

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СООРУЖЕНИЕ РАЗВЕДОЧНОЙ ВЕРТИКАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 2700 МЕТРОВ НА НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)

УДК 622.143:622.243.22:622.323(24:181m2700)(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б52Т	Ватаманюк Максим Юрьевич		

Руководитель ВКР

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 ОГСН ШБИП	Киселева Елена Стниславовна	к. э. н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Фех Алина Ильдаровна			

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	ФИО
3-2Б52Т	Ватаманюк Максим Юрьевич

Тема работы:

ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СООРУЖЕНИЕ РАЗВЕДОЧНОЙ ВЕРТИКАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 2700 МЕТРОВ НА НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТОМ- СКАЯ ОБЛАСТЬ)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	8 февраля 2019 г. №1017

Срок сдачи студентом выполненной работы:	30 мая 2019 г.
--	----------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе:	Геолого-технические условия бурения скважины на нефтяном месторождении (Тюменская область), с ожидаемым притоком 90 т/сутки
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов:	- Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины - Обоснование конструкции скважины (Обоснование конструкции эксплуатационного забоя и выбор способа заканчивания скважины; 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 породоразрушающий инструмент; расчет частоты вращения породоразрушающего инструмента; выбор и обоснование типа забойного двигателя;

	расчет расхода промывочной жидкости; выбор компоновки и расчет бурильной колонны; обоснование типов и компонентного состава буровых растворов; выбор гидравлической программы промывки скважины; технические средства и режимы бурения при отборе керна). - Проектирование процессов заканчивания скважин (Расчет обсадных колонн на прочность; расчет наружных избыточных давлений; расчет внутренних избыточных давлений; конструирование обсадной колонны по длине; расчет процессов цементирования скважины; выбор способа цементирования обсадных колонн; расчет объемов и компонентного состава буферной жидкости, тампонажного раствора и продажной жидкости; выбор типа и расчет необходимого количества цементировочного оборудования; выбор технологической оснастки обсадных колонн; проектирование процесса испытания и освоения скважины; выбор жидкости глушения; выбор типа перфоратора и расчет количества рейсов; выбор типа пластоиспытателя). - Выбор буровой установки - Современная технологическая оснастка обсадных колонн
Перечень графического материала:	1. ГТН (геолого-технический наряд). 2. КНБК (компоновка низа бурильной колонны).
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент ОГСН ШБИП Киселева Елена Станиславовна
Социальная ответственность	Ст. преподаватель Фех Алина Ильдаровна

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

Задание выдал руководитель / консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б52Т	Ватаманюк Максим Юрьевич		

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б52Т	Ватаманюк Максим Юрьевич

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

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Расчет сметы на строительство скважины, расчет механической, рейсовой и коммерческой скоростей бурения
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы времени на выполнение операций в ходе бурения скважины согласно справочников Единых норм времени (ЕНВ)
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 18%

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Расчет нормативной продолжительности строительства скважины	Сроки строительства скважины
2. Сметная стоимость строительства скважины	Расчет сметной стоимости строительства скважины
3. Расчет технико-экономической эффективности	Расчет технико-экономических показателей

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОГСН ШБИП	Киселева Елена Станиславовна	к.э.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б52Т	Ватаманюк Максим Юрьевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б52Т	Ватаманюку Максиму Юрьевичу

Школа	ИШПР	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»

Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2700 метров на нефтяном месторождении (Томская область)
---	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	– Трудовой кодекс РФ от 30.12.2001 N 197-ФЗ; – ФЗ «Об охране окружающей среды» от 10.01.2002 N 7-ФЗ; – ГОСТ Р 12.3.050-2017 ССБТ (Строительство. Работы на высоте. ПБ); – ГОСТ 12.3.009-76 ССБТ (Работы погружно-разгрузочные. Общие ТБ); – ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ (Оборудование производственное. Общие эргономические требования); – ПБ 03-576-03 (Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением); – ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. (Пожарная безопасность. Общие требования); – ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ (Взрыво-безопасность. Общие требования); – ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ (Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты); – ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ (Вибрационная болезнь. Общие требования); – ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ (Шум. Общие требования безопасности); – ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ (Средства и методы защиты от шума. Классификация); – СП 52.13330.2016 (Естественное и искусственное освещение); – ГН 2.2.5.2308-07 (Ориентировочно безопасный уровень воздействия вредных веществ в воздухе рабочей зоны); – ГН 2.2.5.3532-18 (ПДК вредных веществ в воздухе рабочей зоны)
---	---

2. Производственная безопасность 2.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения. 2.2. Обоснование мероприятий по снижению взаимодействий.	Вредные факторы: 1. Отклонения показателей микроклимата; 2. Повышенный уровень электромагнитных излучений; 3. Недостаточная освещенность рабочей зоны; 4. Превышение уровня шума; Опасные факторы: 1. Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; 2. Электрический ток.
3. Экологическая безопасность.	Источники выбросов в атмосферу; Образование сточных вод и отходов; Методы защиты атмосферы.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях.	Вероятные чрезвычайные ситуации и меры по их предупреждению

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Фех Алина Ильдаровна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б52Т	Ватаманюк Максим Юрьевич		

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:	30 мая 2019 г.
--	----------------

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

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			

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 115 страниц, 16 рисунков, 23 таблицы, 30 литературных источников, 11 приложений.

Ключевые слова: технологическая оснастка, нефть, бурение, вертикальная скважина, разведочная скважина, нефтяное месторождение, отбор керна, обсадная колонна.

Объектом исследования является разведочная вертикальная скважина глубиной 2700 метров на нефтяном месторождении (Томская область).

Цель работы – проектирование технологического решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2700 метров на нефтяном месторождении.

В процессе работы проводилось проектирование технологических решений по строительству разведочной вертикальной скважины, построение геолого-технического наряда и компоновки низа бурильной колонны, рассмотрены варианты современной технологической оснастки обсадных колонн.

В результате исследования были спроектированы технологические решения на строительство скважины.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: вертикальная одноколонная разведочная скважина с закрытым забоем, с рекомендуемыми режима бурения, отбора керна и интервалами спуска, цементирования обсадных колонн.

Область применения: строительство разведочных вертикальных скважин. Экономическая эффективность/значимость работы снижение себестоимости строительства разведочной вертикальной скважины.

СОКРАЩЕНИЯ

В данной работе применены следующие сокращения с соответствующими расшифровками:

ЗУМППФ – зона успокоения механических примесей пластового флюида;

ПВО – противовыбросовое оборудование;

ВЗД – винтовой забойный двигатель;

ОТТМ – муфтовое резьбовое соединение обсадной трубы, трапецеидальная;

КПО – кумулятивное перфорационное оборудование;

МСП – механическая скорость проходки;

КНБК – компоновка низа бурильной колонны;

УБТ – утяжеленные бурильные трубы;

ВБТС – ведущая бурильная труба спаренная

ТБПК – трубы бурильные с приваренными концами;

ОЗЦ – ожидания затвердения цемента;

СПО – спускоподъемные операции;

СНС – статическое напряжение сдвига;

ДНС – динамическое напряжение сдвига;

БУ – буровая установка;

БКМ – башмак колонный модифицированный;

ЦКОД – цементируемый клапан обратный дроссельный;

ПЦ – пружинный центратор;

ГЦУ – головка цементирующая универсальная;

МСП – муфта ступенчатого цементирования.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	13
1 ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	14
1.1 Геологические условия бурения скважины	14
1.2 Характеристика газонефтеводоносности месторождения	14
1.3 Зоны возможных осложнений	15
2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	16
2.1 Обоснование и расчет профиля скважины	16
2.2 Обоснование конструкции скважины	16
2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя и выбор способа заканчивания скважины	16
2.2.2 Построение совмещенного графика давлений	16
2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска	18
2.2.4 Выбор интервалов цементирования	18
2.2.5 Расчет диаметров обсадных колонн	18
2.2.6 Проектирование обвязки обсадных колонн	19
2.3 Углубление скважины	19
2.3.1 Выбор способа бурения	19
2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента	20
2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам бурения	21
2.3.4 Расчет частоты вращения долота	22
2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя	23
2.3.6 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны	25
2.3.7 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов	25
2.3.8 Расчет расхода промывочной жидкости по интервалам бурения	26
2.3.9 Технические средства и режимы бурения при отборе керна	29
2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин	30
2.4.1 Исходные данные для расчета действующих нагрузок	30
2.4.2 Расчет наружных избыточных давлений	31

2.4.3 Расчет внутренних избыточных давлений	32
2.4.4 Конструирование обсадной колонны по длине	33
2.4.5 Обоснование способа цементирования	34
2.4.6 Расчет объемов и определение необходимых количеств компонентов бу- ферной жидкости и тампонажного раствора	35
2.4.7 Выбор типа и расчет необходимого количества цементировочного обору- дования	35
2.4.8 Выбор технологической оснастки обсадных колонн	37
2.4.9 Проектирование процесса испытания и освоения скважины	38
2.5 Выбор буровой установки	41
3 СОВРЕМЕННАЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ОСНАСТКА ОБСАДНЫХ КО- ЛОНН	42
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕ- СУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	49
4.1 Основные направления деятельности нефтяной компании ООО «Газпром- нефть-Восток»	49
4.2 Расчет нормативного времени на механическое бурение	52
4.3 Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции	54
4.4 Расчет нормативного времени на сопутствующие и вспомогательные опера- ции	56
4.5 Расчет нормативных затрат времени на проведение ремонтных работ	58
4.6 Сметная стоимость строительства скважины	59
4.7 Расчет технико-экономических показателей	59
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	62
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	62
5.2 Производственная безопасность	63
5.2.1 Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения	63
5.2.2 Обоснование мероприятий по снижению взаимодействий	68
5.3 Экологическая безопасность	71

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	73
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	76
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ	77
ПРИЛОЖЕНИЕ А	80
ПРИЛОЖЕНИЕ Б	86
ПРИЛОЖЕНИЕ В	87
ПРИЛОЖЕНИЕ Г	89
ПРИЛОЖЕНИЕ Д	90
ПРИЛОЖЕНИЕ Е	101
ПРИЛОЖЕНИЕ И	102
ПРИЛОЖЕНИЕ К	103
ПРИЛОЖЕНИЕ Л	105
ПРИЛОЖЕНИЕ М	114
ПРИЛОЖЕНИЕ Н	115

ВВЕДЕНИЕ

Разведочное бурение предназначено для разведки месторождений полезных ископаемых. Разведочные скважины являются ориентиром для оконтуривания месторождения и определения запасов полезного ископаемого. Позволяют установить горнотехнические условия и выбрать способы эксплуатации разрабатываемого месторождения. Как правило разведочные скважины расположены вдали от баз производственного оборудования и централизованного обеспечения различными техническими ресурсами. Это естественно осложняет осуществление технологических процессов, делает их более трудоемкими и экономически накладными.

В данной выпускной квалификационной работе, представленной техническим проектом на осуществление строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2700 метров на нефтяном месторождении Томской области, представлены расчеты и обоснования основных этапов проектирования: технологического, экономического, социального.

В разделе специального вопроса представлена современная технологическая оснастка обсадных колонн. Представлены модели некоторых элементов технологической оснастки, которые позволяют облегчить спуск обсадных колонн в осложненных горнотехнических условиях, соблюсти различные технологические режимы и осуществить качественное цементирование.

1 ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

1.1 Геологические условия бурения скважины

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 0-2700 м представлена в большей степени глинами, алевролитами с переслаиванием аргеллитов, песчаников. По разрезу большая часть скважины представлена мягкими и средними по твердости горными породами, но ближе к проектному забою присутствуют твердые песчанники, 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.

1.2 Характеристика газонефтеводоносности месторождения

Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади) представлена в приложении Б. Краткая характеристика нефтегазоводоносности по разрезу скважины: разрез скважины представлен 4 водоносными и 2 нефтеносным пластом. Вертикальная разведочная скважина проектируется для продуктивного интервала 2655-2680 м с забоем закрытого типа и ожидаемым дебитом 90 м³/сут.

1.3 Зоны возможных осложнений

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

Краткая характеристика зоны возможных осложнений по разрезу скважины:

- в интервале 0-1647 м, ожидаются осыпи и обвалы горных пород, поэтому необходимо обеспечить поддержание оптимальной плотности бурового раствора, низкой водоотдаче и удовлетворительной ингибирующей способности раствора. Также исключить длительные простои в процессе бурения;
- в интервале 0-1647 м, возможны поглощения бурового раствора интенсивностью 0,5-1 м³/час, возникающие в результате повышения плотности бурового раствора, вязкости и СНС. Исключить высокие скорости спуска инструмента;
- прихватоопасность в интервале бурения 0-1647 м, 2253-2327 м, возникает в случае отклонения параметров бурового раствора от проектных значений, а также при плохой очистке ствола скважины от шлама и оставлении инструмента без движения;
- нефтегазоводопроявление в интервалах 2430-2440 м, возникает при несоблюдении параметров бурового раствора и скорости спуско-подъемных операций.

2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА

2.1 Обоснование и расчет профиля скважины

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

2.2 Обоснование конструкции скважины

Конструкция скважины – это совокупность:

- числа колонн;
- глубин спуска колонн;
- интервалов затрубного цементирования;
- диаметров обсадных колонн;
- диаметров скважин под каждую колонну.

При проектировании конструкции скважины необходимо стремиться к упрощению конструкции скважины, например, за счет уменьшения числа колонн, уменьшения диаметров колонн, уменьшения рекомендуемых зазоров или применения труб с безмуфтовыми соединениями.

2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя и выбор способа заканчивания 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 градиентов пластовых давлений, градиентов давлений гидроразрыва пород и градиентов давлений столба бурового раствора. [3]

Совмещенный график давлений представлен на рисунке 1.

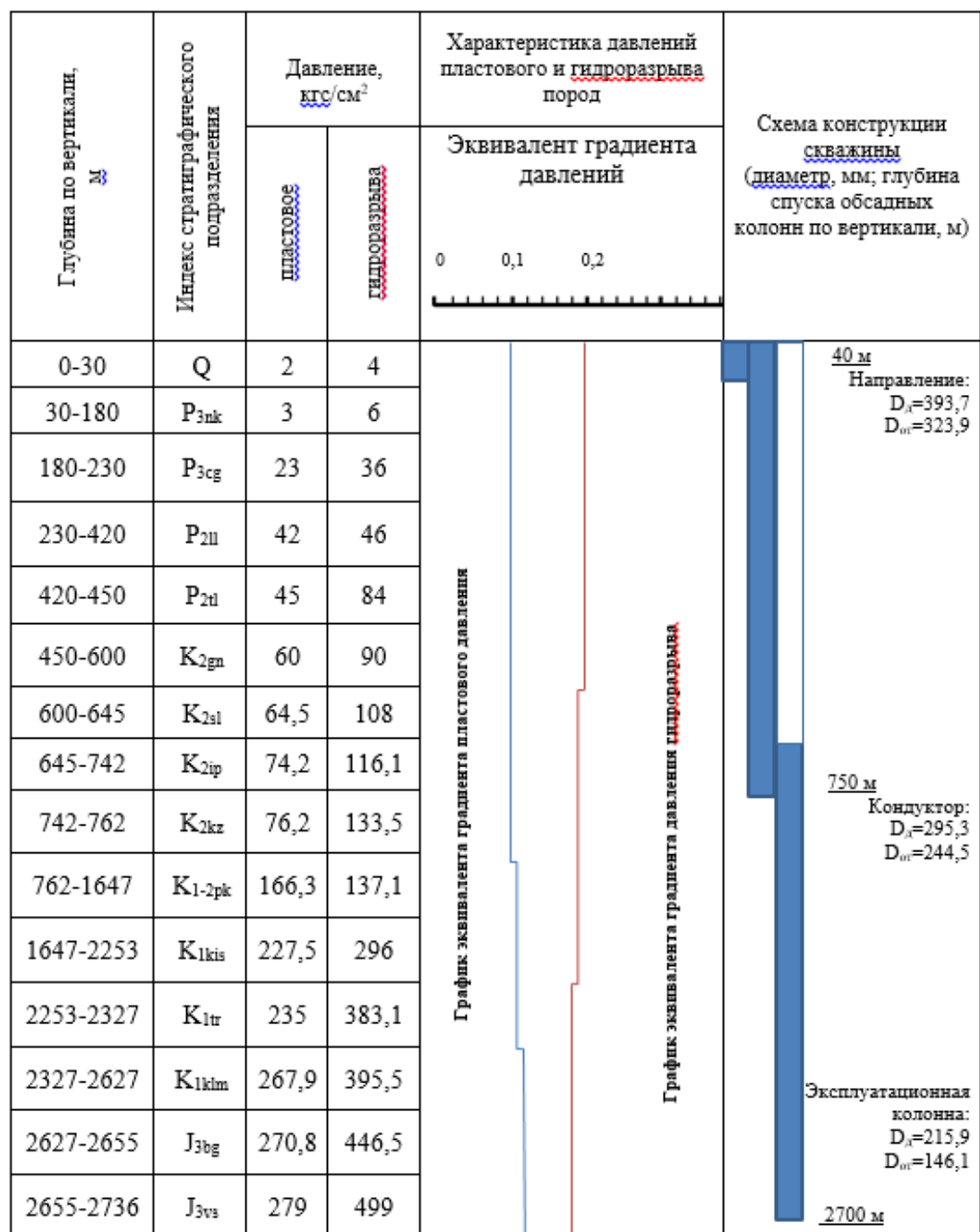


Рисунок 1 – График совмещенных давлений

Из анализа графика градиентов пластового давления и гидроразрыва пласта следует, что несовместимых интервалов по условию бурения не наблюдается, необходимость в спуске промежуточной (технической) колонны отсутствует.

2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

1. Во избежание размыва устья скважины и перекрытия рыхлых четвертичных отложений, спуск направления проектируется на глубину четвертичных отложений 30+10 м.

2. Спуск кондуктора проектируется для перекрытия всей толщи рыхлого неустойчивого интервала разреза и условия предупреждения гидроразрыва пород под башмаком в случае ГНВП и закрытом устье на глубину 750 м.

