

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт природных ресурсов
Направление – «Нефтегазовое дело»
Кафедра бурения скважин

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 3227 МЕТРА НА ВСТРЕЧНОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТЮМЕНСКАЯ ОБЛАСТЬ).

УДК 622.323:622.243.23(24:181 m 3227)(571.12)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б32Т	Епифанов Павел Борисович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Морев Артем Алексеевич			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Вазим Андрей Александрович	к. э. н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гуляев Милий Всеволодович	к.т.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
И.о. зав. Кафедры	Ковалёв Артем Владимирович	к. т. н.		

Томск–2017 г.

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт природных ресурсов
Направление – «Нефтегазовое дело»
Кафедра бурения скважин
УТВЕРЖДАЮ:

И.о.зав. кафедрой

_____ Ковалев А.В.

(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

Задание

На выполнение выпускной квалификационной работы

В форме бакалаврской работы

Студенту:

Группа	Фамилия Имя Отчество
3-2Б32Т	Епифанов П.Б.

Тема работы:

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 3227 МЕТРА НА ВСТРЕЧНОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТЮМЕНСКАЯ ОБЛАСТЬ).	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе (наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).	Пакет экспериментальной и промышленной информации по Встречному месторождению, тексты и графические материалы отчётов и научно-исследовательских работ, фондовая и периодическая литература.
---	--

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов (аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).	1. <i>Общая и геологическая часть</i> 2. <i>Технологическая часть</i> 3. <i>Специальная часть</i> 4. <i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i> 5. <i>Социальная ответственность</i>
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)	1. ГТН (геолого-технический наряд); 2. КНБК (компоновка низа буровой колонны) .
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, к.э.н., Вазим А.А.
Социальная ответственность	Доцент, к.т.н., Гуляев М.В.
Названия разделов, которые должны быть написаны на иностранном языке:	
Отсутствуют	

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Морев А.А.	—		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б32Т	Епифанов П.Б.		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА

«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО		
3-2Б32Т	Епифанов Павел Борисович		
Институт	Природных ресурсов	Кафедра	Бурение скважин
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	«Нефтегазовое дело»

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

1. Данные по строительству скважин на Встречном месторождении	Расчет технико-экономических показателей
---	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Сроки строительства скважины	Расчет продолжительности строительства
2. Сметная стоимость сооружения скважины	Составление графика работ
	Расчет сметной стоимости сооружения скважины.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Вазим Андрей Александрович	к.э.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б32Т	Епифанов Павел Борисович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
З-2Б32Т	Епифанов Павел Борисович

Институт		Кафедра	Бурения скважин
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	«Нефтегазовое дело»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
Характеристика объекта исследования	<i>Бурение наклонно-направленной скважины на Встречном нефтяном месторождении. Тюменская область.</i>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
5.1. Производственная безопасность 5.1.1 Анализ выявленных вредных производственных факторов при бурении скважины на Встречном нефтяном месторождении. 5.1.2 Анализ выявленных опасных производственных факторов при бурении скважины на Встречном нефтяном месторождении.	– действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства) – механические опасности (источники, средства защиты); – электроопасность; – взрывоопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)
5.2 Экологическая безопасность	– анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – предложить мероприятия по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.

5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	– перечень возможных ЧС на объекте; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий – расчет контура заземления – противопожарная безопасность
5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	Нормы: МР 2.2.7.2129-06 «Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях» МР 2.2.8.0017-10 «Режимы труда и отдыха работающих в нагревающем микроклимате в производственном помещении и на открытой местности в теплый период года» СП52.13330.201 Естественное и искусственное освещение ГОСТ 12.1.008-76 ССБТ. Биологическая безопасность. Общие требования ГОСТ 12.1005-88 ССБТ "Воздух рабочей зоны. Общие санитарно-гигиенические требования" СНиП 2.04.05-91 "Отопление, вентиляция, кондиционирование" ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ "Оборудование производственное. Общие требования безопасности" ГОСТ 12.3.003-75 ССБТ "Работы электросварочные. Общие требования безопасности" ГОСТ 13862-90 "Оборудование противовыбросовое" ГОСТ 17.1.02 – 79, охрана гидросферы ГОСТ 17.2.02 – 79, охрана атмосферы ГОСТ 17.6.02 – 79, охрана флоры

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гуляев Милий Всеволодович	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б32Т	Епифанов Павел Борисович		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа состоит из 86 страниц, 9 рисунков, 51 таблиц, 28 источников, 2 листа графического материала.

Ключевые слова: нефть, скважина, буровая вышка, очистка бурового раствора, отбор керна, СПО.

Цель работы – спроектировать строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины на нефть на Встречном месторождении.

Работа выполнена по геологическим данным Встречного месторождения.

В процессе работы было составлено техническое решение на сооружение эксплуатационной наклонно-направленной скважины на нефть глубиной 3227 метра на Встречном месторождении.

В работе рассмотрены вопросы, социальной ответственности и организационно экономической части.

Представлены особенности техники и технологии сооружения наклонно-направленной скважины.

В специальной части рассмотрена новая технология для отбора керна «Corion Express».

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	10
1. ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	
1.1. Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ	11
1.2. Геологические условия бурения	13
1.3. Характеристика газонефтеводоносности месторождения	18
1.4. Зоны возможных осложнений	29
1.5. Исследовательские работы	20
2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	
2.1. Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины	21
2.2. Обоснование конструкции скважины	22
2.2.1. Обоснование конструкции эксплуатационного забоя скважины	22
2.2.2. Построение совмещенного графика давлений	24
2.2.3. Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска	25
2.2.4. Выбор интервалов цементирования	26
2.2.5. Расчет диаметров скважины и обсадных колонн	26
2.2.6. Разработка схем обвязки устья скважины	27
2.3. Углубление скважины	28
2.3.1. Выбор способа бурения	28
2.3.2. Выбор породоразрушающего инструмента	28
2.3.3. Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород	29
2.3.4. Расчёт частоты вращения долота	30
2.3.5. Выбор и обоснование типа забойного двигателя	30
2.3.6. Расчет требуемого расхода бурового раствора	32
2.3.7. Выбор компоновки и расчет бурильной колонны	33
2.3.8. Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов	37
2.3.9. Выбор гидравлической программы промывки скважины	39
2.4. Проектирование процессов заканчивания скважин	41
2.4.1. Расчет обсадных колонн	41
2.4.1.1. Расчет наружных избыточных давлений	41
2.4.1.2. Расчет внутренних избыточных давлений	44
2.4.1.3. Конструирование обсадной колонны по длине	47
2.4.2. Расчет процессов цементирования скважины	48
2.4.2.1. Выбор способа цементирования обсадных колонн	48
2.4.2.2. Расчёт объема тампонажной смеси и количества составных компонентов	48

2.4.2.3. Обоснование типа и расчёт объема буферной, продавочной жидкостей	48
2.4.2.4. Гидравлический расчет цементирования скважины	49
2.4.2.4.1. Выбор типа и расчёт необходимого количества цементирующего оборудования	49
2.4.2.4.2. Расчёт режима закачки и продавки тампонажной смеси	50
2.4.3. Выбор технологической оснастки обсадных колонн	51
2.4.4. Проектирование процессов испытания и освоения скважин	51
2.5. Выбор буровой установки	52

3. СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ

ОТБОР КЕРНА ПО ТЕХНОЛОГИИ «Corion Express»	54
--	----

4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

4.1. Проектные данные на строительство скважины	61
4.2. Численный и квалификационный состав буровой бригады	66
4.3. Расчёт сметной стоимости сооружения скважины	67

5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

5.1. Производственная безопасность	69
5.1.1. Анализ выявленных вредных производственных факторов	69
5.1.2. Анализ выявленных опасных факторов	70
5.2. Экологическая безопасность	73
5.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	83
5.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	80

ЗАКЛЮЧЕНИЕ	83
------------	----

СПИСОК ИСПОЛЪЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ	84
--------------------------------	----

ВВЕДЕНИЕ

Бурение скважин на нефть имеет уже более чем столетнюю историю. И все это время развивается стремительными темпами благодаря множеству инноваций в бурение нефтяных скважин. С развитием технологий в бурения скважин на нефть росла и добыча нефти, которая, требовала качественного сооружения скважин. Несмотря на затянувшийся экономический кризис, в настоящее время спрос на нефть, газ и нефтепродукты остается на прежнем уровне, что подчеркивает актуальность и важность бурение скважин, для экономики России.

Выпускная квалификационная работа представляет собой технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины глубиной 3227 метра на Встречном нефтяном месторождении.

Технологическое решение содержит в себе решения во всех главных сферах проектирования: технологической, социальной ответственности и экономической части.

В специальной части работы рассматривает вопрос отбора керна с помощью новой технологии «Corion Express».

1.ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

1.1. Кратко географо–экономическая характеристика района проектируемых работ

Географическая характеристика района строительства представлена в таблице 1, а экономическая характеристика района строительства и пути сообщения – в таблице 1.

