

Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки: 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 ООП «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений, специализация
 Бурение нефтяных и газовых скважин»
 Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА РАЗВЕДОЧНОЙ ВЕРТИКАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 3250 МЕТРОВ НА НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТЮМЕНСКАЯ ОБЛАСТЬ)

УДК 622.143:622.243.22:622.323(24:181m3250)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8В	Левченко Евгений Николаевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глотова Валентина Николаевна	к.ф-м.н.		

Консультант ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Башкиров Иван Александрович			

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рыжакина Татьяна Гавриловна	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гуляев Милий Всеволодович			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Лукин Алексей Анатольевич			

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ

21.03.01 Нефтегазовое дело

ООП «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

Специализация «Бурение нефтяных и газовых скважин»

Универсальные компетенции	
УК(У)-1	Способен осуществлять поиск, критический анализ и синтез информации, применять системный подход для решения поставленных задач
УК(У)-2	Способен определять круг задач в рамках поставленной цели и выбирать оптимальные способы их решения, исходя из действующих правовых норм, имеющихся ресурсов и ограничений
УК(У)-3	Способен осуществлять социальное взаимодействие и реализовывать свою роль в команде
УК(У)-4	Способен осуществлять деловую коммуникацию в устной и письменной формах на государственном языке Российской Федерации и иностранном(-ых) языке(-ах)
УК(У)-5	Способен воспринимать межкультурное разнообразие общества в социально-историческом, этическом и философском контекстах
УК(У)-6	Способен управлять своим временем, выстраивать и реализовывать траекторию саморазвития на основе принципов образования в течение всей жизни
УК(У)-7	Способен поддерживать должный уровень физической подготовленности для обеспечения полноценной социальной и профессиональной деятельности
УК(У)-8	Способен создавать и поддерживать безопасные условия жизнедеятельности, в том числе при возникновении чрезвычайных ситуаций
УК(У)-9	Способен проявлять предприимчивость в профессиональной деятельности, в т.ч. в рамках разработки коммерчески перспективного продукта на основе научно-технической идеи
Универсальные компетенции университета	
Общепрофессиональные компетенции	
ОПК(У)-1	Способен использовать базовые знания естественнонаучных дисциплин в профессиональной деятельности, применять методы математического анализа и моделирования, теоретического и экспериментального исследования
ОПК(У)-2	Способен осуществлять поиск, хранение, обработку и анализ информации из различных источников и баз данных, предоставлять ее в требуемом формате с использованием информационных, компьютерных и сетевых технологий
ОПК(У)-3	Способен использовать в профессиональной деятельности современные информационные системы, анализировать возникающие при этом опасности и угрозы, соблюдать основные требования информационной безопасности, в том числе защиты государственной тайны
Общепрофессиональные компетенции университета	
Профессиональные компетенции	
ПК(У)-1	Способностью использовать научно-техническую информацию, отечественный и зарубежный опыт по тематике исследования, современные компьютерные технологии и информационные ресурсы в своей предметной области

ПК(У)-2	Способностью проводить математическое моделирование процессов и объектов атомной отрасли с использованием стандартных методов и компьютерных кодов для проектирования и анализа
ПК(У)-3	Готовностью к проведению физических экспериментов по заданной методике, составлению описания проводимых исследований и анализу полученных экспериментальных данных
ПК(У)-4	Способностью использовать технические средства для измерения основных параметров объектов исследования
ПК(У)-5	Готовностью к составлению отчета по выполненному заданию, к участию во внедрении результатов исследований и разработок
ПК(У)-6	Способностью использовать информационные технологии при разработке новых установок, материалов и приборов, к сбору и анализу исходных данных для проектирования объектов атомной отрасли
ПК(У)-7	Способностью к расчету и проектированию деталей и узлов приборов и установок в соответствии с техническим заданием
ПК(У)-8	Готовностью к разработке проектной и рабочей технической документации, оформлению законченных проектно-конструкторских работ
ПК(У)-9	Способностью к контролю соответствия разрабатываемых проектов и технической документации стандартам, техническим условиям, требованиям безопасности и другим нормативным документам
ПК(У)-10	Готовностью к проведению предварительного технико-экономического обоснования проектных решений при разработке установок и приборов
ПК(У)-11	Способностью к контролю за соблюдением технологической дисциплины и обслуживанию технологического оборудования
ПК(У)-12	Готовностью к эксплуатации современного физического оборудования, приборов и технологий
ПК(У)-13	Способностью к оценке ядерной и радиационной безопасности, к оценке воздействия на окружающую среду, к контролю за соблюдением экологической безопасности, техники безопасности, норм и правил производственной санитарии, пожарной, радиационной и ядерной безопасности, норм охраны труда
ПК(У)-14	Готовностью разрабатывать способы применения ядерно-энергетических, плазменных, лазерных, сверхвысокочастотных и мощных импульсных установок, электронных, нейтронных и протонных пучков, методов экспериментальной физики в решении технических, технологических и медицинских проблем
ПК(У)-15	Способностью к составлению технической документации (графиков работ, инструкций, планов, смет, заявок на материалы, оборудование), а также установленной отчетности по утвержденным формам

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

Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки: 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
ООП «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений, специализация
Бурение нефтяных и газовых скважин»
Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:

Руководитель ООП

_____ Лукин А.А.

(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б8В	Левченко Евгений Николаевич

Тема работы:

«Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 3250м на нефтяном месторождении (Тюменская область)»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 40-10/с от 09.02.2023

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Геолого-технические условия бурения скважины на нефтяном месторождении (Тюменская область), с ожидаемым притоком 100 м ³ /сутки
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины; Обоснование конструкции скважины (Обоснование конструкции эксплуатационного забоя, построение совместного графика давлений, определение числа обсадных колонн и глубины их спуска, выбор интервалов цементирования, расчет диаметров скважины и обсадных колонн, разработка схем обвязки устья скважины); Углубление скважины: (Выбор способа бурения; выбор породоразрушающего инструмента, расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород, расчет частоты вращения долота, выбор и обоснование типа забойного двигателя, выбор компоновки и расчет бурильной колонны, обоснование типов и компонентного состава буровых растворов, выбор гидравлической программы промывки скважины, технические средства и режимы бурения при отборе керна); Проектирование процессов заканчивания скважин (Расчет обсадных колонн, расчет процессов цементирования скважины, выбор технологической оснастки обсадных колонн, проектирование процессов испытания и освоения скважин); Выбор буровой установки.
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, Рыжакина Т.Г.
Социальная ответственность	Старший преподаватель, Гуляев М.В.

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глотова Валентина Николаевна	к.ф-м.н		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8В	Левченко Евгений Николаевич		

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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки: 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 ООП «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений,
 специализация Бурение нефтяных и газовых скважин»
 Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

Период выполнения весенний семестр 2022 /2023 учебного года

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
	1. Горно-геологические условия бурения скважины	5
	2. Технологическая часть проекта	40
	3. Специальный вопрос	20
	4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
	5. Социальная ответственность	15

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глотова Валентина Николаевна	к.ф-м.н		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Башкиров Иван Александрович	-		

СОГЛАСОВАНО:
Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Лукин Алексей Анатольевич	К.Г-М.Н		

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8В	Левченко Евгений Николаевич		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 114 страниц, 11 рисунков, 36 таблиц, 33 литературных источников, 5 приложений.

Ключевые слова: бурение, буровая установка, буровой раствор, породоразрушающий инструмент, скважина, конструкция скважины, цементирование, нефть, заканчивание скважин.

Цель работы – проектирование строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 3250 метров.

В процессе выполнения работы был составлен проект на строительство разведочной скважины на нефть глубиной 3250 м (по вертикали).

Разработаны мероприятия по организации строительства, охране труда и окружающей среды.

Дипломная работа выполнена с учетом современных достижений в области техники и технологии строительства нефтегазовых скважин.

Выпускная квалификационная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word. Расчеты проведены с помощью электронных таблиц Microsoft Excel, презентация представлена в программе Microsoft Office PowerPoint, графический материал выполнен в программе «CoreIDRAW» (представлены вместе с ВКР).

Сокращения

В данной работе применены следующие обозначения и сокращения с соответствующими расшифровками:

БК – башмак колонный;

БУ – буровая установка;

ВЗД – винтовой забойный двигатель;

ГЦУ – головка цементирующая универсальная;

ЗУМППФ – зона успокоения механических примесей пластового флюида;

КНБК – компоновка низа бурильной колонны;

ОЗЦ – ожидания затвердения цемента;

ОК – обсадная колонна;

ПВО – противовыбросовое оборудование;

СПО – спуско-подъемные операции;

УБТ – утяжеленные бурильные трубы;

ЦКОД – центральный клапан обратного действия;

ЦЦ – центратор цементирующий.

Содержание	
ВВЕДЕНИЕ	13
1 ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ ...	14
1.1 Геологическая характеристика разреза скважины	14
1.2 Характеристика нефтегазоводоносности месторождения (площади)	20
1.3 Зоны возможных осложнений	22
2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА	23
2.1 Обоснование конструкции скважины	23
2.1.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя скважины.	23
2.1.2 Построение совмещенного графика давлений	23
2.1.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска	25
2.1.4 Выбор интервалов цементирования	25
2.1.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн	25
2.1 Проектирование процессов углубления скважины	25
2.2.1 Выбор способа бурения	25
2.2.2 Выбор породоразрушающего инструмента	26
2.2.3 Расчет осевой нагрузки на долото	27
2.2.4 Расчет частоты вращения долота	28
2.2.5 Расчёт необходимого расхода бурового раствора	29
2.2.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя	32
2.2.7 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны	33
2.2.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов	33
2.2.9 Разработка гидравлической программы промывки скважины ...	36
2.2.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна	41
2.3 Проектирование процессов заканчивания скважин	41
2.3.1 Расчет наружных избыточных давлений	41
2.3.2 Конструирование обсадной колонны по длине	45
2.3.3 Расчет и обоснование параметров цементирования скважины	46
2.3.4 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования	47
2.3.5 Проектирование процессов испытания и освоения скважины	48

2.3.6 Выбор жидкости глушения	49
2.3.7 Выбор типа перфоратора и расчет количества рейсов	50
2.3.8 Выбор типа пластоиспытателя	51
2.3.9 Выбор типа фонтанной арматуры	52
2.4 Выбор буровой установки	52
3 Современные тенденции усовершенствования противовыбросового оборудования.	54
3.1 Технологические решения при изготовлении превенторов	56
3.2 Усовершенствованные облегченные превенторы безболтового соединения.....	60
3.3 Вывод к разделу «специальный вопрос»	65
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	68
Введение.....	68
4.1 Расчет нормативной продолжительности строительства скважины.....	68
4.2 Линейный календарный график выполнения работ	74
4.3 Сметная стоимость строительства скважины в нефтегазовой отрасли.....	75
Вывод	77
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	80
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	80
5.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства	80
5.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны .	81
5.2 Производственная безопасность	81
5.2.1 Анализ вредных и опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	83
5.3 Экологическая безопасность	90
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	92
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	95
Список использованных источников.....	96
Приложение А.....	99

Приложение Б	105
Приложение В	107
Приложение Г	113
Приложение Д	114

ВВЕДЕНИЕ

Строительство скважины – это комплекс последовательных работ, содержащий в себе проектирование конструкции скважины, подготовительные работы, бурение, пластоиспытание и освоение.

При проектировании разведочных скважин существует осложняющий фактор в виде недостатка информации о геологическом разрезе, что приводит к повышенному уровню неопределенности в процессе бурения.

Согласно горно-геологическим условиям разрез скважины представлен песчаники, алевролиты, глины, аргиллиты, пески, таким образом, разрез представлен преимущественно мягко – средними и средними горными породами. В разрезе представлены четыре нефтеносных пласта.

Целью работы является разработка оптимальных технологических решений для строительства вертикальной разведочной скважины глубиной 3250 метров.

Кроме того, в работе рассматриваются современные тенденции усовершенствования противовыбросового оборудования.

1 ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ

1.1 Геологическая характеристика разреза скважины

В подразделе приводятся стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов, литологическая характеристика и физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины, сведения по градиентам пластового, горного давлений и гидроразрыва пород, приведенных к глубине исследования, данные представлены ниже.

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

Интервал залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания (падения) пластов по подошве		Коэффициент кавернозности в интервале
глубина		название	индекс	угол		
верх	низ			град.	мин.	
1	2	3	4	5	6	7
0	50	четвертичные отложения	Q – N1	-	-	1,30
50	120	туртасская свита	P3 tr	-	-	1,20
120	180	новомихайловская свита	P3 nm	-	-	1,20
180	270	атлымская свита	P3 at	-	-	1,20
270	450	тавдинская свита	P3-2 tv	-	-	1,20
450	670	люлинворская свита	P2 ll	-	-	1,20
670	810	талицкая свита	P1 tl	-	-	1,20
810	875	ганькинская свита	P1-K2 gn	-	30	1,20
875	1060	березовская свита	K2 br	-	30	1,10
1060	1097	кузнецовская свита	K2 kz	-	30	1,10
1097	1380	уватская свита (кровля - отражающий горизонт Г)	K2 uv	-	30	1,10
1380	1670	ханты-мансийская свита	K2-1 hm	-	30	1,10
1670	1970	викуловская свита (кровля - отражающий горизонт М')	K1 vk	1	00	1,10
1970	2020	кошайская свита	K1 csh	1	00	1,10
2020	2777	фроловская свита АС1-9 (кровля - отражающий горизонт М)	K1 fr	1	00	1,10
2777	2800	баженовская свита Ю0 (кровля - отражающий горизонт Б)	K1-J3 bg	1	00	1,10

2800	2820	абалакская свита Ю1	J3-2 ab	1	30	1,10
2820	3140	тюменская свита Ю2-9	J2 tm	1	30	1,05
3140	3210	горелая свита Ю10	J2-J1 gr	1	30	1,05
3210	3250	кора выветривания + палеозой (кровля - отражающий горизонт А)	K.B.-Pz	1	30	1,05

Таблица 2 – Литологическая характеристика разреза скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.п.)
	от (верх)	до (низ)	
1	2	3	4
Q – N1	0	50	Пески, супеси, суглинки, алевроиты и глины
P3 tr	50	120	Алевролиты глинистые, алевроиты, с подчиненными прослоями диатомитов, глины алевроитовые, подчиненные прослой песков
P3 nm	120	180	Глины алевроитистые, коричневато-серые, алевроиты, пески мелкозернистые
P3 at	180	270	Пески кварцево-полевошпатовые, кварцевые, с прослоями глин, алевроитов.
P3-2 tv	270	450	Глины зеленые и зеленовато-серые, листоватистые, алевроитистые с пропластками алевроитов и линзочками бурых углей. Единичные фораминиферы и радиолярии. Комплекс спор и пыльцы
P2 ll	450	670	Глины алевроитистые, морские, диатомовые, опоковидные. Охарактеризована комплексами диатомовых водорослей. Диатомиты светло-серые, белые, легкие. Фораминиферы, комплексы радиолярий, комплекс спор и пыльцы. Глины опоковидные и опоки с прослойками глауконитовых песчаников.
P1 tl	670	810	Глины темно-серые, бурые, алевроитовые, с прослоями тонкозернистых песчаников и алевролитов. Фораминиферы, остатки моллюсков, радиолярии, диатомовые водоросли, силикофлагеллаты. Глины темно-серые, алевроитистые, местами опоковидные.
P1-K2 gn	810	875	Глины зеленовато-серые, известковистые, местами листоватые, с включениями пирита, иногда глауконита.
K2 br	875	1060	Глины серые, зеленовато-серые, темно-серые, слабоалевритистые, с редкими прослоями опоковидных глин и опок, с конкрециями пирита. Комплексы фораминифер и радиолярий. Фауна, споро-пыльцевые комплексы
K2 kz	1060	1097	Глины серые, зеленовато-серые, участками глауконитовые. Встречаются остатки водорослей, раковин-двустворок и чешуи рыб.
K2 uv	1097	1380	Алевроиты серые и светло-серые, с прослоями глин, песков, песчаников и известняков. Обугленные и ожелезненные растительные остатки, углистый детрит, янтарь. Редкие фораминиферы.
K2-1 hm	1380	1670	Глины серые и темно-серые, с прослоями алевроитов и

			алевролитов, с намывами растительного детрита и чешуек слюды на поверхностях наложения, остатки раковин-двустворок и редкие прослои известняков.
K1 vk	1670	1970	Песчаники и алевролиты слабосцементированные, с прослоями алевроитовых глин. Много углистого детрита. Пески и песчаники серые и светло-серые, алевроиты и алевролиты, с прослоями и многочисленными гнездами темно-серых глин. Много обугленного растительного детрита на поверхностях наложения. Изредка прослои известняков и известковых мергелей.

Окончание таблицы 2.2

1	2	3	4
K1 csh	1970	2020	Глины серые, темно-серые, с прослоями светло-серых алевроитов и глинистых известняков. Характерен растительный детрит.
K1 fr	2020	2777	Ритмичное чередование песчано-алевроитовых пластов с пачками глин уплотненных, темно-серых, алевроитовых. Встречаются прослои глинистых известняков. На поверхностях наложения много обугленного растительного детрита. Глины темно-серые, реже серые, тонкоотмученные, с прослоями алевроитов и мелкозернистых песчаников.
K1-J3 bg	2777	2800	Аргиллиты плитчатые, прослоями битуминозные, со стяжениями пирита и отпечатками морской фауны.
J3-2 ab	2800	2820	Аргиллиты с включениями пирита, глауконита
J2 tm	2820	3140	Грубое и более тонкое переслаивание песчаников, алевролитов, аргиллитов, с некоторым преобладанием последних. Редкие прослои углей.
J2-J1 gr	3140	3210	Битуминозные аргиллиты темно-серые до черных, с остатками углистого детрита. Песчаники, гравелиты, конгломераты серые, светло-серые, буровато-серые, с редкими прослоями алевролитов и аргиллитов.
K.B.-Pz	3210	3250	Аргиллиты темно-серые со сферолитами сидерита. Песчано-гравийные породы. Породы коры выветривания. Известняки, доломиты, углистые и кремнистые сланцы, мергели.

