.	производительность, л/с	
Направление											
0	40	БУРЕНИЕ	УНБТ-1180	2	0,9	160	275,4	0,85	125	30,6	61,2
Кондуктор											
40	740	БУРЕНИЕ	УНБТ-1180	2	0,9	160	275,4	0,85	125	30,6	61,2
Эксплуатационная колонна											
740	2580	БУРЕНИЕ	УНБТ-1180	1	0,9	160	275,4	0,85	125	30,6	30,6
Отбор керна											
2580	2597	БУРЕНИЕ	УНБТ-1180	1	0,9	140	367,2	0,85	125	23,8	23,8

Таблица Ж.3 – Распределение потерь давлений в циркуляционной системе

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Давление на стояке в конце интервала, кгс/см ² насадках долота	Потери давления (в кгс/см ²) для конца интервала в				
от	до			в элементах КНБК		бурильной колонне	кольцевом пространстве	обвязке буровой установки
			насадках долота	забойном двигателе				
Направление								
0	40	БУРЕНИЕ	73,2	59,8	0	3,3	0,1	10
Кондуктор								
40	740	БУРЕНИЕ	179,2	45,9	66,9	54,5	1,89	10
Эксплуатационная колонна								
740	2580	БУРЕНИЕ	205,5	73	49,3	59,9	13,2	10
Отбор керна								
2580	2597	БУРЕНИЕ	117,1	72,7	0	25,4	12,6	6,4

Приложение И
(Обязательное)

Технологическая оснастка обсадных колонн

Таблица И – Технологическая оснастка обсадных колонн

Название колонны, D _{усл}	Наименование, шифр, типоразмер	Интервал установки, м		Количество элементов на интервале, шт	Суммарное количество, шт
		от (верх) по стволу	до (низ) по стволу		
Эксплуатационная, 146 мм	БКМ-146	2619,7	2620	1	1
	ЦКОД-146	2609,7	2610	1	1
	ЦПЦ146/216	0	500	2	74
		550	700	4	
		700	740	4	
	ЦПЦ 146/216	740	780	4	
	ЦПЦ 146/216	780	2580	60	
	ЦПЦ 146/216	2580	2600	2	1
	ПРП-Ц 146	2609,6	2609,8	1	1
ПРП-Ц 146	2609,8	2610	1	1	
ЦТ 146/216	740	2195	72	72	
Кондуктор, 245 мм	БКМ-245	739,6	740	1	1
	ЦКОД-245	729,4	730	1	1
	ЦПЦ 245/295	0	40	2	26
	ЦПЦ 245/295	40	730	23	
	ЦПЦ 245/295	730	740	1	
	ПРП-Ц-245	729,7	730	1	1
Направление, 324 мм	БКМ-324	39,6	4	1	1
	ЦКОД-324	29,6	30	1	1
	ЦПЦ-324	0	40	2	2
	ПРП-Ц-324	29,6	40	1	1

Приложение К
(Обязательное)

Расчета времени на СПО

Таблица К. – Расчета времени на СПО

Исходные данные из нормативной карты				Исходные данные из сборника УНВ на СПО				Расчет нормативного времени на СПО, ч
интервалы бурения	интервалы бурения м	размер долота	норма проходки и на долото, м	номер таблицы	номер графы	интервал бурения	норма времени и ч/м	расчёт нормативного времени на СПО, ч
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Направление	0-40	393,7	600	11	24	0,40	0,0124	0,484
Кондуктор	40-740	295,3	5000	12	32	40-10	0,0122	0,732
						100-200	0,0133	1,33
						200-300	0,0146	1,46
						300-400	0,0146	1,46
						400-500	0,0146	1,46
						500-600	0,0155	1,55
						600-700	0,0158	1,58
						700-740	0,0159	0,636
Итого								10,208