3. Спуск эксплуатационной колонны производится до подошвы нефтяного пласта – 2680м, глубина зумппфа составляет 20 м

2.2.4 Выбор интервалов цементирования

В соответствии с требованиями правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности предусматриваются следующие интервалы цементирования:

1. Направление: интервал цементирования 0-40 м.
2. Кондуктор: интервал цементирования 0-750 м.
3. Эксплуатационная колонна: интервал цементирования 600-2700 м.

Цементируются с учетом перекрытия башмака предыдущей колонны на высоту 150 м для нефтяной скважины. [19]

2.2.5 Расчет диаметров обсадных колонн

Диаметр эксплуатационной колонны принимаем равным $D_{\text{эк}} = 146$ мм.

Диаметр скважины под каждую колонну рассчитывается с учетом габаритного размера колонны (по муфтам) и рекомендуемого зазора между муфтой и стенкой скважины.

Конструкция скважины представлена в приложении Г.2.

2.2.5 Проектирование обвязки обсадных колонн

При выборе противовыбросового оборудования и колонной обвязки необходимо учитывать величину максимального устьевого давления $P_{\text{му}}$, которая для нефтяной скважины рассчитывается по формуле [3]:

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

$$P_{\text{му}} = 31,86 - 760 \cdot 9,81 \cdot 2655 = 12,07 \text{ МПа},$$

где $P_{\text{пл}} = 31,86 \text{ МПа}$ – пластовое давление в кровле продуктивного пласта, МПа;

$\rho_{\text{н}} = 760 \text{ кг/м}^3$ – плотность нефти, кг/м³;

$g = 9,81 \text{ м/с}^2$ – ускорение свободного падения, м/с²;

$H_{\text{кр}} = 2655 \text{ м.}$ – глубина залегания кровли продуктивного пласта, м. Давление, необходимое для ликвидации ГНВП, рассчитывается по формуле [3]:

$$P_{\text{ГНВП}} = k \cdot P_{\text{му}}, \quad (2)$$

$$P_{\text{ГНВП}} = 1,1 \cdot 12,07 = 13,27 \text{ МПа},$$

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

Давление опрессовки определяется по формуле [3]:

$$P_{\text{оп}} = k \cdot P_{\text{ГНВП}}, \quad (3)$$

$$P_{\text{оп}} = 1,1 \cdot 13,27 = 14,59 \text{ МПа},$$

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

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

1. Колонная головка, соответствующая максимальному устьевому давлению: ОКК1-21-146х245

2. ПВО, соответствующее пластовому давлению, имеющим градиент $\Delta P_{\text{пл}} = 0,0102 \text{ МПа/10 м}$: ОП5-230/80х21.

2.3 Углубление скважины

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 технико-экономическими показателями. Поэтому способ бурения выбирается на

основе анализа статистического материала по уже пробуренным скважинам и соответствующих экономических расчётов [4].

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 опыта уже пробуренных на месторождении скважин, а также с учетом исходных горно-геологических и технологических условий бурения.

Режим бурения интервала бурения под направление выбираем роторный, так как в КНБК для бурения не запроектирован ВЗД.

Для бурения под эксплуатационной колонну и кондуктор, запроектирован режим бурения роторный с применением ВЗД, так как требуется обеспечить ПРИ необходимой частотой вращения для качественного разрушения горной породы.

Запроектированные способы бурения приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Способы бурения по интервалам скважины

Интервал, м	Обсадная колонна	Способ бурения
0-40	направление	роторный
40-750	кондуктор	роторный с применением ВЗД
750-2700	эксплуатационная колонна	роторный с применением ВЗД

2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Из анализа физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины по степени абразивности и по категории буримости для строительства проектируемой скважины выбраны долота шарошечного типа для интервала бурения под направления и PDC для интервала бурения под кондуктор и эксплуатационную колонну, так как они позволяют обеспечить максимальное значение величины механической скорости бурения при минимальном количестве рейсов.

Характеристики выбранных долот представлены в приложении Д.1.

1. Для бурения интервала под направление проектируется шарошечное долото диаметром 393,7 мм, которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягкими горными породами, а проектирование долота типа PDC для заданного диаметра скважины экономически не рентабельно [16].

2. Для бурения интервала под кондуктор проектируется долото PDC диаметром 295,3 мм, которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долота. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягкими и мягко-средними горными породами. При использовании шарошечного долота механическая скорость бурения будет меньше, чем с долотом PDC [16].

3. Для бурения интервала под эксплуатационную колонну проектируется долото PDC диаметром 215,9 мм, которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долота. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен средними и твердыми горными породами. При использовании шарошечного долота механическая скорость бурения будет меньше, чем с PDC, требуемая проходка обеспечена не будет [16].

2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород

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 долот, применения базовых зависимостей долговечности долота и механической скорости бурения от основных параметров бурения.

3. Расчет из условия допустимой нагрузки на долото, произведен для шарошечных долот и PDC по формулам с использованием программного обеспечения Microsoft Excel и результат занесен в таблицу [4].

$$G_1 = \frac{\alpha P_{ш F}}{10^3}, \quad (4)$$

где α – коэффициент забойных условий;

$P_{шт}$ – средневзвешенная твердость горных пород по штампу;

F – опорная площадь рабочей поверхности долота.

$$F = 0,03 \cdot D_c \cdot k_T, \quad (5)$$

где k_T – число зубцов на рабочей поверхности; D_c – средний диаметр зубцов, мм.

Расчет осевой нагрузки по интервалам бурения представлен в таблице 2.

Таблица 2 - Расчет осевой нагрузки по интервалам бурения

Интервал	0-40	40-750	750-2700	2655-2680
Исходные данные				
α	1	1	1	
$P_{шт}, \text{кг/см}^2$	1000	1500	3000	3200
$D_d, \text{см}$	39,37	29,53	21,59	21,59
η	1	-	-	
$\delta, \text{см}$	1.5	-	-	
$q, \text{кН/мм}$	10	100	250	320
$G_{пред}, \text{кН}$	230	140	100	70
Результаты проектирования				
$G_1, \text{кН}$	35	28,8	105,3	70
$G_2, \text{кН}$	39,6	27	56,7	90
$G_3, \text{кН}$	180	112	100	70
$G_{проект}, \text{кН}$	40	29	80	56

Для интервала бурения под направление проектируется осевая нагрузка равная 40 кН. Ее выбор обусловлен опытом строительства скважин на данном месторождении. Для остальных интервалов бурения выбираются нагрузки, соответственно данной методике.

2.3.4 Расчет частоты вращения долота

Расчет частоты вращения долота по интервалам бурения представлен в таблице 3.

Таблица 3 - Расчет частоты вращения долота по интервалам бурения

Интервал		0-40	40-750	750-2700	2655-2680
Исходные данные					
V_d , м/с		2,8	2	1,5	1,5
D_d	м	0,3937	0,2953	0,2159	0,2159
	мм	393,7	295,3	215,9	215,9
τ , мс		8	-	-	-
z		26	-	-	-
α		0,9	-	-	-
Результаты проектирования					
n_1 , об/мин		136	130	132	90
$n_{\text{проект}}$, об/мин		60	110-140	130-165	90

Для всех интервалов бурения проектируются частоты вращения породоразрушающего инструмента согласно известной методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость и эффективное разрушение горной породы. Для бурения под направление принимаем частоту вращения долота равной частоте вращения ротора, так как в КНБК отсутствует ВЗД. Частоту вращения для сохранения целостности отбираемого керна выбираем расчетную.

2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Тип забойного двигателя выбирается в зависимости от проектного профиля скважины, типоразмера долот, осевой нагрузки, плотности промывочной жидкости и удельного момента, обеспечивающего вращение долота [4].

Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения представлено в таблице 4.

Таблица 4 - Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал		0-40	40-750	750-2700
Исходные данные				
D_d	м	-	0,2953	0,2159
	мм	-	295,3	215,9
G_{oc} , кН		-	80	80
Q , Н*м/кН		-	1,5	1,5

Продолжение таблицы 4

Интервал	0-40	40-750	750-2700
Результаты проектирования			
$D_{зд}, \text{мм}$	-	236	172,7
$M_p, \text{Н*м}$	-	7785	6026
$M_o, \text{Н*м}$	-	147	107,95
$M_{уд}, \text{Н*м/кН}$	-	36,9	27,4

Для интервала бурения 40-750 м (интервал бурения под кондуктор) расчетное значение крутящего момента на долото составило 7,7 кН*м, из опыта бурения выбирается винтовой забойный двигатель Д-240.5/6, который отвечает требованиям по диаметру забойного двигателя, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы для достижения плановой механической скорости проходки. [15]

Для интервала бурения 750-2700 м под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель Д-172М.9/10, который отвечает требованиям по диаметру забойного двигателя, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения средних и твердых горных пород. [15]

Керноотборный снаряд СК-172/100РС позволяет отбор керна с применением ВЗД и проектируемой частотой вращения. ВЗД для отбора керна проектируем тот же, что и для бурения под эксплуатационную колонну.

Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей представлены в таблице 5.

Таблица 5 - Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей

Тип двигателя	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Вес, кг	Расход жидкости, л/с	Число оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, кН*м	Мощность двигателя, кВт
Д-240.5/6	40-750	240	9	1900	30-75	120-200	13,0-18,0	250
Д5-172М.9/10	750-2700	172	6,26	770	17-38	108-150	7,0-10,0	110
Д5-172М.9/10	2655-2680	172	6,26	770	17-38	108-150	7,0-10,0	110

2.3.6 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

Проектирование КНБК по интервалам бурения выполнено в программном обеспечении для решения проектных, инженерных задач и задач оперативного контроля процесса строительства скважин «БурСофтПроект» [18].

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

Результаты проектирования компоновки низа бурильной колонны по интервалам бурения и отбора керна приведены в приложении Д.2.

2.3.7 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Согласно геолого-технического условия бурения разведочной скважине, требованиям промышленной безопасности в нефтегазовой отрасли и технико-экономическим обоснованиям рекомендуется использовать тип и рецептуру промывочной жидкости для бурения интервалов под спуски обсадных колонн скважины и первичного вскрытия продуктивного пласта [5]:

- интервал бурения 0-40 м под направление - бентонитовый буровой раствор;
- интервал бурения 40-750 м под кондуктор - полимерглинистый буровой раствор;
- интервал бурения 750-2655 м под эксплуатационную колонну - полимерглинистый буровой раствор;
- интервал бурения 2655-2700 м под эксплуатационную колонну для первичного вскрытия продуктивного пласта - KCL/полимерный (биополимерный) буровой раствор.

Запроектированные параметры буровых растворов по интервалам бурения и компонентный состав бурового раствора приведены в приложении Д.3.

Потребное количество бурового раствора рассчитывается отдельно для каждого интервала бурения под все проектируемые колонны и представляет собой сумму определенных объемов представленных в приложении Д.3.

При расчете потребного количества химических реагентов необходимо учесть выполнение условия: «запас бурового раствора на поверхности должен быть не менее двух объемов скважины» [19].

Потребное количество химических реагентов представлено в приложении Д.3.

На рисунке 2 приведена схема очистки бурового раствора. Для очистки бурового раствора проектируется четырехступенчатая система очистки, которая включает отечественное и импортное оборудование, которое обеспечит наилучшую очистку раствора от выбуренной горной породы.

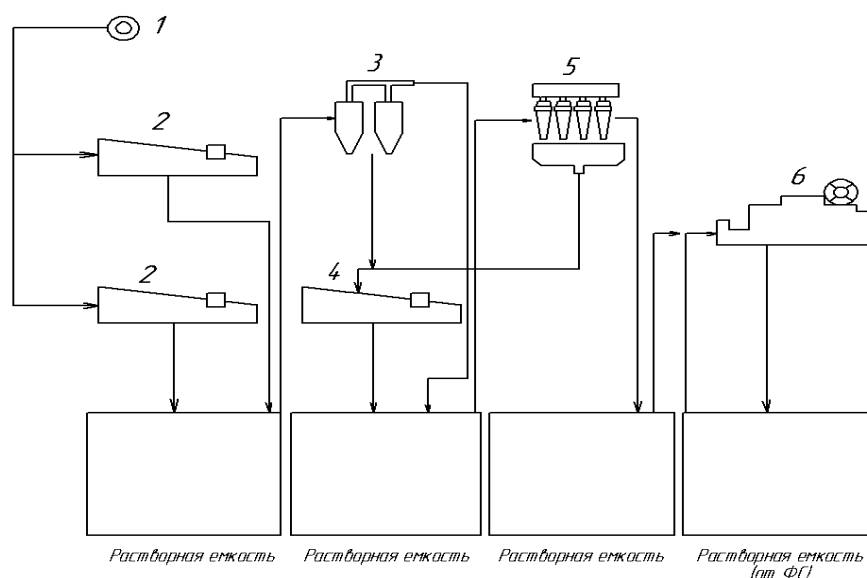


Рисунок 2 - Схема очистки бурового раствора:

1 – скважина; 2 – вибросито; 3 – пескоотделитель; 4 – вибросито;
5 – илоотделитель; 6 – центрифуга.

2.3.8 Расчет расхода промывочной жидкости по интервалам бурения

Расход промывочной жидкости должен обеспечить:

- эффективную очистку забоя скважины от шлама;

- транспортирование шлама на поверхность без аккумуляции его в кольцевом пространстве между бурильными трубами и стенками скважины;
- устойчивую работу забойного двигателя;
- предотвращение гидроразрыва горных пород;
- обеспечение гидромониторного эффекта;
- предотвращение размыва стенки скважины и т.д. [5]

Расчетные значения допустимого расхода бурового раствора по интервалам бурения представлены в таблице 6.

Таблица 6 - Расчет расхода по интервалам бурения

Интервал	0-40	40-750	750-2700
Исходные данные			
D_д, м	0,3937	0,2953	0,2159
K	0,65	0,55	0,4
K_к	1,3	1,26	1,17
V_{кр}, м/с	0,15	0,14	0,1
V_м, м/с	0,013	0,013	0,0083
d_{бт}, м	0,127	0,127	0,127
d_{мах}, м	0,203	0,240	0,172
d_{нмах}, м	0,0254	0,0127	0,0111
n	3	5	6
V_{кпмин}, м/с	0,5	0,5	0,5
V_{кпмах}, м/с	1,3	1,3	1,5
ρ_{см} – ρ_р, г/см³	0,02	0,02	0,02
ρ_р, г/см³	1,12	1,14	1,18
ρ_п, г/см³	2,0	2,26	2,27
Результаты проектирования			
Q₁, л/с	79	34	11
Q₂, л/с	62	29	9
Q₃, л/с	120	70	45
Q₄, л/с	60	45	10
Q₅, л/с	44	55	24
Q₆, л/с	-	40-65	15-34

Таблица 7 – Проектирование областей допустимого расхода бурового раствора

Интервал	0-40	40-750	750-2700
Области допустимого расхода бурового раствора			
ΔQ , л/с	44-119	29-69	24-44
Запроектированные значения расхода бурового раствора			
Q , л/с	65	54	31
Дополнительные проверочные расчеты (оценка создаваемого момента на забойном двигателе)			
$Q_{тн}$, л/с	-	54	31
ρ_1 , кг/м ³	-	1000	1000
$\rho_{бр}$, кг/м ³	-	1150	1080
$M_{тн}$, Н*м	-	21500	15500
$M_{тб}$, Н*м	-	36000	13800

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под направление принимается 65 л/с исходя из возможностей запроектированного оборудования буровой установки. Для эффективной очистки ствола скважины от выбуренной породы, произвести дополнительную промывку в конце интервала бурения в течение одного цикла.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под кондуктор принимается 54 л/с для обеспечения эффективной очистки забоя скважины, породоразрушающего инструмента, для стабильной работы ВЗД, выноса шлама и предотвращения осложнений.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под эксплуатационную колонну принимается 31 л/с, незначительное увеличения расхода бурового не приведет к размыву стенок скважины, но обеспечит стабильную работу ВЗД.

Так же расчет гидравлической программы промывки скважины был выполнен в программном обеспечении для решения проектных, инженерных задач и задач оперативного контроля процесса строительства скважин «БурСофтПроект» [18].

Результаты расчета гидравлической программы промывки скважины в программном обеспечении «БурСофтПроект» представлены в приложении Д.5.

2.3.9 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 интервале: 2655-2680 м. Так как скважина является разведочной и из-за неполноты геологических данных существует вероятность нахождения продуктивных пластов выше/ниже прогнозируемой вертикали, в следствие этого дальнейшие работы производить по результату оперативного анализа керна.

Для отбора керна планируется использования бурголовки с PDC вооружением, для получения большего качества отобранного керна и обеспечения данной бурголовкой соответствующих режимов бурения. Выбор бурголовки с PDC вооружением обусловлен так же тем, что интервал сложен твердыми породами.

Из геолого-технического условия тип коллектора поровый – представлен аргиллитом и песчаником. Для сохранения отобранного керна планируется использование кернаприемного устройства с максимальной длиной приема керна и диаметром керна 100 мм, а также с использованием кернаприемных стеклопластиковых труб и цангового кернарвателя. Данное техническое решение позволит произвести максимально качественно отбор керна в планируемых интервалах.

Характеристика проектируемой для бурения интервала отбора керна бурголовки представлена в таблице 8.

Таблица 8 – Тип проектируемой для бурения интервала отбора керна бурголовки [16]

Типоразмер	Наружный диаметр, мм	Диаметр керна, мм	Присоединительная резьба по ГОСТ 21ST0-7Б	Масса, кг
У8-215,9/100 SCD-3Т	215,9	100	3-150 (м)	20

Характеристика проектируемого для бурения интервала отбора керна кернотборного снаряда представлена в таблице 9.

Таблица 9 – Тип проектируемого для бурения интервала отбора керна кернотборного снаряда [16]

Керноприемное устройство	Наружный диаметр корпуса, мм	Максимальная длина керна за 1 рейс, м	Диаметр керна, мм	Длина керноприема, мм	Резьба		Масса устройства в сборе, кг
					верх	низ	
СК-172/100РС	172	15 (3)	100	16986	3-117 (м)	3-150 (н)	1680

Режимы бурения при отборе керна представлены в таблице 10.