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

Индекс страти- графического подраз- деления	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плот - ность , кг/м ³	Пори - стост ь, %	Прониц а- емость, Д	Глин ис- тость, %	Карбона т-ность, %	Твердос ть, МПа	Коэф- фициен т пластич ности	Категор ия абразив- ности	Категория породы по промысловой классификации (мягкая, средняя)
	от (вер х)	до (ни з)										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Q – N1	0	50	Пески Суглинки	1900 2000	35 10	0,6 -	7 60	1-2 -	-	1,1 – 4,5	I – II	М
P3 tr – P1 tl	50	810	Песчаники Алевролит ы Глины	1900 2000 2200	35 25 10	0,5 0,05 0,001	10 30 90	2 2,2 2,2	-	1,1 – 4,5	II	М, МС
P1-K2 gn – K2 uv	810	138 0	Глины Алевролит ы Песчаники	2200 2100 2300	15-25 20-35 8	0,005 0,05 До 1,0	90 20 7	2 3 2	-	1,1 – 6	II – IV	МС
K2-1 hm – K1-J3 bg	1380	277 7	Алевролит ы Песчаники Пески	2100 2400 2300	До 18 До 25 20	0,01 до 1 0,5	25 10 5	3 2 2	-	1,1 – 4,5	II – IV	МС
K1-J3 bg	2777	280 0	Аргиллиты	2600	2	непрон иц.	95	До 5	-	1,1 – 4,5	III	С
J3-2 ab	2800	282 0	Аргиллиты	2600	2,5	До 1	97	5	-	1,1 – 4,5	III	С
J2 tm	2820	314 0	Аргиллиты Алевролит ы Песчаники	2600 2200 2200	15 До 15	непрон иц. 0,05 До 1	100 20 10	7 3 4	-	1,1 – 4,5	IV-VIII	С

J2-J1 gr	3140	321 0	Аргиллиты Песчаники	2600 2300	- До 13	непрон иц. До 1	100 10	4 4	-	1,1 – 4,5	VI – VIII	C
K.B.-Pz	3210	325 0	Глины Песчаники Алевриты	2300 2200 2300	5 20-25 10-15	0,001 0,05-0,2 0,03	90 5 13	1-2 1-2 3-5	-	1,1 – 4,5	VII – VIII	C

Таблица 4 – Давления и температура по разрезу скважины

Интервал, м		Градиенты				Температура в конце интервала, °С
от	до	пластового давления, МПа/м	давления гидроразрыва, МПа/м	порового давления МПа/м	горного давления МПа/м	
1	2	3	4	5	6	7
0	50	0,098	0,0159	0,0100	0,0220	6
50	120	0,098	0,0159	0,0100	0,0220	7
120	180	0,098	0,0159	0,0100	0,0220	9
180	270	0,098	0,0159	0,0100	0,0220	12
270	450	0,098	0,0159	0,0100	0,0220	18
450	670	0,098	0,0159	0,0100	0,0220	27
670	810	0,098	0,0165	0,0100	0,0220	35
810	875	0,098	0,0165	0,0100	0,0220	38
875	1060	0,098	0,0165	0,0100	0,0226	47
1060	1097	0,098	0,0165	0,0100	0,0226	49
1097	1380	0,098	0,0165	0,0100	0,0228	55
1380	1670	0,098	0,0165	0,0100	0,0232	64
1670	1970	0,0100	0,0168	0,0100	0,0232	75
1970	2020	0,0100	0,0168	0,0100	0,0234	76
2020	2777	0,0100	0,0168	0,0100	0,0237	86
2777	2800	0,0125	0,0168	0,0130	0,0238	108
2800	2820	0,0125	0,0182	0,0125	0,0239	108
2820	3140	0,0125	0,0182	0,0125	0,0241	118
3140	3210	0,0125	0,0182	0,0125	0,0242	120
3210	3250	0,0125	0,0182	0,0125	0,0242	120

1.2 Характеристика нефтегазоводоносности месторождения (площади)

Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади) представлена в таблице 5 и 6.

Таблица 5 – Нефтегазоносность

Индекс пласта	Интервал, м		Тип флюида	Плотность, кг/м ³	Относительная плотность газа по воздуху	Подвижность, Да / сПз	Содержание серы / парафина, %	Дебит, т/сут.	Тпл, °С	Газовый фактор, м ³ /т	Пластовое давление, МПа	Коэффициент аномальности пластового давления	Давление насыщения нефти газом, МПа
	от (верх)	до (низ)											
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
АС7	2398	2452	нефть	809	-	до 1,15	0,48/2,30	50	86	33	24,0	1,02	7,8
ЮС2	2820	2845	нефть	759	-	до 1,5	0,63/1,8	50	108	104	34,6	1,25	10
ЮС4	2860	2890	нефть	759	-	до 0,7	0,46/1,3	60	111	104	35,1	1,25	6,34
ЮС10	3180	3220	нефть	670	-	до 12,5	0,09/1,2	100	120	188	38,5	1,25	17,3

Таблица 6 – Водоносность

Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, кг/м ³	Дебит, м ³ /сут	Тип воды по составу	Минерализация общая, г/л	Относится к источнику питьевого водоснабжения (да, нет)
от (верх)	до (низ)						
1	2	3	4	5	6	7	8
Палеоген-четвертичный водоносный комплекс							
0	280	поровый	1000	до 400	Хлоридно-натриевый	0,1-0,35	да
Альб-сеноманский водоносный комплекс							
1120	1620	поровый	1005	до 100	Хлоридно-кальциевый	6,5-11,4	нет
Аптский водоносный комплекс							
1680	1980	поровый	1007	до 200	Хлоридно-натриевый, гидрокарбонатно- натриевый	7,2-14,5	нет
Неокомский водоносный комплекс							
2090	2200	поровый	1007	до 200	Хлоридно-кальциевый	9,7-12,3	нет
Юрский водоносный комплекс							
2990	3100	поровый	1004	до 100	Гидрокарбонатно- натриевый	7,3-15,0	нет

1.3 Зоны возможных осложнений

Поглощение бурового раствора, осыпи и обвалы стенок скважины, нефтегазоводопроявление, прихватопасные зоны осложнения представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Возможные осложнения по разрезу скважины

Интервал, м		Вид, характеристика осложнения
от (верх)	до (низ)	
1	2	3
0	30	Возможны осыпи и обвалы стенок скважины, поглощения промывочной жидкости.
30	880	Возможны осыпи и обвалы стенок скважины, поглощения промывочной жидкости. Водопроявления. Возможны посадки и заклинки кондуктора, сальникообразования.
880	2750	Возможны осыпи и обвалы стенок скважины, поглощения промывочной жидкости, сужение ствола скважины и сальникообразования. Нефтепроявления ($K_a = 1,00-1,02$).
2750	3250	Газонефтепроявления ($K_a = 1,25-1,30$). Разжижение раствора. Поглощения бурового раствора. Возможность интенсивных поглощений бурового раствора при попадании в трещиноватую зону доюрских отложений (P_z).

2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА

2.1 Обоснование конструкции скважины

По геологическому условию проектируется разведочная скважина, поэтому профиль скважины принимается вертикальным и проектировочные расчеты не производятся.

2.1.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя скважины.

Так как скважина разведочная, то выбираем закрытый тип забоя скважины.

2.1.2 Построение совмещенного графика давлений

Рисунок 1 – График совмещенных давлений



2.1.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

1. Направления спускается на глубину 60 м, так как мощность четвертичных отложений составляет 50 м и с учетом величины перекрытия 10 м для посадки башмака в устойчивые породы.

2. Спуск кондуктора определяется при наличии множества факторов. В том числе: количество продуктивных пластов, их глубины залегания, градиент пластового давления, градиент давления гидроразрыва. Расчетное значение глубины спуска кондуктора составляет 1800 м в соответствии с инструкцией по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин.

3. Эксплуатационная колонна спускается на глубину 3250 м. С учетом вскрытия всех продуктивных пластов и бурения интервала под ЗУМППФ, величина перекрытия составляет 30 м

2.1.4 Выбор интервалов цементирования

Направление цементируется на всю глубину спуска, т.е. на 60 м.

Кондуктор цементируется на всю глубину спуска, т.е. на 1800 м.

Эксплуатационная колонна цементируется с перекрытием башмака предыдущей колонны на 150 м и спускается на глубину 3250 м.

2.1.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Исходя из суммарного дебита скважины, выбираем диаметр эксплуатационной колонны равный 146,1 мм. Для данного диаметра эксплуатационной колонны соответствует долото диаметром 190,5 мм.

Диаметр кондуктора составляет 244,5 мм, и диаметр долота 295,3 мм.

Диаметр колонны составляет 323,9 мм, а диаметр долота 393,7 мм.

2.1 Проектирование процессов углубления скважины

2.2.1 Выбор способа бурения

Исходя из геологических данных, под направление выбирается роторный способ бурения, так как четвертичные отложения сложены из мягких пород. Под кондуктор и эксплуатационную колонну выбирается способ

бурения с применением винтовых забойных двигателей, чтобы улучшить скорость проходки и обеспечить максимальную механическую скорость.

Таблица 8 – Способы бурения по интервалам

Интервал бурения по вертикали, м		Способ бурения
от	до	
0	60	Роторный
60	1800	Винтовой забойный двигатель (ВЗД)
1800	3220	Винтовой забойный двигатель (ВЗД)
2388	2462	Роторный (Отбор керна)
2810	2900	Роторный (Отбор керна)
3170	3230	Роторный (Отбор керна)

2.2.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Из анализа физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины по степени абразивности и по категории буримости для строительства проектируемой скважины выбраны трехшарошечное долото для интервала бурения под направление, PDC для интервала бурения под кондуктор и эксплуатационную колонну, так как они позволяют обеспечить максимальное значение величины механической скорости бурения при минимальном количестве рейсов и облегчают процесс искривления скважины. Данные о типоразмерах используемых долот приведены в таблице 2.

Таблица 9 – Характеристики породоразрушающего инструмента по интервалам

Интервал, м		0–60	60-1800	1800–3250	2388-2462 2810-2900 3170-3230
Шифр долота		393,7 Глубур	TD-295,3 SVD 519-T1. 2	БИТ 190,5 BT 513 УСВ.332-11	БИТ 190,5/100 BT 913 УВ.332
Тип долота		Шарошечное	PDC	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		393,7	295,3	190,5	190,5
Тип горных пород		М	М, МС	С	С
Присоединительная резьба	ГОСТ	3-177	3 152	3 117	3 117
	API	7 5/8	7 5/8	4 ½	4 ½
Длина, м		0,4	0,4	0,45	0,3

Масса, кг		152	95	45	25
G, тс	Рекомендуемая	7-24	5-12	5-18	3-6
	Максимальная	24	16	18	6
n, об/мин	Рекомендуемая	120	140	120	60-120
	Максимальная	600	300	280	120

Для бурения интервала под направление проектируется шарошечное долото марки М (по типу горных пород), 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 не рентабельно.

Для бурения интервала под кондуктор проектируется PDC долото марки МС (по типу горных пород мягкие, с пропластками средней твердости), которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен породами категории твердости 3-6, а долото оснащено резцами повышенной стойкости, стабилизационными вставками и выбуривающими резцами.

Для бурения интервала под эксплуатационную колонну проектируется долото PDC марки С (по типу горных пород), которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долота. Выбор долота обусловлен тем, что большая часть интервала сложена средними породами. Мягкими породами сложена только верхняя часть, но согласно каталогу производителя, данный тип пород также входит в диапазон разбуриваемых пород.

2.2.3 Расчет осевой нагрузки на долото

При расчете осевой нагрузки на долото используют следующие методы:

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

Результаты расчетов приведены в таблице 10.

Таблица – 10 Результаты осевой нагрузки на долото

Расчёт из условия допустимой нагрузки на долото			
Интервал, м	0-60	60-1800	1800-3250
Исходные данные			
Порода	М	М, МС	МС+С
Д _д , см	39,37	29,53	22,07
Г _{пред} , тс	24	16	10
Результаты проектирования			
Г _{доп} , тс	19,2	12,8	8
Г _{проект} , тс	3	6	7

где Д_д – диаметр долота, см;

Г_{пред} – предельная осевая нагрузка на долото, тс;

Г_{доп} – дополнительная осевая нагрузка на долото, тс;

Г_{проект} – проектируемая осевая нагрузка на долото, тс.

Для интервала бурения под направление проектируется осевая нагрузка равная 3 тоннам, вследствие наличия только мягких пород. Ее выбор обусловлен опытом строительства скважин на данном месторождении. Для остальных интервалов бурения выбираются нагрузки согласно известной методике.

2.2.4 Расчет частоты вращения долота

Для всех интервалов бурения частоты вращения породоразрушающего инструмента проектируются согласно методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород представлены в таблице 8.

Таблица – 11 Результаты частоты вращения долота

Расчет частоты вращения породоразрушающего инструмента				
Интервал, м		0-60	60-1800	1800-3250
Исходные данные				
$V_{л}$, м/с		3,4	2,8	2
Порода		М	М, МС	С
D_d	м	0,3937	0,2953	0,1903
	мм	393,7	295,3	190,3
Результаты проектирования				
n_1 , об/мин		165	181	201
$n_{стат}$, об/мин		40-60	100-180	140-200
$n_{проект}$, об/мин		60	140	180

где $V_{л}$ – рекомендуемая линейная скорость на периферии долота, м/с; n_1 – оптимальная линейная скорость на периферии долота, об/мин; $n_{проект}$ – проектная линейная скорость на периферии долота, об/мин.

Для всех интервалов бурения проектируются частоты вращения породоразрушающего инструмента согласно известной методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород. В интервале бурения под направление (0-60 м) запроектировано меньшее значение частоты вращения по сравнению с расчетным. Это обусловлено задачей сохранения опор долота, а также вследствие того, что ротор работает в пределах 60-80 об/мин. Для кондуктора и эксплуатационной колонны были выбраны максимальные статистические нагрузки.

2.2.5 Расчёт необходимого расхода бурового раствора

Произведен расчет требуемого расхода бурового раствора, учитывая следующие граничные условия проектирования: сохранение устойчивости стенок скважины, качественная очистка забоя, необходимость полного выноса

шлама, недопущение гидроразрыва и интенсивного размыва стенок скважины. По результатам проектирования построены области допустимого расхода бурового раствора и выбраны итоговые значения с учетом дополнительных проверочных расчетов: обеспечение работы забойного двигателя, обеспечение производительности насосов. Результаты проектирования расхода бурового раствора по интервалам бурения приведены в таблице 6.

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

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под кондуктор принимается 55 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 36 л/с, что обеспечит стабильную работу ВЗД.

Таблица 12 – Расход бурового раствора

Расчёт необходимого расхода бурового раствора			
Интервал, м	0-60	60-1800	1800-3250
Исходные данные			
D_d , м	0,3937	0,2953	0,1903
K	0,65	0,6	0,55
K_k	1,3	1,1	1,05
$V_{кр}$, м/с	0,15	0,14	0,35
V_m , м/ч	40	35	25
$d_{бт}$, м	0,127	0,127	0,127
$d_{нmax}$, м	0,0206	0,0119	0,0111
n	3	8	8
$V_{кпмин}$, м/с	0,5	0,5	1
$\rho_{см} - \rho_p$, г/см ³	0,02	0,02	0,02
ρ_p , г/см ³	1,12	1,12	1,36
ρ_n , г/см ³	1,9	2,7	2,3
$S_{заб}$	0,12	0,07	0,03
S_{max}	0,11	0,06	0,02

Dc	0,72	0,57	0,45
Результаты проектирования			
Q ₁ , л/с	79	41	16
Q ₂ , л/с	69	60	15
Q ₃ , л/с	55	28	16
Q ₄ , л/с	36	56	52
Области допустимого расхода бурового раствора			
ΔQ, л/с	36-79	28-60	15-52
Запроектированные значения расхода БР			
Q _{проект} , л/с	70	55	36

где D_д – диаметр долота, м;

K – коэффициент удельного расхода жидкости на 1 м² забоя;

K_к - коэффициент каверзости;

V_{кр} – критическая скорость проскальзывания шлама относительно раствора, м/с;

V_м – механическая скорость бурения, м/с;

d_{бт} – диаметр бурильных труб, м;

d_{нmax} – максимальный внутренний диаметр насадки (промывочных отверстий), м;

n – число насадок (промывочных отверстий);

V_{кпмин} – минимально допустимая скорость восходящего потока, м/с;

V_{кпmax} – максимальная допустимая скорость восходящего потока, м/с;

ρ_п – плотность разбуриваемой породы, г/см³;

ρ_р – плотность бурового раствора, г/см³;

ρ_{см} – плотность раствора со шламом, г/см³;

S_{max} – максимальная площадь кольцевого пространства, м²;

Q₁ – расход промывочной жидкости для эффективной очистки забоя скважины, л/с;

Q₂ – расход раствора при котором обеспечивается вынос шлама на поверхность, л/с;

Q₃ – минимальный расход бурового раствора, исходя из условия

предотвращения прихвата, л/с;

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

2.2.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения представлено в таблице 13.

Таблица 13 – Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Выбор и обоснование типа забойного двигателя				
Интервал, м		0-60	60-1800	1800-3250
Исходные данные				
D_d	м	0,3937	0,2953	0,1903
	мм	393,7	295,3	190,3
G_{oc} , кН		29	59	69
Q , Н*м/кН		1,5	1,5	1,5
Результаты проектирования				
$D_{зд}$, мм		-	236	152
M_p , Н*м		-	2322	1766
M_o , Н*м		-	148	95
$M_{уд}$, Н*м/кН		-	37	24

Для интервала бурения 60–1800 метров (интервал бурения под кондуктор) выбирается винтовой забойный двигатель Д-240РС который позволяет бурить прямолинейные интервалы, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы. Для интервала бурения под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель ДРУ2-172.7/8РС, который обеспечивает высокий рабочий момент на долоте, что актуально при разрушении средних и твердых горных пород. Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей представлены в таблице 14.