Таблица 1 – Географическая характеристика района строительства

Наименование	Значение
Месторождение (площадь)	Встречное нефтяное месторождение
Характер рельефа	Равнина
Покров местности	Тайга
Заболоченность	Высокая
Административное расположение: - республика - область (край) - район	РФ Тюменская Нефтеюганский
Температура воздуха, °С - среднегодовая - наибольшая летняя - наименьшая зимняя	-5 +34 -61
Максимальная глубина промерзания грунта, м:	2,4
Продолжительность отопительного периода в году, сутки	277
Продолжительность зимнего периода в году, сутки	190
Азимут преобладающего направления ветра, град	Юго-западное
Наибольшая скорость ветра, м/с:	до 20

Таблица 2 – Экономическая характеристика района строительства и пути сообщения

Наименование	Значение
Электрификация	ЛЭП Резервный источник – ДЭС-200
Теплоснабжение	Котельная ПКН-2
Основные пути сообщения и доставки грузов - в летнее время - в зимнее время	автотранспорт автотранспорт
Близлежащие населенные пункты и расстояние до них	Пыть-ях (50 км) Нефтеюганск (100 км)



Рисунок 1- Встречное месторождение

1.2. Геологические условия бурения

Стратиграфический разреза скважины представлен в таблице 3.

Таблица 3 – Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов

Глубина залегания, м.		Стратиграфическое подразделение		Коэффициент кавернозности в интервале
от (верх)	до (низ)	название	индекс	
0	30	Четвертичные отложения	Q	1,3
30	60	Неогеновые отложения	N	1,25
60	120	Туртасская свита	P ³ ₃	1,25
120	190	Новомихайловская свита	P ² ₃	1,26
190	240	Атлымская свита	P ¹ ₃	1,26
240	490	Тавдинская свита	P ¹ ₃ . P ³ ₂	1,25
490	710	Люлинворска свита	P ₂	1,28
710	815	Талицкая свита	P ₁	1,25
815	895	Ганькинская свита	K ₂ dm	1,25
895	1020	Березовская свита	K ₂ kmst	1,25
1020	1050	Кузнецовская свита	K ₂ kt	1,25
1050	1850	Покурская свита	K ₂ s-K ₂ al	1,25
1850	1980	Алымская свита	K ₂ al	1,25
1980	2145	Сангапайская свита	K ₂ br	1,25
2145	2340	Усть-Бальская свита	K ₂ g	1,25
2340	2580	Сортымска свита	K ₁ v	1,25
2580	3029	Баженовская свита	J ₃ bg	1,20
3029	3070	Васюганская свита	J ₃ vs	1,20
3070	3179	Тюменская свита	J ₁₋₂ tm	1,20

Литологическая характеристика разреза скважины представлена в таблице 4

Таблица 4 – Литологическая характеристика разреза скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал по вертикали, м		Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.п.)
	от (верх)	до (низ)	
Q	0	30	Неравномерное чередование песков, разномерных глин, вязких, песчаных; лессовидных суглинков и супесей; торфяников, илов, лессов, галек и гравия.
N	30	60	Неравномерное переслаивание песков, разномерных, алевролитов, глин: вязких, песчаных, суглинков и супесей лессовидных, прослоев лигнитов, лессов, галек и гравия.
P ₃	60	120	Глины плотные, алевролиты: микрослоистые, с частыми прослоями диатомитов и кварцево- глауконитовых тонко и мелкозернистых песков, а также с прослоями лигнитов и растительных детритов.
P ₃ ²	120	190	Переслаивание песков, кварцевых; глин, часто комковатых; алевролитов с прослоями бурых углей, лигнитов и углистого детрита.
P ₃ ¹	190	240	Пески, мелко и среднезернистые, преимущественно кварцевые, водоносные; глины, вязкие, слюдистые, с прослоями алевролитов, бурых углей и лигнита.
P ₃ ¹ - P ₂ ³	240	490	Глины, вязкие, жирные, с прослоями алевролита и глинистого сидерита, с зернами пирита; присутствует фауна пелеципод, фораминифер и радиолярий.
P ₂	490	710	Глины серые, алевролитистые, с частыми включениями глауконитов и диатомитов, в нижней части свиты глины опоковидные, с прослоями алевролита и сидерита, с редкими включениями зерен пирита.
P ₁	710	815	Глины уплотненные, монтмориллонитовые, с линзовидными включениями алевролитов в верхней части разреза, в нижней части глины алевролитистые, местами с примесями кварцево-лауконитового алевролита и песчаника.
K _{2dm}	815	895	Глины, известковистые, массивные с частыми прослоями глинистых известняков и мергелей, а также с включениями разномерных зерен пирита, глауконита и сидерита.
K _{2kmst}	895	1020	Глины серые; в верхней части- опесчаненные, в нижней темно-серые до черных, плотные, алевролитистые, с прослоями диатомитов.
K _{2kt}	1020	150	Глины плотные, в верхней части с прослоями глауконитовых алевролитов и песчаников, с включениями зерен глауконитов и рассеянных пиритов.

Продолжение таблицы 4

K ₂ s-K ₂ al	1050	1850	Чередование , слабосцементированных,полевошпатовых песчаников и алевролитов, темных глин, алевроитов, кварцитов, слюд и полевых шпатов, с зернами янтаря и пирита. В средней части переслаивание , слабосцементированных и рыхлых песчаников; слабосцементированных алевролитов, темных аргиллитов и глин, с включениями зерен янтаря, пирита, кварца. В нижней части глины и аргиллиты, плотные, слюDISTые; алевролиты серые, глинистые, мелкозернистые с повсеместным присутствием обильного растительного и углистого детрита. Глины обогащены песчаноалевровитовым материалом.
K ₂ al	1850	1980	Глины, аргиллиты, массивные, плотные, слюDISTые, битуминозные, с редкими прослоями глинистых известняков; в нижней части свиты с нечастыми тонкими прослоями алевролитов и песчаников светло-серых, мелкозернистых.
K ₂ br	1980	2145	Неравномерное переслаивание аргиллитов, с алевролитами и песчаниками, слюDISTыми, полимиктовыми, мелкозернистыми, часто сильно глинизированными, Среди аргиллитов и песчаников встречаются прослой глинистых известняков и конкреции сидеритов.
K ₂ g	2145	2340	Кровля и подошва свиты глины и аргиллиты, известковистые, алевроитистые, плотные; средняя часть алевролиты битуминозные, слюDISTые, с прослоями глин и песчаников,
K ₁ v	2340	2580	Чередование песчаников, кварцевых, мелкозернистых, гидрофильных, слюDISTых, аргиллитов, битуминозных, глин , алевролитов глинистых, с прослоями углистого и растительного детрита.
J ₃ bg	2580	3029	Аргиллиты битуминозные, темно-коричневые, плотные
J ₃ vs	3029	3070	В верхней части разреза аргиллиты, песчаники различного генезиса с многочисленными прослоями углей, углистых аргиллитов. Ниже глины и аргиллиты
J ₁₋₂ tm	3070	3179	Аргиллиты серые до темно-серых, плотные, крепкие, слюDISTые, участками переходящие в алевролиты с прослоями плотных, черных углей; алевролиты серые, светло-серые, плотные, крепкие, массивные

Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины представлены в таблице 5, из анализа которой следует, что породы имеют стандартные физико-механические свойства для данного региона.

Таблица 5 Физико-механические свойства горных пород.

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал по вертикали, м		Краткое название горной породы	Минеральная плотность, кг/м ³	Пористость, %	Проницаемость, мДарси	Глинистость, %	Карбонатность, %	Твердость, 10 ⁷ Па	Абразивность	Категория породы по промышленной классификации	Коэффициент пластичности
	от	до										
Q	0	30	Пески	2400	40	0,45	-	2	15-45	7-8	Мягкая	1,1-4,5
			Супеси	2100	30	-	20	0,7		2	Мягкая	6-6/к
			Суглинки	2200	35	-	30	-		1	Мягкая	6-6/к
			Глины	1800	6	-	90	1		4	Мягкая	1,6-4,3
N	30	60	Пески	2400	40	0,45	-	2	15-45	7-8	Мягкая	1,1-4,5
			Супеси	2100	30	-	20	0,7		2	Мягкая	6-6/к
			Суглинки	2200	35	-	30	-		1	Мягкая	6-6/к
			Глины	1800	6	-	90	1		4	Мягкая	1,6-4,3
P	60	815	Пески	2400	40	0,45	-	1-2	15-45	7-8	Мягкая	1,1-4,5
			Глины	1800	6	0,01	90	1-2	4-13	1-4	Мягкая	1,1-4,3
			Алевролит	2000-2200	12	0,01	20-30	2	29-182	3-6	Средняя	1,1-4,5
K	815	2580	Аргилиты	2200	-	-	11		234	3-8	Средняя	-
			Песчаники	2300	25	0,3	5	2		1-3	Мягкая	
			Алевролит	2300	12	0,05	13	1-2	182	3-8	Средняя	
			Глины	1800	6	0,01	90	1-2	13	1-4	Мягкая	
			Мергели	2500	40		-	9-60	130	2-4	Средняя	
J	2580	3179	Аргилиты	2400	5	-	90	5	120	4	Твердые	-
			Алевролит	2300	10	0,5	40	5	70	5	Средние	-
			Угли	1200	-	-	0	-	40	6	Мягкие	-
			Песчаники	2300	15	0,1	20	5	80	10	Средние	-