Таблица 10 - Технические средства и режимы бурения при отборе керна [16]

Интервал, м	Тип керноотборного снаряда	Параметры режима бурения		
		Осевая нагрузка, т	Частота вращения инструмента, об/мин	Расход бурового раствора, л/сек
2655-2680	СК-172/100РС	2-5	60-100	18-25

2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин

2.4.1 Исходные данные для расчета действующих нагрузок

Для расчетов применяем техническую воду $\rho_{\text{прод}} = 1000 \text{ кг/м}^3$.

Плотность нефти $\rho_{\text{н}} = 760 \text{ кг/м}^3$.

Плотность буферной жидкости $\rho_{\text{буф}} = 1050 \text{ кг/м}^3$. Рекомендации к выбору буферной жидкости представлены в РД 39-00147001-767-2000 [20].

Плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{\text{трн}} = 1800 \text{ кг/м}^3$.

Плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{\text{тр обл}} = 1400 \text{ кг/м}^3$.

Глубина эксплуатационной колонны $H = 2700 \text{ м}$.

Глубина раздела буферной жидкости и облегченного тампонажного раствора $h_1 = 600 \text{ м}$.

Высота тампонажного раствора нормальной плотности $h_2 = 510$ м, рассчитывается из условия его поднятия над кровлей продуктивного пласта на 50 м для нефтяной скважины.

Высота цементного стакана $h_{ст} = 10$ м.

2.4.2 Расчет наружных избыточных давлений

Наружное избыточное давление – разность между наружным давлением, действующим на обсадную колонну со стороны кольцевого пространства, и внутренним, действующим внутри обсадной колонны [8].

$$P_{ни} = P_n - P_v, \quad (6)$$

где P_n – наружное давление, МПа;

P_v – внутреннее давление, МПа.

В разные периоды времени наружное избыточное давление достигает наибольших значений. Имеются два таких случая:

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

Расчет соответствующих случаев начинается с построения схемы расположения всех возможных (геолого-технологических) уровней за колонной и внутри колонны и по этим схемам выбираются расчётные точки (в местах изменения плотности или высоты расположения жидкостей) [8].

После проведения расчетов сведём все данные в эпюры представленные в рисунке 3.



Рисунок 3 – Эпюры наружных избыточных давлений

2.4.3 Расчет внутренних избыточных давлений

Внутреннее избыточное давление – разность между внутренним давлением, действующим внутри обсадной колонны, и наружным, действующим на обсадную колонну со стороны кольцевого пространства [8].

$$P_{\text{ви}} = P_{\text{в}} - P_{\text{н}}, \quad (7)$$

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

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

Расчёт внутренних избыточных давлений производится, как и для наружных избыточных давлений для периода времени, когда они достигают максимальных давлений. Имеются два таких случая [8]:

1. При цементировании в конце продавки тампонажной смеси, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения.
2. При опрессовке колонны с целью проверки её герметичности.

После проведения расчетов по этим данным строится эпюра внутренних избыточных давлений, рисунок 4.

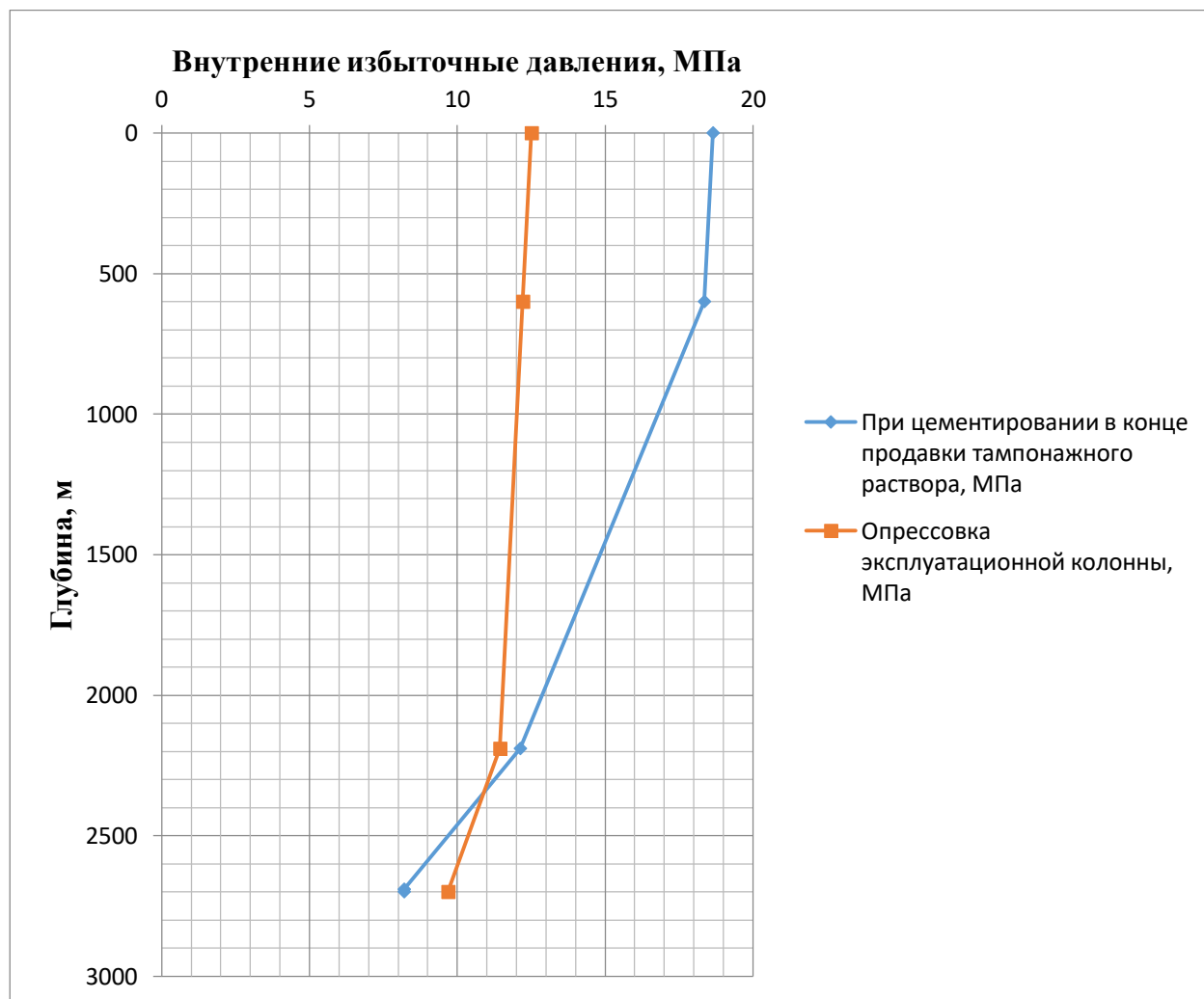


Рисунок 4 – Эпюры внутренних избыточных давлений

2.4.4 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 [9].

Рассчитанные параметры секций представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Характеристика обсадных колонн

Наружный диаметр, мм	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кН			Интервал установки
				1 м трубы	секции	суммарный	
Обсадная колонна							
146	Д	7,7	95	0,251	24	620	2700-2605
146	Д	7,0	2605	0,229	596		2605-0
Кондуктор							
244,5	Д	7,9	750	0,466	349,5	349,5	750-0
Направление							
323,9	Д	10	40	0,774	30,9	30,9	40-0

2.4.5 Обоснование способа цементирования

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле [10]:

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

где $P_{\text{гскп}}$ – гидростатическое давление в кольцевом пространстве, $P_{\text{гскп}} = 36,9$ МПа;

$P_{\text{гдкп}}$ – гидродинамические потери давления в кольцевом пространстве, $P_{\text{гдкп}} = 0,13$ МПа;

$P_{\text{гр}}$ – давление гидроразрыва пород на забое скважины, МПа. Согласно геологическим данным, $P_{\text{гр}} = 49,9$ МПа.

Производим сравнения давлений по формуле 8:

$$36,9 \text{ МПа} \leq 49,9 \text{ МПа}.$$

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

2.4.6 Расчет объёмов и определение необходимых количеств компонентов буферной жидкости и тампонажного раствора

Расчет количества компонентов сухой тампонажной смеси и жидкости для её затворения производят с учётом водоцементного отношения и оптимальной плотности цементного раствора.

Общий объем жидкостей и количество составных компонентов тампонажной и буферной смеси представлены в таблице 10.

В качестве продавочной жидкости используем техническую воду.

Таблица 10 - Количество составных компонентов тампонажной смеси

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 (шт.)	Наименование цемента	Масса цемента (т) / количество мешков (шт.)
Буферная	3,13	1100	15,35	МБП-СМ	172,7 / 7	-	-
	12,54			МБП-МВ	268,6 / 11	-	-
Облегченный тампонажный раствор	53,61	1400	42,23	НТФ	21,98 / 1	ПЦТ - III - О64 - 50	40,4 / 41
Тампонажный раствор нормальной плотности	13,85	1800	8,8	НТФ	5,68 / 1	ПЦТ - II-150	18,1 / 19
Продавочная	38,19	1000	38,19	-	-	-	-

2.4.7 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементирующего оборудования

Рассчитывается давление на насосе «продвочного» цементирующего агрегата [10]:

$$P_{ца} \geq P_{цг} / 0,8 \quad (9)$$

где $P_{цг}$ – давление на цементирующей головке в конце цементирования МПа,

$$P_{цг} = 18,64 \text{ МПа};$$

$$23,3 \text{ МПа} \geq 18,64 \text{ МПа}.$$

Выбирается ближайшее большее давление, развиваемое цементировочным агрегатом ЦА-320. Технические характеристики насоса 9Т агрегата ЦА-320 приведены в таблице 11.

Таблица 11 - Технические характеристики насоса 9Т цементировочного агрегата ЦА-320

Диаметр штулок, мм	Развиваемое давление, МПа					Идеальная подача, л/с				
	Скорость коробки передач					Скорость коробки передач				
	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5
100	-	32	18	12	7,6	-	3,2	6,1	9,3	14,1

Рассчитывается необходимое число цементосмесительных машин исходя из суммарной массы тампонажной смеси, расположенной в их бункерах [10]:

$$m = G_{\text{сум}} / G_{\text{б}}, \quad (10)$$

1. Для облегченной тампонажной смеси: $m = 3$ машины типа УС6-30Н(У).
2. Для тампонажной смеси нормальной плотности: $m = 1$ машина типа УС6-30Н(У).

3. Число цементировочных агрегатов, работающих для затворения тампонажного раствора определяется с таким учетом, что на каждую цементосмесительную машину работает один агрегат: 3 машины ЦА-320.

По результатам расчёта количества и выбора цементировочной техники разрабатывается технологическая схема обвязки цементировочного оборудования, представлена в приложении Е.

2.4.8 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Технологическая оснастка обсадных колонн представлена в таблице 12.

Таблица 12 – Технологическая оснастка обсадных колонн [11]

Название колонны, D _{усл}	Наименование, шифр, типоразмер	Интервал установки, м		Количество элементов на интервале, шт	Суммарное количество, шт
		от (верх) по стволу	до (низ) по стволу		
Направление, 324 мм	БКМ-324-ОТТМ (ООО "Уралнефтемаш")	39,6	40	1	1
	ЦКОДМ-324-ОТТМ (ООО "Уралнефтемаш")	39,2	39,6	1	1
	ПРП-Ц-324 (ООО "Уралнефтемаш")	39	39,2	1	1
	ПЦ-324/394 (ООО "Татпром-Холдинг")	0	40	2	2
Кондуктор, 245 мм	БКМ-245-ОТТМ (ООО "Уралнефтемаш")	749,6	750	1	1
	ЦКОДМ-245-ОТТМ (ООО "Уралнефтемаш")	737,6	737,2	1	1
	ПРП-Ц-245 (ООО "Уралнефтемаш")	737,2	737	1	1
	ПЦ-245/295 (ООО "Татпром-Холдинг")	0	40	1	21
		40	750	20	
Эксплуатационная колонна, 146 мм	БКМ-146-ОТТМ (ООО "Уралнефтемаш")	2699,7	2700	1	1
	ЦКОДМ-146-ОТТМ («Уралнефтемаш»)	2687,4	2687,7	1	1
	ПРП-Ц-146 (ООО "Уралнефтемаш")	2687,1	2687,4	1	1
	ПЦ-146/202 (ООО "Татпром-Холдинг")	0	750	15	66
		750	2700	54	
	ЦТГ-146/191 (ООО „Татпром-Холдинг”)	750	2250	4	79

2.4.9 Проектирование процесса испытания и освоения скважины

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

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

Плотность жидкости глушения определяется по следующей формуле:

$$\rho_{\text{ж.г.}} = \frac{(1+k) \cdot P_{\text{пл}}}{g \cdot h} \quad (11)$$

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

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

h – глубина испытываемого пласта, м.

Отсюда находим плотность жидкости глушения для нижнего вскрываемого продуктивного пласта (P_z) в интервале залегания 2655-2680 м:

$$\rho_{\text{ж.г.}} = 1078,32 \text{ кг/м}^3$$

Требуемый объем жидкости глушения определяется как объем обсаженного ствола скважины по формуле:

$$V_{\text{ж.г.}} = \frac{\pi}{4} \cdot d_{\text{вн}}^2 \cdot H \quad (12)$$

где $d_{\text{вн}}$ – средневзвешенный внутренний диаметр эксплуатационной колонны, м,

H – глубина скважины, м.

Объем жидкости глушения составит:

$$V_{\text{ж.г.}} = \frac{\pi}{4} \cdot (0,132)^2 \cdot 2700 = 36,93 \text{ м}^3$$

Вскрываемый пласт сложен разномеристыми песчаниками, от слабо- до крепкосцементированных. Разной степени сортировки, слюдистые; аргиллиты

тёмно-серые, иногда плитчатые, крепки; алевролиты серые. Плотность породы составляет 2330 кг/м³.

Исходя из физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины для данного интервала вскрытия выбираем кумулятивную перфорацию.

Выбираем перфоратор кумулятивный ПК114КЛ ORION производителя АО «ВЗРЫВГЕОСЕРВИС». Данный перфоратор отличается повышенной пробивной способностью, высокой плотностью кумулятивных зарядов при оптимальной фазировке, малым фугасным воздействием, минимальной трудоемкостью и простотой сборки, наивысшей безопасностью эксплуатации и безотказностью работы. При снаряжении перфоратора кумулятивными зарядами предусмотрена возможность комбинированного использования кумулятивных зарядов любых типов, то есть, кумулятивные заряды, создающие каналы максимальной протяженности (тип «ГП» DP), могут чередоваться при сборке перфоратора кумулятивного в произвольном порядке с кумулятивными зарядами, создающими каналы с максимально большим входным отверстием (тип «БО» BH). Корпус перфоратора кумулятивного имеет скеллопы-рецессоры, что позволяет максимально использовать энергию кумулятивного заряда при создании канала в горной породе. Он обеспечивает максимальную плотность перфорации 40 отв./1 м.

В таблицу 13 представлены технические характеристики перфорационной системы. Расчет количества спуска перфоратора определяется исходя из плотности перфорации, количества одновременно спускаемых зарядов и мощности перфорируемого объекта.

$$\text{Количество рейсов} = \frac{\text{Плотность перфорации} \cdot \text{Мощность объекта}}{\text{Количество одновременно спускаемых зарядов}} \quad (13)$$

Отсюда,

$$\text{Количество рейсов} = \frac{40 \cdot 25}{(6 \cdot 40)} = 4,1$$

Необходим еще один рейс для вскрытия пласта на полную мощность. Исходя из этого, выбираем тот же тип кумулятивного перфоратора ПК114КЛ ORION производителя АО «ВЗРЫВГЕОСЕРВИС». Для перфорации 1 м эксплуатационной колонны берем один модуль перфоратора длиной 1 м.

Таблица 13 – Перфорация скважины

Мощность перфорируемого объекта, м	Вид перфорации	Типоразмер перфоратора	Плотность перфорации, отв./1 м	Количество одновременно спускаемых зарядов	Количество спусков перфоратора
25	кумулятивный	114×230×95 L = 6 м	40	240	4
	кумулятивный	114×230×95 L = 1 м	40	40	1

Комплекс пластоиспытательный ИПТ-116 предназначен для гидродинамические исследования со ступенчатым увеличением депрессии в горизонтальных, наклонных и вертикальных необсаженных скважинах диаметров от 135 до 170 мм, а также в скважинах, обсаженных колонной диаметром 146 и 168 мм. Радиус кривизны горизонтальных наклонных скважин не менее 50 м. Состав ИПТ-116 представлен на рисунке 5, технические характеристики комплекса пластоиспытательного ИПТ-116 представлены в таблице 14.

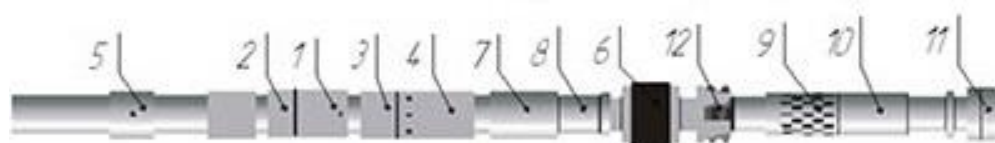


Рисунок 8 - состав ИПТ-116: 1– испытатель пластов ИПВ-116; 2 – приставка-депрессионный модуль ПДМ-116; 3 – клапан уравнильно-отсекающий КУО-116; 4 – патрубок приборный ПП-116; 5 – клапан циркуляционный комбинированный КЦК-116; 6 – пакер цилиндрический ПЦ-116; 7 – ясс гидравлический ЯГЗ-116; 8 – замок безопасности ЗБ-116; 9 – фильтр Ф-116; 10 – переводник левый ПЛ-116; 11 – механизм направляющий с упором на забой МНУ-116; 12 – якорь ЯК-140/178.

Таблица 14 - Технические характеристики комплекса пластоиспытательного ИПТ-116

Наружный диаметр, мм	116
Минимальный диаметр проходного канала, мм	35
Максимальный перепад давления, МПа	35
Максимальное давление, МПа	60
Температура в скважине, °С	150
Размер присоединительных резьб	3-86, 3-102

2.4.10 Выбор буровой установки

Буровая установка выбирается, согласно действующим правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности, по её допустимой максимальной грузоподъёмности, позволяющей проводить спуско-подъёмные операции с наиболее тяжёлой бурильной и обсадной колоннами [4].