Таблица 14 – Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей

Двигатель	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Вес, кг	Расход жидкости, л/с	Число оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, кН*м	Мощность двигателя, кВт
Д-240РС	60-1800	240	10,1	2547	30-75	40-160	16,9	70-282
ДРУ2-178РС	1800-3250	178	5,0	1669	19-40	80-200	25,3	221-565

2.2.7 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны

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

Бурильная колонна состоит из следующих элементов: утяжеленных бурильных труб, стальных или легкосплавных бурильных труб, ведущей бурильной трубы, резьбовых переводников, центраторов.

Проектирование бурильной колонны осуществляется в соответствии с методичкой. Компоновки низа бурильной колонны выбираются из условия обеспечения реализации проектного профиля ствола скважины и ее конструкции. Компоновки низа бурильной колонны приведены в приложении А. Расчет бурильной колонны на прочность расположен в приложении А.

2.2.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Необходимо учитывать, что каждый буровой раствор имеет границы применения. Выбор типа бурового раствора ставит целью:

- достижение такого соответствия свойств бурового раствора геолого-техническим условиям, при котором исключаются или сводятся к минимуму нарушение устойчивости пород и другие осложнения в процессе бурения;

- ограничение возможности возникновения необратимых процессов при вскрытии продуктивных пластов.

Выбор бурового раствора в рамках проекта основан на так называемой «щадящей» стратегии формирования призабойной зоны пласта, когда буровой раствор выбирается исходя из минимизации вредного воздействия на продуктивные горизонты. Для бурения остальных интервалов буровой раствор выбирается исходя из предупреждения возникновения основных осложнений при бурении и минимизации затрат на его приготовление.

При бурении интервала под направление 0-60 м в четвертичных отложениях возможны осыпи и обвалы горных пород, прихваты, активное поступление выбуренной породы (песка) в буровой раствор, размыв устья скважины, поглощение, возможен гидроразрыв пород четвертичных отложений.

Учитывая все вышеперечисленное и осложнения, которые возможны на данном интервале, целесообразно использовать буровой раствор глинистого типа (бентонитовый раствор). Компонентный состав бентонитового раствора представлен в таблице 15.

Таблица 15 – Компонентный состав бентонитового раствора

Класс	Назначение	Концентрация, кг/м ³	Название материала
Регулятор pH	Поддержание требуемого pH бурового раствора	1	Каустическая сода
Структурообразователь	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	65	Глина ПБМБ
Регулятор жесткости	Связывание ионов кальция и магния	1	Кальцинированная сода
Утяжелитель	Регулирование плотности	98,105	Барит

Технологические свойства бентонитового раствора	
Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,19
Условная вязкость, с	50 и выше
Водоотдача, см ³ /30 мин	< 12
Содержание песка, %	< 2

Для бурения интервалов 60–1800 м под кондуктор рекомендуется использовать полимер-глинистый буровой раствор на водной основе.

Таблица 16. – Компонентный полимер-глинистого раствора

Состав раствора	Содержание, кг/м ³
Кальцинированная сода	1
Глинопорошок	12
Каустическая сода	1
PAC HV	0,4
PAC LV	0,13
Lubrital	4
Барит	98.105
Технологические свойства полимер-глинистого раствора	
Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,19 (кондуктор)
Условная вязкость, с	45-60
Пластическая вязкость, сПз	12-35
ДНС, дПа	50-90
СНС 10 сек/10 мин, дПа	4-8/6-60
Водоотдача, см ³ /30 мин	<6
рН	8-9
Содержание песка, %	< 0,5

В интервале бурения под эксплуатационную колонну так же будет применяться полимер-глинистый раствор, использовавшийся при бурении интервала под кондуктор. Так как раствор переведен с предыдущего интервала и насыщен такими же хим. реагентами, что и при бурение под эксплуатационную колонну то в рецептуре будут применены меньшие концентрации используемых реагентов, так как даже при таких долях

введения раствор будет стабильный, с хорошими реологическими свойствами, что способствует качественной очистке ствола скважины и как следствие увеличению МСП и сокращению сроков строительства.

Состав полимер-глинистого раствора для бурения интервала под эксплуатационную колонну представлен в таблице 17.

Таблица 17. – Компонентный состав полимер-глинистого раствора

Состав раствора	Содержание, кг/м ³
Кальцинированная сода	1
Глинопорошок	11
Каустическая сода	1
РАС HV	0,4
РАС LV	0,12
Lubrital	4.5
Барит	458.45
Технологические свойства полимер-глинистого раствора	
Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,37
Условная вязкость, с	40-60
Пластическая вязкость, сПз	12-25
ДНС, дПа	50-100
СНС 10 сек/10 мин, дПа	10-20/30-60
Водоотдача, см ³ /30 мин	4-6
рН	9-10
Содержание песка, %	< 0,5

2.2.9 Разработка гидравлической программы промывки скважины

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

Расчет гидравлической программы промывки скважин был выполнен в программе обеспечения для решения проектных, инженерных задач и задач оперативного контроля процесса строительства скважин (бурсофтпроект). Результаты расчета представлены в таблицах 18, 19, 20.

Таблица 18– 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 см2 к.п.	Схема промывки	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность срабатываемая на долоте, кВт
от (верх)	до (низ)					кол-во	диаметр		
Под направление									
0	60	БУРЕНИЕ	0,47	0,057	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	3	17,5	96,7	451,6
Под кондуктор									
60	1800	БУРЕНИЕ	0,79	0,08	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	8	9,5	97,2	359,8
Под эксплуатационную колонну									
1800	3250	БУРЕНИЕ	2,07	0,126	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	2	7	82,4	197
						4	8		
						2	10		
Отбор керна									
3170	3230	Отбор керна	1,1	0.07	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	4	10	28,4	13,5
						4	11		

Таблица 19 – Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Количество	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
					КПД	диаметр цилиндрических втулок, мм	допустимое давление, кгс/см ²	коэффициент наполнения	число двойных ходов в мин.	производительность, л/с	
0	60	БУРЕНИЕ	УНБ-750	2	95	170	184,3	1	124	34,9	69,81
60	1800	БУРЕНИЕ	УНБ-750	2	95	150	237	1	124	27,56	55,11
1800	3250	БУРЕНИЕ	УНБ-750	2	95	130	309,7	1	110	17,93	35,85
3170	3230	Отбор керна	УНБ-750	1	95	130	309,7	1	61	9,94	19,88

Таблица 20– Распределение потерь давлений в циркуляционной системе

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Давление на стояке в конце интервала, кгс/см ²	Потери давления (в кгс/см ²) для конца интервала в				
				элементах КНБК		бурильной колонне	кольцевом пространстве	Обвязке буровой установки
от (верх)	до (низ)			насадках долота	забойном двигателе			
0	60	БУРЕНИЕ	80,5	64,7	0	5,6	0,2	10
60	1800	БУРЕНИЕ	215,2	65,3	40,3	90	9	10
1800	3250	БУРЕНИЕ	294,6	54,9	64,8	82,1	82,8	10
3170	3230	Отбор керна	97,1	6,6	0	40	51,6	5,5

2.2.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Таблица 21 – Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Интервал	Тип керноотборного снаряда	Параметры режима бурения		
		Осевая нагрузка, т	Частота вращения инструмента, об/мин	Расход бурового раствора, л/сек
2388-2462 2810-2900 3170-3230	СК 172/100-01	3-6	40-60	18-20

Геолого-технический наряд представлен в приложении Г.

КНБК для отбора керна (3200–3240 м) представлена в приложении А.

2.3 Проектирование процессов заканчивания скважин

2.3.1 Расчет наружных избыточных давлений

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

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.

На рисунках 2 и 3 представлены эпюры наружных избыточных давлений 2-х самых опасных случаях в координатах «глубина-наружное избыточное давление» для эксплуатационной колонны и кондуктора соответственно.

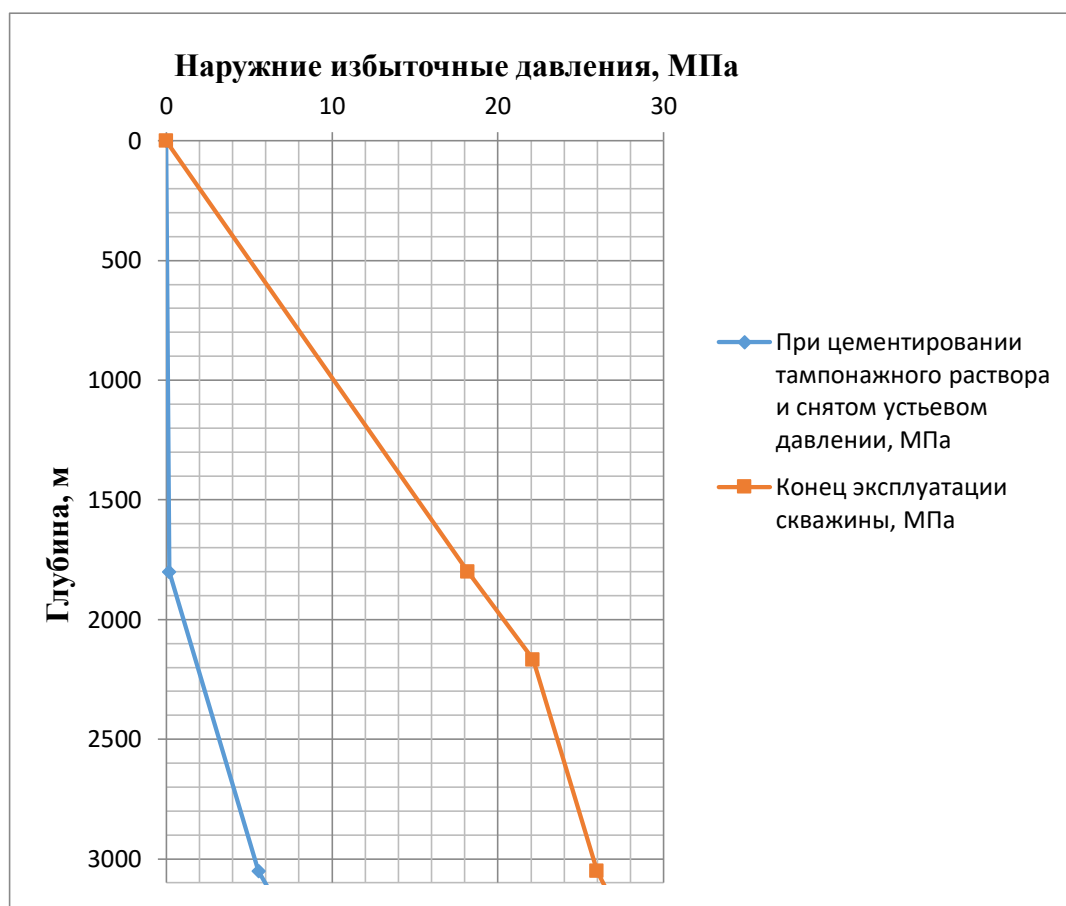


Рисунок 2 – Эпюра наружных избыточных давлений эксплуатационной колонны

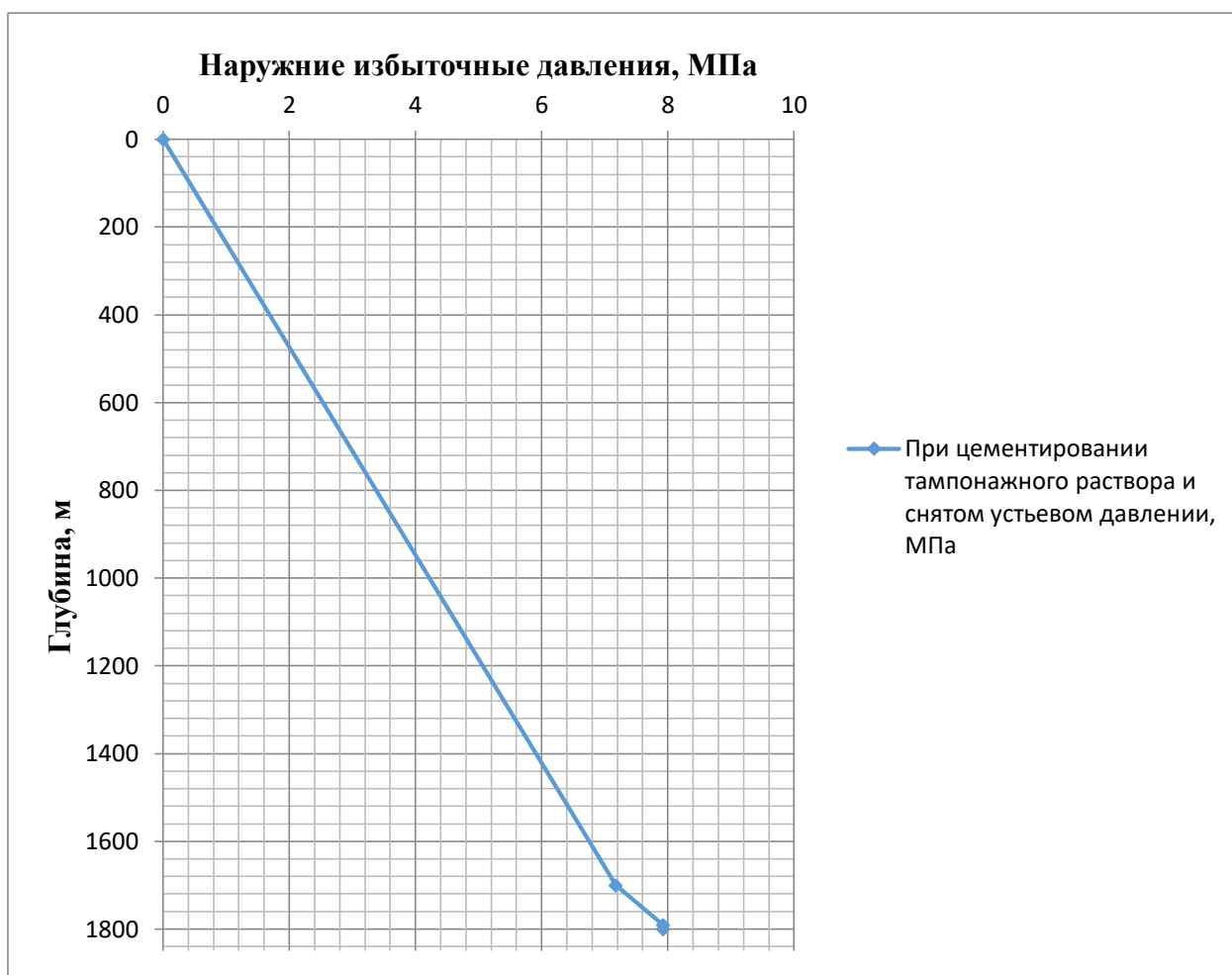


Рисунок 3 – Эпюра наружных избыточных давлений кондуктора

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

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

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.
- скважин и снижения давления для газовых скважин.

На рисунках 4 и 5 представлены эпюры внутренних избыточных

давлений 2-х самых опасных случаях в координатах «глубина- внутреннее избыточное давление» для эксплуатационной колонны и кондуктора соответственно.



Рисунок 4 – Эпюра внутренних избыточных давлений эксплуатационной колонны

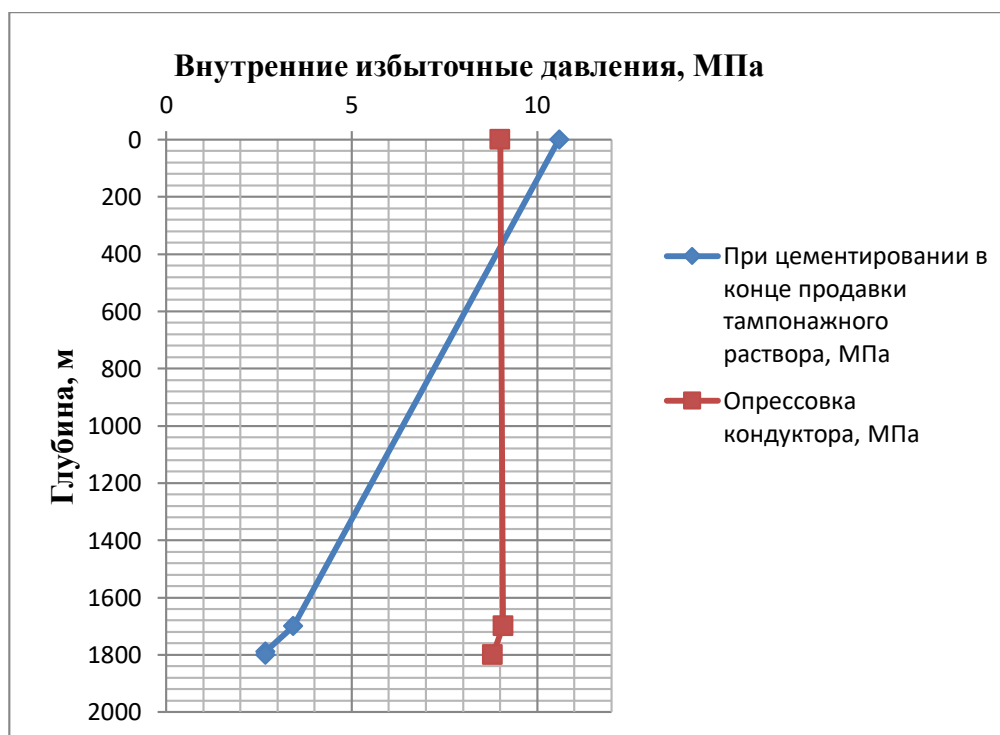


Рисунок 5 – Эпюра внутренних избыточных давлений кондуктора

2.3.2 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.

Характеристики рассчитанных секций обсадных колонн представлены в таблице 22.

Таблица 22 – Характеристика обсадных колонн

№ секций	Тип резьбового соединения	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
					1 м трубы	секций	суммарный	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Направление								
1	ОТТМ	Д	8,5	60	68,52	4020	4020	0-60
Кондуктор								
1	ОТТМ	Д	7,9	1800	47	84600	84600	0-1800
Эксплуатационная колонна								
1	ОТТМ	Д	8,5	902	29,57	26672	88894	3250-2348
2	ОТТМ	Д	7,7	2348	26,5	62222		2348-0

Результаты выбора элементов технологической оснастки обсадных колонн представлены в таблице 23.