Таблица 6 Давление и температура по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Градиент						Темпера- тура в конце интервала, град. °С	Источник получения
	от (верх)	до (низ)	пластового давления		гидроразрыва пород		горного давления			
			величина МПа на 100 м	источник получения	величина МПа на100 м	источник получения	величина МПа на 100 м	источник получения		
Q	0	30	1,00	РФЗ	1,725	расчет	1,5	расчет	10	РФЗ
N	30	60	1,00	РФЗ	1,725	расчет	1,6	расчет	11	РФЗ
P ³ ₃	60	120	1,00	РФЗ	1,745	расчет	1,6	расчет	15	РФЗ
P ² ₃	120	190	1,00	РФЗ	1,745	расчет	1,6	расчет	17	РФЗ
P ¹ ₃	190	240	1,00	РФЗ	1,745	расчет	1,6	расчет	19	РФЗ
P ¹ ₃ - P ³ ₂	240	490	1,00	РФЗ	1,853	расчет	1,7	расчет	26	РФЗ
P ₂	490	710	1,00	РФЗ	1,92	расчет	1,8	расчет	24	РФЗ
P ₁	710	815	1,00	РФЗ	1,83	расчет	1,9	расчет	28	РФЗ
K ₂ dm	815	895	1,00	РФЗ	1,83	расчет	1,9	расчет	30	РФЗ
K ₂ kmst	895	1020	1,00	РФЗ	1,83	расчет	1,9	расчет	33	РФЗ
K ₂ kt	1020	1050	1,00	РФЗ	1,745	расчет	1,9	расчет	34	РФЗ
K ₂ s-K ₂ al	1050	1850	1,00	РФЗ	1,745	расчет	2,0	расчет	58	РФЗ
K ₂ al	1850	1980	1,00	РФЗ	1,755	расчет	2,0	расчет	62	РФЗ
K ₂ br	1980	2145	1,00	РФЗ	1,749	расчет	2,0	расчет	67	РФЗ
K ₂ g	2145	2340	1,00	РФЗ	1,749	расчет	2,0	расчет	73	РФЗ
K ₁ v	2340	2580	1,064	РФЗ	1,8	расчет	2,0	расчет	81	РФЗ
J ₃ bg	2580	3029	1,064	РФЗ	1,86	расчет	2,3	расчет	99	РФЗ
J ₃ vs	3029	3070	1,064	РФЗ	1,85	расчет	2,3	расчет	103	РФЗ
J ₁₋₂ tm	3070	3179	1,064	РФЗ	1,85	расчет	2,3	расчет	104	РФЗ

1.3 Характеристика газонефтеводоносности месторождения

Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади) представлена в таблице 7.

Таблица 7 – Нефтегазоводоносность по разрезу скважины

Индекс стратиграфическог о подразделения	Интервал		Тип коллектора	Плотность, кг/м ³	Свободный дебит, м ³ /сут	Газовый фактор (для нефтяных пластов), м ³ /м ³	Относится ли к источникам водоснабжения, краткая характеристика химического состава (для водяных горизонтов)
	от	до					
Нефтеносность							
K ₁ (BC11)	2540	2550	Поровый	830	н.д.	н.д.	–
J ₃ (ЮС2)	3132	3149	Поровый	744	до 160	40	-
Газоносность							
–	–	–	–	–	–	–	–
Водоносность							
Q+P ³ ₁	0	240	Поровый	1000	до 120	–	Нет. Минерализ. – 0,2 г/л. Хим. состав (преобладающий): Cl ⁻ - 53,4 мг/л, Na ⁺ - 167 мг/л
K _{2s} +K _{1al}	1050	1850	Поровый	1009	н.д.	–	Нет. Минерализ. – 17,2 г/л. Хим. состав (преобладающий): Cl ⁻ - 98 мг/л, Na ⁺ - 87 мг/л
K _{1v}	2550	2570	Поровый	1094	до 44	–	Нет. Минерализ. – 15,7 г/л. Хим. состав (преобладающий): Cl ⁻ - 2288 мг/л, Na ⁺ - 2302 мг/л

Планируется разработка нефтеносного пласта ЮС2 в интервале 3132-3149м.

1.4. Зоны возможных осложнений

Таблица 8 – Возможные осложнения по разрезу скважины

Интервалы залегания, м		Вид осложнения	Условия возникновения
от	до		
0 1050	240 1850	Поглощение бурового раствора	Отклонение параметров бурового раствора от проектных, нарушение скорости СПО, несвоевременные промывки во время проведения СПО, отклонения в технологии промывки ствола скважины, образование «сальников» и «поршневание» ствола скважины при СПО
0 710 1050	710 1050 2580	Осыпи и обвалы стенок скважины	Осыпи и обвалы из-за неустойчивости глинистых пород, возникающие при повышенной водоотдаче бурового раствора и его слабой ингибирующей способности.
2540 3132	2550 3149	Нефтепроявление	Снижение противодавления на пласт до гидростатического, несоблюдение проектных параметров бурового раствора
0 815	710 2580	Прихватопасные зоны	Отклонение параметров бурового раствора от проектных, неудовлетворительная очистка бурового раствора от шлама, несоблюдение регламентов по предупреждению аварий, оставление бурильного инструмента без движения более 5 минут

Осложнения, описанные в таблице 1.8 являются типичными для данных горных пород. Для предотвращения их уходит большое количество времени и затрат. Поэтому нужно соблюдать мероприятия по предупреждению осложнений и вовремя реагировать на изменение поведения скважины.

1.5. Исследовательские работы

Запланированные испытания и исследования в процессе бурения представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Исследовательские работы

Интервал, м		Тип работ	Общие параметры	Оборудование
От	До			
0	932	Стандартный каротаж	Группа сложности – 2. В открытом стволе. Во время остановок процесса бурения.	Э-1, Э-2; КЗ-741; ЭК-М
932	3227	Геолого-технические исследования	Группа сложности – 2-3. В открытом стволе. В процессе бурения.	Станция ГТИ «Разрез-2»

2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

2.1. Обоснование и расчёт профиля проектной скважины

Проектирование профилей наклонно направленных скважин заключается, во-первых, в выборе типа профиля, во-вторых, в определении интенсивности искривления на отдельных участках ствола, и, в-третьих, в расчете профиля, включающем расчет длин, глубин по вертикали и отходов по горизонтали для каждого интервала ствола и скважины в целом.

Основной параметр, характеризующий профиль наклонной скважины является интенсивность углов искривления на участке набора кривизны и падения углов искривления на участке стабилизации. Для обеспечения успешной проводки скважины радиусы ствола скважины должны обеспечить:

- возможность спуска приборов;
- нормальное прохождение КБТ и обсадных колонн;
- нормальную эксплуатацию обсадных колонн и глубинного насосного оборудования.

Таблица 10 – Данные по запроектированному профилю скважины

Тип профиля	четырёхинтервальный			
Исходные данные для расчета				
Глубина скважины по вертикали, м	3179	Интенсивность искривления на участке набора зенитного угла, град/м	-	
Глубина вертикального участка скважины, м	350	Интенсивность искривления на втором участке набора зенитного угла, град	0,15	
Отход скважины, м	396	Интенсивность искривления на участке падения зенитного угла, град/м	-	

Продолжение таблицы 10

Длина интервала бурения по пласту, м				-	Интенсивность искривления на участке малоинтенсивного набора зенитного угла зенитного угла, град/м				0,015		
Предельное отклонение оси горизонтального участка от кровли пласта в поперечном направлении, м				-	Зенитный угол в конце участка набора угла, град				15,06		
Предельное отклонение оси горизонтального участка от подошвы пласта в поперечном направлении, м				-	Зенитный угол в конце второго участка набора угла, град				15,06		
Зенитный угол в конце участка малоинтенсивного набора угла, град				-	Зенитный угол при входе в продуктивный пласт, град				0		
№ интервала	Длина по вертикали			Отход			Зенитный угол		Длина по стволу		
	от	до	всего	от	до	всего	в начале	в конце	от	до	всего
1	0	498	498	0	19,6	19,6	0	15,06	0	500	500
2	498	915	417	19,6	131	111,4	15,06	15,06	500	931	431
3	915	1653	738	131	330	199	15,06	15,06	931	1696	765
4	1653	3179	1526	330	396	66	15,06	0	1696	3227	1531
ИТОГ	Σ		3179	Σ		396	-	-	Σ		3227

2.2 Проектирование конструкции скважины

2.2.1. Обоснование конструкции эксплуатационного забоя

Под конструкцией эксплуатационного забоя понимается конструкция низа эксплуатационной колонны в интервале продуктивного пласта.