При выборе буровой установки должны выполняться следующие условия:

$$[G_{кр}] / Q_{бк} \geq 0,6; \quad (14)$$

$$[G_{кр}] / Q_{об} \geq 0,9; \quad (15)$$

$$[G_{кр}] / Q_{пр} \geq 1, \quad (16)$$

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:

$$Q_{пр} = k * Q_{мах}, \quad (17)$$

где k – коэффициент увеличения веса колонны при ликвидации прихвата ($k = 1,3$); $Q_{мах}$ – наибольший вес одной из колонн, тс.

Для расчета примем буровую установку БУ-3000 ЭУК-1М.

Результаты расчета выбора буровой установки представлены в таблице 15.

Таблица 15 – Выбор буровой установки

Наименование БУ	Допустимая нагрузка на крюке, тс	Оснастка талевой системы
БУ-3000 ЭУК-1М	200	4x5
Вес, тс	Условие соответствия	
Максимальный вес бурильной колонны	85	2,35
Максимальный вес обсадной колонны	65	3
Вес колонны при ликвидации прихвата	111	1,51

3 СОВРЕМЕННАЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ОСНАСТКА ОБСАДНЫХ КОЛОНН

Обсадная колонна – конструкция из последовательно скрепленных резьбовым соединением (реже сваренных) труб, предназначена для крепления буровых скважин, а также изоляции продуктивных горизонтов при эксплуатации. В целях облегчения спуска обсадных колонн, соблюдении различных технологических режимов, сопровождении их цементировании, обсадные колонны оборудуются специальной технологической оснасткой, которая неизбежно развивается в ногу с технологическими внедрениями и требованиями.

Рассмотрим некоторые современные элементы технологической оснастки.

Башмак обсадной колонны

Башмак колонный модифицированный – БКМ, оборудует низ обсадной колонны, состоящих из труб по ГОСТ 631, с диапазоном диаметров от 114 до 508 мм. Основной его задачей является направление труб по стволу скважины и предупреждение повреждения при спуске.

Башмак, как правило, состоит из стального литого корпуса и пластиковым (бетонным) направляющим концом. Форма, размеры исполнения низа корпуса, а также концевой направляющей насадки башмаков минимизируют возможность посадки спускаемой колонны на практически любые уступы на стенках скважины.

Башмак колонный Битарт 120, компании-производителя «Буринтех», относится к башмакам стандартного типа, но имеет ряд преимуществ:

- конструкция полностью адаптирована для разбуривания PDC долотом;
- прочностные характеристики пластиковой направляющей насадки примерно в 5 раз выше прочности традиционно-применяемой направляющей насадки бетонного исполнения;
- в отличие от пластиковой, бетонная направляющая насадка более подвержена разрушению в процессе транспортировки башмака, монтажа в состав обсадной колонны или спуска в скважину;

- компактные размеры и небольшой вес облегчают транспортировку, хранение и монтаж башмака в состав обсадной колонны на буровой.
- в процессе разработки башмаки были подвержены и успешно выдержали промывку жидкостью с большим содержанием песка в течение 24 часов;



Рисунок 6 – Башмак колонный Битарт 120

Новейшая разработка компании MAXIMA drilling – FastREAM. Это башмак, имеющий вооружение по калибру. Устанавливается в нижней части колонны или хвостовика и может быть использован для вращения, промывки и расхаживания, тем самым увеличивая шансы дохождения до конечного забоя скважины. Башмак FastREAM оснащен алюминиевым носом FastREAM, который легко разбуривается не повреждая оборудование при его разбурировании. Спиральный центратор и покрытие вооружения по всему калибру придает стабильности и уменьшает риск посадок и недохождения до забоя.



Рисунок 7 – Калибрующий башмак FastReam

При бурении на обсадных трубах низ колонны оборудуется специальным разбуриваемым долотом PDC.



Рисунок 8 – разбуриваемое долото Direct XCD

Калибрующая поверхность долота Direct XCD может быть представлена 13-, 16- или 19-мм резцами PDC, стандартными или класса premium. Над долотный переводник изготавливается из долговечного сорта стали, а корпус – из сплава меди и бронзы. Этот модернизированный сплав, может быть разбурен любым породоразрушающим инструментом PDC после того, как долото Direct XCD достигнет поставленной задачи и будет произведено крепление эксплуатационной колонны.

Цементировочные клапана

Обратные цементировочные клапана являются неотъемлемой частью конструкции обсадной колонны, выполняют функцию противодействия поступления раствора в обсадную колонну при тампонировании скважины.

В целях облегчения спуска обсадной колонны компания «Уралнефтемаш» предлагает один из универсальных и надежных обратных клапанов – ЦКОД (цементировочный клапан обратный дроссельный).

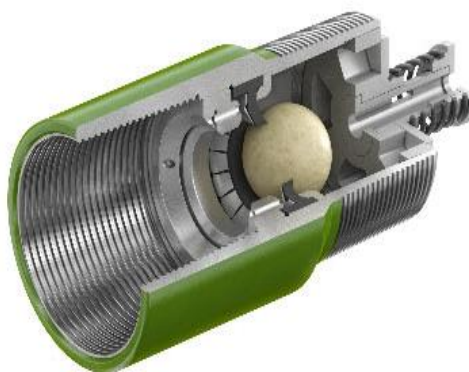


Рисунок 9 – ЦКОД

Преимущества данного вида обратных клапанов:

- надежность алюминиевой конструкции;
- наличие в штоке дросселя для самозаполнения обсадной колонны;
- дополнительная шаровая герметизация после цементирования.

Так же, на рисунке 10, представлены еще несколько видов обратных клапанов, но уже обладающих меньшей надежностью из-за своих конструктивных особенностей.

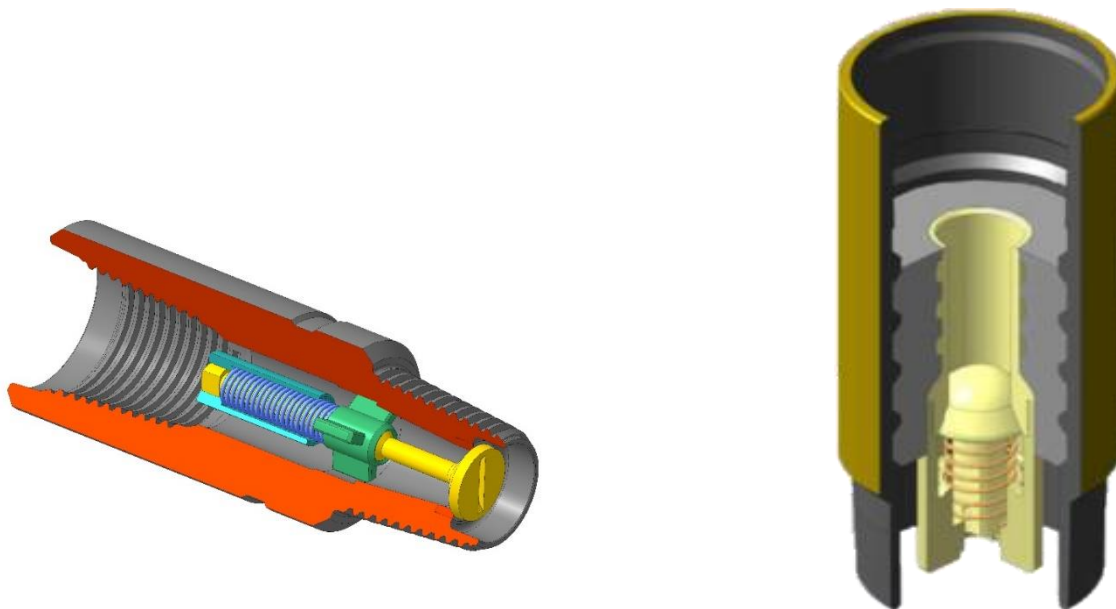


Рисунок 10 – Тарельчатый цементировочный клапан (слева), цементировочный клапан плунжерный (справа)

Центраторы и турбулизаторы

Центраторы, которые так же являются частью технологической оснастки, предназначены, главным образом, для выравнивая кольцевого затрубного пространства. Центратор одевается на трубу во время спуска обсадной колонны и крепится к ней с помощью болтов-фиксаторов по всему диаметру. Существует два вида центраторов: жесткие и пружинные.

В целях сокращения времени спуска обсадной колонны, меньшем задействовании трудовых ресурсов, пружинные центраторы усовершенствовали и выпускаются цельные.



Рисунок 11 – Пружинный центратор цельный

Турбулизаторы, так же одеваются на трубу во время спуска обсадной колонны и крепятся болтами-фиксаторами. Устанавливают их в определенных интервалах в целях создания турбулентного потока жидкости в затрубном пространстве во время промывки скважины или ее тампонирувания.

Один из простейших видов турбулизаторов – лепестковый. Состоит из металлического корпуса и, расположенных вдоль, по спирали, лепестков, выполненных из мягкого пластика или резины.

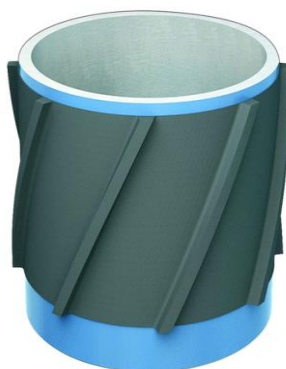


Рисунок 12 – Турбулизатор лепестковый

Жесткий центратор-турбулизатор выполняет функцию создания турбулентного потока и выравнивания затрубного пространства.



Рисунок 13 – Центратор-турбулизатор жесткий

Для уменьшения трения между стенками скважины и оснасткой обсадной колонны были разработаны центратры-турбулизаторы шариковые.



Рисунок 14 – Центратор-турбулизатор шариковый

Муфта ступенчатого цементирования

Предназначены для проведения операции цементирования в несколько ступеней в условиях не изолированных зон поглощения и наличием пластов с низким градиентом гидроразрыва. Принцип работы устройства заключается в том, что цементировочные окна открываются последовательно, путем смещения внутренних втулок разных диаметров специальными пробками.



Рисунок 15 – Муфта ступенчатого цементирования с пробками



Рисунок 16 – Рабочие этапы муфты ступенчатого цементирования

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Целью данного проекта является расчет сметной стоимости строительства разведочной скважины в Томской области. В ходе работы будут рассмотрены такие вопросы как: сроки строительства скважин, расчет сметной стоимости строительства скважины, расчет технико-экономической эффективности. Организацией осуществляющей строительство данной скважины является ООО «Газпромнефть-Восток», структура и направление деятельности которой, также будут рассмотрены в ходе работы.

Для решения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

- выполнить расчет нормативного времени на механическое бурение;
- выполнить расчет нормативного времени на СПО;
- выполнить расчет нормативного времени на сопутствующие и вспомогательные операции (установка центраторов, геофизические работы, ОЗЦ, разбуривание цементной пробки);
- выполнить расчет затрат времени на проведение ремонтных работ;
- выполнить расчет технико-экономических показателей.

4.1 Основные направления деятельности нефтяной компании ООО «Газпромнефть-Восток»

Целью раздела является рассмотрение структуры и направления деятельности компании.

ООО «Газпромнефть-Восток» – является дочерним предприятием ОАО «Газпромнефть» по добыче нефти и газа. Общество с ограниченной ответственностью «Газпромнефть-Восток» создано с первоначальным наименованием «Общество с ограниченной ответственностью «Сибнефть-Восток»» учреждено на основании решении учредителя от 31 августа 2005 г.

Учреждение последней редакции Устава Общества, с новым наименованием: Общество с ограниченной ответственностью «Газпромнефть-Восток» произошло 23 мая 2007 г.

Основными видами деятельности компании являются добыча и подготовка нефти и попутного нефтяного газа на территории Омской и Томской областей, осуществление операторских услуг. Также предусматривает и другие виды деятельности, такие как: транспортирование по трубопроводам нефти, газа и нефтепродуктов, хранение и складирование нефти и продуктов ее переработки, геологоразведочные, геофизические и геохимические работы в области изучения недр и другие.

Разведочное бурение «Газпромнефть-Восток» работает на таких месторождениях как:

- Юго-Западная часть Крапивинского месторождения (Тарский район Омской области);
- Шингинское и Южно-Шингинское месторождения (Томская область).
- Урманское месторождение (Томская область).
- Арчинское месторождение (Томская область).
- Восточно-Мыгинское месторождение (Томская область).
- Южно-Табаганское месторождение (Томская область).
- Смоляное месторождение (Томская область).
- Кулгинское месторождение (Томская область).
- Солоновское месторождения (Томская область).
- Западно-Лугинецкое и Нижнелугинецкое месторождения (Томская область).

Общая численность работников предприятия – более 630 человек.

«Газпромнефть-Восток» на 100% принадлежит ПАО «Газпром нефть».

Общее собрание участников - высший орган управления Общества. Перечень некоторых функций: определение основных направлений деятельности, утверждение годовых отчетов и годовых бухгалтерских балансов, принятие внутренних нормативных документов, назначение аудиторской проверки, утверждение аудитора, принятие решений о реорганизации и ликвидации, денежная оценка неденежных вкладов в Уставный капитал Общества.

Совет директоров Общества осуществляет общее руководство деятельностью Общества, а также контроль за исполнением решений, состоит из пяти человек. Некоторые функции: назначение, прекращение полномочий; определение оплаты труда Генерального директора Общества; решение вопросов, связанных с созывом и проведением Общих собраний участников общества; рекомендации по определению размеров оплаты услуг аудитора; создание филиалов и открытие представительств Общества. Срок полномочий Совета директоров - 1 год.

Генеральный директор назначается Советом директоров сроком на три года. Некоторые функции: организует выполнение решений Общего собрания участников, представляет интересы общества, издает приказы, распоряжения, утверждает инструкции, контролирует их исполнение, утверждает сметы расходов Общества, утверждает правила внутреннего распорядка.

Организационная структура управления ООО «Газпромнефть-Восток» представлена в приложении И.

Вахта работает пятнадцать дней по 12 часов в сутки через 12 часов отдыха. Затем пятнадцать дней выходных. Доставка вахт на месторождения осуществляется авиа- и автотранспортом. Буровая бригада состоит из 4 вахт и следующего количества обслуживающего персонала приведенного в таблице 16.

Таблица 16 – Количество работников вахт и обслуживающего персонала

Работник (разряд)	Количество человек
буровой мастер	1
помощник бурового мастера	3
бурильщик 6 разряда	4
бурильщик 5 разряда	4
помощник бурильщика 5 разряда	4
помощник бурильщика 4 разряда	4
электромонтёр 5 разряда	4
слесарь 5 разряда	2
лаборант	2

Таким образом в данном разделе рассмотрена структура предприятия, ее направление деятельности и графики работ работников вахт.

4.2 Расчет нормативного времени на механическое бурение

Целью настоящего раздела является расчет нормативного времени на механическое бурение, которое напрямую зависит от геологического разреза. Исходные данные для расчетов представлены в таблице 17.

Таблица 17 – Исходные данные для расчета нормативной карты

Наименование скважины:	Нефтяная скважина (Томская область)
Проектная глубина, м:	2700
Способ бурения:	
- под направление	Роторный
- под кондуктор и эксплуатационную колонны	Роторный с применением ВЗД
Цель бурения	Разведка
Конструкция скважины:	
- направление	Диаметр – 393,7 мм на глубину 40 м
- кондуктор	Диаметр – 295,3 мм на глубину 750 м
- эксплуатационная	Диаметр – 215,9 мм на глубину 2700 м
Буровая установка	БУ - 3000 ЭУК-1М
Оснастка талевого системы	4x5
Насосы:	
- тип- количество, шт.	УНБТ-1180, 2 шт
производительность, л/с:	
- в интервале 0-40м	61
- в интервале 40-750м	54,4
- в интервале 750-2700м	30,6
Утяжеленные бурильные трубы (УБТ):	
- в интервале 0-40м	УБТ 203x100 Д – 24 м
- в интервале 40-750м	УБТ 203x100 Д – 48 м
- в интервале 750-2700м	УБТС 1-178 Д – 51 м
Забойный двигатель (тип):	
- в интервале 40-750 м	Д-240.7/8
- в интервале 750-2700 м	Д5-175М
Бурильные трубы: длина свечей, м	25
- в интервале 0-50 м	ТБПК 127x9,2 Д
- в интервале 50-800 м	ТБПК 127x9,2 Д
- в интервале 800-2490 м	ТБПК 127x9,2 Д
Типы и размеры долот:	
- в интервале 0-40 м	Долото 393,7 М-ЦВ
- в интервале 40-750 м	БИТ 295,3 В516 УСМ.08
- в интервале 750-2700 м	БИТ 215,9 ВТ 613

Сведения о действующем на буровом предприятии нормам времени механического бурения 1 м породы и проходки на долото на нефтяном месторождении (Томская область) представлены в таблице 18.

Таблица 18 – Нормы механического бурения на нефтяном месторождении

Интервалы бурения	Интервал, м		Количество метров в интервале, м	Норма времени механического бурения 1 м породы, ч	Норма проходки на долото, м
	от (верх)	до (низ)			
1	0	40	40	0,037	590
2	40	750	710	0,042	1670
3	750	2700	1990	0,064	1390

Нормативное время на механическое бурение рассчитывается по формуле:

$$N = T \cdot H, \quad (18)$$

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

H – количество метров в интервале, м.

Расчет нормативного времени на механическое бурение представлен в таблице 19.

Таблица 19 – Нормативное время бурения

Количество метров в интервале, м	Норма времени на бурение 1 метра, ч/м	Нормативное время на механическое бурение, ч
40	0,037	1,48
710	0,042	29,82
1990	0,064	127,36
Итого		158,66

Далее производится расчет нормативного количества долот n с учетом интервала набора кривизны. Нормативное количество долот рассчитывается по формуле:

$$n = H / \Pi, \quad (19)$$

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

Результаты расчета нормативного количества долот приведены в таблице 20.

Таблица 20 – Нормативное количество долот

Количество метров в интервале Н, м	Нормативная проходка на до- лото в данном интервале П, м	<i>n</i>
40	590	0,07
710	1670	0,42
1990	1390	1,43
Итого на скважину		1,92

Итак, опираясь на нормативные данные региона, был произведен расчет нормативного времени на механическое бурение.