Таблица 23 – Технологическая оснастка обсадных колонн

Название колонны, D _{усл}	Наименование, шифр, типоразмер	Интервал установки, м		Количество элементов на интервале, шт	Суммарное количество, шт
		От (верх) по стволу	До (низ) по стволу		
Эксплуатационная, 146 мм	БКМ-146 («Уралнефтемаш»)	3250	3250	1	1
	ЦКОД-146 («Уралнефтемаш»)	3240	3240	1	1
	ЦПЦ-146/216 («НефтьКам»)	0	1770	35	116
		1770	1830	6	
		1830	2398	15	

		2398	2452	6	
		2462	2820	9	
		2820	2890	7	
		2890	3180	7	
		3180	3220	4	
		3220	3250	3	
	ЦТ-146/216 («НефтьКам»)	2388	2462	7	24
		2810	2900	10	
		3170	3230	7	
	ПРП-Ц-В-146 («Уралнефтемаш»)	3240	3240	1	1
	ПРП-Ц-Н-146 («Уралнефтемаш»)	3240	3240	1	1
Кондуктор, 245 мм	БКМ-245 («Уралнефтемаш»)	1800	1800	1	1
	ЦКОД-245 («Уралнефтемаш»)	1790	1790	1	1
	ЦПЦ-245/294 («НефтьКам»)	0	60	6	51
		40	1790	44	
		1790	1800	1	
	ПРП-Ц-В-245 («Уралнефтемаш»)	1790	1790	1	1
Направ- ление, 324 мм	БКМ-324 («Уралнефтемаш»)	60	60	1	1
	ЦКОД-324 («Уралнефтемаш»)	50	50	1	1
	ЦПЦ-324/394 («НефтьКам»)	0	60	6	6
	ПРП-Ц-В-324 («Уралнефтемаш»)	50	50	1	1

2.3.3 Расчет и обоснование параметров цементирования скважины

Исходя из расчетов, спроектирован одноступенчатый способ цементирования.

По результатам расчета объема тампонажной смеси, которая представлена в таблице 24.

Таблица 24– Количество составных компонентов тампонажной смеси

Наименование жидкости	Объем жидкости, м ³		Плотность жидкости, кг/м ³	Объем воды для приготовления, м ³	Наименование компонента	Масса компонента, кг
Буферная жидкость	3,52	0,7	1020	0,7	МБП-СМ	49
		2,8		2,8	МБП-МВ	42
Продавочная жидкость	44,57		1000	-	Тех.вода	-
Облегченный тампонажный раствор	22,33		1460	19,40	ПЦТ-111-(4-6)-100	15,62
Нормальной плотности тампонажный раствор	2,61		1850	1,69	ПЦТ - I - 100	3,41

2.3.4 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования

В качестве цементировочного агрегата будем использовать – ЦА-320,

В качестве цементосмесительной машины – УС6-30,

В качестве осреднительной установки – УСО-20

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

$$m_2 = G_{\text{сyx}} / G_6 \quad (1)$$

Для приготовления тампонажного раствора нормальной плотности

$$m_2 = 3,41 / 13 = 0,26$$

необходима 1 машина УС6-30

Для приготовления облегченного тампонажного раствора

$$m_2 = 15,62 / 10 = 1,56$$

необходимо 2 машины УС6-30

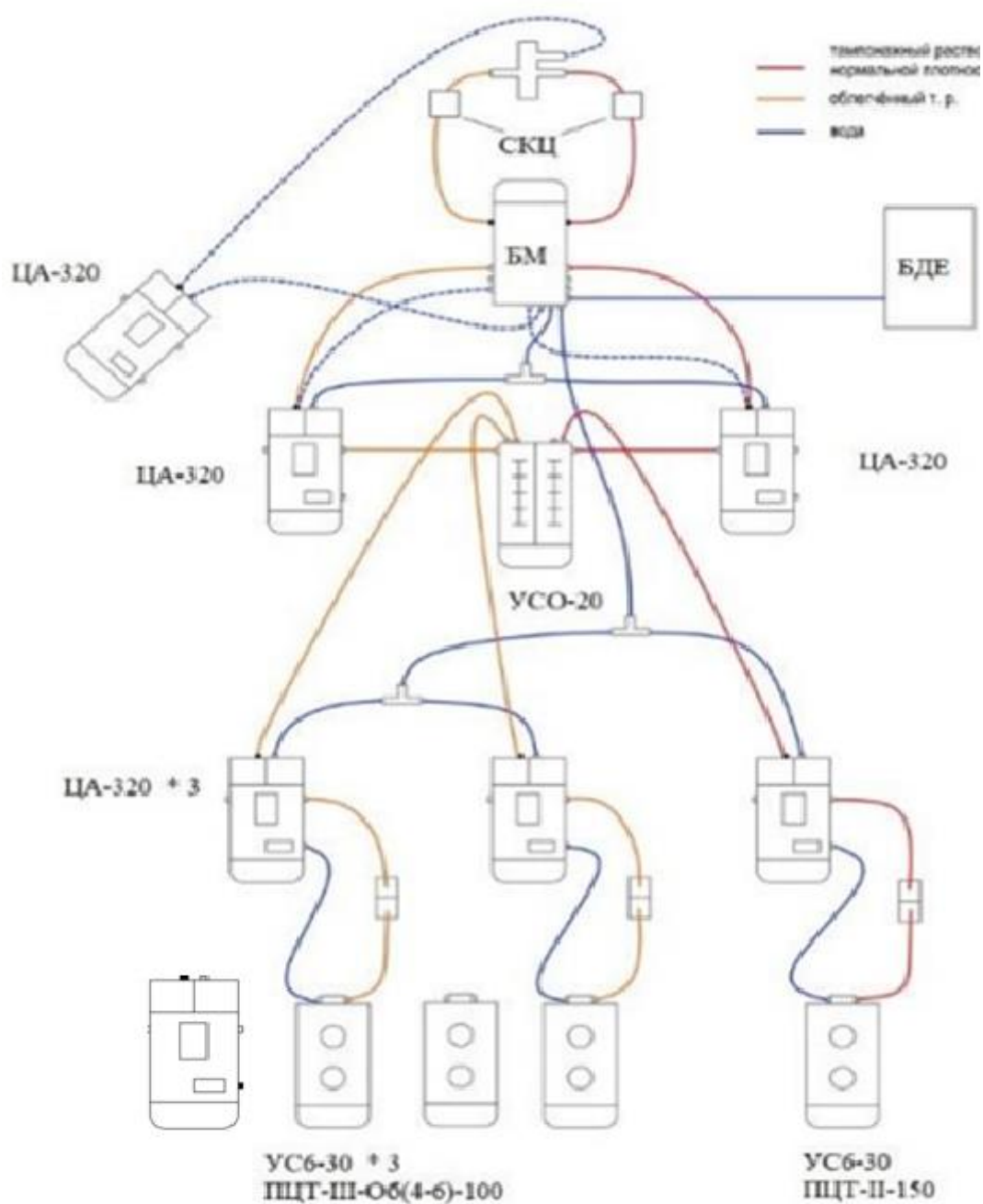


Рисунок 6 - Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования

2.3.5 Проектирование процессов испытания и освоения скважины

Процессом испытания скважины в обсаженном стволе является комплекс работ, включающий следующие операции: вторичное вскрытие

продуктивного пласта, вызов притока нефти или газа из пласта, отбор проб пластового флюида, определение газонефте содержания пласта и основных гидродинамических параметров пласта.

Задачами испытания пластов являются:

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

Дальнейшие расчеты будут произведены для пласта с наибольшим ожидаемым дебитом.

2.3.6 Выбор жидкости глушения

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

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

Плотность жидкости глушения определяется для каждого нефтяного и газового пласта, который будет подвержен испытанию по формуле 1.

Для первого нефтяного пласта:

$$\rho_{ж.г.} = \frac{(1+k) \cdot P_{пл}}{g \cdot h} = \frac{(1+0,05) \cdot 24000000}{9,8 \cdot 2398} = 1072,3 \text{ кг/м}^3, \quad (2)$$

Для второго нефтяного пласта

$$\rho_{ж.г.} = \frac{(1+k) \cdot P_{пл}}{g \cdot h} = \frac{(1+0,05) \cdot 34600000}{9,8 \cdot 2820} = 1314,5 \text{ кг/м}^3, \quad (3)$$

Для третьего нефтяного пласта:

$$\rho_{ж.г.} = \frac{(1+k) \cdot P_{пл}}{g \cdot h} = \frac{(1+0,05) \cdot 35100000}{9,8 \cdot 2860} = 1314, \text{ кг/м}^3, \quad (4)$$

Для четвертого нефтяного пласта

$$\rho_{ж.г.} = \frac{(1+k) \cdot P_{пл}}{g \cdot h} = \frac{(1+0,05) \cdot 38500000}{9,8 \cdot 3180} = 1297,1 \text{ кг/м}^3. \quad (5)$$

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

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

h – глубина испытываемого пласта, м.

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

Требуемый объем жидкости глушения определяется как объем обсаженного ствола скважины и умножается на 2 по формуле 2.7.2.

$$V_{ж.г.} = 2 V_{внЭК.} = 2 \left(\frac{3,14}{4} * 0,1306^2 * 3250 \right) = 87,03 \text{ м}^3 \quad (6)$$

$V_{внхв}$ – внутренний объем хвостовика, м³,

$V_{внЭК}$ – внутренний объем ЭК, м³,

2.3.7 Выбор типа перфоратора и расчет количества рейсов

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

- пулевая;
- торпедная;
- кумулятивная;
- пескоструйная.

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

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

Протяженности интервала перфорации более 18 м применяют перфорационные системы, спускаемые на НКТ.

В таблицу 1 вносятся технические характеристики перфорационной системы. Расчет количества спуска перфоратора определяется исходя из длины перфорационной системы и мощности перфорируемого объекта.

Таблица 25 – Перфорация скважины

Мощность перфорируемого объекта, м	Способ спуска перфоратора (НКТ, кабель)	Вид перфорации	Типоразмер перфоратора	Плотность перфорации, отв./1 м	Количество спусков перфоратора
86	НКТ	Кумулятивная	ПКТ73	12	Не ограничено

2.3.8 Выбор типа пластоиспытателя

Все скважинные инструменты для испытания пластов можно разделить на:

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

При проведении испытаний в открытом стволе (в процессе бурения) обычно используют пластоиспытатели спускаемые на трубах (ИПТ). При

испытании скважины в обсаженном стволе чаще всего используют пластоиспытатели спускаемые на кабеле, либо проводят испытания после вызова притока путем спуска геофизического прибора через лубрикаторную задвижку.

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

Выбирается пластоиспытатель спускаемый на кабеле АГИП-К-80/132.

2.3.9 Выбор типа фонтанной арматуры

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

Принимаем арматуру фонтанная АФ1-80/65х35.

2.4 Выбор буровой установки

Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины

Таблица 26 – Выбор БУ

Выбранная буровая установка			
Уралмаш 3Д-86			
Максимальный вес бурильной колонны, тс ($Q_{бк}$)	108,54	$[G_{кр}] \times 0,6 \geq Q_{бк}$	$120 > 108,54$
Максимальный вес обсадной колонны, тс ($Q_{об}$)	90	$[G_{кр}] \times 0,9 \geq Q_{об}$	$180 > 90$
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ($Q_{пр}$)	141,1	$[G_{кр}] / Q_{пр} \geq 1$	$200/141,1 = 1,42 > 1$

3 СОВРЕМЕННЫЕ ТЕНДЕНЦИИ УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ ПРОТИВОВЫБРОСОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Добыча нефти и газа сопряжена со значительными трудностями, обусловленными необходимостью преодоления различных осложнений, возможность возникновения которых увеличивается на месторождениях, имеющих в своем разрезе сильно поглощающие горизонты, газовые пласты, а также пласты, характеризующиеся аномально высоким давлением.

Особую опасность представляют газонефтеводопроявления (ГНВП), переходящие при определенных условиях в открытые газовые и нефтяные фонтаны. Наиболее эффективным средством предотвращения неуправляемого фонтанирования служит противовыбросовое оборудование (ПВО), позволяющее герметизировать устье при появлении признаков возможного выброса ГНВП. В состав ПВО входят:

- стволовая часть, включающая блок превенторов, устьевую крестовину, надпревенторную катушку и разъемный желоб;
- манифольд ПВО, включающий линию глушения с блоком глушения и линию дросселирования с блоком дросселирования, содержащим последовательно соединенные основные запорные и регулирующие механизмы, дополнительные запорные механизмы и гасители потока;
- станция управления превенторами и манифольдами. Конструкции составных частей ПВО определяются его основными параметрами – диаметрами проходных отверстий, рабочим давлением превенторов и манифольда, а также соответствующими техническими требованиями, регламентирующими соответствие составных частей и элементов их технологическому назначению и надежное выполнение ими функций, предусмотренных проектной документацией.

Противовыбросовое оборудование устанавливают между устьем скважины и полом буровой установки. Для уменьшения высоты и облегчения

основания вышечно-лебедочного блока, масса и размеры которого возрастают с увеличением высоты пола буровой установки, необходимой для монтажа противовыбросового оборудования, превенторы и другие элементы его стволовой части должны быть компактными и легко монтируемыми. Для эффективного решения проблем с ГНВП китайский холдинг INTLEF Oil and Gas Group Co., Ltd (INTLEF), расположенный в Шанхае, на своем заводе систематически внедряет новые технологические и инновационные решения при производстве продукции.

Hebei Bolu – одно из передовых предприятий по производству противовыбросового оборудования в Китае. Основная продукция компании – превенторы и противовыбросовое оборудование (пневмогидравлические и электрогидравлические станции управления ПВО, блоки манифольда глушения и дросселирования), которое было признано Китайской Национальной Нефтегазовой Корпорацией.

Нацелившись на российский рынок, специалисты и технический состав компании длительный период времени исследовали требования российского потребителя при эксплуатации оборудования и разработали продукцию, соответствующую ГОСТ. Суровые климатические условия в некоторых регионах РФ обусловили специальную разработку оборудования управления скважиной, работоспособного при температуре среды от -40 (-60 °C) до 60 °C.

В условиях относительно низких цен на нефть устаревшие методы проектирования превенторов увеличивают материальные расходы, требуют больше физических ресурсов, а превенторы имеют ряд конструкторских недостатков.

Научно-конструкторский центр Hebei Bolu поставил целью оптимизировать неизменное в течение десятков лет проектирование ПВО. При одинаковых требованиях безопасности и качества, используя

современные технологии моделирования, в центре разработали оптимизированную модель превенторов.



Рисунок 7. Превенторы безболтового соединения. а- универсальный; б- плащечный

Это позволило уменьшить массу и габариты, облегчить обработку, сократить производственные расходы и в то же время добиться соответствия пожеланиям клиентов и требованиям безопасности.

3.1 Технологические решения при изготовлении превенторов

Опираясь на многолетний опыт работы и отзывы заказчиков, исследовательский и технический персонал Hebei Volu разработал новый состав для высокоэффективной герметизирующей резины для уплотнения универсальных плашек и для производства сердечников универсальных превенторов. Новая резина обладает повышенной устойчивостью к истиранию, разрыву и увеличенным сроком службы.

Замена резиновых сердечников занимает всего 10 мин. Безболтовое соединение превенторов сокращает продолжительность замены до 70 %, уменьшает потребность в рабочей силе до 80 %, увеличивает эффективность и безопасность замены резиновых сердечников в рабочих условиях.

В сотрудничестве с признанными зарубежными производителями получен патент на применение специальной технологии обработки

поверхности каркаса. Данная безопасная и экологичная технология укрепляет соединение резины с металлическим каркасом, увеличивая срок службы. Опыт проведения лабораторных испытаний, работы на месторождениях и сбор информации от клиентов позволили исследовательской команде получить все знания для разработки новой улучшенной бутонитриловой смеси. Данная смесь используется в изготовлении резиновых сердечников универсальных превенторов и плашек. При сохранении эластичности увеличиваются прочность и износоустойчивость, а также срок службы сердечника.

Материалы, применяемые для изготовления резины, – NBR с температурным диапазоном 18–121 °С, HNBR с температурным диапазоном – 1–149 °С и сопротивлением сероводороду с его содержанием до 15 %.

Проведенные испытания усовершенствованного сердечника показали, что резина выдержала 206 нагрузок давления, тогда как по стандартам API 16A требуется только 52. Усовершенствованный сердечник не показал серьезных повреждений (были выявлены лишь поверхностные разрывы) при испытании по стандартам API 16A.

Группа исследователей совместно с зарубежными компаниями приступила к разработке антикоррозийной защиты внутренних полостей превенторов. Покрыв подвижные поверхности неметаллической смазкой и подвергнув их высокотемпературному укреплению, была повышена антикоррозийность и износостойкость внутренних полостей превенторов.

Во время эксплуатации разные части превентора находятся в разных средах. Для защиты внутренней полости и поверхности плашек в производственном процессе используется покрытие Everlube, которое повышает устойчивость к коррозии и трению. Толщина слоя 0,020–0,030 мм, коэффициент трения 0,005–0,10, сила сцепления 4В, 5В, поглощение воды $\leq 0,03$ %, предел прочности 14–28 МПа, рабочая температура – 195–260 °С.

Технология обработки поверхности плашек при помощи высокоскоростного распыления расплавленного карбида вольфрама значительно повышает их устойчивость к коррозии и трению, увеличивая срок службы плашки. Высокая плотность карбид–вольфрамового слоя повышает прочность сцепления до 70 МПа, твердость до 65–70 HRC при толщине слоя 0,1–0,18 мм, коэффициент шероховатости поверхности после растирания 0,2–0,4, что приводит к выдающимся результатам по износостойкости, сопротивлению коррозии от сероводорода и соленой воды.

QRQ-обработка эффективнее твердого хромирования в 2,1 раза, ионного азотирования в 2,8 раза, высокочастотной закалки в 29,4 раза. Данная технология применяется при обработке покрытий поршней, цилиндров и блокировочных валов преенторов. Технология QRQ одобрена соответствующими органами защиты окружающей среды. Не имеет в составе тяжелых металлов, не загрязняет воду, используется как замена гальванизирования и других вредных технологий.

Лазерная плакировка – под воздействием лазера происходит плавление металла на основной поверхности. При охлаждении возникает новое соединение, повышающее защитные характеристики детали преентора. Технология лазерной плакировки позволяет создать слой плавленого металлического соединения на поверхности детали, повышая износоустойчивость, сопротивление коррозии, высоким температурам и остальным негативным воздействиям.