1. Определение типа коллектора.

Согласно геологическим данным, тип коллектора – поровый.

2. Определение однородности коллектора.

2.1. Согласно геологическим данным, продуктивный пласт является литологически неоднородным (имеет место переслаивание песчаников, аргиллитов и алевролитов).

2.2. Границы изменения проницаемости пород в пропластках: $k_1 = 0,001$ мкм²; $k_2 = 0,05$ мкм²; $k_3 = 0,3$ мкм².

Средняя проницаемость – $k_3 = 0,117$ мкм². Таким образом, коллектор является высокопроницаемым, неоднородным по проницаемости.

2.3. Продуктивный пласт является неоднородным по типу флюида, т. к. существуют близко расположенные к продуктивному пласту водонапорные горизонты.

2.4. Согласно геологическим данным, $\Delta P_{пл} = 0,1$ МПа/10 м (нормальное пластовое давление), следовательно, продуктивный пласт по величине градиента пластового давления однородный.

3. Расчет коллектора на устойчивость.

Оценка устойчивости пород в призабойной зоне производится сравнением прочности породы коллектора на одноосное сжатие с радиальной сжимающей нагрузкой на породу в призабойной зоне скважины. Породы устойчивы, если выполняется условие:

$$\sigma_{сж} \geq \sigma_{сж}^{расч}, \quad (1)$$

где $\sigma_{сж}$ – предел прочности пород продуктивного пласта при одноосном сжатии (для гранулярного коллектора составляет 30 МПа), МПа; $\sigma_{сж}^{расч}$ – расчетное значение предела прочности пород продуктивного пласта при одноосном сжатии, МПа. $30 < 46,5$ МПа.

Условие (1) не выполняется, следовательно, коллектор не устойчив.

4. Определение конструкции забоя.

Коллектор порового типа, неоднородный, неустойчивый. Имеются близко расположенные к продуктивному пласту водонапорные горизонты.

Для данного типа коллектора принимается конструкция забоя закрытого типа, в которой продуктивный объект перекрывается сплошной колонной с обязательным цементированием. Конструкция забоя представлена на рисунке 2.

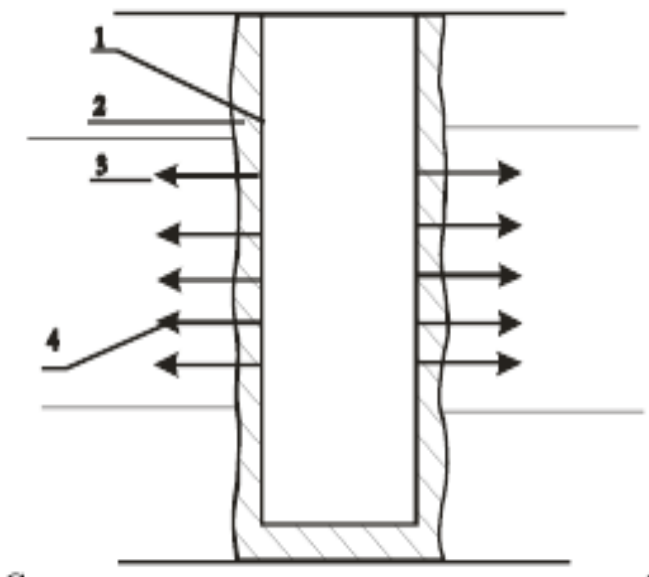


Рисунок 2 – Схема конструкции эксплуатационного забоя скважины

1 – обсадная колонна; 2 – цементный камень; 3 – продуктивный пласт; 4 – перфорационные каналы.

2.2.2. Построение совмещенного графика давлений

Совмещенный график давлений представлен на рисунке 2.

Проанализировав график можно сделать вывод о том, что интервалы, с не совместимыми условиями бурения в разрезе отсутствуют. Условие $P_{пл} < P_{гр}$ выполняется по всему разрезу скважины, поэтому нет необходимости в спуске промежуточных (технических) колонн.

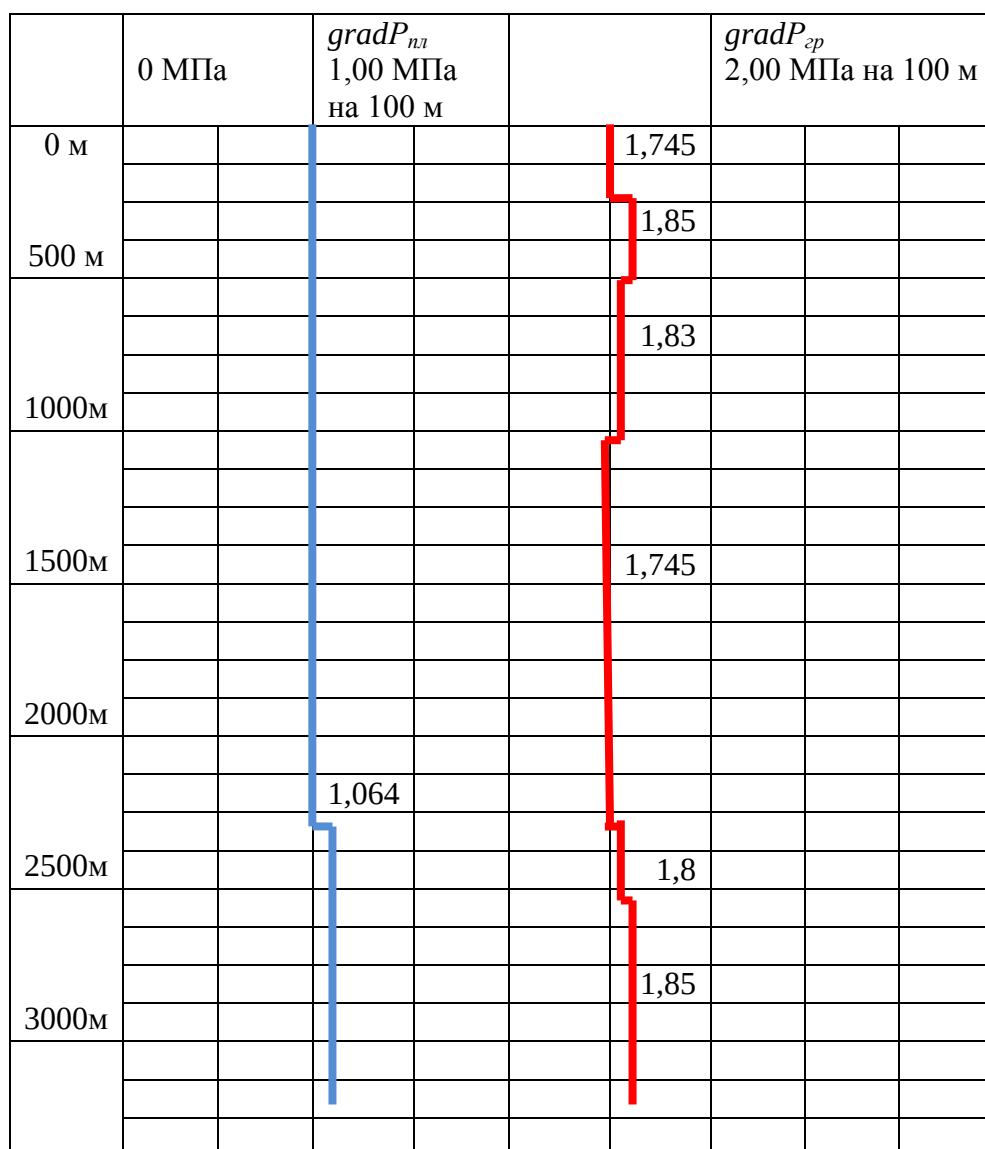


Рисунок 2 – Совмещенный график давлений

2.2.3. Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

Мощность четвертичных отложений составляет 30 метров, поэтому предварительный расчет глубины спуска направления составляет 40 метров с учетом посадки башмака в устойчивые горные породы.

С учетом опыта строительства скважин на данном месторождении, а также для обеспечения посадки башмака кондуктора в устойчивые горные породы. Глубины спуска кондуктора составляет 932 метра.

Эксплуатационная колонна спускается на глубину 3227 метров с учетом перекрытия подошвы продуктивного пласта на 32 метра.

2.2.4. Выбор интервалов цементирования

Интервал цементирования направления 0–40м;

Интервал цементирования кондуктора: 0 – 932 м;

Интервал цементирования эксплуатационной колонны: 782 – 3227 м.

2.2.5. Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Исходя из ожидаемого притока нефти 160 м³/сут, принимаем диаметр эксплуатационной колонны 168,3 мм.