4.3 Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

Целью раздела является, рассмотрение составляющих процесса СПО и расчет затрат времени на их выполнение.

Данные нормы включают время на выполнение следующих работ:

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

ключами.

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

Расчет производится по формуле:

$$T_{\text{СПО}} = \Pi \cdot n_{\text{СПО}}, \quad (20)$$

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

Π – длина интервала, м

Результаты расчета времени на спускоподъемные операции и исходные данные приведены в таблице 21.

Таблица 21 – расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

Исходные данные из нормативной карты				Исходные данные из сборника УНВ на СПО				Расчет нормативного времени на СПО, ч
интервалы бурения	интервал бурения, м	размер долота, мм	норма проходки на долото, м	номер таблицы	номер графы	интервал бурения, м	норма времени, ч/м	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Направление	0-40	393,7	590	11	24	0-40	0,0121	0,48
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Кондуктор	40-750	295,3	1670	12	32	40-100	0,0122	0,73
						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
						700-750	0,0159	0,795
Итого:								10,36
Эксплуатационная	750-2700	215,9	1390	12	32	750-900	0,0160	2,4
						900-1000	0,0166	1,66
						1000-1100	0,0177	1,67
						1100-1200	0,0188	1,78
						1200-1300	0,0190	1,90
						1300-1400	0,0193	1,93
						1400-1500	0,0199	1,99
						1500-1600	0,0210	2,10
						1600-1700	0,0230	2,30
						1700-1800	0,0233	2,33
						1800-1900	0,0240	2,40
						1900-2000	0,0246	2,46
						2000-2100	0,0249	2,49
						2100-2200	0,0252	2,52
						2200-2300	0,0255	2,55
						2300-2400	0,0256	2,56
						2400-2500	0,0258	2,58
						2500-2600	0,0260	2,6
						2600-2700	0,0262	2,62
Итого:								42,84
Итого:								53,68

Таким образом, в разделе было подсчитано время затрачиваемое на СПО.

4.4 Расчет нормативного времени на сопутствующие и вспомогательные операции

Цель раздела: расчет нормативного времени на сопутствующие и вспомогательные операции при бурении и креплении скважины.

Норма времени на установку одного центрирующего фонаря в сборе, определяемая на основе фактических данных о работе буровых бригад составляет 1 мин. Нормативное время составит: направление: $5 \cdot 1 = 5$ мин; кондуктор: $21 \cdot 1 = 21$ мин; эксплуатационная колонна: $66 \cdot 1 = 66$ мин.

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 - 4 ч, кондуктора - 10 ч, эксплуатационной колонны - 22 ч.

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

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

Разбуривание цементной пробки предусматривается после цементирован-
ния направления, кондуктора. Норма времени на выполнение следующей опера-
ции складывается из времени следующих работ:

Отвертывание долота - 7 минут.

Спуск бурильных свечей:

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

$$L_c = L_k - L_n, \quad (21)$$

где L_k – глубина кондуктора, м;

L_n – длина цементной пробки, м.

б) рассчитывается, длина неизменной части бурильного инструмента L_n ,
м квадрата (28 м), переводника с долотом (1 м).

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

$$L_T = L_c - L_n, \quad (22)$$

г) рассчитывается количество спускаемых свечей N по формуле:

$$N = L_T / l_c, \quad (23)$$

где l_c - длина одной свечи, м

д) по УНВ спуск одной свечи занимает 2 мин.

$$T_{\text{секции}} = N \cdot 2 + 5 \quad (24)$$

Норма времени для разбуривания цементной пробки по результатам рас-
чета:

1. Для направления:

$$T_{\text{напр.}} = 0,67 \cdot 2 + 5 = 6,34 \text{ мин};$$

2. Для кондуктора:

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

- Подготовительные и заключительные работы перед и после спуска зани-
мают 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:

$$\Sigma = 6,34 + 65 + 202 + 3 \cdot (7 + 17 + 42) = 471,34 \text{ мин} = 7,85 \text{ ч.}$$

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

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

Итак, в ходе работы был произведен расчет нормативной карты строительства скважины, результаты отображены в приложении К.

4.5 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 302,35 часов или 12,59 суток. Следовательно, надбавка времени на выполнение ремонтных работ составляет 6,6%.

Общее время на выполнение ремонтных работ определяется произведением:

$$302,35 \times 0,066 = 19,9 \text{ ч.}$$

Общее нормативное время проводки скважины составляет:

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

4.6 Сметная стоимость строительства скважины

Целью данного раздела является определение проектной стоимости строительства скважины.

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

$$T_{пр} = T_n \cdot k, \quad (25)$$

где T_n , – проектная продолжительность строительства скважины, ч;

k – поправочный коэффициент.

Проектная продолжительность бурения и крепления скважины представлена в таблице 22.

Таблица 22 – Продолжительность бурения и крепления скважины

Вид работ	Продолжительность		
	нормативная, ч	проектная	
		ч	сут.
Бурение:			
направление	2,55	2,78	0,115
кондуктор	45,64	49,74	2,07
эксплуатационная колонна	202,2	220,398	9,18
Крепление:			
направление	3,56	3,88	0,16
кондуктор	16,0	17,44	0,73
эксплуатационная колонна	32,4	35,32	1,47
Итого:	302,35	329,558	13,72

Таким образом был произведен сметный расчет бурения и крепления скважины и отображен в приложении Л.

4.7 Расчет технико-экономических показателей

Целью раздела обозначим расчет различных технико-экономических показателей.

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

а) механическая скорость V_M , м/ч:

$$V_M = H/T_M, \quad (26)$$

где H – глубина скважины, м;

T_M – время механического бурения, ч.

б) рейсовая скорость V_p , м/ч:

$$V_p = H / (T_M + T_{\text{спо}}), \quad (27)$$

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

в) коммерческая скорость V_K , м/ч:

$$V_K = (H \cdot 720) / T_H, \quad (28)$$

где T_H – нормативная продолжительность бурения скважин, ч.

г) проходка на долото h_d , м:

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

где n – количество долот.

Себестоимость одного метра строительства скважины:

$$C_{\text{см}} = (C_{\text{см}} - \Pi_H) / H, \quad (30)$$

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

Π_H – плановые накопления, руб.

Расчет нормативных технико-экономических показателей бурения скважины представлен в таблице 23.

Таблица 23 – Нормативные технико-экономические показатели бурения скважины

Показатели	Величина
глубина скважины, м	2700
продолжительность бурения, сут.	11,36
механическая скорость, м/ч	17,01
рейсовая скорость, м/ч	12,71
коммерческая скорость, м/ст.-мес.	7763
проходка на долото, м	1406
стоимость одного метра	54638

Вывод по разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

1. Общее время механического бурения составит 250,32 часов или 10,43 суток. При расчете нормативной продолжительности строительства скважины с учетом всех видов работ, было рассчитано что на реализацию данного проекта необходимо 12,59 суток.

2. В ходе проведения планирования и подсчета сметной стоимости строительства проектируемой скважины общее время проводки скважины от начала забуривания до процесса заканчивания составит 329,28 часов или 13,72 дней с учетом всех видов работ. Общая величина затрат на выполнение данного проекта составит 147524237 рублей.

3. Благодаря выбору современных буровых долот типа PDC, а также винтовых забойных двигателей с оптимальной заходностью и других усовершенствованных технологий бурения и крепления скважины были достигнуты следующие технико-экономические показатели:

- механическая скорость 17,01 м/ч;
- рейсовая скорость 12,71 м/ч;
- коммерческая скорость 7763 м/ст.-мес.;
- стоимость одного метра бурения 54638 рублей.

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

С развитием технологий в сфере бурения предполагается увеличение объемов производства, рост потребления веществ и энергии. Растут риски пагубного воздействия на окружающую среду. Ввиду этого, обеспечение безопасности условий труда человека и нанесение меньшего вреда окружающей среде является важнейшей задачей предприятия. Работодатель должен знать и соблюдать законодательство в области социальной ответственности, что позволит минимизировать негативное воздействие производства.

В данном разделе выпускной квалификационной работы рассматриваются такие вопросы как: правовые и организационные мероприятия обеспечения безопасности; производственная безопасность; экологическая безопасность; безопасность ЧС.

Основной целью является выявление возможных вредных и опасных факторов на производстве, анализ воздействия предполагаемых источников загрязнения на окружающую среду, возникающих в результате реализации проекта на строительство скважины, а так же обоснование различных мероприятий по предотвращению проблемных ситуаций.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

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

К выполнению буровых работ допускаются лица, возраст которых соответствует установленному законодательством, прошедшие медицинский осмотр в установленном порядке и не имеющие противопоказаний к выполнению данного вида работ, имеющие соответствующую квалификацию и допущенные к самостоятельной работе в установленном порядке. Каждый рабочий должен быть проинструктирован по безопасности труда. Работники в зависимости от условий работы и принятой технологии производства должны быть обеспечены соответ-

ствующими средствами индивидуальной и коллективной защиты. Каждый участок, место, где обслуживающий персонал находится постоянно, необходимо оборудовать круглосуточной телефонной (радиотелефонной) связью с диспетчерским пунктом или руководством участка данного объекта. На рабочих местах, а также в местах, где возможно воздействие на человека вредных и (или) опасных производственных факторов, должны быть размещены предупредительные знаки и надписи. При возникновении несчастного случая пострадавший или очевидец немедленно должен сообщить непосредственному руководителю работ, который обязан организовать первую помощь пострадавшему и его доставку в медицинский пункт, а также сообщить о случившемся руководителю подразделения.

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

За выполнение тяжелых работ, работ с вредными или опасными условиями труда предусмотрены такие компенсационные доплаты и надбавки, как: до 12% тарифной ставки (оклада) за нахождение на рабочем месте с вредными условиями труда не менее 50% рабочего времени (лаборант химического анализа); за каждый час ночной работы - 40% часовой тарифной ставки (оклада); за работу в выходной и нерабочий праздничный день оплата производится в двойном размере.

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

5.2 Производственная безопасность

5.2.1 Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения

1. Пожаровзрывобезопасность

По классификации пожароопасных зон площадка изысканий относится к категории II-III (расположенные вне помещения зоны, в которых обращаются горючие жидкости с температурой вспышки выше 61°C или твердые горючие вещества). Причиной пожаров на производстве могут являться: причины электрического характера (замыкания, перегрев проводов); открытый огонь (сварочные работы, костры, курение, искры от автотранспорта и немедленного инструмента); удар молнии; разряд зарядов статического электричества [28].

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

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

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

Все инженерно-технические работники и рабочие, вновь принимаемые на работу, должны проходить первичный и вторичный противопожарный инструктаж. По окончании инструктажей проводится проверка знаний и навыков. Результаты проверки оформляются записью в «Журнал регистрации обучения видов инструктажа по технике безопасности» согласно ГОСТ 12.1.004-91 [28].

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

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

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

Все инженерно-технические работники и рабочие, вновь принимаемые на работу, должны проходить первичный и вторичный противопожарный инструктаж. По окончании инструктажей проводится проверка знаний и навыков. Результаты проверки оформляются записью в «Журнал регистрации обучения видов инструктажа по технике безопасности» согласно ГОСТ 12.1.004-91 [28].

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

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

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

При совмещении работ по одной вертикали нижерасположенные места должны быть оборудованы соответствующими защитными устройствами (настилами, сетками, козырьками), установленными на расстоянии не более 6 м по вертикали от нижерасположенного рабочего места. Внизу под местом производства работ определяются и ограждаются опасные зоны, опасные участки обозначаются плакатами, знаками безопасности для предупреждения появления в опасной зоне посторонних лиц [21].

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

3. *Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования*

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

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

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

- материалы конструкции производственного оборудования не должны оказывать опасное и вредное воздействие на организм;
- конструкция производственного оборудования и его отдельных частей должна исключать возможность их падения, опрокидывания и самопроизвольного смещения;
- конструкция производственного оборудования должна исключать падение или выбрасывание предметов (например, инструмента, заготовок, обработанных деталей, стружки), представляющих опасность для работающих;
- производственное оборудование должно быть пожаровзрывобезопасным;
- движущиеся части производственного оборудования, являющиеся возможным источником травмоопасности, должны быть ограждены или рас-

положены так, чтобы исключалась возможность прикасания к ним работающего или использованы другие средства, предотвращающие травмирование;

- элементы конструкции производственного оборудования не должны иметь острых углов, кромок и поверхностей с неровностями [23].

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

Согласно ГОСТ 12.2.062-81 все опасные зоны оборудуются ограждениями.

Согласно ГОСТ 12.4.026-2001 вывешиваются инструкции, и плакаты по технике безопасности, предупредительные надписи и знаки, а так же используются сигнальные цвета [29].

4. Острые кромки, заусенцы и шероховатость на поверхности инструментов

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

5. Электрический ток

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

Причинами поражения электрическим током могут быть: повреждение изоляции электропроводки, неисправное состояние электроустановок, случай-

ное прикосновение к токоведущим частям (находящимся под напряжением), отсутствие заземления и др. Поэтому работа на каротажных станциях требует помимо соответствующей квалификации персонала большого внимания и строгого соблюдения правил электробезопасности.

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

Во избежание электротравм следует проводить следующие мероприятия:

- ежедневно перед началом работы проверять наличие, исправность и комплектность диэлектрических защитных средств (диэлектрические перчатки, боты, резиновые коврики, изолирующие подставки);
- все технологические операции, выполняемые на приёмных и питающих линиях, должны проводиться по заранее установленной и утвержденной системе команд, сигнализации и связи.
- с целью предупреждения работающих об опасности поражения электрическим током широко используют плакаты и знаки безопасности [25].

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

5.2.2 Обоснование мероприятий по снижению взаимодействий

1. *Превышение уровней вибрации*

Вибрация – это механические колебания, оказывающие ощутимое влияние на человека. Источником вибрации является буровая установка и установка статического зондирования. К основным законодательным документам, регламентирующим вибрацию, относится ГОСТ 12.1.012-2004 [27].

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

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

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

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

Для борьбы с вибрацией машин и оборудования используют такие различные методы как, использование машин с меньшей виброактивностью; использование материалов и конструкций, препятствующих распространению вибрации и воздействию ее на человека; использование в качестве рабочих виброопасных профессий лиц, не имеющих медицинских противопоказаний, и обеспечение прохождения ими регулярных медицинских обследований; проведение послеремонтного и, при необходимости, периодического контроля виброактивных машин; индивидуальные средства защиты: виброобувь и виброрукавицы, вкладыши и прокладки из упругодемпфирующих материалов; коллективные средства защиты: амортизационные подушки в соединениях блоков, оснований, эластичные прокладки, виброизолирующие хомуты на напорных линиях буровых насосов [27].

2. Превышение уровней шума

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

Шум может создаваться работающим оборудованием (буровой установкой, установкой статического зондирования, установками воздуха, преобразователями напряжения). В результате исследований установлено, что шум ухудшает условия труда, оказывает вредное воздействие на организм человека. Действие

шума различно: затрудняет разборчивость речи, вызывает необратимые изменения в органах слуха человека, повышает утомляемость. Предельно допустимые значения, характеризующие шум, регламентируются в ГОСТ 12.1.003-2014 [26].

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

3. Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми

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

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

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

Основное профилактическое мероприятие – противоэнцефалитные прививки, которые создают у человека устойчивый иммунитет к вирусу на весь год,

обучение населения методам индивидуальной защиты человека от кровососущих насекомых и клещей, диких животных.

4. Недостаточная освещенность рабочей зоны

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

Нормы освещенности приведены в приложении Н.

5. Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны

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

- вести бурение скважины по без амбарной технологии;
- буровая установка оснащается поддоном для сбора буровых сточных вод, которые потом вместе с буровым раствором подлежат утилизации;
- площадка под буровую установку должна иметь лежнёвку с устройством дренажной системы;
- хранение запаса бурового раствора, ГСМ и нефтепродуктов должно осуществляться только в металлических ёмкостях.

5.3 Экологическая безопасность

Создание условий для улучшения экологической обстановки – процесс долгий, требует согласованности и последовательности действий.

1. Влияние на литосферу

В процессе освоения нефтяных и газовых месторождений наиболее активное воздействие на природную среду осуществляется в пределах территорий

самых месторождений, трасс линейных сооружений (в первую очередь магистральных трубопроводов), в ближайших населенных пунктах (городах, поселках). При этом происходит нарушение растительного, почвенного и снежного покровов, поверхностного стока, срезка микрорельефа.

Для сохранения качества почвы необходимо:

- использовать буровые растворы с малой фильтрацией, для предотвращения попадания фильтрата в почву;
- сократить до минимума попадание различных масел, дизельного топлива и нефти на землю. Для этого необходимо производить их транспортировку только в герметичных металлических емкостях;
- после сооружения всех скважин на кусте необходимо разровнять кустовое основание, закопать шламовые амбары, произвести рекультивацию поверхностного слоя почвы;
- необходимо исключить открытое фонтанирование для этого на устье должно устанавливаться противовыбросовое оборудование.

2. Влияние на гидросферу.

В процессе бурения происходит загрязнение подземных водоносных горизонтов производственными водами (буровой раствор, нефтепродукты, минеральные воды), бытовыми стоками. При вскрытии поглощающих горизонтов буровой раствор может поступить в водоносный горизонт, тем самым произойдет загрязнение водяного пласта.

С целью защиты гидросферы необходимо проводить следующие мероприятия:

- сооружение водоотводов, накопителей и отстойников;
- очистные сооружения для буровых стоков и бытовых стоков (канализационные устройства, септики);
- контроль за герметичностью амбара;
- предотвращение поступления бурового раствора в поглощающие горизонты;

- строго соблюдать разработанную конструкцию скважины, которая обеспечивает изоляцию водоносных горизонтов и перекрытие интервалов поглощения бурового раствора;
- создать по всей длине обсадной колонны прочное цементное кольцо с целью исключения перетоков пластовых вод из одного пласта в другой.

3. *Влияние на атмосферу*

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

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

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

5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Источник чрезвычайной ситуации – опасное техногенное происшествие, авария, катастрофа, опасное природное явление, стихийное бедствие, широко распространенная инфекционная болезнь людей, сельскохозяйственных животных и растений, в результате чего произошла или может возникнуть чрезвычайная ситуация [30].