Продолжение Таблицы К

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Эксплуатационная	740-2620	215,9	6800	12	32	740-800	0,0160	0,96
						800-900	0,0166	1,66
						900-1000	0,0177	1,77
						1000-1100	0,0188	1,88
						1100-1200	0,0190	1,9
						1200-1300	0,0193	1,93
						1300-1400	0,0199	1,99
						1400-1500	0,0210	2,1
						1500-1600	0,0230	2,3
						1600-1700	0,0233	2,33
						1700-1800	0,0240	2,4
						1800-1900	0,0246	2,46
						1900-2000	0,0249	2,49
						2000-2100	0,0252	2,52
						2100-2200	0,0255	2,55
						2200-2300	0,0256	2,56
						2300-2400	0,0257	2,57
2400-2500	0,0258	2,58						
2500-2600	0,0259	2,59						
2600-2620	0,0260	0,52						
Итого								42,06
Отбор керна	2580-2597	215,9	700	12	32	2580-2597	0,0260	0,442
Итого по скважине								53,194

Приложение Л
(Обязательное)

Расчет нормативной продолжительности строительства скважины

Таблица Л – Нормативная карта вертикальной скважины на месторождении (Томская область)

Наименование работ	Тип и размер долота	Норма проходки, м	Количество, шт	Интервал бурения, м	Количество метров, м	Время механического бурения, ч		Прочие работы, связанные с проходкой, ч	Всего времени на интервал бурения, ч
						на 1 м бурения	на весь интервал		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Бурение под направление	393,7 (15,5) GRD111	600	0,06	0-40	40	0,026	1,04	0,484	1,524
Бурение под кондуктор	295,3 (11 5/8) FD 619 М	5000	0,14	40-740	700	0,032	22,4	11,64	34,04
Бурение под направление	215,9 (8,5) FD 613 SM	6800	0,271	740-2620	1843	0,036	66,35	32,45	98,8
Отбор керна	215,9 /100 (8,5 / 4) CB 10 09 МН	700	0,024	2580-2597	17	0,065	1,105	2,74	3,845
Всего			0,495		2620		90,895	47,314	138,209
Крепление:									
– направления;									2,48
– кондуктора;									6,56
– эксплуатации.									12,1

Продолжение таблицы Л.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Установка центраторов:									
– направление;			-						-
– кондуктор;			26						26
– эксплуатацион.			74						74
ОЗЦ:									
направление									4
кондуктора									16
эксплуатационн									24
Разбуривание цементной пробки (10 м):									
– направление;				30-40					1,86
– кондуктор.				730-740					2,15
Промывка скважины (1 цикл)									
направление -									0,08
кондуктор -									0,4
эксплуатационная									1

Продолжение таблицы Л

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Спуск и подъем при ГИС									6,1
Геофизические работы									25
Прочие вспомогательные работы, не учтённые в УВН									7,56
Всего на бурение скважины (без учета норм времени на геофизические работы)									322,499
Ремонтные работы (6,6 %)									21,28
Всего на бурение Общее время на скважину									368,78

Приложение М
(Обязательное)

Сметный расчет на бурение скважины

Таблица М – Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единица, рублей	Подготовительные		Эксплуатационная колонна.	
			количество	сумма	количество	сумма
1	2	3	4	5	6	7
Затраты зависящие от времени						
Повременная з/п буровой бригады	сут	214,16	4,00	856,64		
Социальные отчисления 34 %				291,26		
Сдельная з/п буровой бригады	сут	229,94			6,67	1533,70
Социальные отчисления 34 %						521,46
Сдельная з/п дополнительных рабочих на заготовку раствора в 1 смену	сут	19,25			6,67	128,40
Социальные отчисления 34 %						43,66
Повременная з/п дополнит. рабочих на заготовку раствора в 1 смену	сут	17,95	4,00	71,80		
Социальные отчисления 34 %				24,41		

Продолжение таблицы М

1	2	3	4	5	6	7
Сдельная з/п слесаря, 1 смена	сут	11,97			6,67	79,84
Социальные отчисления 34 %						27,15
Сдельная з/п электромонтера, 1 смена	сут	11,97			6,67	79,84
Социальные отчисления 34 %						27,15
Повременная з/п слесаря, 1 смена	сут	11,20	4,00	44,80		
Социальные отчисления 34 %				15,23		
Повременная з/п электромонтера, 1 смена	сут	11,20	4,00	44,80		
Социальные отчисления 34 %				15,23		
Повременная з/п вышкомонтажной бригады	сут	165,50	48,70	8059,85		
Социальные отчисления 34 %				2740,35		
Содержание бурового оборудования, электроэнергия	сут	222,28	4,00	889,12	6,67	1482,61
Капитальный ремонт бурового оборудования	сут	407,50	4,00	1630,00	6,67	2718,03
Материалы и запчасти при бурении ГЗД	сут	482,97			6,67	3221,41
Материалы и запчасти для бурения ГЗД	сут	459,97	4,00	1839,88		
Содержание комплекта забойных двигателей	сут	19,77	8,00	158,16		