Диаметры обсадных колонн и скважин под каждую представлены в таблице 11.

Таблица 11 – Диаметры обсадных колонн и скважин под каждую

Обсадная колонна	Диаметр колонны, мм	Диаметр скважины, мм
Направление	323,9	393,7
Кондуктор	244,5	295,3
ЭК	168,3	215,9

Схема конструкции скважины представлена на рисунке 3.

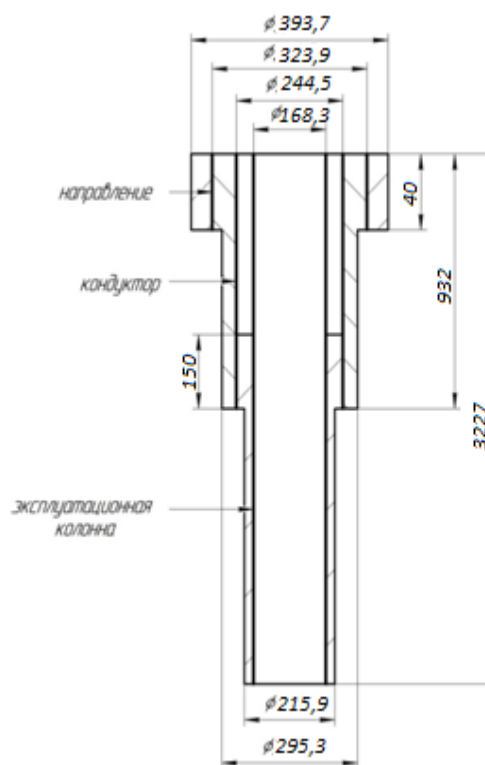


Рис.3 Конструкция скважины

2.2.6. Разработка схем обвязки устья скважины

Величина максимального устьевого давления составляет 7,67 МПа.

По правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности проектируем при вскрытии пласта ПВО ОП 5 - 280/80×35 (280-диаметр проходного отверстия, мм; 80-диаметр проходного отверстия манифольда, мм; 35-рабочее давление, МПа). Схема состоит из двух плашечных превенторов (один с глухими, другой с трубными плашками) и одного универсального превентора.

Выбираем колонную головку по диаметру обсадных колонн и наибольшему давлению на устье. Давление на устье скважины при опрессовке составит 7,67 МПа. Следовательно, для обвязки устья скважины принимаем колонную головку ОКК1-14-168х245 с рабочим давлением 14 МПа.

2.3. Углубление скважины

2.3.1. Выбор способа бурения

Выбор способа бурения по интервалам производился с учетом опыта уже пробуренных на месторождении скважин, а также с учетом исходных горно-геологических и технологических условий бурения. Запроектированные способы бурения приведены в таблице 12

Таблица 12 – Способы бурения по интервалам скважины

Интервал, м	Обсадная колонна	Способ бурения
0-40	Направление	Роторный
40-932	Кондуктор	С применением ГЗД(винтовой забойный двигатель)
932-3227	Эксплуатационная колонна	С применением ГЗД(винтовой забойный двигатель)

2.3.2. Выбор породоразрушающего инструмента

За основу выбора долот положены физико- механические свойства пород и литологический разрез. Рациональным типом долот данного размера является такой тип, который при бурении в конкретных геологических условиях обеспечивает минимум эксплуатационных затрат на 1 метр проходки. Характеристики выбранных долот представлены в таблице 13.

Таблица 13 – Характеристики буровых долот по интервалам бурения

Интервал		0-40	40-932	932-3227
Шифр долота		БИТ 393,7 В 419 ТСП	БИТ 295,3 ВТ 416	БИТ 215,9 ВТ416У
Тип долота		PDC		
Диаметр долота, мм		393,7	295,3	215,9
Тип горных пород		М	М,С	С,Т
Присоединительная резьба	ГОСТ	з-152	з-121	з-117
	API	-	-	-

Продолжение таблицы 13

Длина, м		0,62	0,45	0,3
Масса, кг		300	54	27
G, тс	Рекомендуемая	2-5	2-8	10-12
	Предельная	10	12	20
n, об/мин	Рекомендуемая	60	80	100
	Предельная	210	180	150

2.3.3. Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород

Для интервала бурения под направление проектируется осевая нагрузка равная 8 тоннам, которая близка к предельной нагрузке на запроектированное долото. Ее выбор обусловлен опытом строительства скважин на данном месторождении. Для остальных интервалов бурения выбираются нагрузки согласно известной методике расчета. Результаты проектирования осевой нагрузки на долото по интервалам бурения представлены в таблице 14.

Таблица 14 – Результаты проектирования осевой нагрузки по интервалам бурения

Интервал	40-932	932-3227
Исходные данные		
α	1	1
$P_{ш}, \text{кг/см}^2$	1250	2575
$D_{д}, \text{см}$	29,53	21,59
k_T	29	29
$D_c, \text{мм}$	12	10
$q, \text{кН/мм}$	0,1	0,12
$G_{пред}, \text{кН}$	120	200
Результаты проектирования		
$G_1, \text{кН}$	15,6	40,7
$G_2, \text{кН}$	29,5	25,9
$G_3, \text{кН}$	96	160
$G_{проект}, \text{кН}$	96	160

2.3.4. Расчет частоты вращения долота

Каждому классу пород и типу долот соответствуют свои оптимальные частоты вращения инструмента, при которых разрушение горных пород максимально. Расчет частоты вращения долот производится из условий:

- создания оптимальной линейной скорости на периферийном венце (статистический метод);
- по времени контакта зубьев долота с горной породой (аналитический метод);
- по стойкости опор (технологический метод).

Результаты проектирования частоты вращения инструмента по интервалам бурения представлены в таблице 15.

Таблица 15 - Результаты проектирования частоты вращения инструмента по интервалам бурения

Интервал		0-40	40-932	932-3227
Исходные данные				
$V_{л}, \text{ м/с}$		1	1	1
$D_{д}$	м	0,3937	0,2953	0,2159
	мм	393,7	295,3	215,9
$\tau, \text{ мс}$		-	-	-
Z		-	-	-
α		-	-	-
Результаты проектирования				
$n_1, \text{ об/мин}$		49	65	88
$n_2, \text{ об/мин}$		-	-	-
$n_3, \text{ об/мин}$		-	-	-
$n_{\text{проект}}, \text{ об/мин}$		60	80	100

2.3.5. Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Для интервала бурения 40-932 метров (интервал бурения под кондуктор) предлагается использовать забойный двигатель «Drilex» D775, который отвечает требованиям по диаметру забойного двигателя, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы. Для

интервала бурения под эксплуатационную колонну предлагается использовать забойный двигатель «Schlumberger-Anadrill» А675, с регулируемым углом перекоса, который позволяет бурить как наклонно-направленные, так и прямолинейные интервалы и обеспечивает высокий рабочий момент на долоте, что актуально при разрушении средних и твердых горных пород.

В таблице 16 приведены результаты проектирования параметров забойных двигателей по интервалам бурения.

Таблица 16 - Результаты проектирования параметров забойных двигателей по интервалам бурения

Интервал		0-40	40-932	932-3227
Исходные данные				
D _д	м	Не требуется	0,2953	0,2159
	мм		295,3	215,9
G _{ос} , кН			30	40
Q, Н*м/кН			1,5	1,5
Результаты проектирования				
D _{зд} , мм		Не требуется	195	172
M _р , Н*м			126	395
M _о , Н*м			147	108
M _{вл} , Н*м/кН			37	27,5

В таблице 17 приведены технические характеристик запроектированных двигателей по интервалам бурения.

Таблица 17 – Технические характеристики запроектированных забойных двигателей

Двигатель	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Вес, кг	Расход жидкости, л/с	Число оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, кН*м	Мощность двигателя, кВт
D775	195	6,44	1065	12-58	55-185	6,1	-
A675	172	7,2	794	19-38	86-273	5,2	-

2.3.6. Расчет требуемого расхода бурового раствора

Произведен расчет требуемого расхода бурового параметра, 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 таблицах 18 и 19.