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

Чрезвычайные ситуации могут быть классифицированы по значительному числу признаков:

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

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

Алгоритм действий при чрезвычайных ситуациях:

В зоне расположения проектируемого объекта и места производства лабораторных камеральных работ (Томская область) вероятность наступления чрезвычайных ситуаций природного или военного характера крайне мала. Наиболее вероятные ЧС техногенного характера связаны с пожароопасностью.

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

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

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

- немедленно сообщить об этом по телефону «01» в пожарную охрану;
- сообщить руководителю (генеральному директору, начальнику отдела, заведующему лаборатории и т.п.) или его заместителю о пожаре;
- принять меры по организации эвакуации людей;

- одновременно с эвакуацией людей, приступить к тушению пожара своими силами и имеющимися средствами пожаротушения (огнетушители, вода, песок и т.п.).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе был разработан проект на строительство разведочной вертикальной скважины глубиной 2700 метров на нефтяном месторождении Томской области.

Работа представлена четырьмя основными этапами проектирования: сбор геологических данных, расчет технологических данных, социальная ответственность работодателя и экономическая составляющая. Так же рассматривалась тема о современной технологической оснастке обсадных колонн.

В геологической части проекта представлены территориальные данные о месте выполнения работ; стратиграфическая и литологическая характеристика разреза; данные о продуктивных пластах: их количество, характеристика залегающей нефти, ориентировочный дебит. Так же рассмотрены вероятные зоны осложнения при бурении, условия возникновения и пути их предупреждения.

Опираясь на первичные данные, были произведены расчеты и их обоснования в технологической части проекта: расчет конструкции скважины, выбор пародоразрушающих инструментов по интервалам бурения и других элементов низа бурильной колонны, обоснован выбор заканчивания скважины и способ цементирования, обозначен выбор бурового оборудования и буровой установки. В разделе о современной технологической оснастке обсадных колонн, были рассмотрены некоторые элементы оснастки, которые позволяют без отклонений произвести спуск и цементирование обсадных колонн.

Экономический раздел работы был рассчитан опираясь на данные технологических решений проекта и на данные нормативных карт ООО «Газпром-нефть-Восток». Рассчитана сметная стоимость и технико-экономические показатели.

В разделе социальной ответственности представлены правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности, исследования условий труда, влияние производства на экологическую безопасность, вероятные чрезвычайные ситуации техногенного характера, связанные с пожароопасностью.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Спутник буровика: Справочник / К.В. Иогансен. – М.: «Недра», 1986. - 199 с.
2. Техника и технология бурения нефтяных и газовых скважин: Учебник для ВУЗов / А.И. Булатов, Ю.М. Проселков, С.А. Шаманов. – М.: ООО «Недра – Бизнесцентр», 2003. - 1007 с.
3. Проектирование конструкции скважины: Методическое руководство / А.В. Ковалев. – Томск: ТПУ, 2017. – 19 с.
4. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: Методическое руководство / А.В. Епихин, А.В. Ковалев. – Томск: ТПУ, 2017. – 47 с.
5. Технологические жидкости: Методическое руководство / К.М. Минаев, А.В. Ковалев. – Томск: ТПУ, 2017. – 24 с.
6. Промывочные жидкости и тампонажные смеси: Учебник для вузов / Л.М. Ивачев. – М.: «Недра», 1987. - 242 с.
7. Заканчивание скважин: Учебное пособие для вузов / Ю.М. Басарыгин, А.И. Булатов, Ю.М. Проселков. - М.: ООО «Недра - Бизнесцентр», 2000. - 670 с.
8. Расчет наружных и внутренних избыточных давлений: Методическое руководство / А.В. Ковалев. – Томск: ТПУ, 2017. – 14 с.
9. Конструирование обсадной колонны по длине: Методическое руководство / А.В. Ковалев. – Томск: ТПУ, 2017. – 24 с.
10. Расчет и обоснование параметров цементирования эксплуатационной колонны: Методическое руководство / А.В. Ковалев. – Томск: ТПУ, 2017. – 8 с.
11. Оборудование для цементирования скважин [Электронный ресурс] / ООО «Южная нефтегазوماшиностроительная компания»; Электрон.дан. - Краснодар: Южная нефтегазوماшиностроительная компания, 2018. URL: <http://www.ungmk.ru>, свободный. Загл. с экрана. – Яз.рус. Дата обращения: 07.03.2018 г.
12. Перфорационные системы [Электронный ресурс] / ООО «Промперфоратор»; Электрон.дан. - Компания БВТ, 2018. URL: <http://www.bvt-s.ru> /, свободный. Загл. с экрана. – Яз.рус. Дата обращения: 14.03.2018 г.

13. Геофизический сервис и приборостроения [Электронный ресурс] / АО «Башнефтегеофизика»; Электрон.дан. - Уфа: Башнефтегеофизика, 2018. URL: <http://www.bngf.ru>, свобод. Загл. с экрана. – Яз.рус. Дата обращения: 15.03.2018 г.
14. Буровое нефтепромысловое оборудование [Электронный ресурс] / Группа компаний KASC; Электрон.дан. – Актобе: KASC, 2018. URL: <http://kasc.ru>, свободный. Загл. с экрана. – Яз.рус. Дата обращения: 25.03.2018 г.
15. Буровой инструмент [Электронный ресурс] / Компания «ВНИИБТ - Буровой инструмент»; Электрон.дан. – Пермь: ВНИИБТ, 2018. URL: <http://www.vniibt-bi.ru>, свободный. Загл. с экрана. – Яз.рус. Дата обращения: 01.03.2018 г.
16. Буровое оборудование [Электронный ресурс] / ООО НПП «БУРИНТЕХ»; Электрон.дан. – Уфа: Буринтех, 2018. URL: <http://burintekh.ru> свободный. Загл. с экрана. – Яз.рус. Дата обращения: 20.02.2018 г.
17. ПО «Бурсофтпроект» - инженерные расчёты строительства скважин: Методическое руководство / ООО "Бурсофтпроект". – Королев: 2017. – 76с.
18. Буровые долота Смит Битс. Новые технологии и решения: Информационный материал / Компания «Шлюмберже». – Красноярск, 2015. - 215с.
19. ПБ 08-624-03. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». Серия 08. Выпуск 19. - М.: Закрытое акционерное общество «Научно-технический центр исследований проблем промышленной безопасности», 2013. - 288 с.
20. РД 39-00147001-767-2000. Инструкция по креплению нефтяных и газовых скважин. – М., 2000. – 99с.
21. СП 131.1330.2012. Строительные нормы и правила. Строительная климатология. – М.: Изд-во стандартов, 2013. – 109с.
22. ГОСТ 12.0.003-2015. Система стандартов безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. – М.: ФГУП «Стандартинформ», 2016. – 16с.

23. ГОСТ 12.2.003-91. Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие требования безопасности. – М.: ФГУП «Стандартинформ», 2007. – 11с.
24. ГОСТ 12.1.005-88. Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. – М.: ФГУП «Стандартинформ», 2005. – 49с.
25. ГОСТ 12.1.038-82. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. – М., 1988. – 7с.
26. ГОСТ 12.1.003-2014. Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности. – М.: ФГУП «Стандартинформ», 2015. – 23с.
27. ГОСТ 12.1.012-90. Система стандартов безопасности труда. Вибрационная безопасность. Общие требования. – М.: ФГУП «Стандартинформ», 2006. – 31с.
28. ГОСТ 12.1.004-91. Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность. Общие требования. – М., 1996. – 83с.
29. ГОСТ 12.4.026-2015. Система стандартов безопасности труда. Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная. Назначение и правила применения. Общие технические требования и характеристики. Методы испытаний. – М.: ФГУП «Стандартинформ», 2015. – 81с.
30. ГОСТ Р 22.0.02-2016. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Термины и определения. – М.: ФГУП «Стандартинформ», 2015. – 7с.

Приложение А (Обязательное)

Геологические условия бурения скважины

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

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания (падения) пластов по подошве	Коэффициент кавернозности в интервале
от (верх)	до (низ)	название	индекс	угол, град	
1	2	3	4	5	6
0	30	Четвертичная система	Q	0	1,4
30	180	Некрасовская серия	P _{3nk}	0	1,3
180	230	Чеганская свита	P _{3cg}	0	1,3
230	420	Люлинворская свита	P _{2ll}	0	1,3
420	450	Талицкая свита	P _{2tl}	0	1,3
450	600	Ганькинская свита	K _{2gn}	0	1,4
600	645	Славгородская свита	K _{2sl}	0	1,4
645	742	Ипатовская свита	K _{2ip}	0	1,4
742	762	Кузнецовская свита	K _{2kz}	0÷1	1,4
762	1647	Покурская свита	K _{1-2pk}	0÷1	1,4
1647	2253	Киялинская свита	K _{1kis}	0÷1	1,4
2253	2327	Тарская свита	K _{1tr}	0÷2	1,2
2327	2627	Куломзинская свита	K _{1klm}	0÷2	1,2
2627	2655	Баженовская свита	J _{3bg}	0÷2	1,2
2655	2736	Васюганская свита	J _{3vs}	0÷2	1,2

Таблица А.2 - Литологическая характеристики разреза скважины

Индекс страти- графичес- кого подраз- деления	Интервал, м		Горная порода		Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.п.)
	от (верх)	до (пиз)	краткое название	% в интер- вале	
1	2	3	4	5	6
Q	0	30	суглинки глины	50 50	почвенно-растительный слой; серые глины, иногда алевролитистые, суглинки буровато-серые, пески мелко- среднезернистые;
P _{3nk}	30	180	пески глины алевриты	60 30 10	переслаивание песков серых, желтовато-серых, разномзернистых, иногда глинистых, алевритов и серых песчано-алевритистых глин;
P _{3cg}	180	230	глины пески	70 30	глины голубовато-зелёные с многочисленными прослоями песков серых, светло-серых;
P _{2ll}	230	420	глины	100	глины зеленовато-серые, жёлто-зелеными, плотные, жирные на ощупь, в нижней части опоковидными, с прослоями песков мелкозернистых, кварцев-полевошпатовых и слабых песчаников;
P _{1tl}	420	450	глины алевролиты	90 10	глины тёмно-серые, вязкие, жирные на ощупь, с линзами песков и слабых песчаников мелкозернистых, с включением пирита;
K _{2gn}	450	600	глины пески	90 10	глины зеленоватые, известковистые с прослоями песчаников и песков; остатки фауны белемнитов, аммонитов, пелеципод и гастропод;
K _{2sl}	600	645	глины пески	90 10	глины серые с прослоями тонкозернистых песков;
K _{2ip}	645	742	пески песчаники глины	50 30 20	переслаивание песков и слабосцементированных песчаников, иногда глауконтовых и глин серых, алевритистых, иногда опоковидных;
K _{2kz}	742	762	глины	100	глины серые, тёмно-серые, участками известковые, листоватые, тонко-полосчатые, с линзами алеролитов;

Продолжение таблицы А.2

1	2	3	4	5	6
K _{1-2pk}	762	1647	песчаники алевролиты глины	50 30 20	чередование песчаников мелкозернистых, иногда известковистых, серых, алевролитов серых, слюдистых и глин серых, комковатых, с зернами скольжения, по разрезу – включения углистого детрита;
K _{1kis}	1647	2253	глины песчаники алевролиты	50 40 10	чередование глин буровато-серых, сургучно-коричневых, комковатых, песчаников серых, мелко-среднезернистых, иногда известковистые, крепкие; алевролиты серые, крепкие, по всему разрезу – обугленный растительный детрит;
K _{1tr}	2253	2327	песчаники аргиллиты алевролиты	70 15 15	песчанки мелко-среднезернистые, косослоистые, различной крепости; пропластки алевролитов серых, плотных; аргиллитов серых, тонко-плитчатых, плотных
K _{1klm}	2327	2627	аргиллиты алевролиты песчаники	60 20 20	аргиллиты серые, участками слоистые, крепкие, алевролитистые, слюдистые; песчаники серые, мелкозернистые, участками слоистые, известковистые; алевролиты серые, разномзернистые, крепкие, с обуглившимися растительными остатками;
J _{3bg}	2627	2655	аргиллиты	100	аргиллиты тёмно-серые до чёрных, битуминозные, плитчатые;
J _{3vs}	2655	2736	песчаники аргиллиты алевролиты	45 45 10	песчаники разномзернистые, от слабо- до крепкоцементированных, разной степени сортировки, слюдистые; аргиллиты тёмно-серые, иногда плитчатые, крепки; алевролиты серые, крепки;

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

Индекс	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность, г/см ³	Пористость, %	Проницаемость, мдарси	Глинистость, %	Карбонатность, %	Твёрдость, кг/мм ²	Расслоенность породы	Абразивность	Категория породы (мягкая, средняя и т.д.)
	от	до										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Q	0	30	суглинки глины	2,3 2,2	35 10	0 0	80 100	0 0	- 10	1 5	10 4	Мягкая Мягкая
P _{3nk}	30	180	пески глины алевриты	2,1 2,3 2,3	25 10 30	1000 0 30	30-40 80 20	0 0 0	15 - 10	1 2 5	4 4 10	Мягкая Мягкая Мягкая
P _{3cg}	180	230	глины пески	2,2 2,0	10 25-30	0 1000	100 20	0 0	10 -	2 5	4 10	Мягкая Мягкая
P _{2ll}	230	420	глины	2,2	10	0	100	0	40	2	4	Мягкая
P _{2tl}	420	450	глины алевролиты	2,2 2,3	10 15	0 20-30	100 30-40	0 0	35 150	1 5	4 10	Мягкая Средняя
K _{2gn}	450	600	глины пески	2,2 2,1	20 18-25	0 0	90-100 10-20	0-10 0-3	30 -	1 1	4 10	Мягкая Мягкая
K _{2sl}	600	645	глины пески	2,2 2,1	18-20 16	0 10-15	90-100 5-20	0-10 0-3	25 -	1 1	4 10	Мягкая
K _{2ip}	645	742	глины песчаники пески	2,2 2,2 2,1	16-18 16-22 18-25	0 10-500 1000-2000	90-100 5-20 5-20	0-10 0 0-3	25 130 -	1 1 1	4 10 10	Мягкая Средняя Мягкая
K _{2kz}	742	762	глины	2,2	10	0	90-100	0-5	35	2	4	Мягкая
K _{1-2pk}	762	1647	песчаники глины алевролиты	2,2 2,1 2,3	22 16 16-18	0 0 15	20 100 30	3 3 3	135 30 60	5 5 2,5	10 4 6	Средняя Мягкая Средняя

Продолжение таблицы А.3

K _{1kis}	1647	2253	глины	2,4	10	0	100	3	28	1	4	Средняя
			алевролиты	2,4	14-16	0-10	20-30	3	60	1	6	Средняя
			песчаники	2,2	22	10-900	20	3	150	1	10	Твёрдая
K _{1tr}	2253	2327	песчаники	2,2	16-22	20-900	20	5	100	3,5	10	Средняя
			аргиллиты	2,4	2	0	80	10	95	1	4	Средняя
			алевролиты	2,3	15	10	10-30	5	140	3	6	Твёрдая
K _{1klm}	2327	2627	аргиллиты	2,4	2	0	80	10	95	3	4	Средняя
			алевролиты	2,3	15	10	40-60	5	140	3	6	Твёрдая
			песчаники	2,2	16-20	10-200	20-50	10	100	3,5	10	Средняя
J _{3bg}	2627	2655	аргиллиты	2,4	2	0	90-100	8	95	3	6	Средняя
J _{3vs}	2655	2736	песчаники	2,3	15	10-100	20-30	0-5	230	2,5	10	Твёрдая
			алевролиты	2,3	5-10	0-10	30-40	0-5	140	2,5	6	Твёрдая
			аргиллиты	2,4	2	0	60-80	0-3	95	2,5	6	Твёрдая

Таблица А.4 - Прогноз давлений и температур по разрезу скважины

Индекс	Интервал, м		Градиент давления												Температура в конце интервала	
	от	до	Пластового			Порового			Гидроразрыва пород			Горного			градус	источник
			кгс/см ² на м		ис-точ-ник	кгс/см ² на м		ис-точ-ник	кгс/см ² на м		ис-точ-ник					
			от	до		от	до		от	до		от	до			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Q	0	30	0,100	0,100	ПГФ		0,100	ПГФ	0,200	0,200	ПГФ	-	0,230	ПГФ	6	ПГФ
P _{3nk}	30	180	0,100	0,100	ПГФ	0,100	0,100	ПГФ	0,200	0,200	ПГФ	0,230	0,230	ПГФ	6	ПГФ
P _{3cg}	180	230	0,100	0,100	ПГФ	0,100	0,100	ПГФ	0,200	0,200	ПГФ	0,230	0,230	ПГФ	10	ПГФ
P _{2ll}	230	420	0,100	0,100	ПГФ	0,100	0,100	ПГФ	0,200	0,200	ПГФ	0,230	0,230	ПГФ	15	ПГФ
P _{2tl}	420	450	0,100	0,100	ПГФ	0,100	0,100	ПГФ	0,200	0,200	ПГФ	0,230	0,230	ПГФ	16	ПГФ
K _{2gn}	450	600	0,100	0,100	ПГФ	0,100	0,100	ПГФ	0,200	0,200	ПГФ	0,230	0,230	ПГФ	19	ПГФ
K _{2sl}	600	645	0,100	0,100	ПГФ	0,100	0,100	ПГФ	0,180	0,180	ПГФ	0,230	0,230	ПГФ	22	ПГФ
K _{2ip}	645	742	0,100	0,100	ПГФ	0,100	0,100	ПГФ	0,180	0,180	ПГФ	0,230	0,230	ПГФ	26	ПГФ
K _{2kz}	742	762	0,100	0,100	ПГФ	0,100	0,100	ПГФ	0,180	0,180	ПГФ	0,230	0,230	ПГФ	27	ПГФ
K _{1-2pk}	762	1647	0,101	0,101	ПГФ	0,100	0,101	ПГФ	0,180	0,180	ПГФ	0,230	0,230	ПГФ	51	ПГФ
K _{1kis}	1647	2253	0,101	0,101	РФЗ	0,101	0,101	ПГФ	0,180	0,180	ПГФ	0,230	0,230	ПГФ	70	РФЗ
K _{1tr}	2253	2327	0,101	0,101	РФЗ	0,101	0,101	ПГФ	0,170	0,170	ПГФ	0,230	0,230	ПГФ	72	РФЗ
K _{1klm}	2327	2627	0,102	0,102	РФЗ	0,102	0,102	ПГФ	0,170	0,170	ПГФ	0,230	0,230	ПГФ	74	РФЗ
J _{3bg}	2627	2655	0,102	0,102	РФЗ	0,102	0,102	ПГФ	0,170	0,170	ПГФ	0,230	0,230	ПГФ	79	РФЗ
J _{3vs}	2655	2736	0,102	0,102	РФЗ	0,102	0,102	ПГФ	0,170	0,170	ПГФ	0,230	0,230	ПГФ	85	РФЗ