Порошковая металлическая смесь на никелевой основе используется для защиты конструкции от коррозии. Соответствуя нормам AMSE, технология лазерной плакировки была признана пригодной для обработки внутренней полости плашечного преентора для защиты от коррозионного воздействия серы. Сейчас технология активно применяется в обработке деталей на предприятии Hebei Bolu.

К проблемам также относятся поверхностные повреждения, возникающие при работе в крайне трудных условиях и воздействии коррозии.

Компания, в сотрудничестве с признанным поставщиком покрасочного оборудования в Китае, разработала усовершенствованное оборудование и технологию покраски. С использованием новых помещений для обжига данная технология позволяет добиться высокой стойкости поверхности к коррозии и к остальным вредным воздействиям, повышая качество внешних поверхностей превенторов.

На заводе Hebei Bolu проводят инновационные исследования в области производства противовыбросового оборудования, постоянно совершенствуя выпускаемую продукцию.

В разработках новой и усовершенствовании существующей продукции участвуют 50 специалистов, 13 из которых являются инженерами высшего уровня. Они используют новейшие технологии анализа и расчета, это дает возможность выполнения любых требований клиентов.

Разработан новый механизм закрепления поршня закрытия U-типа, это соединение поршня облегчает и сокращает время монтажа и закрытия отверстия превентора. Превенторы, изготовленные нашим предприятием (BL-U), и превенторы компании CAMERON (CAMERON-U) полностью взаимозаменяемы.

Все материалы и антикоррозийная защита обычного, срезного, усиленного цилиндров U-плащечных превенторов соответствуют технологии CAMERON. В превентор возможно установить универсальные и высокотемпературные резиновые элементы, а также срезные плашки производства CAMERON. В превенторах данного типа применяются высокоэффективные новшества. Внутренняя полость и поверхность плашек покрываются Everlube, на вал поршня напыляется карбид вольфрама,

поршневой шток и вал блокировки подвергаются QPQ-обработке, а цилиндр – азотированию.

3.2 Усовершенствованные облегченные превенторы безболтового соединения.

Универсальный превентор безболтового соединения FH35-35/70 состоит из корпуса, поршня, опорного кольца, резинового сердечника, крышки, зажимного кольца.



Рисунок 8. Универсальный превентор безболтового соединения.

Малое число деталей обеспечивает надежность, легкость монтажных работ при смене резинового сердечника, улучшает надежность оборудования, экономя время и рабочую силу. Для соединения крышки и корпуса используется зажимное кольцо, разделенное на шесть отдельных частей, что уменьшает время монтажа и прилагаемые усилия. Быстрое закрепление

крышки и корпуса универсального превентора происходит за счет обжимного кольца, разделенного на шесть частей. Такой способ сокращает время, необходимое для замены резинового сердечника.

При производстве превентора применена технология, при которой уплотнение блока сферического резинового стержня обеспечивает полную герметизацию скважины резиновым уплотнителем сферической формы во всём диапазоне от 0 до 346 мм.

Конструкция безболтового соединения средней крышки с корпусом кольцевого превентора обеспечила компактность, удобную, быструю сборку и надежный монтаж, а применив один компаунд из бутадиен-нитрильного каучука, повышающий механические свойства, получили увеличение прочности и износостойкости резиновых деталей, что привело к увеличению срока службы уплотнения.

Облегченный безболтовой превентор спроектирован на базе серийного превентора с модернизацией основных узлов. Улучшены конструкция плашек и гидравлического цилиндра, а также способ отпирания приводов плашек с учетом соответствующих стандартных требований. Проведён анализ прочности основных несущих элементов серийного и спроектированного облегченного плашечного превентора методом дискретных элементов.

Результатами внедрения в производство новых технологий и конструкторских решений являются габаритные и массовые показатели готового изделия, которые облегчают транспортировку, монтаж, техническое обслуживание и ремонт данного противовыбросового оборудования, приводят к снижению времени и финансовых затрат на проведение этих работ.

Условный проход, мм	Рабочее давление, МПа	Верхнее/нижнее соединение	Обычный превентор			Облегченный превентор			Разница массы, кг	Разница диаметров ΔД, мм	Разница высот ΔВ, мм	Разница массы, %
			Масса, кг	Габарит, мм		Масса, кг	Габарит, мм					
				Д	В		Д	В				
350	35	Шпильчатое/ фланцевое	6450	1271	1176	4543	1146	1092	1970	125	84	30
280	35	Шпильчатое/ фланцевое	4715	1146	1100	3300	1080	1030	1415	66	70	30
230	35	Шпильчатое/ фланцевое	3145	1016	942	2200	960	880	945	56	62	30

Рисунок 9. Сравнительная таблица обычного и облегченного универсальных превенторов

Плашечный превентор безболтового соединения 2FZ35-70 (рисунок 10) состоит из корпуса, люка, конструкции зацепления, которая находится внутри оборудования. Такое положение защищает конструкцию от внешних воздействий, повышая надежность превентора.

Конструкция состоит из подвижной и статичной частей блокировки, с помощью винтового вала осуществляется открытие/закрытие люка. Такой процесс помогает сократить время операций и облегчает работу.

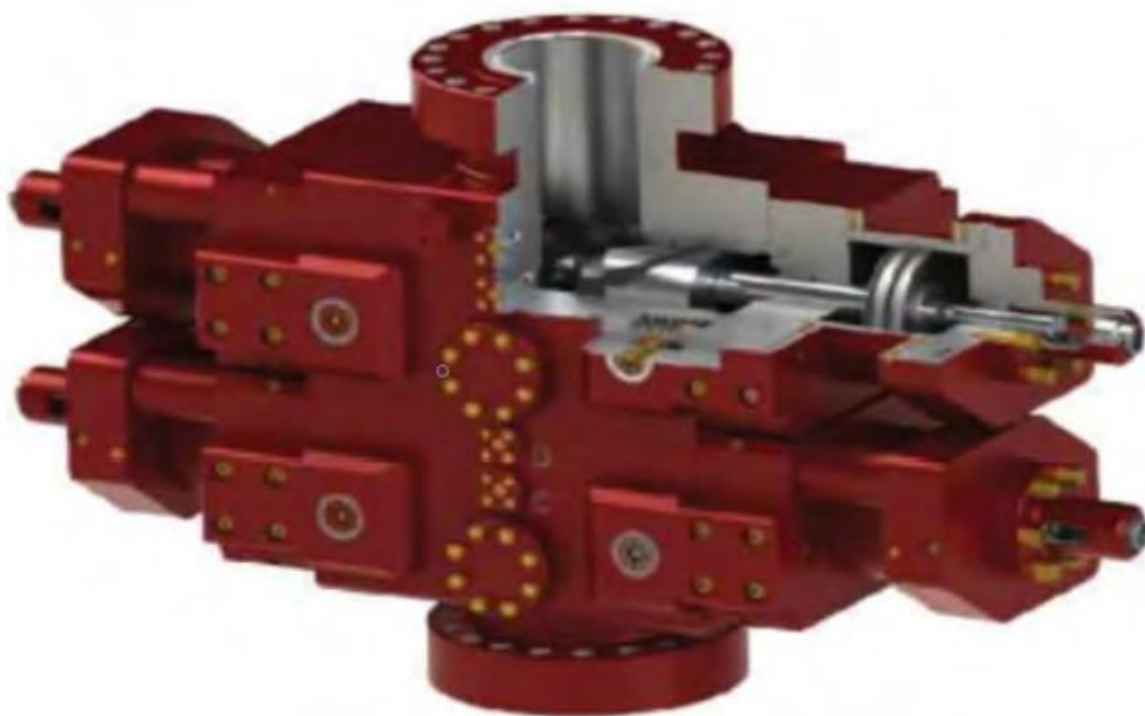


Рисунок 10. Плащечный превентор безболтового соединения.

Новая технология безболтового крепления приводов плашек, состоящая из запирающего механизма, расположенного внутри привода, значительно сократила время замены плашек, повысила безопасность и эффективность работ без снижения надёжности превентора.

Гидравлический самозапирающийся механизм превентора позволил осуществить запираение и отпираение гидравлического цилиндра для обеспечения безопасности и надёжности работ под давлением, уменьшить интенсивность и повысить эффективность работ.

Система безболтового крепления привода плашки полностью автоматизирована и не требует дополнительной наладки.

Закрытием-открытием плашек и всей запирающей системы приводов управляют одновременно одной операцией. Процессы запираения и отпираения осуществляются при помощи гидроцилиндров, смонтированных в приводах.

Установленные в крышках засовы надёжно фиксируют привод плашки к корпусу превентора.

Применение компаунда из бутадиен-нитрильного каучука повысило прочность и износостойкость резиновых деталей при увеличении срока службы уплотнения.

В новом безболтовом облегченном превенторе применены цинкоалюминиевое покрытие HD5002, покрытие на основе алюминия HD5102, керамический материал HD5054, смазка в виде сухой пленки на тефлоновой основе HD7401, эластичная промазка авиационного назначения HDTT120, покрытие MoS₂ смазки в виде сухой пленки HD7352, которые являются высокотехнологическими антикоррозийными материалами, работающими при низкой температуре, в кислотно-щелочной среде, с высокой ударной стойкостью и высокой адгезией.

Результатами совершенствования конструкции плашечных превенторов и внедрения в производство новых технологий стали улучшение показателей по массе и габаритам готового изделия сокращение времени и снижение финансовых затрат на проведение работ, связанных с транспортировкой продукции и монтажом на буровой, а также на техническое обслуживание и ремонт данного противовыбросового оборудования.

Услов- ный про- ход, мм	Рабо- чее дав- ле- ние, МПа	Верхнее/ нижнее соедине- ние	Обычный превентор			Облегченный превентор			Раз- ница мас- сы, кг	Раз- ница высот ΔВ, мм	Раз- ница мас- сы, %
			Масса, кг	Габарит, мм		Масса, кг	Габарит, мм				
				Ш	В		Ш	В			
350	35	Шпилеч- ное/ флан- цевое	5780	2394	945	3550	2277	802	2230	143	39
350	21	Шпилеч- ное/ флан- цевое	5750	2340	945	3550	2277	802	2200	143	38
280	35	Шпилеч- ное/ флан- цевое	4766	2120	830	3200	2045	690	1566	140	33
280	21	Шпилеч- ное/ флан- цевое	3550	2120	800	1885	1902	648	1665	152	47
230	35	Шпилеч- ное/ флан- цевое	3980	2032	830	2700	1962	690	1280	140	32

Рисунок 11. Сравнительная таблица обычного и облегченного плашечных превенторов.

3.3 Вывод к разделу «специальный вопрос»

Область применения противовыбросового оборудования - строительство и капитальный ремонт нефтяных и газовых скважин.

Основная задача комплекса: сохранение находящегося в скважине бурового раствора и проведение операций по его замещению (глушение скважины) другим с требуемыми параметрами.

Комплекс противовыбросового оборудования обеспечивает проведение следующих работ:

- герметизацию скважины, включающую закрывание -- открывание плашек (уплотнителя) без давления и под давлением;
- спуск-подъем колонны бурильных труб при герметизированном устье, включая протаскивание замковых соединений,

расхаживание труб, подвеску колонны труб на плашки и удержание ее в скважине плашками при выбросе;

- циркуляцию бурового раствора с созданием регулируемого противодействия на забой и его дегазацию;
- оперативное управление гидроприводными составными частями оборудования.

Современные производители стремятся внедрять новые технологии, которые позволяют ускорить транспорт, монтаж, техническое обслуживание и ремонта противовыбросового оборудования.

Так же конструктивные решения направлены на уменьшения габаритных и массовых показателей. Сокращения времени монтажа, увеличения срока службы оборудования и уменьшение финансовых затрат.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б8В	Левченко Е.Н.

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	23.03.01 «Нефтегазовое дело»

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

4 Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих.	1. Литературные источники; 2. Методические указания по разработке раздела; 3. Сборник сметных норм на бурение скважин; 4. Налоговый кодекс РФ.
5 Нормы и нормативы расходования ресурсов.	
6 Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования.	

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

7 Оценка коммерческого потенциала, перспективности бурения разведочной скважины с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.	1. Расчет финансово-сметного расчета и финансового результата реализации проекта строительства скважины.
8 Планирование и формирование бюджета строительства скважины.	2. Расчет затрат времени, труда, материалов и оборудования по видам работ.
9 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности строительства скважины.	3. Общий расчет сметной стоимости строительства скважины.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Рыжакина Татьяна Гавриловна	к.э.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8В	Левченко Е.Н.		

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Введение

В современных условиях хозяйствования возрастают требования к экономической подготовке инженерно-технических кадров. Одним из путей улучшения экономической подготовки инженеров является выполнение на должном теоретическом и практическом уровне раздела ВКР: «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение».

Данный раздел, предусматривает рассмотрение следующих задач:

- произвести расчет нормативной продолжительности выполнения работ согласно теме ВКР и представить календарный график выполнения работ;
- представить сметную стоимость выполнения работ с расчетом отдельных статей сметы.

4.1 Расчет нормативной продолжительности строительства скважины

Исходные данные к расчету представлены в таблице 27.

Таблица 27 – Исходные данные

Наименование скважины	Разведочная
Проектная глубина, м:	3250
Способ бурения:	
- под направление	Роторный
- под кондуктор и эксплуатационную колонну	Совмещенный (ВЗД)
Цель бурения	Разведка
Конструкция скважины:	
- направление	∅ 323,9 мм на глубину 60 м
- кондуктор	∅ 244,5 мм на глубину 1800 м
- эксплуатационная колонна	∅ 146,1 мм на глубину 3250 м
Буровая установка	ЗД-86
Оснастка талевого системы	5х6
Насосы:	
- тип, количество, шт.	УНБТ-950 – 2 шт.
производительность, л/с:	
- в интервале 0-60 м	70
- в интервале 60-1800 м	50
- в интервале 1800-3250 м	36
Утяжеленные бурильные трубы (УБТ):	∅ 178х90 мм, 42 м

Забойный двигатель (тип):	
- в интервале 60-1800 м	ВЗД ДРУ-240РС
- в интервале 1800-3250 м	ВЗД ДРУ2-178РС
Бурголовка при отборе керна	БИТ 190,5/100 ВТ 913 УВ.332
Бурильные трубы: длина свечей, м	24

Производственные работы по сооружению скважин состоят из нескольких этапов, нормативная продолжительность определяется, как сумма нормативной продолжительности всех этапов:

- строительно-монтажные работы;
- подготовительные работы;
- бурение и крепление скважины.

При расчете принимаются во внимание:

- данные геологические, технические и технологические согласно проекту;
- нормы проходки 1 метра, нормы проходки на долото;
- нормирование спускоподъемных операций, вспомогательных работ, связанных с креплением и цементированием скважины.

Основным документов для расчета нормативного времени для сооружения скважины являются «Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые» [1].

Нормативное время на механическое бурение по отдельным нормативным интервалам определяется по формуле:

$$T_6 = T_{6н} \cdot h, \quad (1)$$

где $T_{6н}$ – норма времени на бурение одного метра, час;

h – величина нормативного интервала, метр.

Расчет нормативного времени бурения представлен в таблице 28. Нормы времени приняты в соответствии с опытом бурения скважин в настоящее время.

Таблица 28 – Нормативное время бурения

Количество метров в интервале, м	Норма времени на бурение 1 метра, ч/м	Нормативное время на механическое бурение, ч
60	0,025	1,5

1740	0,029	49,7
1226	0,04	49,0
224	0,2	44,8
Итого		145,1

Нормативное количество долот рассчитывается по формуле:

$$n = h/\Pi, \quad (2)$$

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

Результаты расчета нормативного количества долото сведены в таблицу 29.

Таблица 29 – Нормативное количество долот

Количество метров в интервале h, м	Нормативная проходка на долото в данном интервале Π , м	n
60	700	0,09
1740	5000	0,35
1226	3600	0,34
224	400	0,56
Итого на скважину		1,33

При расчете нормативного времени на спуско-подъемные операции, учитывается количество поднимаемых и опускаемых свечей, количество наращиваний по каждому нормативному интервалу:

$$N_{\text{сп}} = \frac{n \cdot (H_1 + H_2 - 2d - h)}{2L}, \quad (3)$$

$$N_{\text{под}} = \frac{n \cdot h + N_{\text{сп}}}{L}, \quad (4)$$

$$T_{\text{сп}} = \frac{N_{\text{сп}} \cdot T_{\text{св}}}{60}, \quad (5)$$

$$T_{\text{под}} = \frac{N_{\text{под}} \cdot T_{\text{св}}}{60}, \quad (6)$$

где $N_{\text{сп}}$, $N_{\text{под}}$ – соответственно количество спускаемых и поднимаемых свечей;

$T_{\text{сп}}$, $T_{\text{под}}$ – соответственно время спуска и подъема свечей, час;

$T_{\text{св}}$ – нормативное время на спуск и подъем одной свечи по ЕНВ, час.

Нормативное время на выполнение остальных операций рассчитывают на основании объема этих работ и норм времени по ЕНВ [1, 3].

Нормативное время на сборку оснований вышечно-лебедочного блока – 64 часа; на монтаж оборудования и приспособлений вышечного блока – 153,1

часа; на сборку вышки – 305,5 часов; на монтаж бурового, силового оборудования привышечных сооружений – 219,8 часов; на сборку оснований насосного блока – 258 часов; на монтаж буровой установки – 79,6 часов. Суммарное время на строительно-монтажные работы составляет 1080 часов или 45 суток:

$$\sum T_{\text{мон}} = 64 + 153,1 + 305,5 + 219,8 + 258 + 79,6 = 1080 \text{ ч}$$

Норматив времени на подготовительные работы к бурению определяется также по единым нормам и составляет 96 часов или 4 суток.

Нормативное время на подземные геофизические исследования (ПГИ) определяются согласно «Межотраслевым нормам времени на геофизические исследования в скважинах, пробуренных на нефть и газ» [2]. Нормы времени определяются в зависимости от запроектированного оборудования и видов исследования для каждого пробуренного интервала, которые определяются на этапе создания проектной документации.