Таблица 18 – Проектирование расхода бурового раствора

Интервал	0-40	40-932	932-3227
Исходные данные			
$D_{д}, м$	0,3937	0,2953	0,2159
K	0,55	0,5	0,4
K_k	1,3	1,26	1,23
$V_{кр}, м/с$	0,3	0,2	0,15
$V_m, м/с$	0,01	0,0085	0,0055
$d_{от}, м$	0,127	0,127	0,127
$d_{мах}, м$	0,245	0,195	0,195
$d_{нмах}, м$	0,0191	0,016	0,011
n	6	6	6
$V_{кпмин}, м/с$	0,5	0,5	0,5
$V_{кпмах}, м/с$	1,3	1,3	1,3
$\rho_{см} - \rho_p, г/см^3$	0,6	0,5	0,2
$\rho_p, г/см^3$	1,14	1,14	1,12
$\rho_p, г/см^3$	2,013	2,19	2,31
Результаты проектирования			
$Q_1, л/с$	67	34	15
$Q_2, л/с$	47	18	6,7
$Q_3, л/с$	144	76	31
$Q_4, л/с$	70	38	18,5
$Q_5, л/с$	67	56	39

Продолжение таблицы 18

Дополнительные проверочные расчеты			
$Q_{\text{табл}}, \text{ л/с}$	76	50	35
$\rho_{\text{табл}}, \text{ кг/м}^3$	1000	1000	1000
$\rho_{\text{бр}}, \text{ кг/м}^3$	1140	1140	1120
$M, \text{ Н*м}$	1320	1260	1200
$M_{\text{табл}}, \text{ Н*м}$	1050	6100	4500
m	2	2	1
n	0,9	0,9	0,9
$Q_{\text{н}}, \text{ л/с}$	73,4	57,2	24,9

Таблица 19 Проектирование областей допустимого расхода бурового раствора

Интервал	0-40	40-932	932-3227
Исходные данные			
$Q_1, \text{ л/с}$	67	34	15
$Q_2, \text{ л/с}$	47	18	6,7
$Q_3, \text{ л/с}$	144	76	39
$Q_4, \text{ л/с}$	70	38	18,5
$Q_5, \text{ л/с}$	67	56	31
Области допустимого расхода бурового раствора			
$\Delta Q, \text{ л/с}$	47-144	18-76	6,7-39
Запроектированные значения расхода бурового раствора			
$Q, \text{ л/с}$			
Дополнительные проверочные расчеты (оценка создаваемого момента на забойном двигателе)			
$Q_{\text{тн}}, \text{ л/с}$	76	50	35
$\rho_1, \text{ кг/м}^3$	1000	1000	1000
$\rho_{\text{бр}}, \text{ кг/м}^3$	1,14	1,14	1,12
$M_{\text{тб}}, \text{ Н*м}$	1050	6100	4500

2.3.7. Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

Расчет компоновки бурильной колонны производился для интервала бурения под эксплуатационную колонну, поскольку для остальных интервалов расчеты идентичные. Произведен выбор бурильных утяжеленных и стальных труб, требуемые расчеты бурильной колонны на прочность при нагрузках на растяжение, сжатие и изгиб. Выбор оборудования произведен с учетом требуемого нормативного запаса. Результаты расчета бурильной колонны для

интервала бурения под эксплуатационную колонну приведены в таблицах 20-21.

В таблице 22 приведены параметры компоновок низа бурильной колонны. В таблице приводятся КНБК для всех интервалов бурения.

Таблица 20 – Проектирование бурильной колонны для интервала бурения под эксплуатационную колонну

УБТ				
№секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	УБТ 178-71Д	178	16	2609
2	УБТ 165-71Д	165	8	1184
Бурильные трубы				
№секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	ПК 127-9К	127	3171	105227

Таблица 21 – Расчеты на прочность бурильной колонны для интервала бурения под эксплуатационную колонну

Расчет на наружное избыточное давление					
P_H , кгс/мм ²	34,1		Выполняется условие запаса прочности ($n>1,15$)		
$P_{кр}$, кгс/мм ²	49,9		Да	Нет	
$P_{кр}/P_H$	1,46				
Расчет на статическую прочности при отрыве долота от забоя					
<i>В вертикальном участке ствола</i>					
№секции	q, кгс/м	l, м	$\gamma_{бр}$, гс/см ³	$\gamma_{ст}$, гс/см ³	Q _Б , кгс
1	26,2	2720	1,14	7,85	61287,04
Σ					
Q _{КНБК} , кгс	9919		Выполняется условие запаса прочности ($n>1,4$)		
K	1,15				
ΔP , кгс	0,55		Да	Нет	
F _к , мм ²	9263				
σ_T , кгс/мм ²	38				
<i>В наклонном участке ствола</i>					
№секции	q, кгс/м	l, м	$\gamma_{бр}$, гс/см ³	$\gamma_{ст}$, гс/см ³	Q _Б , кгс
	26,2	2620	1,12	7,85	59033,84
	E, кгс/мм ²	I, см ⁴	S, м	D _з , мм	D, мм
	2,1*10^6	594,2	12	152	127
Ψ^+/Ψ^-	0,52		Q _р , кгс	15371,48	
α	9.1		M _{иmax}	408,32	

Продолжение таблицы 21

μ	0,25	W, см ³	93,57		
R, м	764	[σ], кгс/мм ²	4,36		
Q _к , кгс	41327	σ _з , кгс/мм ²	8,96		
σ _р , кгс/мм ²	4,6				
Выполняется условие σ _з > [σ]			Да	Нет	
Определение максимальной глубины спуска в клиновом захвате и максимальной секции бурильных труб					
№секции	q, кгс/м	l, м	γ _{бр} , гс/см ³	γ _{ст} , гс/см ³	Q _Б , кгс
1	26,2	2720	1,12	7,85	61287,04
Σ					
Q' _{тк} , кгс	140800	Максимальная глубина спуска в клиновом захвате, м		4450,22	
Q _{кнбк} , кгс	9919				
n	1,45				
q _м , кгс/м	26,2				
K _т	1				
K	1,15	Максимальная длина секции бурильных труб, м		11690	
n	1,45				
F _к , мм ²	9263				
σ _т , кгс/мм ²	50				

Таблица 22 – Проектирование КНБК по интервалам бурения

№ п/п	Интервал по стволу, м		Элементы КНБК			Назначение
	от	до	№ п/п	Типоразмер, шифр	ГОСТ, ОСТ, ТУ на изготовление	
1	2	3	4	5	6	7
1	0	40	1	БИТ 393,7 В 419 ТСП	-	Бурение под направление, проработка ствола перед спуском направления
			2	Переводник М 152/177	ГОСТ 7360-83, ТУ 36-2328-80	
			3	УБТ 203-80Д	ТУ 14-3-835-79	
			4	Переводник М-133/152	ГОСТ 7360-83, ТУ 36-2328-80	
			5	ПК 127-9К	ТУ 14-3-1571-88	

Продолжение таблицы 22

2	40	932	1	БИТ 295,3 ВТ 416	-	Бурение под кондуктор, проработка ствола перед спуском кондуктора
			2	Калибратор КИ 295,3 МСТ	ТУ26-16-109-80	
			3	Забойный двигатель D775	-	
			4	Переводник Н-152/152	ГОСТ 7360-83, ТУ 36-2328-80	
			5	Калибратор КИ 295,3 МСТ	ТУ26-16-109-80	
			6	Переводник П-147/152	ГОСТ 7360-83, ТУ 36-2328-80	
			7	Обратный клапан КОБ-178	ОСТ 39-096-79	
			8	Переливной клапан ПК-172РС	ГОСТ Р №РОСС PV Н005.В00002	
			9	Переводник П-133/147	ГОСТ 7360-83, ТУ 36-2328-80	
			10	УБТ 178-71Д	ТУ 14-3-835-79	
			11	Переводник П-122/133	ГОСТ 7360-83, ТУ 36-2328-80	
3	932	3227	1	БИТ 215,9 ВТ416У	-	Бурение интервала под эксплуатационную колонну, проработка ствола перед спуском эксплуатационной колонны
			2	Калибратор КА 215,9 СЗ	ТУ26-16-109-80	
			3	Забойный двигатель А675	-	
			4	Переводник П-147/117	ГОСТ 7360-83, ТУ 36-2328-80	
			5	Обратный клапан КОБ-178	ОСТ 39-096-79	
			6	Переливной клапан ПК-172РС	ГОСТ Р №РОСС PV Н005.В00002	
			7	Телесистема PowerPulse 950/900	-	
			8	УБТ 178-71Д	ТУ 14-3-835-79	
			9	Переводник П-122/133	ГОСТ 7360-83, ТУ 36-2328-80	
			10	УБТ 165-71Д	ТУ 14-3-835-79	
			11	Переводник П-147/122	ГОСТ 7360-83, ТУ 36-2328-80	
			12	ПК 127-9К	ТУ 14-3-1571-88	
			13	Ясс WDT 6 ¾	ISO №96-371, API №7-0268	

2.3.8. Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Для строительства проектируемой скважины выбраны следующие типы буровых растворов по интервалам: для бурения интервалов под направление и кондуктор – полимерглинистый, для бурения интервала под эксплуатационную колонну, в том числе в интервале вскрытия продуктивного пласта – биополимерный.

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

Запроектированные параметры буровых растворов по интервалам бурения приведены в таблице 23. В таблице 24 представлен компонентный состав бурового раствора, а на рисунке 4 приведена схема очистки бурового раствора.