Приложение Б
(Обязательное)

Нефтегазоводоносность по разрезу скважины

Таблица Б.1 - Нефтегазоводоносность по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал		Тип коллектора	Плотность, кг/м ³	Свободный дебит, м ³ /сут	Газовый фактор (для нефтяных пластов), м ³ /м ³	Относится ли к источникам водоснабжения, краткая характеристика химического состава (для водяных горизонтов)
	от	до					
1	2	3	4	5	6	7	8
Нефтеносность							
K ₁ (Б ₁ ¹ Б ₁ ²)	2290	2300	поровый	770	21	до 25	-
J _{3vs} (Ю ₁)	2655	2680	поровый	760	90	50	-
Водоносность							
Q-P ₃	0	230	поровый	1000	-	-	Да. Минерализ. 0,3 г/л
K ₁₋₂	762	1647	поровый	1010	300	-	Нет. Минерализ. 13 г/л
K ₁	1647	2627	поровый	1011	10-100	-	Нет. Минерализ. 26 г/л
J ₃	2627	2660	поровый	1019	10-50	-	Нет. Минерализ. 33 г/л

Приложение В (Обязательное)

Возможные осложнения по разрезу скважины

Таблица В.1 - Возможные осложнения по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Прогнозируемые интервалы по вертикали, м		Тип осложнения	Характеристика и условия возникновения
	от	до		
1	2	3	4	5
Q-P1-3	0	450	Поглощения	Интенсивность – 0,5-1 м ³ /час. Потери циркуляции нет. Возникает при повышении плотности, вязкости, СНС бурового раствора над проектными значениями, недопустимо высокие скорости спуска инструмента, репрессия на пласт более 10% гидростатического давления
K1-2pk	762	1647	Поглощения	Интенсивность – 1 м ³ /час. Потери циркуляции нет. Возникает при повышении плотности, вязкости, СНС бурового раствора над проектными значениями, недопустимо высокие скорости спуска инструмента, репрессия на пласт более 10% гидростатического давления
Q – P1-3	0	450	Осыпи и обвалы	Время до начала осложнения < 1сут. Возникает при повышенной водоотдаче, неудовлетворительной ингибирующей способности раствора по отношению к глинистым породам
K1-2	450	1647	Осыпи и обвалы	Время до начала осложнения < 1сут. Возникает при повышенной водоотдаче, неудовлетворительной ингибирующей способности раствора по отношению к глинистым породам
K1-2	762	1647	Водопроявления	Несоблюдение параметров бурового раствора и скорости спуско-подъемных операций
K1	1647	2627	Водонефтепроявления	Несоблюдение параметров бурового раствора и скорости спуско-подъемных операций

Продолжение таблицы В.1

J3– J1-2	2655	2660	Нефтеводопроявления	Несоблюдение параметров бурового раствора и скорости спуско-подъёмных операций
Q – P ₁₋₃	0	450	Прихватоопасность	Отклонение параметров бурового раствора от проектных, неудовлетворительная очистка от выбуренной породы, несоблюдение регламентов по предупреждению аварий, оставление инструмента без движения
K ₂ – K ₁₋₂	450	1647	Прихватоопасность	Отклонение параметров бурового раствора от проектных, неудовлетворительная очистка от выбуренной породы, несоблюдение регламентов по предупреждению аварий, оставление инструмента без движения
K _{1tr}	2253	2327	Прихватоопасность	Отклонение параметров бурового раствора от проектных, неудовлетворительная очистка от выбуренной породы, несоблюдение регламентов по предупреждению аварий, оставление инструмента без движения более 5 мин.

Приложение Г
(Обязательное)

Диаметры скважины и обсадных колонн

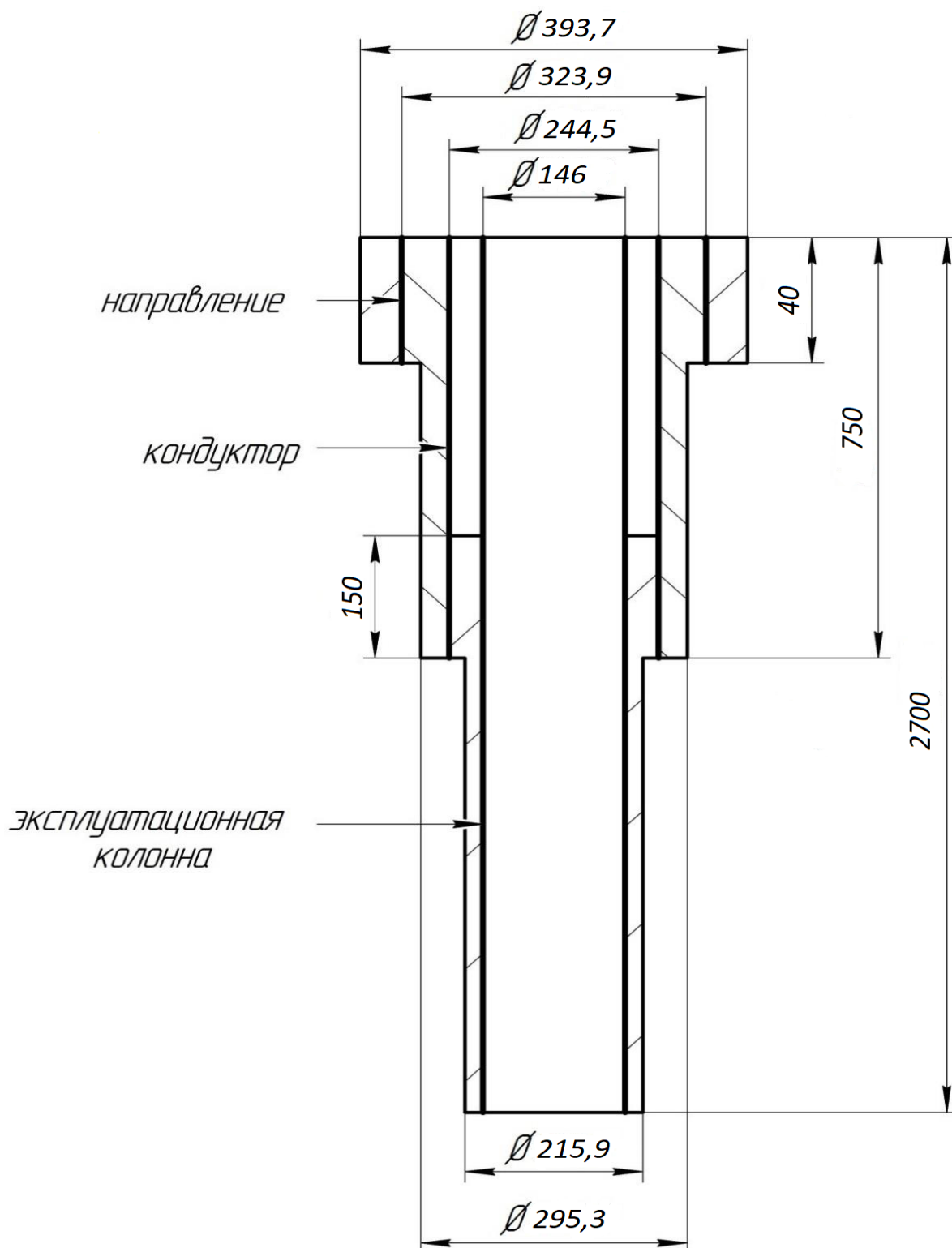


Рисунок Г - Конструкция скважины

Приложение Д
(Обязательное)

Выбор породоразрушающего инструмента

Таблица Д.1 – Характеристики буровых долот по интервалам бурения

Интервал		0-40	40-750	750-2700
Шифр долота		393,7 М-ЦВ	БИТ 295,3 B516 UCM.08	БИТ 215,9 ВТ 613
Тип долота		шарошечное	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		393,7	295,3	215,9
Тип горных пород		М	М, М-С	Т
Присоединитель- ная резьба	ГОСТ	3-171	3-152	3-117
	API	7-5/8" Reg	6-5/8" Reg	4-1/2 Reg
Длина, м		0,5	0,4	0,37
Масса, кг		190	80	50
G, тс	рекомендуемая	18	9	7
	предельная	23	15	10
n, об/мин	рекомендуемая	145-160	145-180	60-250
	предельная	160	180	250

Приложение Д.2 (Обязательное)

Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

Таблица Д.2.1 – КНБК для бурения секции под направления (0-40 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соеди- нения (низ)	Вес, кг
					Резьба (верх)	Тип соеди- нения (верх)	
1	Долото 393,7 М- ЦВ	0,5	393,7	-	-	-	190
					3-171	Муфта	
2	УБТ 203х100 Д	24	203	100	3-171	Нипель	5120
					3-171	Муфта	
3	Рабочий перевод- ник ПЗ – 147/171	0,4	203	100	3-171	Ниппель	40
					3-147	Муфта	
4	ВБТС-140	28	203	100	3-147	Ниппель	2400
					3-152Л	Муфта	
Суммарный вес							7850

Таблица Д.2.2 – КНБК для бурения секции под кондуктор (40-750 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Вес, кг
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
1	Долото БИТ 295,3 В516 УСМ.08	0,5	295,3	-	-	-	80
					3-152	Ниппель	
2	Калибратор 2К295,3МС	1	295,3	100	3-152	Муфта	250
					3-152	Муфта	
3	Переводник ПЗ – 152/171	0,5	203	100	3-152 3-152	Ниппель Ниппель	40
4	ВЗД Д-240.7/8	9	240	-	3-152	Муфта	1900
					3-171	Муфта	
5	Обратный клапан КО-240	0,630	225	34	3-171	Ниппель	42
					3-171	Муфта	
6	Переливной клапан КП-240	0,5	225	50	3-171	Ниппель	50
					3-171	Муфта	
7	УБТ 203х100 Д	48	203	100	3-171	Ниппель	10240
					3-171	Муфта	

Продолжение таблицы Д.2.2

8	Переводник ПЗ – 133/171	0,5	203	100	3-171	Ниппель	61
					3-133	Муфта	
9	ЯГ-195	2,70	195	78	3-133	Ниппель	6408
					3-133	Муфта	
10	ТБПК 127х9,2 Д	663,52	127	95,6	3-133	Ниппель	17122
					3-133	Муфта	
11	Рабочий перевод- ник ПЗ – 147/133	0,5	178	95	3-133	Ниппель	52
					3-133	Муфта	
12	Шаровый кран КШЦ-178	0,45	178	70	3-133	Ниппель	44
					3-147	Муфта	
13	ВБТС-140	28	-	100	3-147	Ниппель	2400
					3-152Л	Муфта	
Суммарный вес, кг							34934

Таблица Д.2.3 – КНБК для бурения секции под эксплуатационную колонну (750-2730 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соеди- нения (низ)	Вес, кг
					Резьба (верх)	Тип соеди- нения (верх)	
1	Долото БИТ 215,9 ВТ 613	0,37	215,9	-	-	-	50
					3-117	Ниппель	
2	ВЗД Д5-172М	6,26	172	-	3-117	Муфта	770
					3-147	Муфта	
3	Обратный клапан КОБ-172	0,92	178	50	3-147	Ниппель	53
					3-147	Муфта	
4	Переливной клапан КП-172	0,52	172	100	3-147	Ниппель	46
					3-147	Муфта	
5	Переводник ПЗ – 133/147	0,53	178	40	3-147	Ниппель	98
					3-133	Муфта	
6	Калибратор КЛС-215,9 СТ-1	0,9	215,9	70	3-133	Ниппель	170
					3-133	Муфта	
7	Переводник ПЗ – 147/133	0,53	178	95	3-133	Ниппель	44
					3-147	Муфта	
8	УБТ 178х80 Д	76,5	178	80	3-147	Ниппель	3978
					3-147	Муфта	
9	ЯГ-165	2,4	165	50	3-147	Ниппель	300
					3-147	Муфта	
10	Переводник ПЗ – 133/147	0,53	178	100	3-147	Ниппель	46
					3-133	Муфта	

Продолжение таблицы Д.2.3

11	Калибратор КЛС-215,9 СТ-1	0,9	215,9	70	3-133	Ниппель	170
					3-133	Муфта	
12	Переводник ПЗ – 147/133	0,53	178	95	3-133	Ниппель	44
					3-147	Муфта	
13	УБТ 178х80 Д	76,5	178	80	3-147	Ниппель	3978
					3-147	Муфта	
14	Переводник ПЗ – 133/147	0,53	178	100	3-147	Ниппель	46,1
					3-133	Муфта	
15	ТБПК 127х9,2 Д	2635,07	127	95,3	3-133	Ниппель	70380
					3-133	Муфта	
16	Рабочий пере- водник ПЗ – 147/133	0,52	178	95	3-133	Ниппель	44
					3-147	Муфта	
17	Шаровый кран КШЦ-178	0,46	178	70	3-147	Ниппель	40
					3-147	Муфта	
18	ВБТС-140	28	-	100	3-147	Ниппель	2400
					3-152Л	Муфта	
Суммарный вес, кг							82657,8

Таблица Д.2.4 - КНБК для отбора керна (2655-2680м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диа- метр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соеди- нения (низ)	Вес, кг
					Резьба (верх)	Тип соеди- нения (верх)	
1	У8-215,9/100 SCD-3Т	0,3	215,9	100	-	-	20
					3-150	Муфта	
2	Керноотбор- ный снаряд СК-172/100РС	15,5	172	100	3-150	Ниппель	1680
					3-117	Муфта	
3	Переводник ПЗ – 117/117	0,4	172	80	3-117	Ниппель	25
					3-117	Ниппель	
4	ВЗД ДГР1- 172.7/8.56	8,74	172	-	3-117	Муфта	1162
					3-147	Муфта	
5	Переливной клапан КП-172	0,55	172	50	3-147	Ниппель	53
					3-147	Муфта	
6	Обратный кла- пан КОБ-172	0,92	178	40	3-147	Ниппель	98
					3-147	Муфта	
7	УБТ 178х80 Д	24	178	80	3-147	Ниппель	3744
						Муфта	

Продолжение таблицы Д.2.4

8	Переводник ПЗ – 133/147	0,5	178	100	3-147	Ниппель	51
					3-133	Муфта	
9	ТБПК 127х9,2 Д	2600,1	127	95,6	3-133	Ниппель	69422
					3-133	Муфта	
10	Рабочий пере- водник ПЗ – 147/133	0,52	178	95	3-133	Ниппель	44
					3-147	Муфта	
11	Шаровый кран КШЦ-178	0,46	178	70	3-147	Ниппель	40
					3-147	Муфта	
12	Ведущая труба ВБТС-140	28	-	100	3-147	Ниппель	2400
					3-152Л	Муфта	
Суммарный вес, кг							79947

Приложение Д.3 (Обязательное)

Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Таблица Д.3.1 - Параметры бурового раствора по интервалам бурения

Тип раствора	Интервал по стволу, м		Параметры бурового раствора							
	от	до	плотность, г/см ³	условная Вязкость, с	пластическая Вязкость, сПз	ДНС, дПа	СНС 10 сек / 10 мин, дПа	водоотдача, см ³ /30 мин	рН	содержание песка, %
бентонитовый	0	40	1,12	40	-	-	-	-	-	< 2
полимер-глинистый	40	750	1,14	40	12	80	20-60	6	9,5	< 1,5
полимер-глинистый	750	2655	1,18	30	15	70	20-60	8	9	< 1,5
KCL/полимерный (био-поли-мерный)	2655	2700	1,18	40	11	60	30-40	< 6	9	< 0,5

Таблица Д.3.2 – Описание компонентного состава бурового раствора по интервалам бурения

Тип раствора	Интервал по стволу, м		Компонентный состав бурового раствора
	от	до	
Бенто-нитовый	0	40	техническая вода, каустическая сода, Na ₂ CO ₃ , глинопоршок, НТФ
Полимер-глинистый	40	750	техническая вода, каустическая сода, Na ₂ CO ₃ , глинопоршок, полиакриламид, НТФ, ПАЦ НВ, ингибитор
Полимер-глинистый	750	2655	техническая вода, каустическая сода, Na ₂ CO ₃ , глинопоршок, полиакриламид, ПАЦ НВ, ПАЦ ВВ, ингибитор, смазывающая добавка, НТФ
KCL/полимерный (био-поли-мерный)	2655	2700	техническая вода, каустическая сода, Na ₂ CO ₃ , ксантановая камедь, KCL, крахмал, ингибитор, смазывающая добавка, карбонат кальция 5 мкр, карбонат кальция 50 мкр, карбонат кальция 150 мкр, бактерицид, пеногаситель

Таблица Д.3.3 – Потребное количество бурового раствора под интервал 0-2700 метров

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	6,81
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} =0,55
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} =4,4
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{спо} =0,2
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₁ = 28,5
Объем раствора к приготовлению:						V _{бр} =33,65
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						V _{перев1} =14,25
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	750	710	295,3	306,9	1,30	51,34
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} =6,8
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} =40,89
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{спо} =3,55
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₂ =137,91
Общая потребность бурового раствора на интервале:						V _{бр} =233,7
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						V _{перев1} =68,97
Объем раствора к приготовлению:						V ₂ =219,45
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						V _{перев2} =14,25
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					
750	2655	1905	215,9	225,9	1,33	99,74
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} =13,28
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} =60,26
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{спо} =9,55
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₃ =191,4
Общая потребность бурового раствора на интервале:						V _{бр} =266,23
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						V _{перев2} =68,97
Объем раствора к приготовлению:						V ₃ =204,26