Для расчета нормативного времени на испытание продуктивного пласта используются «Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин» [3].

Нормативная карта по сооружению разведочной скважины на нефтяном месторождении приведена в таблице 27.

Таблица 30 – Нормативная карта

Наименование работ	Тип и размер долота	Интервал бурения, м		Норма		Проходка в интервале, м	Количество долблений, шт.	Время механического бурения, час	СПО и прочие работы, час	Всего, час
		от	до	Проходка на долото, м	Время бурения 1 м, час					
Бурение под направление	393,7 Глубур	0	60	700	0,025	60	0,09	1,5	0,17	1,67
Промывка (ЕНВ)										0,07
Нарращивание (ЕНВ)										0,75
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										0,60
Установка и вывод УБТ за палец (ЕНВ)										0,18
Крепление (ЕНВ)										11,65
Смена обтираторов (ЕНВ)										0,20
Итого:										15,11
Ремонтные работы (ЕНВ)										0,76
Смена вахт (ЕНВ)										0,10
Итого:										15,97
Бурение под кондуктор	TD-295,3 SVD 519-T1. 2	60	1800	5000	0,029	1740	0,35	49,7	4,57	54,28
Промывка (ЕНВ)										1,56
Нарращивание (ЕНВ)										18,00
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										1,80
Установка и вывод УБТ за палец (ЕНВ)										0,53
Крепление (ЕНВ)										50,56
Смена обтираторов (ЕНВ)										0,48
Итого:										127,20
Ремонтные работы (ЕНВ)										6,36
Смена вахт (ЕНВ)										0,50
Итого:										134,07

Продолжение таблицы 30

Наименование работ	Тип и размер долота	Интервал бурения, м		Норма		Проходка в интервале, м	Количество долблений, шт.	Время механического бурения, час	СПО и прочие работы, час	Всего
		от	до	Проходка на долото, м	Время бурения 1 м, час					
Бурение под эксп. колонну	БИТ 190,5 ВТ 513	1800	2388	3600	0,040	588	0,16	23,5	5,78	29,30
Привязочный каротаж										2,43
Отбор керна	БИТ 190,5/100 ВТ 913	2388	2462	400	0,2	74	0,19	14,8	30,65	45,45
Бурение под эксп. колонну	БИТ 190,5 ВТ 513	2462	2810	3600	0,04	348	0,10	13,9	6,62	20,54
Отбор керна	БИТ 190,5/100 ВТ 913	2810	2900	400	0,2	90	0,23	18	41,70	59,70
Бурение под эксп. колонну	БИТ 190,5 ВТ 513	2900	3170	3600	0,04	270	0,08	10,8	7,53	18,33
Отбор керна	БИТ 190,5/100 ВТ 913	3170	3230	400	0,2	60	0,15	12	31,32	43,32
Бурение под эксп. колонну	БИТ 190,5 ВТ 513	3230	3250	3600	0,04	20	0,01	0,8	8,47	9,27
Промывка (регламент/ЕНВ)										1,95
Наращивание (ЕНВ)										15,25
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										1,28
Установка и вывод УБТ за палец (ЕНВ)										0,53
Крепление (ЕНВ)										56,92
ГТИ (ЕНВ)										5,28
Шаблонировка после ГТИ										2,53
Смена обтираторов (ЕНВ)										0,90
Выброс инструмента (ЕНВ)										12,19
Проверка ПВО (регламент/ЕНВ)										28,97
Итого:										354,14
Ремонтные работы (ЕНВ)										17,71
Смена вахт (ЕНВ)										3,20
Итого:										375,04
Итого по колоннам:										525,08

4.2 Линейный календарный график выполнения работ

Рассмотрим пример формирования линейного графика выполнения буровых работ. Вахта работает тридцать дней по 12 часов в сутки через 12 часов отдыха. Затем тридцать дней выходных. Доставка вахт на месторождения осуществляется авиа- и автотранспортом. Буровая бригада состоит из 4 вахт и обслуживающего персонала, приведенного в таблице 31.

Таблица 31 – Персонал, занятый при бурении скважины

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

Вышкомонтажные работы составляют 1080 часов или 45 суток.

Календарное время бурения 525,1 часов или 21,9 суток, с учетом поправочного коэффициента 1,1 – 577,6 часов или 24,1 суток.

Время, отводимое на испытания скважины на продуктивность, составляет 283,2 часов или 11,8 суток.

Линейный календарный график проведения работ по строительству разведочной скважины на нефтяном месторождении приведен в таблице 32.

Таблица 32 – Линейный календарный график проведения работ по строительству скважины

Бригады	Сутки	Месяцы								
		1			2			3		
Вышкомонтажная	45									
Буровая	21,9									
Испытания	11,8									

4.3 Сметная стоимость строительства скважины в нефтегазовой отрасли

Смета на строительство скважины определяет сумму затрат, необходимых для выполнения этих работ, и является основой для заключения договоров между буровыми и нефтегазодобывающими предприятиями и финансирования буровых работ.

Затраты на строительство скважины определяют составлением сметно-финансовых расчетов. Эти расчеты основываются на единых районных единичных расценках (ЕРЕР), которые для эксплуатационных скважин определяются СНиП IV-5-82 Сборник 49. Данный документ имеет три части, которые определяют единые расценки для различных работ, так в части I представлены расценки на подготовительные работы к строительству нефтяных и газовых скважин [4], в части II – на строительные и монтажные работы [5], в части III – на бурение и испытание на продуктивность скважин [6].

Амортизация считается исходя из классификации основных фондов из Постановления правительства Российской Федерации №640 от 07 июля 2016 года [7] методом начисления амортизации пропорционально объему выполненных работ. Это объясняется тем, что бурение имеет сезонный характер выполнения работ.

Сметные расчеты на бурение и крепление скважины представлены в таблицах 7 и 8.

Для перевода цен 1984 года, в которых производится расчет согласно СНиП IV-5-82, используются индекс изменения сметной стоимости по буровым работам (1,4 – скважина на нефть) и прочим работам и затратам и индексы изменения сметной стоимости строительно-монтажных работ (61,09), произведение которых на первый квартал 2023 года составляет 85,52 [8, 9].

Свод затрат на строительство скважины представлен в таблице 9.

Технико-экономические показатели определяются по формулам:

Механическая скорость бурения (м/час):

$$V_M = \frac{H}{t_m}, \quad (7)$$

где H – глубина скважины, м;

t_m – продолжительность механического бурения, час.

Рейсовая скорость бурения (м/час):

$$V_p = \frac{A}{t_m + t_{\text{СПО}}}, \quad (8)$$

Коммерческая скорость (м/ст.мес):

$$V_k = \frac{H \cdot 720}{T_k}, \quad (9)$$

где T_k – календарное время бурения, час.

Средняя проходка на долото по скважине (м):

$$h_{\text{ср}} = \frac{H}{n}, \quad (10)$$

где n – количество долот, необходимых для бурения скважины.

Сметную себестоимость строительства скважины можно определить как разность между сметной стоимостью и плановыми накоплениями по формуле:

$$C_c^{1м} = \frac{C_{\text{см}} - \Pi}{H}, \quad (11)$$

Результаты расчета технико-экономических показателей сведены в таблицу 33.

Таблица 33 – Нормативные технико-экономические показатели бурения скважины

Показатели	Величина
Глубина скважины, м	3250
Продолжительность бурения, сут.	21,9
Механическая скорость, м/ч	22,4
Рейсовая скорость, м/ч	10,3
Коммерческая скорость, м/ст.-мес.	4456,5
Проходка на долото, м	650
Стоимость одного метра, руб.	38 660,4

Вывод

Таким образом, общие затраты, которые несет компания на строительство одной вертикальной разведочной скважины, составляют 128 889 554,8 руб.

Значительную часть стоимости проектируемой скважины составляют затраты на бурение, крепление скважины и отбор керна. Это вызвано непростыми геологическими условиями бурения, которые включают аномально высокое пластовое давление и большое количество продуктивных пластов, в которых необходимо предусмотреть отбор керна для проведения последующих испытаний. Чтобы обеспечить максимальную безопасность работ была спроектирована конструкция скважины с удлиненным кондуктором, что позволит предотвратить воздействие высокого давления на вышележащие горизонты. Таким образом, такое решение позволяет проводить испытания в продуктивном пласте без опасности гидроразрыва вышележащих горизонтов при газонефтеводопроявлении. После испытания такая скважина может быть переведена из разведочной в эксплуатационную.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа		Левченко Евгений Николаевич	
Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	23.03.01 «Нефтегазовое дело»

Тема ВКР:

Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 3250 метров на нефтегазовом месторождении (Тюменская область)	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
Введение – Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения. – Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации	<i>Объект исследования Нефтяное месторождение в Тюменской области</i> <i>Область применения строительство разведочной нефтяной скважины</i> <i>Рабочая зона: Буровая установка, полевые условия.</i> <i>Размеры помещения (климатическая зона) 200х50</i> <i>Количество и наименование оборудования рабочей зоны</i> <i>Буровые насосы, система очистки, блок приготовления раствора, вышечно-лебедочный блок</i> <i>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне: бурение, бурение, промывка ствола скважины, спуск-подъемные операции, цементирование.</i>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при разработке проектного решения/при эксплуатации – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	– ГОСТ 12.0.003-2015. Система стандартов безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. – ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования. – ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. – ГОСТ 13862-90 "Оборудование противовибросовое". – ГОСТ Р 12.1.019-2009 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. – Федеральный закон от 22 июля 2008 г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».
2. Производственная безопасность при разработке проектного решения/при эксплуатации): – 2.1. Анализ потенциальных вредных и опасных факторов – 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	<i>Вредные производственные факторы:</i> – Недостаток необходимого освещения. – Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего. – Загазованность воздуха рабочей зоны. – Повышенный уровень шума и вибрации. – Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны. – Повышенный уровень шума и вибрации. – Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися. <i>Опасные производственные факторы:</i>

	<i>Производственные факторы, связанные с электрическим током.</i> – Производственные факторы, связанные с пожаровзрывоопасностью. – Производственные факторы, связанные с работой на высоте. – Производственные факторы, связанные с движущимися машинами и механизмами производственного оборудования. <i>Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов:</i> – Искусственное освещение; – Спецдежда, спецобувь с повышенным тепловым сопротивлением, защитные маски для лица; – Переносные газоанализаторы; – Защитные беруши, звуко- и виброизолирующие кожухи, – Измерительные штанги, изолирующие клещи, электроизмерительные инструменты, диэлектрические перчатки; – Порошковые и углекислотные огнетушители, пожарные щиты и стенды.
3. Экологическая безопасность при разработке проектного решения/при эксплуатации	<i>Воздействие на селитебную зону: строительство нефтяной скважины осуществляется в отдаленных от жилых зон регионах, влияние отсутствует.</i> <i>Воздействие на литосферу: уничтожение и повреждение почвенного слоя, сельхозугодий и других земель.</i> <i>Воздействие на гидросферу: Попадание в гидросферу загрязняющих веществ, такие как хозяйственно-бытовые сточные воды.</i> <i>Воздействие на атмосферу: выброс в атмосферу выхлопных газов от автомобилей, а также от стационарных источников.</i>
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при разработке проектного решения/при эксплуатации	<i>Возможные ЧС: ГНВП, возникновение лесного пожара, пожар на нефтяной скважине</i> <i>Наиболее типичная ЧС: ГНВП, возникновение лесного пожара.</i>
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ООДШБИП	Гуляев Милий Всеволодович			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8В	Левченко Евгений Николаевич		

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

5.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства

Работа на буровой установке имеет такие особенности, как вахтовый метод работы и наличие определенных ограничений на список лиц, допущенных к осуществлению работ, регламентируемые главой 47 Трудового кодекса Российской Федерации «Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом».

Ст. 297. регулирует общие положения о работе вахтовым методом, в частности об обустройстве вахтовых поселков для работников.

Ст. 298. определяет ограничения на работы вахтовым методом. К работам не могут привлекаться работники в возрасте до восемнадцати лет, беременные женщины и женщины, имеющие детей в возрасте до трех лет, а также лица, имеющие противопоказания к выполнению работ вахтовым методом в соответствии с медицинским заключением.

Лица моложе восемнадцати лет не могут привлекаться ко всем видам работ, связанных с бурением нефтяных, газовых и других скважин, а также с добычей нефти и газа согласно ПП РФ от 25.02.2000 №163.

Ст. 299-302 регулируют продолжительность вахты (не более одного месяца), режимы труда и отдыха (продолжительность смены не более 12 часов), гарантии и компенсации работающим вахтовым методом (надбавки к заработной плате; районные коэффициенты – 1,5 для места проведения работ по проекту; ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск).

Работник буровой имеет право на досрочную пенсию по старости по достижении возраста 55 лет, если он проработал на работах с тяжелыми условиями труда не менее 12 лет 6 месяцев и имеет страховой стаж не менее 25 лет, согласно Федеральному закону от 17.12.2001 №173-ФЗ «О трудовых

пенсиях в Российской Федерации. Статья 27. Сохранение права на досрочное назначение трудовой пенсии».

5.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Работа буровой бригады выполняется стоя, рабочие места необходимо оборудовать в соответствии с ГОСТ 12.2.033-78.

При работе двумя руками органы управления размещают с таким расчетом, чтобы не было перекрещивания рук. Органы управления, используемые до 5 раз в смену, допускается располагать за пределами зоны досягаемости моторного поля. Редко используемые средства отображения информации допускается располагать в вертикальной/горизонтальной плоскости под углом $\pm 60^\circ$ от нормальной линии взгляда.

Исключение составляют работы на буровых установках, оборудованных автоматизированным оборудованием (верхний силовой привод), где место работы бурильщика оборудовано креслом. В таком случае рабочее место бурильщика должно оборудоваться в соответствии с ГОСТ 12.2.032-78. Конструкцией рабочего места должно быть обеспечено выполнение трудовых операций в пределах зоны досягаемости моторного поля. Конструкция регулируемого кресла оператора должна соответствовать требованиям ГОСТ 21889-76. При необходимости освобождения рук операции, не требующие точности и быстроты выполнения, могут быть переданы ножным органам управления.

5.2 Производственная безопасность

Идентификация потенциальных опасных и вредных производственных факторов (ОВПФ) проводится с использованием ГОСТ 12.0.003–2015 [2]. Название вредных и опасных производственных факторов в работе соответствуют приведенной классификации. Определены название характерных видов работ и вредных производственных факторов (ОВПФ).

Таблица 34 – Возможные опасные и вредные факторы на рабочем месте работника буровой бригады

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы буровых работ			Нормативные документы
	Геологическая документация горных выработок и скважин	Буровые работы	Обработка результатов работ	
1. Недостаток необходимого освещения	+	+	+	Национальный стандарт РФ ГОСТ Р 55710-2013 "Освещение рабочих мест внутри зданий. Нормы и методы измерений" [1]
2. Факторы, связанные с аномальными микроклиматическим и параметрами воздушной среды на местонахождении работающего	+	+	—	ГОСТ 30494-2011. Межгосударственный стандарт. Здания жилые и общественные. Параметры микроклимата в помещениях" [2]
3. Загазованность воздуха рабочей зоны	+	+	—	ГН 2.2.5.686-98 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. Гигиенические нормативы. [3]
4. Повышенный уровень шума и вибрации	+	+	+	СП 51.13330.2011 Защита от шума; [5] ГОСТ 31192.1-2004 Измерение локальной вибрации и оценка ее воздействия на человека [6]
5. Производственные факторы, связанные с работой на высоте	+	+	—	Приказ Министерства труда и социальной защиты РФ от 16.11.2020 N 782н. [4]
6. Факторы, связанные с электрическим током	+	—	+	ГОСТ Р 12.1.019-2009 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. [7]
7. Пожаровзрывоопасность	-	+	+	ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования.

8. Факторы, связанные с движущимися машинами и механизмами производственного оборудования	-	+	+	ГОСТ 12.4.011-89 Система стандартов безопасности труда. Средства защиты работающих
---	---	---	---	--

5.2.1 Анализ вредных и опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Шум на буровой установке возникает в результате работы бурового оборудования. Чрезмерный уровень шума оказывает негативное влияние на здоровье людей, прежде всего на органы слуха, нервную и сердечно-сосудистую системы. Шум может увеличить риск при действии с другими факторами. В соответствии с требованиями «Санитарных норм и правил по ограничению шума на территориях и в помещениях производственных предприятий» допустимый уровень звука не должен превышать 85 дБА для данного вида работ. Мероприятия по предотвращению вредного воздействия включают в себя использование СИЗ (наушники, вкладыши, шлемы) согласно ГОСТ 12.4.275-2014 и коллективных средств защиты (звукоизолирующие кожухи, малозумные машины и звукопоглощающие облицовки) согласно ГОСТ 12.1.029-80.

Вибрация возникает при нарушении балансировки вращающихся частей установок, неправильном осуществлении технологических операций. Под действием вибрации у человека развивается вибрационная болезнь. Нормативные значения (обеспечивающие отсутствие вибрационной болезни) виброускорения и виброскорости составляют 0,1 м/с² и 2,0 мм/с в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.012-2004. Для устранения вредного воздействия необходимо использование коллективных средств защиты (амортизационные подушки, виброизолирующие хомуты, увеличение массы основания) и СИЗ (виброгасящие коврики, виброрукавицы) согласно ГОСТ 12.4.002-97.

Освещение рабочих мест внутри и снаружи буровой установки характеризуется освещённостью, яркостью и др. Недостаточная освещённость рабочего места затрудняет длительную работу, вызывает повышенное утомление, способствует развитию близорукости, сопровождается снижением интенсивности обмена веществ в организме. На буровой установке используется естественное, искусственное и совмещенное освещение. Нормы освещённости на буровой установке, утверждены приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15 декабря 2020 года N 534 Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (ПБНГП). Согласно документу, рабочие зоны буровой площадки должны обеспечивать освещённость: роторного ствола – 100 лк; пути движения талевого блока – 30 лк; помещения вышечного и насосного блоков – 75 лк; превенторной установки – 75 лк; лестниц, маршей, сходов, приемного моста – 10 лк.