Таблица 23 – Запроектированные параметры бурового раствора по интервалам бурения

Исходные данные									
Интервал бурения (по стволу), м		k	Р _{пл, МПа}	Н, м	g, м/с ²	ρ _{бр} , кг/м ³	ρ _{гп} , кг/м ³	К	d, м
от	до								
0	40	0,1	0,4	40	9,81	1140	2150	1,5	0,015
40	932	0,1	9,1	915	9,81	1140	2230	1,5	0,008
932	3227	0,5	32,4	3179	9,81	1200	2400	1,5	0,003
Результаты проектирования									

Продолжение таблицы 23

Интервал бурения (по стволу), м		Плотность, г/см ³	СН С ₁ , дПа	СН С ₁₀ , дПа	Условная вязкость, сек	Водоотдача, см ³ /30 мин	рН	Содержание песка, %	ДНС, Па	ПВ, мПа*с
от	до									
0	40	1,14	11-30	31-50	23	8,2	8-9	2	20	9
40	932	1,14	8-15	21-35	23	8,2	9	2	20	9
932	3227	1,12	5-15	11-45	23	6	8-9	1	10	7

Таблица 24 – Компонентный состав бурового раствора по интервалам бурения

Интервал (по стволу), м		Название (тип) бурового раствора и его компонентов
от (верх)	до (низ)	
0	40	Полимерглинистый Вода пресная, Глинопорошок ПБМВ, КМЦ-700, ВПРГ,
40	932	Полимерглинистый Вода пресная, Глинопорошок ПБМВ, NaOH, НТФ, POLIPAK-R, DRIL-FREE, КМЦ-700
932	3227	Биополимерный Вода пресная, KCL, FLO-VIS PLUS, FLO-TROL, CaCO ₃ , KLA-CURE, MgO, M-I-CIDE, DRIL-FREE

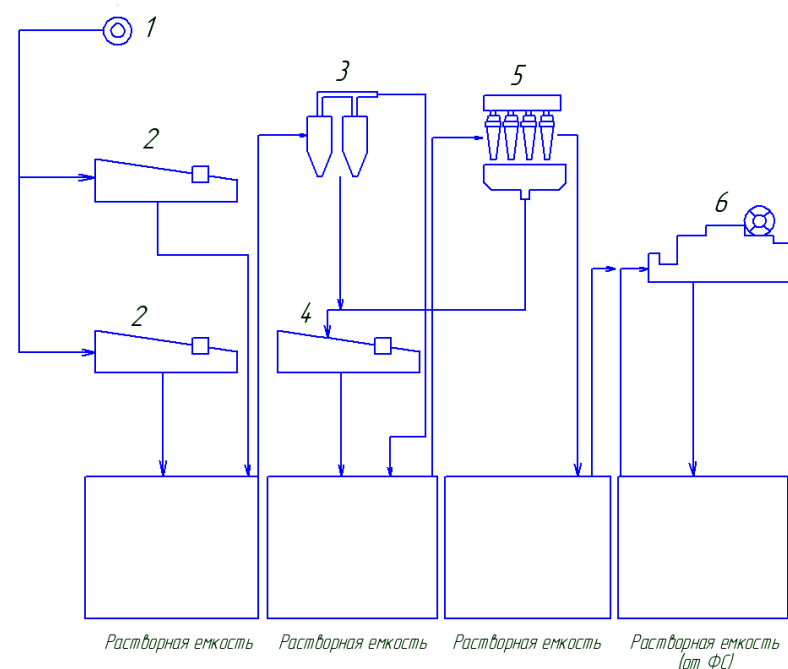


Рисунок 4 - Схема очистки бурового раствора: 1 – скважина; 2 – вибросито Derrick FLC-503; 3 – пескоотделитель ПЦК-360М; 4 – вибросито ВС-1; 5 – илоотделитель ИГ-45; 6 – центрифуга ОГШ-50.

2.3.9. Выбор гидравлической программы промывки скважины

Производится расчет гидравлической программы промывки для интервала бурения под эксплуатационную колонну. Для остальных интервалов бурения – расчеты идентичные. Определяются потери давления на гидравлические сопротивления при прокачке бурового раствора по циркуляционной системе.

Исходные данные для расчета приводятся в таблице 25, а в таблице 26 приводятся результаты расчета гидравлической программы промывки для интервала бурения под эксплуатационную колонну.

Таблица 25 – Исходные данные для расчета гидравлической программы промывки скважины

Н (по стволу), м	d_d , м	К	$P_{пл}$, МПа	$P_{гд}$, МПа	ρ_p , кг/м ³
3227	0,2159	1,23	32,3	52,5	2310

Продолжение таблицы 25

$Q, \text{ м}^3/\text{с}$	Тип бурового насоса	$V_m, \text{ м/с}$	$\eta_n, \text{ Па} \cdot \text{с}$	$\tau_t, \text{ Па}$	$\rho_{пж}, \text{ кг/м}^3$
0,025	УНБ-600	0,0055	0,009	10	1110
КНБК					
Элемент	$d_n, \text{ м}$	$L, \text{ м}$	$d_b, \text{ м}$		
УБТ 178-71Д	0,178	16	0,071		
УБТ 165-71Д	0,165	8	0,071		
ПК 127-9К	0,127	3171	0,109		

Таблица 26 – Результаты проектирования гидравлической программы промывки скважины

$\rho_{кр}, \text{ кг/м}^3$	ϕ	$d_c, \text{ м}$	$V_{кп}, \text{ м/с}$	$\Delta P_{зд}, \text{ МПа}$	$\Delta P_o, \text{ МПа}$
1907	0,98	0,298	0,44	1,66	0,12
$\Delta P_r, \text{ МПа}$	$\Delta P_p, \text{ МПа}$	$V_d, \text{ м/с}$	$\Phi, \text{ м}^2$	$d, \text{ мм}$	
0,62	12,34	80	0,0003	12	0,62
КНБК					
Кольцевое пространство					
Элемент	Рекр	Re кп	Скп	$\Delta P_{кп}$	$\Delta P_{мк}$
УБТ 178-71Д	45638	10514	308	0,003	-
УБТ 165-71Д	51155	10809	367	0,003	-
ПК 127-9К	67759	11775	557	0,79	0,0024
A675	48173	10648	335	0,003	-
Внутри труб					
Элемент	Рекр	Re кп	λ	ΔP_T	
УБТ 178-71Д	25785	70487	0,03	0,007	
УБТ 165-71Д	25785	70487	0,03	0,007	
ПК 127-9К	41043	45913	0,028	0,3	
A675	25785	70487	0,03	0,007	

2.4. Проектирование процессов заканчивания скважин

2.4.1. Расчет обсадных колонн

Таблица 27 – Исходные данные к расчету обсадных колонн

Параметр	Значение	Параметр	Значение
плотность продавочной жидкости $\rho_{\text{прод}}$, кг/м ³	1020	плотность буферной жидкости $\rho_{\text{буф}}$, кг/м ³	1070
плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{\text{тр обл}}$, кг/м ³	1400	плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{\text{тр н}}$, кг/м ³	1850
плотность нефти $\rho_{\text{н}}$, кг/м ³	830	глубина скважины, м	3227
высота столба буферной жидкости h_1 , м	782	высота столба тампонажного раствора нормальной плотности h_2 , м	145
высота цементного стакана $h_{\text{см}}$, м	10	динамический уровень скважины $h_{\text{д}}$, м	2151

2.4.1.1. Расчет наружных избыточных давлений

1 случай: при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении

На рисунке 5 представлена схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности) для эксплуатационной колонны.

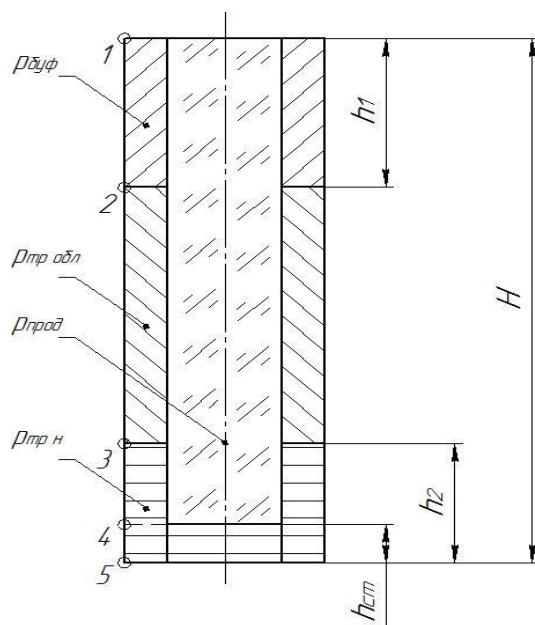


Рисунок 5 – Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении

В таблице 29 представлены результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении.

Таблица 28 – Результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении

Номер точки	1	2	3	4	5
Глубина расположения точки, м	0	782	3082	3217	3227
Наружное избыточное давление, МПа	0	0,38	9	10	10,2

В связи с тем, что внутреннее давление в конце эксплуатации флюида ($P_{кз} = 10,2$ МПа) меньше давления при испытании обсадных колонн на герметичность путем снижения уровня жидкости ($P_c = 14$ МПа), наиболее опасным является случай в конце эксплуатации.