Продолжение таблицы М

1	2	3	4	5	6	7
Содержание комплекта ГЗД	сут	378,90			6,67	2527,26
Содержание бурильных труб	сут	30,86	4,00	123,44	11,79	363,84
Содержание полевой лаборатории	сут	22,86	4,00	91,44	11,79	269,52
Пробег полевой лаборатории	км	1,13	100,00	113,00		
Содерж. ср-в диспетчер. контроля	сут	116,78	4,00	467,12	11,79	1376,84
ДТ комплекта ДВС передвиж. эл-станций	см-сут	10,24	4,00	40,96	11,79	120,73
Установленная мощность	кВт.ч	21,60			1000,00	32400,00
Электроэнергия	кВт.ч	0,59	4000,00	2360,00	160100,00	94459,00
Содержание ЛЭП	сут	116,10	4,00	464,40	11,79	1368,82
Содержание техники и оборудования для монтажа	сут	1580,50	48,70	76970,35		
Социальные отчисления 34 %				15,23		
Повременная з/п вышкомонтажной бригады	сут	165,50	48,70	8059,85		
Социальные отчисления 34 %				2740,35		
Содержание бурового оборудования, электроэнергия	сут	222,28	4,00	889,12	6,67	1482,61
Капитальный ремонт бурового оборудования	сут	407,50	4,00	1630,00	6,67	2718,03

Продолжение таблицы М

1	2	3	4	5	6	7
Материалы и запчасти при бурении ГЗД	сут	482,97			6,67	3221,41
Материалы и запчасти для бурения ГЗД	сут	459,97	4,00	1839,88		
Содержание комплекта забойных двигателей	сут	19,77	8,00	158,16		
Содержание комплекта ГЗД	сут	378,90			6,67	2527,26
Содержание бурильных труб	сут	30,86	4,00	123,44	11,79	363,84
Содержание полевой лаборатории	сут	22,86	4,00	91,44	11,79	269,52
Пробег полевой лаборатории	км	1,13	100,00	113,00		
Содерж. ср-в диспетчер. контроля	сут	116,78	4,00	467,12	11,79	1376,84
ДТ комплекта ДВС передвиж. эл-станций	см-сут	10,24	4,00	40,96	11,79	120,73
Содержание телесистемы	сут	241,05			6,67	1607,80
Установленная мощность	кВт.ч	21,60			1000,00	32400,00
Электроэнергия	кВт.ч	0,59	4000,00	2360,00	160100,00	94459,00
Содержание ЛЭП	сут	116,10	4,00	464,40	11,79	1368,82
Содержание техники и оборудования для монтажа	сут	1580,50	48,70	76970,35		

Продолжение таблицы М

1	2	3	4	5	6	7
Амортизация бурового оборудования при монтаже вышки и сооружений	сут	822,13	48,70	40037,73		
Капитальный ремонт бурового оборудования при монтаже вышки, сооружений	сут	407,50	0,40	163,00		
Дежурство автокрана	сут	177,60			11,79	2093,90
Дежурство бульдозера	сут	204,24			11,79	2407,99
Износ бурового инструмента	к-т	31,59			6,67	210,71
Износ ловильного инструмента	к-т	8,54			6,67	56,96
Амортизация вагон-домиков	сут	194,12	4,00	776,48	11,79	2288,67
Обслуживание КИП и А	сут	201,30			11,79	2373,33
Работа цементировочного агрегата	ч	31,50			4,10	129,15
Содержание агрегата ППУ – 3М	ч	16,20			28,10	455,22
Работа ЦСМ	ч	29,20			4,10	119,72
Пробег агрегатов	км	2,40	100,00	240,00		
Содержание цементировочного агрегата	ч	18,90			24,00	453,60
Техническая вода	м3	2,90	150,00	435,00	105,20	305,08
Глинопорошок	т	319,10			4,20	1340,22