Отклонение показателей климата может привести к ухудшению общего самочувствия рабочего. Нормирование параметров на открытых площадках не производится, но определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия их на организм рабочего. При отклонении показателей климата на открытом воздухе, рабочие должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты, которые предусмотрены отраслевыми нормами и соответствуют времени года. При определенной температуре воздуха и скорости ветра в холодное время работы приостанавливаются.

Оптимальные параметры микроклимата на рабочих местах должны соответствовать величинам, приведенным в таблице 2, согласно СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.

Таблица 35 – Оптимальные величины показателей микроклимата на рабочих местах производственных помещений

Период года	Категория работ по уровню энергозатрат, Вт	Температура воздуха, °С	Температура поверхности, °С	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	Ia (до 139)	22-24	21-25	60-40	0,1
	Iб (140-174)	21-23	20-24	60-40	0,1
	IIa (175-232)	19-21	18-22	60-40	0,2
	IIб (233-290)	17-19	16-20	60-40	0,2
	III (более 290)	16-18	15-19	60-40	0,3
Теплый	Ia (до 139)	23-25	22-26	60-40	0,1
	Iб (140-174)	22-24	21-25	60-40	0,1
	IIa (175-232)	20-22	19-23	60-40	0,2
	IIб (233-290)	19-21	18-22	60-40	0,2
	III (более 290)	18-20	17-21	60-40	0,3

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.

К основным документам, регламентирующим работу с движущимися механизмами, относится ГОСТ 12.2.003-91, здесь описываются такие требования как: – материалы конструкции производственного оборудования не должны оказывать опасное и вредное воздействие на организм;

– конструкция производственного оборудования и его отдельных частей должна исключать возможность их падения, опрокидывания и

самопроизвольного смещения; – конструкция производственного оборудования должна исключать падение или выбрасывание предметов (например, инструмента, заготовок, обработанных деталей, стружки), представляющих опасность для работающих; производственное оборудование должно быть пожаровзрывобезопасным; движущиеся части производственного оборудования, являющиеся возможным источником травмоопасности, должны быть ограждены или расположены так, чтобы исключалась возможность прикосания к ним работающего или использованы другие средства, предотвращающие травмирование; элементы конструкции производственного оборудования не должны иметь острых углов, кромок, заусенцев и поверхностей с неровностями. В последнем случае должны быть предусмотрены меры защиты работающих и т.д. Все рабочие во избежание травм снабжаются спецодеждой: защитная каска, которая выдается каждому члену бригады, щитки защитные лицевые, сапоги, согласно ГОСТ 12.4.011-89.

Согласно ГОСТ 12.2.062-81 все опасные зоны оборудуются ограждениями.

Согласно ГОСТ 12.4.026-2015 вывешиваются инструкции, и плакаты по технике безопасности, предупредительные надписи и знаки, а так же используются сигнальные цвета.

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). Основными причинами пожаров на производстве могут являться:

- искры, короткое замыкание, молнии;
- статическое электричество.

В целях предотвращения пожара на буровой установке

проводятся следующие мероприятия:

- запрет на расположение электропроводки в местах возможного повреждения и хранение ГСМ ближе 20 метров от установки;
- отведение специальных мест для курения и разведения огня;
- установка защитного заземления для исключения возможного возгорания от статического электричества;
- оснащение буровой установки молниезащитой для предупреждения возгорания от удара молнии;
- оборудование буровой средствами пожарными щитами согласно ППРФ от 21.03.2017 г №316 «О противопожарном режиме».

Взрывы – возможны при накоплении в ограниченном объеме достаточного количества взрывоопасного вещества с последующим его воспламенением. Они представляют опасность для человека, поскольку в результате взрыва могут образовываться осколки разрушенных конструкций; в зависимости от силы и источника взрыва могут наблюдаться термическое воздействие и ударная волна.

В целях предотвращения взрыва на буровой установке проводятся следующие мероприятия:

- исключение наличия источников возгорания;
- испытание сосудов, работающих под давлением, на давление, превышающее рабочее в полтора раза (согласно ПБНГП);
- установка контрольно-измерительных приборов (манометры и датчики), защитной аппаратуры и табличек;
- исключение вероятности достижения НПВ газами, поступающими из скважины, либо парами взрывоопасных веществ.
- Нормы НПВ определяются согласно ГОСТ 12.1.044-84 ССБТ:
- природный газ – не более 4% по объему;
- пары нефти, бензина – не более 1,25% по объему;
- сероводород – не более 4,3% по объему.

Меры по предотвращению достижения НПВ ограничиваются вентиляцией закрытых помещений, хранением нефтепродуктов в закрытой таре, и применением искробезопасного инструмента

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

Ток производит биологическое, термическое и электролитическое действие, и приводит к ожогам частей тела, потере зрения, нарушению дыхания и повреждению внутренних органов. Предупреждение поражений электрическим током на объектах включает в себя: применение блокировочных устройств; применение защитного заземления буровой установки, зануления; применение изолирующих, защитных средств (диэлектрические перчатки, ботинки, инструмент) при обслуживании электроустановок; проектирование, монтаж, наладка, испытание и эксплуатация электрооборудования буровых установок в соответствии с требованиями ПУЭ и приказа от 15 декабря 2020 года N 903н «Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок»; обеспечение недоступности прикосновения к оголенным токоведущим частям, находящимся под напряжением (изоляция, ограждения) знаки и площади безопасности.

Данный фактор возникает при вышкомонтажных работах и спускоподъемных операциях и может стать причиной возникновения механических травм в результате падения. Мероприятия по предупреждению падений проводятся согласно ПБНГП и включают в себя: использование верховым рабочим страховочного троса; оборудование рабочего места ограждением высотой не менее 1 м; установка маршевых лестниц с уклоном не более 60 градусов (у резервуаров – не более 50 градусов) и шириной не менее 0,65 м.

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

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

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

Основное профилактическое мероприятие – противэнцефалитные 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.

Источниками запыленности и загазованности воздуха на буровой являются силовые приводы, ДЭС, химические реагенты. С целью исключения вредного воздействия отработанного бурового раствора, ГСМ, 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 самих месторождений, трасс линейных сооружений (в первую очередь магистральных трубопроводов), в ближайших населенных пунктах (городах, поселках). При этом происходит нарушение растительного, почвенного и снежного покровов, поверхностного стока, срезка микрорельефа.

Для сохранения качества почвы необходимо:

- использовать буровые растворы с малой фильтрацией, для предотвращения попадания фильтрата в почву;
- сократить до минимума попадание 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.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Анализ возможных ЧС, возникающих при строительстве скважин. При строительстве скважин существует вероятность возникновения чрезвычайной ситуации, как природного, так и техногенного характера. Результаты анализа вероятных ЧС приведены в таблице 36.

Таблица 36 – Вероятные чрезвычайные ситуации на объекте

ЧС техногенного характера	ЧС природного характера
Пожары (взрывы) на производственном объекте	Геофизические опасные явления
Аварии с выбросом химически опасных веществ	Метеорологические опасные явления
Внезапное обрушение сооружений	Природные пожары

Из перечисленных ситуаций наиболее вероятным ЧС техногенного характера является газонефтеводопроявление (ГНВП), возникающее при строительстве скважины при несоблюдении порядка проведения работ согласно ПБНГП. ГНВП опасно переходом в открытое фонтанирование, которое чревато негативными последствиями, в том числе опасность для жизни и здоровья, потеря оборудования и полезных ископаемых.

Причины возникновения ГНВП при строительстве скважин:

- неправильное планирование проведения работ, которое привело к неверным действиям при создании давления рабочего раствора во время выполнения капитального ремонта;
- снижение уровня жидкости в скважине вследствие поглощения или неверного выполнения спуско-подъемных операций;
- снижение плотности рабочей жидкости во время простоев работы из-за поступления через стенки воды или газа; – несоблюдение рекомендуемого временного интервала между циклами работ;
- освоение пластов с высоким содержанием газа, растворённого в жидкости, и воды;

- возникновение процессов поглощения жидкости в стволе скважины.

Обоснование мероприятий по предупреждению и ликвидации ЧС
Мероприятия по предупреждению ГНВП включают в себя проведение работ согласно ПБНГП:

- не вскрывать пласты, которые могут вызвать проявления, без предварительного спуска колонны обсадных труб, предусмотренных геологотехническим нарядом (далее ГТН);
- непрерывный долив скважины при подъеме бурильной колонны; – цемент за кондуктором поднимать до устья скважины;
- при снижении плотности бурового раствора более чем на 0,03 г/см³ необходимо принимать немедленные меры по ее восстановлению;
- иметь 2-кратный запас раствора на скважинах при вскрытии зон с возможными ГНВП, продуктивных горизонтов на неразведанных площадях и объектах, на газовых и газоконденсатных месторождениях и месторождениях с аномально высокими давлениями;
- избегать применения КНБК с малыми зазорами;
- перед вскрытием объектов с высоким пластовым давлением, под ведущей бурильной трубой устанавливают обратный клапан.

При появлении признаков поступления пластового флюида в скважину подается сигнал «Выброс». При этом буровая вахта обязана загерметизировать канал бурильных труб, устье скважины, информировать об этом руководство бурового предприятия и действовать в соответствии с планом ликвидации аварий согласно пункту 5 РД 08-254-98.

Существует несколько способов ликвидации ГНВП. Метод уравновешенного пластового давления – забойное давление поддерживается несколько выше пластового на протяжении всего процесса.

На основании Федерального закона от 22.07.2008 N 123-ФЗ (ред. от 30.04.2021) «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности», можно выделить следующие классы возможных пожаров при ГНВП: пожары горючих жидкостей (В) и пожары газов (С).

В качестве первичных средств пожаротушения на территории буровых площадок размещаются пожарные щиты типа ЩП-В. Комплектация пожарного щита ЩП-В: огнетушитель ОП-10 или 2 огнетушителя ОП-4, ОП-5 или 2 огнетушителя ОВП-10; лом – 1 шт; ведро – 1 шт; покрывало для изоляции очага возгорания – 1 шт; лопата штыковая – 1 шт; лопата совковая – 1 шт; ящик с песком 0,5 куб. метра – 1 шт.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Согласно техническому заданию были разработаны технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 3250 метров на нефтяном месторождении (Тюменской области). Спроектированные технологические решения отвечают требованиям производственной и экологической безопасности.

В разрезе скважины представлены четыре нефтяных продуктивных пласта. Таким образом, всего конструкция скважины включает направление, кондуктор и эксплуатационную колонну. Для углубления выбраны шарошечное долото под направление и PDC долота для бурения под остальные интервалы, т.к. они сложены средне - мягкими и средними горными породами. Осевая нагрузка и другие параметры режима бурения также соответствуют твердости пород и выбраны в соответствии с рекомендациями. Согласно расчетам, проведенным в программном комплексе «Бурсофтпроект», для выполнения всех технологических операций при строительстве данной скважины будет достаточно бурильных труб группы прочности Д для запроектированного типоразмера.

В связи с необходимостью отбора керна в интервале продуктивного пласта были запроектированы бурголовка и керноотборный снаряд, соответствующие мощности и механическим свойствам пласта.

Для строительства и эксплуатации скважины было выбрано следующее устьевое оборудование: ОКК1-35-178х245, ОП5-280/80х35, АФ1-80/65х35

Для проведения испытаний продуктивного пласта выбран пластоиспытатель спускаемый на кабеле АГИП-К-80/132.

Для бурения скважины выбрана буровая установка ЗД-86, наилучшим образом подходящая для строительства разведочных скважин.

Список использованных источников

1. М.А. Самохвалов, А.В. Ковалев, А.В. Епихин. Заканчивание скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»). Томский политехнический университет. Томск, 2016. – 92с.
2. А.В. Епихин А.В. Ковалев. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»). Томский политехнический университет. Томск, 2016. – 152 с.
3. Ковалев А.В. Проектирование конструкций скважины: методическое указание/ А.В. Ковалев. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2018. – 16 с.
4. Епихин А.В. Технология бурения нефтяных и газовых скважин/ А.В. Епихин [и др.]. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2019. – 75 с.
5. Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые [Электронный ресурс] URL: http://www.libussr.ru/doc_ussr/usr_13204.htm.
6. Межотраслевые нормы времени на геофизические исследования вскважинах, пробуренных на нефть и газ»/– М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 1996. – 33с.
7. Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин [Электронный ресурс] URL:<http://lawru.info/dok/1986/03/07/n117807.html>.
8. Единые нормы времени на монтаж и демонтаж вышек и оборудования для бурения – М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2001. – 183 с.

9. Бессон А.Л. Новый взгляд на режущие инструменты бурового долота, 2002. – 28 с.
10. Кершенбаум В.Я., Торгашов А.В. Буровой породоразрушающий инструмент, 2003. – 25–38 с.
11. Мастрюков Б.С. Безопасность в чрезвычайных ситуациях в природно-техногенной сфере. Прогнозирование последствий: учебное пособие – Москва: Академия, 2011. – 368 с.
12. СНиП IV–5–82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ.
13. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197–ФЗ (ред. от 01.04.2019).
14. Федеральный закон от 21 июля 1997 г., № 116–ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» (с изменениями и дополнениями).
15. Федеральный закон от 28 декабря 2013 г. N 426–ФЗ "О специальной оценке условий труда».
16. СанПиН 2.2.4.548–96 – Санитарные правила и нормы Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
17. ГОСТ 12.0.003–74 ССБТ «Опасные и вредные производственные факторы.
18. ГОСТ 12.0.003–2015 Опасные и вредные производственные факторы
19. ГОСТ 12.1.004–91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования.
20. ГОСТ 12.1.004–91 Пожарная безопасность. Общие требования.
21. ГОСТ 12.1.003–14 Шум. Общие требования безопасности.
22. ГОСТ 12.1.012–2004. Вибрационная безопасность. Общие требования.
23. СанПиН 2.2.4.548–96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.

24. СНиП 23–05–95. Строительные нормы и правила. Естественное и искусственное освещение.(Утверждено постановлением Минстроя РФ от 2 августа 1995 г. №18–78 (с изменениями и дополнениями).
25. ГОСТ 12.2.003–91. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
26. ГОСТ 12.4.026–2015. ССБТ. Цвета сигнальные. Знаки безопасности и разметка сигнальная. Назначение и правила применения. Общие технические требования и характеристики. Методы испытаний.
27. ПОТ Р М–012–2000 Межотраслевые правила по охране труда при работе на высоте.
28. СанПиН 2.2.4.3359–16. Санитарно–эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах.
29. СНиП 52.13.330–2011 Естественное и искусственное освещение.
30. ГОСТ 12.1.038–82 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов (с Изменением № 1).
31. ГОСТ Р 50462–2009 (МЭК 60446:2007) Базовые принципы и принципы безопасности для интерфейса "человек-машина", выполнение и идентификация. Идентификация проводников посредством цветов и буквенно–цифровых обозначений.
32. ГОСТ 17.2.3.02–78 Охрана природы (ССОП). Атмосфера. Правила установления допустимых выбросов вредных веществ промышленными предприятиями.
33. Ковалев, А.В. Расчет и обоснование параметров цементированной скважины/ А.В. Ковалев. – Томск: 2017, – 13с.

Приложение А

Проектирование КНБК

Таблица А.1 – КНБК для бурения секции под направления (0–60 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под направление (0–60 м)							
1	393,7 Глобур	0,49	393,7	-	3-171	Муфта	0,152
2	Переводник П-171/171	0,54	225	127	3-171	Муфта	0,061
					3-171	Ниппель	
3	КЛС-393,7 М	1,6	390	80	3-171	Ниппель	0,155
					3-171	Муфта	
4	Переводник М-171/171	0,54	225	127	3-171	Ниппель	0,061
					3-171	Муфта	
5	УБТС-203	12	203	100	3-171	Ниппель	2,568
					3-171	Муфта	
6	Переводник П-133/171	0,53	225	76	3-171	Ниппель	0,090
					3-133	Муфта	
7	СБТ ТБПК 127х9,19 Е	До устья	127	108	3-133	Ниппель	1662,0
					3-133	Муфта	
					3-133	Муфта	
8	КШЗ-133х35	0,47	155	62	3-133	Ниппель	0,04
					3-133	Муфта	
9	ВБТ 140	14	-	82,6	3-133	Ниппель	0,8

Таблица А.2 – КНБК для бурения секции под кондуктор (60–1800 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под кондуктор (60–1800 м)							
1	TD-295,3 SVD 519-T1. 2	0,40	295,3	-	3-152	Ниппель	0,95
3	КЛС 295,3 МС	0,90	292,1	120	3-152	Ниппель	0,114
					3-152	Муфта	
					3-171	Муфта	
5	ДРУ-240РС	9,137	240	-	3-171	Муфта	2,466
					3-171	Муфта	
6	Переливной клапан ПК-240РС	0,48	240	55	3-171 3-171	Ниппель Муфта	0,105
7	Клапан обратный КОБ-240РС	0,375	240	-	3-171	Ниппель	0,043
					3-171	Муфта	
					3-171	Муфта	
8	Переводник М152хН171	0,375	203	80	3-171	Ниппель	0,063
					3-152	Муфта	
9	КЛС 292,1 МС	0,90	292,1	120	3-152	Ниппель	0,114
					3-152	Муфта	
10	Переводник М171хН152	0,375	203	80	3-152	Ниппель	0,063
					3-171	Муфта	
11	УБТС-203	12	203	100	3-171	Ниппель	2568
					3-171	Муфта	
12	Переводник М 147хН171	0,40	203	101	3-171	Ниппель	0,063
					3-147	Муфта	

13	УБТС-178	24	178	100	3-147	Ниппель	3,477
					3-147	Муфта	
14	Переводник М 133хН147	0,30	178	80	3-147	Ниппель	0,04
					3-133	Муфта	
15	ТБПК 127	1749	127	108	3-133	Ниппель/ Муфта	54,618
16	КШЗ-133х35	0,47	155	72	3-133	Ниппель	0,04
17	ВБТ 140	14	-	82,6	3-133	Ниппель	0,8