Продолжение Таблицы Д.3.3

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					
2655	2700	1950	215,9	225,9	1,31	101,39
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} =13,78
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} =60,76
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{сно} =9,75
Объем раствора в конце бурения интервала						V _з =191,4
Общая потребность бурового раствора на интервале:						V _{бр} =276,23
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						V _{перевз} =0
Объем раствора к приготовлению:						V _{з'} =276,23

Таблица Д.3.4 – Потребное количество химических реагентов

Наименование материала	Упаковка (ед. изм.)	Интервал бурения									
		направление		кондуктор		эксплуатационная колонна		эксплуатацион-ная колонна (вскрытие)		итого	
		кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп
Каустическая сода	25 (мешок)	17,62	1	92,8	5	174,3	7	609,7	25	894,4	36
Кальцинированная сода (Na2CO3)	25 (мешок)	13,46	1	92,8	5	174,3	7	1035	42	1302,4	53
Глинопопрошок	1000 (мешок)	3878	4	15590	16	17431	18			36899	37
Барит	1000 (мешок)	8988	9	21715	22	40000	40			70703	71
Полиакриламид	25 (мешок)			92,8	5	348,63	14			441,43	19
ПАЦ НВ	25 (мешок)			556,8	23	1743	70			2299,8	93
DRILLING DETERGENT (ингибитор)	210 (бочка)			185,6	1	278,9	2	305	2	769,5	4
KCL	1000 (мешок)							9141	10	9141	10
НТФ	25 (мешок)	19,8	1	131,4	6	159,6	7			310,8	13
DEXTRID LT(крахмал)	25 (мешок)							4875	195	4875	195
ПАЦ ВВ	25(мешок)					1605	23			1605	23
Xantan GUM	25 (мешок)							87,5	4	87,5	4
BDF-612 (смазочная добавка)	220 (бочка)			2796	13	3588	18	5484	25	11868	57
Карбонат кальция 5 мкр	1000 (мешок)							17156	18	17156	18
Карбонат кальция 50 мкр	1000 (мешок)							33703	34	33703	34
Карбонат кальция 150 мкр	1000 (мешок)							17656	18	3656	18
MICROBIOSIDE(бактерецид)	20(канистра)							152,3	8	152,3	8
Пента 461(пеногаситель)	20(канистра)							152,3	8	152,3	8

Приложение Д.5
(Обязательное)

Гидравлическая программа промывки скважины

Таблица Д.5.1 – Гидравлические показатели промывки скважины

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с на см ² к.п.	Схема промывки	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность срабатываемая на долоте, л.с./дм ²
от (верх)	до (низ)					кол-во	диаметр		
Под кондуктор									
40	750	БУРЕНИЕ	0,654	0,079	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	12	80,2	3,01
Под эксплуатационную колонну									
750	2700	БУРЕНИЕ	0,979	0,084	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	13	90,2	4,19
Отбор керна									
2655	2680	ОТБОР КЕРНА	0,696	0,056	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	7	88,7	2,96

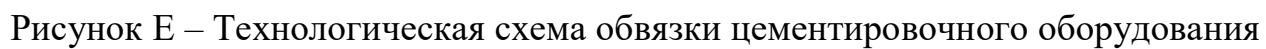
Таблица Д.5.2 – Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Количество	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
от (верх)	до (низ)				КПД	диаметр цилиндровых втулок, мм	допустимое давление, кгс/см ²	коэффициент наполнения	число двойных ходов в мин.	производительность, л/с	
40	750	КОНДУКТОР	УНБТ-1180	2	100	150	316,8	0,85	125	27,2	54,4
750	2700	БУРЕНИЕ	УНБТ-1180	1	100	150	275,4	1	125	30,6	30,6
2655	2680	ОТБОР КЕРНА	УНБТ-1180	1	100	150	316,8	0,85	112	24,37	24,37

Таблица Д.5.3 – Распределение потерь давлений в циркуляционной системе

Интервал по стволу, м		Вид техно- ло- гической опе- рации	Давление на сто- яке в конце ин- тервала, кгс/см ²	Потери давления (в кгс/см ²) для конца интервала в				
				элементах КНБК		бурильной колонне	кольцевом про- странстве	обвязке бу- ровой уста- новки
от (верх)	до (низ)			насадках долота	забойном двигателе			
40	750	БУРЕНИЕ	88,3	43,3	67,9	36,4	2,8	10
750	2700	БУРЕНИЕ	300,7	57,2	55,4	51,1	39,4	10,0
2655	2680	ОТБОР КЕРНА	314,9	45,9	93	38	38	7,3

Технологическая схема обвязки цементирующего оборудования



Приложение И

(Обязательное)

Организационная структура управления предприятия ООО «Газпромнефть-Восток»

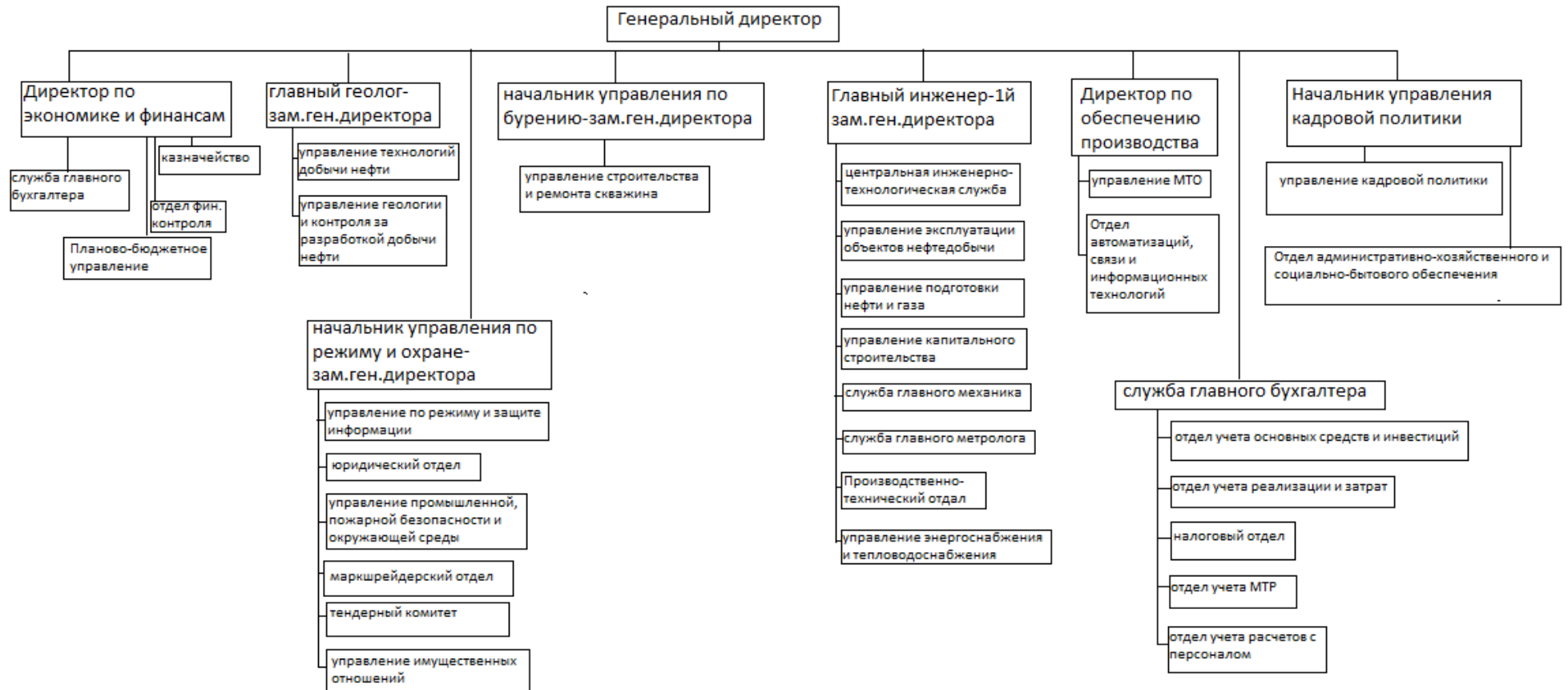


Рисунок И.1 – Организационная структура управления ООО «Газпромнефть-Восток»

Приложение К
(Обязательное)

Расчет нормативной продолжительности строительства скважины

Таблица К.1 – Нормативная карта разведочной вертикальной скважины глубиной 2700 метров на нефтяном 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	Долото 393,7 М-ЦВ	590	0,07	0-40	40	0,037	1,48	0,605	2,55
Бурение под кондуктор	БИТ 295,3 В516 УСМ.08	1670	0,42	40-750	710	0,042	29,82	11,04	45,64
Бурение под эксплуатационную колонну	БИТ 215,9 ВТ 613	1390	1,43	750-2700	1950	0,064	127,36	36,207	202,2
Всего			1,92		2490		158,66		250,39
Крепление:									
- направления									3,56
- кондуктора									16,0
- эксплуатационная									32,4

Продолжение таблицы К.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Установка центраторов									-
-направление									0,27
-кондуктор									0,81
- эксплуатационная ОЗЦ:			5						
-направление			21						4,0
-кондуктора			66						10,0
- эксплуатационной									22,0
Разбуривание цементной пробки (10 м):									
-направление									1,84
-кондуктор									2,12
Промывка скважины (1 цикл)				30-40					
-направление				740-750					0,01
-кондуктор									0,11
- эксплуатационная									0,50
Спуск и подъем при ГИС									5,89
Геофизические работы									25,0
Прочие вспомогательные работы, не учтенные в УНВ									7,65
Всего на бурение скважины (без учета норм времени на геофизические работы)									373,38
Ремонтные работы (3,3 %)									19,66
Общее время на скважину									409,607

Приложение Л
(Обязательное)

Сметная стоимость строительства скважины

Таблица Л.1 – Сметный расчет на бурение скважины

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

Продолжение таблицы Л.1

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

Продолжение таблицы Л.1

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

Продолжение таблицы Л.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Обратный клапан КОБ – 178	552,3	-	-	-	-	-	-		
Износ шурфа на 10 %, м	1,56	-	-	50	78	672	39	2409	3758,04
Транспортировка труб, т	4,91	-	-	3,4	16,69	22,2	109,002	42,7	209,657
Транспортировка долот, т	6,61	-	-	1	6,61	1	6,61	1	6,61
Транспортировка вахт, руб	738								
Итого по затратам зависящим от объема работ, без учета транспортировки вахт, руб		0		169,944		747,883		5187,779	
Всего затрат без учета транспортировки вахт, руб		8266,31		2520,14		13327,24		29788,05	
Всего по сметному расчету, руб		54639,74							

Таблица Л.2 – Сметный расчет на крепление скважины

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

Продолжение таблицы Л.2

1	2	3	4	5	6	7	8
Износ бурового инструмента к-т,сут	28,51	0,16	4,56	0,73	20,81	1,47	41,91
Износ ловильного инструмента при эксплуатационном бурении, сут	6,95	0,16	1,11	0,73	5,07	1,47	10,22
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважин, сут	1317	0,16	210,72	0,73	961,41	1,47	1935,99
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважины, сут	1368	0,16	205,2	0,73	998,64	1,47	2010,96
Материалы и запасные части в эксплуатационном бурении (4000<V<5500 м/ст.-мес), сут	419,4	0,16	62,91	0,73	306,16	1,47	616,52
Плата за подключенную мощность,сут	138,89	0,16	20,8335	0,73	101,39	1,47	204,17
Плата за эл/энергию при 2-х ставочном тарифе, сут	100,84	0,16	15,126	0,73	73,61	1,47	148,23
Автомобильный спец транспорт до 400 км, сут	100,4	0,16	15,06	0,73	73,29	1,47	147,59
Эксплуатация бульдозера, сут	18,4	0,16	2,76	0,73	13,43	1,47	27,05
Эксплуатация трактора, сут	33,92	0,16	5,088	0,73	24,76	1,47	49,86
Транспортировка оборудования устья скважины до 400 км, т	8,21	1,7	13,957	25	205,25	1,21	9,93
Башмак колонный БК-324, шт	85,5	1	85,5	-	-	-	-
Башмак колонный БК-245, шт	65	-	-	1	65	-	-
Башмак колонный БК-146, шт	45,5	-	-	-	-	1	45,5
Центратор ЦЦ-245/270, шт	25,4	-	-	16	406,4	-	-
Центратор ЦЦ-146/191-216, шт	18,7	-	-	-	-	50	935
ЦКОДМ-245, шт	113,1	-	-	1	113,1	-	-
ЦКОДМ-146, шт	105	-	-	-	-	1	105

Продолжение таблицы Л.2

1	2	3	4	5	6	7	8
Продавочная пробка ПРП-Ц-245, шт	59,15	-	-	1	59,15	-	-
Продавочная пробка ПРП-Ц-146, шт	30,12	-	-	-	-	1	30,12
Головка цементируочная ГЦУ-245	3320	-	-	1	3320	-	-
Головка цементируочная ГЦУ-146	2880	-	-	-	-	1	2880
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб		746,52		7203,26		10706,74	
Затраты зависящие от объема работ							
Обсадные трубы 324х9,5, м	37,21	50	1860,5	-	-	-	-
Обсадные трубы 245х8,9 м	28,53	-	-	800	22824	-	-
Обсадные трубы 146х7,7 м	25,41	-	-	-	-	80	2032,8
Обсадные трубы 146х7,0 м	23,67					10	236,7
Портландцемент тампонажный ПЦТ-I-50, т	26,84	2,79	74,8836	25,87	694,3508	-	-
Портландцемент тампонажный рас- твор ПЦТ-III-об(4)-100, т	29,95	-	-	-	-	4,38	131,181
Портландцемент тампонажный рас- твор ПЦТ-II-150, т	32	-	-	-	-	50	1600
Хлористый кальций, т	77,62	0,11	8,5382	1,03	79,9486	0,193	14,98066
Заливка колонны, тампонажный цех, агр/оп	145,99	2	291,98	3	437,97	5	729,95
Затворение цемента, тампонажный цех, т	6,01	2,79	16,7679	25,87	155,4787	54,8	329,348
Работа ЦСМ, тампонажный цех, ч	36,4	1	36,4	1,1	40,04	1,38	50,232
Опресовка колонны, тампонажный цех, агр/оп	87,59	1	87,59	2	175,18	2	175,18

Продолжение таблицы Л.2

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

Таблица Л.3 – Сводный сметный расчет

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

Продолжение таблицы Л.3

1	2
Итого по главе 7:	68292
Глава 8	
Плановые накопления на итог прямых затрат по главам 1-7 (8 % от суммы глав 1-7)	38776
Итого по главе 8:	38776
Глава 9	
Прочие работы и затраты:	
Выплата премий (4,6 % от суммы глав 1-8)	24080
Выплаты за работу в районах крайнего севера (2,9 % от суммы глав 1-8)	15181
Выплаты за подвижной характер работы (1,8 % от суммы глав 1-8)	9422
Лабораторные работы (0,15 % от суммы глав 3-4)	256
Топографо-геодезические работы	123
Скважины на воду	4771
Итого по главе 9:	53834
Итого по главам 1-9:	577316
Глава 10	
Авторский надзор (0,2 % от суммы глав 1-9)	1154
Итого по главе 10	1154
Глава 11	
Проектные и исследовательские работы	
Изыскательские работы	790
Проектные работы	3830
Итого по главе 11	4620
Глава 12	
Резерв средств на непредвиденные работы и затраты	
Резерв средств на непредвиденные работы и затраты (5 % от суммы глав 1-11)	29155
Итого по главе 12	29155
Итого по сводному сметному расчету	612245
Так как пересчет осуществлялся по расценкам 1985 года, необходимо учесть коэффициент удорожания затрат, равный 204,2	125020540
НДС 18%	22503697
Итого в ценах 2019 года с учетом коэффициента	147524237

Приложение М

(Обязательное)

Производственная безопасность

Приложение М – Основные опасные и вредные производственные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разра- ботка	Изго-	Экс-	
1.Повышенный уровень шума	+	+	+	ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ ГОСТ 12.2.003-91 ГОСТ 21752-76 ГОСТ 21753-76 ГОСТ EN 894-1-2012 ГОСТ Р ИСО 14738-2007 СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ ГОСТ 12.1.045-84 ССБТ ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ СанПиН 2.2.4.548–96 СанПиН 2.6.1.2523-09 СН 2.2.4/2.1.8.562–96 СН 2.2.4/2.1.8.566–96 СП 51.13330.2011 ГН 2.2.5.3532–18 ГН 2.2.5.2308 – 07 СанПиН 2.1.6.1032-01
2. Повышенный уровень вибрации	+	+	+	
3.Недостаточная освещенность ра- бочей зоны	+	+	+	
4.Отклонение показателей микро- климата на открытом воздухе	+	+	+	
5.Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования	+	+	+	
6.Пожаровзрывобезопасность,	+		+	
7.Электробезопасность	+		+	
8.Расположение рабочего места на значительной высоте относительно поверхности земли (пола)	+	+	+	

Приложение Н
(Обязательное)

Производственная безопасность

Приложение Н – Нормы освещенности на буровой установке

Рабочие места, подлежащие освещению	Места установки светильников	Норма освещённости, люкс
Роторный стол	На ногах вышки на высоте 4 м, под углом 45-50°. Над лебедкой на высоте 4 м под углом 25-30°	75
Щит КИП	Перед приборами	100
Полати верхового рабочего	На ногах вышки, на высоте не менее 2,5 м от пола полатей под углом не менее 50°	75
Путь талевого блока	На лестничных площадках, по высоте вышки, под углом не менее 64-70°	20
Кронблок	Над кронблоком	50
Приемный мост	На ногах вышки на высоте не менее 6 м	20
Редукторное помещение	На высоте не менее 3 м	30
Насосный блок- пусковые ящики	На высоте не менее 3 м	50
Насосный блок – насосы	На высоте не менее 3 м	25
ПВО	Под полом буровой	100
Площадка ГСМ и инструмента	На высоте не менее 3 м	100