Продолжение таблицы М

1	2	3	4	5	6	7
КМЦ-800	т	1144,00			0,60	686,40
ГКЖ-11	м3	1280,00			0,30	384,00
NaOH	т	400,00			0,09	36,00
Na2CO3	т	216,00			0,06	12,96
Полиэколуб	м3	800,00			0,42	336,00
Иккарб-75/150	т	360,00			3,60	1296,00
NaCl	т	345,50			7,45	2573,98
Итого по затратам, зависящим от времени				138964,45		161915,95
Затраты зависящие от объема						
Износ бурильных труб	сут	366,5			6,67	2444,56
Долото 393,7 (15,5) GRD111	шт	12500,00			1,00	12500,00
Долото 295,3 (11 5/8) FD 619 M	шт	4000,00			1,00	4000,00
Долото 215,9 (8 ,5) FD 613 SM	шт	8400,00			1,00	8400,00
Долото 215,9 /100 (8 ,5 / 4) MH	шт	6800,00			1,00	6800,00
Содержание передвижной дефектоскопической установки	час	22,90			48,00	1099,2
Пробег передвиж.дефектоскоп.установки	км	1,20			100,00	120,00
Итого по затратам, зависящим от объема						35363,76
Всего затрат по сметному расчету						336245,16

Приложение Н
(Обязательное)

Вредные воздействия на окружающую среду

Таблица Н – Вредные воздействия на окружающую среду

Природные ресурсы и компоненты ОС	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
1	2	3
Литосфера	Уничтожение и повреждение почвенного слоя, сельхозугодий и других земель.	Рациональное планирование мест и сроков проведения работ. Соблюдение нормативов отвода земель. Рекультивация земель.
	Загрязнение почвы нефтепродуктами, химических реагентами и др.	Сооружение поддонов, отсыпка площадок для стоянки техники. Вывоз, уничтожение и захоронение остатков нефтепродуктов, химических реагентов и др.
	Засорение почвы производственными отходами.	Вывоз и захоронение производственных отходов.
	Создание выемок и неровностей, усиление эрозионной опасности. Уничтожение растительности.	Засыпка выемок, горных выработок.
Лес и лесные ресурсы	Уничтожение, повреждение и загрязнение почвенного покрова.	Мероприятия по охране почв
	Порубка древостоя при оборудовании буровых площадок, коммуникаций, поселков.	Попенная плата, соблюдение нормативов отвода земель в залесенных территориях.
Гидросфера	Загрязнение сточными водами и мусором (буровым раствором, нефтепродуктами, минеральными водами и рассолами и др.)	Отвод, складирование и обезвреживание сточных вод, уничтожение мусора; сооружение водоотводов, накопителей, отстойников, уничтожение мусора.
	Загрязнение бытовыми стоками.	Очистные сооружения для буровых стоков.
	Механическое и химическое загрязнение водотоков в результате сталкивания отвалов, нарушение циркуляции водотоков отвалами, траншеями и др.	Рациональное размещение отвалов, сооружение специальных эстакад и т. д.
	Загрязнение подземных вод при смешении различных водоносных горизонтов.	Ликвидационный тампонаж буровых скважин.

Продолжение таблицы Н

1	2	3
	Нарушение циркуляции подземных вод и иссушение водоносных горизонтов при нарушении водоупоров буровыми скважинами и подземными выработками.	Оборудование скважин оголовками.
Недра	Нарушение состояния геологической среды (подземные воды, изменение инженерно-геологических свойств пород).	Ликвидационный тампонаж скважин. Гидрогеологические, гидрогеохимические и инженерно- геологические наблюдения в скважинах и выработках.
	Некомплексное изучение недр.	Оборудование и аналитические работы на сопутствующие компоненты, породы вскрыши и отходы будущего производства. Научные исследования по повышению комплексности изучения недр.
	Неполное использование извлеченных из недр полезных компонентов.	Организация рудных отвалов и складов.
Атмосфера	Выбросы пыли и токсичных газов из подземных выработок, а также при наземных взрывах. Выбросы вредных веществ при бурении с продувкой воздухом, работа котельных и др.	Мероприятия предусматриваются в случаях непосредственного вредного воздействия.
Животный мир	Распугивание, нарушение мест обитания животных, рыб и других представителей животного мира, случайное уничтожение.	Проведение комплекса природоохранных мероприятий, планирование работ с учетом охраны животных.