Таблица А.3 – КНБК для бурения секции под эксплуатационную колонну (1800–3250 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под эксплуатационную колонну (1800–3250 м)							
1	БИТ 190,5ВТ 513 УСВ.332-11	0,45	190,5	-	3-117	Ниппель	0,050
2	Переводник М117хМ133	0,47	172	-	3-117	Муфта	0,037
					3-133	Муфта	
3	Калибратор К 187 С	0,40	187	70	3-133	Ниппель	0,058
					3-133	Муфта	
4	Переводник М133хН117	0,46	172	80	3-133	Ниппель	0,030
					3-117	Муфта	
5	ДРУ2-178РС	5,0	178	-	3-117	Муфта	1,669
					3-133	Муфта	
6	Переливной клапан ПК-172РС	0,84	172	66	3-133	Ниппель	0,103
					3-133	Муфта	
7	Клапан обратный КОБ-172РС	0,93	172	55	3-133	Ниппель	0,098
					3-133	Муфта	
8	Переводник	0,51	172	78	3-133	Ниппель	0,031

	М147хН133				3-147	Муфта	
9	УБТС2 178х90 Д	42	178	90	3-147	Ниппель	6,552
					3-147	Муфта	
10	Переводник М133хН147	0,53	171,4	80	3-147	Ниппель	0,063
					3-133	Муфта	
11	СБТ ТБПК 127х9,19 Е	До устья	127	108	3-133	Ниппель	99,855
					3-133	Муфта	
12	Переводник М162хН133	0,50	225	76	3-133	Ниппель	0,067
					3-133	Муфта	
13	КШЗ-133х35	0,47	155	72	3-133	Ниппель	0,04
					3-133	Муфта	
14	ВБТ 140	14	-	82,6	3-133	Ниппель	0,8

Таблица А.4 – КНБК для отбора керн (2388-2460 м, 2810-2900 м, 3170-3230 м)

Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м
от	до			
2388	2460	БИТ 190,5/100 ВТ 913 УС.332	25	0,3
		СК 172/100 -01	1850	9,5
		Переводник М117хН147	55,8	0,5
		УБТС2-178	5616	36
		Переводник П-147/133	30	0,527
		ПК-127х9,19 Е	75339	2413
Σ			82916	2460
2810	2900	БИТ 190,5/100 ВТ 913 УС.332	25	0,3
		СК 172/100 -01	1850	9,5
		Переводник М117хН147	55,8	0,5
		УБТС2-178	5616	36
		Переводник П-147/133	30	0,527
		ПК-127х9,19 Е	89076	2853
Σ			96653	2900
3170	3230	БИТ 190,5/100 ВТ 913 УС.332	25	0,3
		СК 172/100 -01	1850	9,5
		Переводник М117хН147	55,8	0,5
		УБТС2-178	5616	36
		Переводник П-147/133	30	0,527
		ПК-127х9,19 Е	99379	3183
Σ			106955	3230

Таблица А.5- Результаты расчета бурильных труб на напряжения в клиновом захвате

Вид технологической операции (бурение скважины, спуск частей обсадной колонны, разбуривание цемента)	Интервал по стволу, м		Характеристика бурильной трубы					Длина секции, м	Масса, т		Коэффициент запаса прочности трубы на	
	от (верх)	до (низ)	тип (шифр)	наружный диаметр, мм	марка (группа прочности) материала	толщина стенки, мм	тип замкового соединения		секции	нарастающая с учетом КНБК	в клиновом захвате (L=300 мм)	в клиновом захвате (L=400 мм)
бурение	0	3250	ПК-127х9,19 Е	127	Е	9,19	3-162	3198	99,85	108,54	1,23	1,29

Приложение Б

Потребное количество бурового раствора

Таблица Б.1 – Результаты расчеты системы бурового раствора

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	60	60	393,7	-	1,3	9,5
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} = 0,13
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} = 5,6
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{спо} = 0,2
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₁ = 54,5
Объем раствора к приготовлению:						V _{бр} = 60,5
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						V _{перев1} = 0
Кондуктор Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k _{каверн.}	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
от	до					
60	1800	1740	295,3	304	1,15	141,4
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} = 2,72
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} = 85,2
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{спо} = 7,1
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₂ = 186,4
Общая потребность бурового раствора на интервале:						V _{бр} = 281,4
Объем раствора к приготовлению:						V _{2'} = 281,4
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						V _{перев2} = 27,2
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					
1800	3250	1450	190,5	227,2	1,05	127,5
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} = 0,07
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} = 24,7
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{спо} = 9,4
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₄ = 234,9
Общая потребность бурового раствора на интервале:						V _{бр} = 269,1
Объем раствора к приготовлению:						V _{4'} = 269,1
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						V _{перев2} = 83,9

Таблица Б.2 – Результаты расчетов потребного количества реагентов

Наименование материала	Назначение	Упаковка, ед. изм.	Потребное количество реагентов					
			Направление		Кондуктор		Эксплуатационная колонна	
		кг	кг	уп	кг	уп	кг	уп
Каустическая сода	Поддержание рН раствора	25	60,5	2,4	397,0	15,9	261,0	10,4
Глинопорошок ПБМБ	Придание токсопропных свойст	1000	3930,5	3,9	4763,4	4,8	2871,1	2,9
Кальцинированная сода	Связывание ионов кальция и магния	25	60,5	2,4	397,0	15,9	261,0	10,4
Барит	Утяжелитель	1000	5932,4	5,9	20781,7	20,8	146438,1	146,4
РАС HV	Высоковязкий понижитель фильтрации	25		0,0	158,8	6,4	104,4	4,2
РАС LV	Низковязкий понижитель фильтрации	25		0,0	51,6	2,1	31,3	1,3
Lubrital	Смазочная добавка	180		0,0	1587,8	8,8	1174,6	6,5

Приложение В

Таблица В.1– Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Подготов. работы		Направление		Кондуктор		ЭК	
			кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Затраты зависящие от времени										
Повременная з/п буровой бригады	сут	129,15	4,0	516,6						
Социальные отчисления, 30%				155,0						
Сдельная з/п буровой бригады	сут	138,19			0,2	24,9	3,5	480,8	13,3	1831,7
Социальные отчисления, 30%						7,5		144,3		549,5
Повременная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	11,6	4,0	46,4						
Социальные отчисления, 30%				13,9						
Сдельная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	14,4			0,2	2,6	3,5	50,1	13,3	190,9
Социальные отчисления, 30%						0,8		15,0		57,3
Содержание бурового оборудования	сут	252,86	4,0	1011,4	0,2	45,5	3,5	879,8	13,3	3351,7
Амортизация и износ бурового оборудования при бурении, креплении, испытании скв.испытателем пластов	сут	1433	4,0	5732,0	0,2	258,0	3,5	4986,2	13,3	18994,7
Материалы и запасные части при бурении забойными двигателями	сут	224,6					3,5	781,5	11,0	2465,0
Прокат ВЗД	сут	103,6					3,5	360,5	11,0	1137,0
Эксплуатация ДВС передвижной электростанции	сут	8,9	4,0	35,6	0,3	2,4	3,5	31,0	13,3	118,0
Содержание полевой лаборатории по разработке рецептур приготовления и обработки бурового раствора в эксплуатационном бурении.	сут	7,54			0,3	2,0	3,5	26,2	13,3	99,9
Плата за подключенную мощность.	кВт/сут	149,48			0,3	40,4	3,5	520,1	13,3	1981,4
Эксплуатация трактора	сут	33,92	4,0	135,7	0,2	6,1	3,5	118,0	13,3	449,6
Автомобильный спец транспорт	сут	100,4	4,0	401,6	0,2	18,1	3,5	349,3	13,3	1330,8
Амортизация кухни-столовой	сут	5,53	4,0	22,1	0,3	1,5	3,5	19,2	13,3	73,3
Амортизация вагон-домиков 10 шт	сут	169,29	4,0	677,2	0,2	30,5	3,5	589,1	13,3	2244,0
NaOH каустическая сода	т	140,3			0,1	8,5	0,4	55,7	0,3	0,3
Глинопорошок ПБМБ	т	284,6			3,9	1118,6	4,8	1355,7	10,5	2,9
Кальцинированная сода	т	124,8			0,1		0,4	49,5	0,3	0,3
РАС LV	т	576,1					0,1	29,7	2,4	0,0
РАС HV	т	738,7					0,2	117,3	0,6	0,1

Reolub	т	491,6					1,6	780,6	1,5	1,2
Барит	т	76,1			5,9	451,5	20,8	1581,5		146,4
Итого затрат зависящих от времени, руб			8747,5		2018,7		13321,3		35026,1	

Продолжение таблицы В.1

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Подготов. работы		Направление		Кондуктор		ЭК	
			кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Затраты, зависящие от объема работ										
393,7 Глубур	шт	1985,7			0,1	170,2				
TD-295,3 SVD 519-T1. 2	шт	1522,0					0,3	529,7		
БИТ 190,5 ВТ 513 УСВ.332-11	шт	5254,6							0,3	1789,5
БИТ 190,5/100 ВТ 913 УВ.332	шт	4463,0							0,6	2499,3
Калибратор КЛС 393,7 М	шт	890,5			0,1	76,3				
Калибратор КЛС 295,3 МС	шт	565,4					0,3	196,8		
Калибратор К 190 С	шт	315,6							0,3	107,5
Итого по затратам зависящим от объема работ, руб			0,0		246,5		726,4		4396,2	
Итого по колоннам, руб			8747,5		2265,3		14047,7		39422,3	
Всего по сметному расчету, руб			64482,7							

Таблица В.2 – Сметный расчет на крепление скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Направление		Кондуктор		ЭК	
			кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Затрат зависящие от времени								
Оплата труда буровой бригады	сут	129,15	0,5	62,7	2,1	272,1	2,4	306,3
Социальные отчисления, 30%				18,8		81,6		91,9
Оплата труда доп. слесаря и эл/монтера	сут	11,6	0,5	5,6	2,1	24,4	2,4	27,5
Социальные отчисления, 30%				1,7		7,3		8,3
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение	сут	7,54	0,5	3,7	2,1	15,9	2,4	17,9
Содержание бурового оборудования	сут	252,86	0,5	122,7	2,1	532,6	2,4	599,7
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважин	сут	1433	0,5	695,6	2,1	3018,6	2,4	3398,4
Плата за подключенную мощность	сут	138,89	0,5	67,4	2,1	292,6	2,4	329,4
Эксплуатация ДВС	сут	8,9	0,5	4,3	2,1	18,7	2,4	21,1
Амортизация вагон-домиков 10 шт	сут	169,29	0,5	82,2	2,1	356,6	2,4	401,5
Эксплуатация бульдозера	сут	18,4	0,5	8,9	2,1	38,8	2,4	43,6
Эксплуатация трактора	сут	33,92	0,5	16,5	2,1	71,5	2,4	80,4
Транспортировка оборудования устья скважины до 250 км	т	8,21	8,0	65,7	18,0	147,8	20,0	164,2
БКМ-324 («Уралнефтемаш»)	шт	142,57	1,0	142,6				
БКМ-245 («Уралнефтемаш»)	шт	74,77			1,0	74,8		
БКМ-146 («Уралнефтемаш»)	шт	78,61					1,0	78,6
ЦПЦ-324/394 («НефтьКам»)	шт	45,1	5,0	225,5				
ЦПЦ-245/295 («НефтьКам»)	шт	34,6			22,0	761,2		
ЦПЦ-146/190 («НефтьКам»)	шт	18,9					111,0	2097,9
ЦКОД-324 («Уралнефтемаш»)	шт	398,94	1,0	398,9				
ЦКОД-245 («Уралнефтемаш»)	шт	301,4			1,0	301,4		
ЦКОД-146 («Уралнефтемаш»)	шт	259,6					1,0	259,6
ПРП-Ц-В-324 («Уралнефтемаш»)	шт	126,4	1,0	126,4				
ПРП-Ц-В-245 («Уралнефтемаш»)	шт	59,15			1,0	59,2		
ПРП-Ц-В/Н-146 («Уралнефтемаш»)	шт	22,3					2,0	44,6
Головка цементирующая ГЦУ-324	шт	2845	1,0	2845,0				
Головка цементирующая ГЦУ-245	шт	2550			1,0	2550,0		
Головка цементирующая ГЦУ-146	шт	1944					1,0	1944,0
Итого затрат зависящих от времени, руб				4894,2		8625,0		9914,9

Продолжение таблицы В.2

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Направление		Кондуктор		ЭК	
			кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Затрат зависящие от объема работ								
Обсадные трубы 324x8,5 Д	м	28,53	60,0	1711,8				
Обсадные трубы 245x7,9 Д	м	24,43			1800,0	43974,0		
Обсадные трубы 146x8,5, 146x7,7 Д	м	20,14					3250,0	65455,0
Портландцемент тампонажный ПЦТ-I-50	т	75,8	14,1	1068,8	12,7	962,7		
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-Шоб(4-6)-50	т	48,1			33,4	1606,5		
Портландцемент тампонажный ПЦТ-I-100	т	86,7					3,4	295,6
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-Шоб(4-6)-100	т	61,4					15,6	959,1
Заливка колонны, тампонажный цех	агр/оп	145,99	2,0	292,0	3,0	438,0	6,3	919,7
Затворение цемента, тампонажный цех	т	6,01	2,8	16,8	25,9	155,5	5,8	34,9
Работа ЦСМ, тампонажный цех	ч	36,4	1,0	36,4	1,1	40,0	0,3	10,9
Опресовка колонны, тампонажный цех,	агр/оп	87,59	1,0	87,6	1,0	87,6	1,0	87,6
Работа КСКЦ 01, тампонажный цех	агр/оп	80,6					1,0	80,6
Пробег ЦА-320М	км	36,8	3,0	110,4	8,5	312,8	15,6	574,1
Пробег УС6-30	км	36,8	1,0	36,8	3,0	110,4	5,0	184,0
Пробег КСКЦ 01	км	40,8					2,0	81,6
Дежурство ЦА-320М, тампонажный цех	ч	15,49			16,0	247,8	24,0	371,8
Итого затрат зависящих от объема бурения, руб			3360,5		47935,3		69054,9	
Всего затрат, без учета транспортировки вахт, руб					120350,7			
Всего по сметному расчету, руб					143784,8			

Таблица В.3 – Сводный сметный расчет

№ п/п	Наименование работ и затрат	Сумма в ценах 1984 года, руб	Сметная стоимость в текущих ценах всего, руб
1	2	3	4
1	Глава 1. Подготовительные работы к строительству скважины		
1.1	Подготовка площадки, строительство подъездного пути	115 984	9 919 661,41
	Итого по главе 1	115 984	9 919 661,41
2	Глава 2. Строительство и разборка вышки, привышечных сооружений, монтаж и демонтаж бурового оборудования		
2.1	Строительство и монтаж, разборка и демонтаж	157 330	13 455 797,03
2.2	Монтаж и демонтаж оборудования для испытания	11 351	970 805,63
	Итого по главе 2	168 681	14 426 602,65
3	Глава 3. Бурение и крепление скважины		
3.1	Бурение скважины	64 483	5 514 951,48
3.2	Крепление скважины	143 785	12 297 337,18
	Итого по главе 3	208 268	17 812 288,67
4	Глава 4. Испытание скважины на продуктивность		
4.1	Испытание на продуктивность	37 743	3 228 028,57
	Итого по главе 4	37 743	3 228 028,57
5	Глава 5. Промыслово-геофизические работы		
5.1	Затраты на промыслово-геофизические работы, 11% от глав 3 и 4	27 061	2 314 434,90
	Итого по главе 5	27 061	2 314 434,90
6	Глава 6. Дополнительные затраты при строительстве скважин в зимнее время		
6.1	Дополнительные затраты при производстве строительных и монтажных работ в зимнее время, 5,4% от глав 1 и 2	15 372	1 314 698,26
6.2	Снегоборьба, 0,4% от глав 1 и 2	1 139	97 385,06
6.3	Эксплуатация котельной установки	32 470	2 777 029,22
	Итого по главе 6	48 981	4 189 112,54
	ИТОГО прямых затрат	606 718	51 890 128,73
7	Глава 7. Накладные расходы		
7.1	Накладные расходы, 25% на итог прямых затрат	151 679	12 972 532,18
	Итого по главе 7	151 679	12 972 532,18
8	Глава 8. Плановые накопления		
8.1	Плановые накопления, 5% на итог прямых затрат и накладных расходов	37 920	3 243 133,05
	Итого по главе 8	37 920	3 243 133,05
	ИТОГО по главам 1-8	796 317	68 105 793,95
9	Глава 9. Прочие работы и затраты		
9.1	Премии и прочие доплаты, 24,5%	195 098	16 685 919,52
9.2	Вахтовые надбавки, 4,4%	35 038	2 996 654,93
9.3	Северные надбавки 2,98%	23 730	2 029 552,66
9.4	Лабораторные работы 0,15%	1 194	102 158,69
9.5	Промыслово-геофизические работы	-	4 800 000,00
9.6	Услуги по отбору керна	-	4 300 000,00
9.7	Транспортировка керна	-	130 000,00

Продолжение таблицы В.3

№ п/п	Наименование работ и затрат	Сумма в ценах 1984 года, руб	Сметная стоимость в текущих ценах всего, руб
1	2	3	4
9.8	Изготовление керновых ящиков	-	55 000,00
9.9	Авиатранспорт	-	1 950 000,00
9.10	Транспортировка вахт автотранспортом	-	355 000,00
9.11	Бурение скважины на воду	-	130 000,00
9.12	Перевозка вахт	-	3 100 000,00
9.13	Услуги связи на период строительства скважины	-	60 000,00
	Итого прочих работ и затрат	253 866	36 694 285,80
	ИТОГО по гл 1-9	1 050 183	104 800 079,76
10	Глава 10		
10.1	Затраты на авторский надзор, 0,2% от итога по главам 1-8	1 593	136 211,59
	Итого по главе 10	1 593	136 211,59
12	Глава 12		
12.1	Резерв средств на непредвиденные работы и затраты, 2,4% от итога по гл. 1-10, за вычетом расходов на авиатранспорт	25 243	2 471 670,99
	Итого по главе 12	25 243	2 471 670,99
ИТОГО		1 077 018	107 407 962,34
ВСЕГО ПО СМЕТЕ			107 407 962,34
НДС, 20%			21 481 592,47
ВСЕГО с учетом НДС			128 889 554,80

Приложение Г

(Обязательное)

Геолого-технический наряд

Приложение Д

(Обязательное)

**КНБК для бурения интервала под эксплуатационную колонну 1800 –
3250 м**