2 случай: конец эксплуатации скважины

На рисунке 6 представлена схема расположения жидкостей в конце эксплуатации нефтяной скважины (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности) для эксплуатационной колонны.

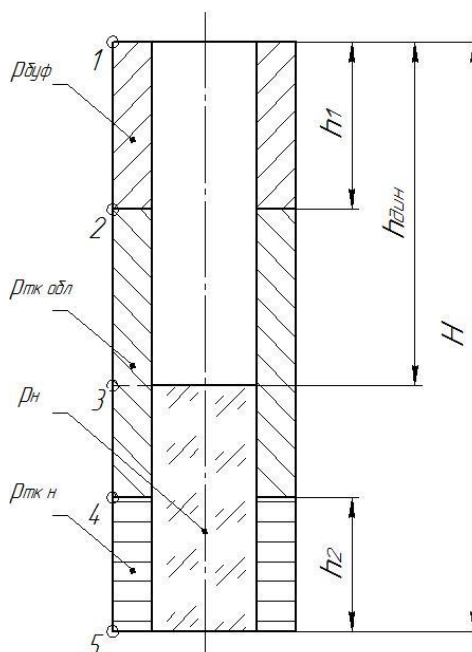


Рисунок 6 – Схема расположения жидкостей в конце эксплуатации нефтяной скважины

В таблице 29 представлены результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении.

Таблица 29 – Результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении

Номер точки	1	2	3	4	5
Глубина расположения точки, м	0	782	2151	3082	3227
Наружное избыточное давление, МПа	0	8,2	9,6	24,4	25,1

Эпюра наружных избыточных давлений представлена на рисунке 7.

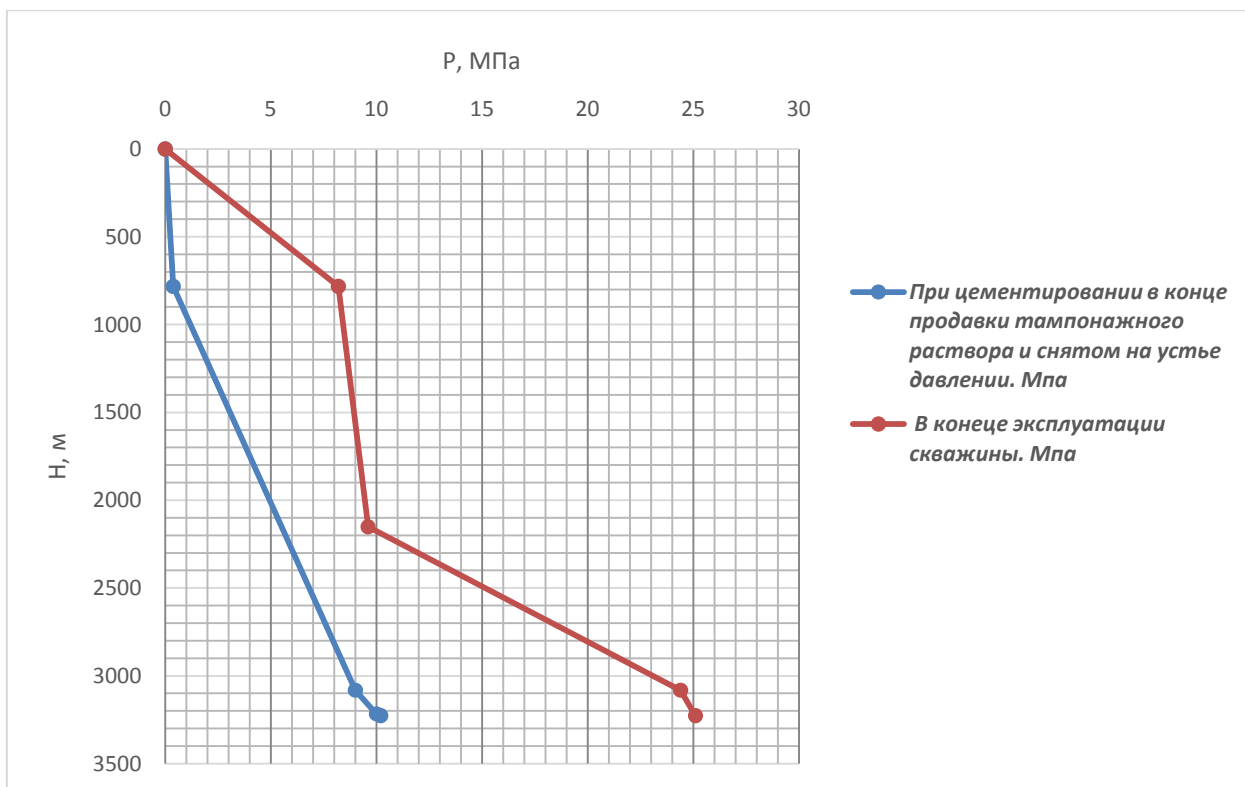


Рисунок 7 – Эпюры наружных избыточных давлений

2.4.1.2. Расчет внутренних избыточных давлений

1 случай: при цементировании в конце продавки тампонажного раствора

На рисунке 8 представлена схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности) для эксплуатационной колонны.

Максимальное давление в цементировочной головке $P_{цг}$ составляет 19,95 МПа.

В таблице 30 представлены результаты расчета внутренних избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора.

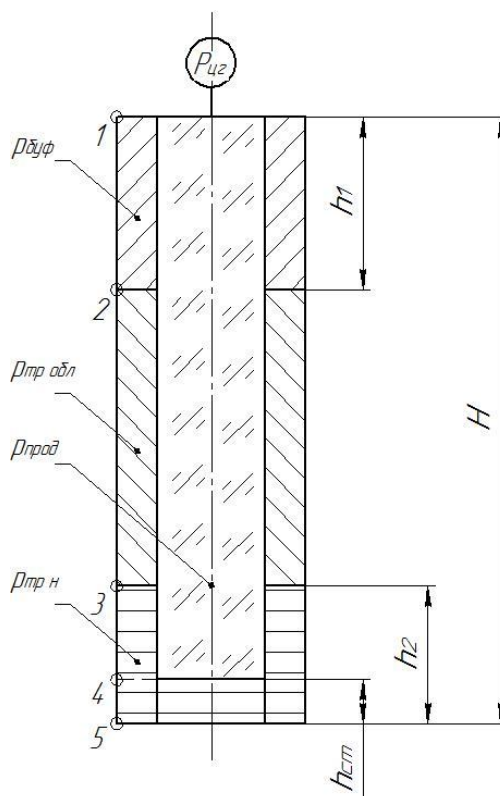


Рисунок 8 – Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения

Таблица 30 – Результаты расчета внутренних избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора

Номер точки	1	2	3	4	5
Глубина расположения точки, м	0	782	3082	3217	3227
Внутреннее избыточное давление, МПа	19,95	19,57	11	9,93	9,93

2 случай: опрессовка эксплуатационной колонны

На рисунке 9 представлена схема расположения жидкостей при опрессовке эксплуатационной колонны (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности).

Давление опрессовки $P_{он}$ составляет 11,5 МПа.

В таблице 31 представлены результаты расчета внутренних избыточных давлений при опрессовке эксплуатационной колонны.

Таблица 31 – Результаты расчета внутренних избыточных давлений при опрессовке эксплуатационной колонны

Номер точки	1	2	3	4
Глубина расположения точки, м	0	782	3082	3227
Внутреннее избыточное давление, МПа	11,5	11,12	10,44	9,92

Эпюра внутренних избыточных давлений представлена на рисунке 10.

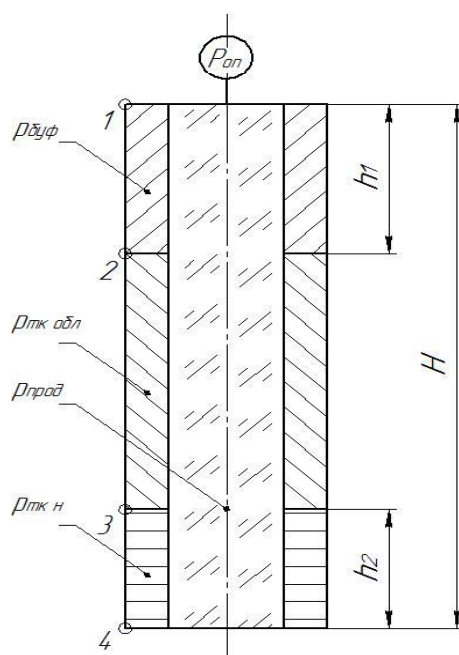


Рисунок 9 – Схема расположения жидкостей при опрессовке обсадной колонны

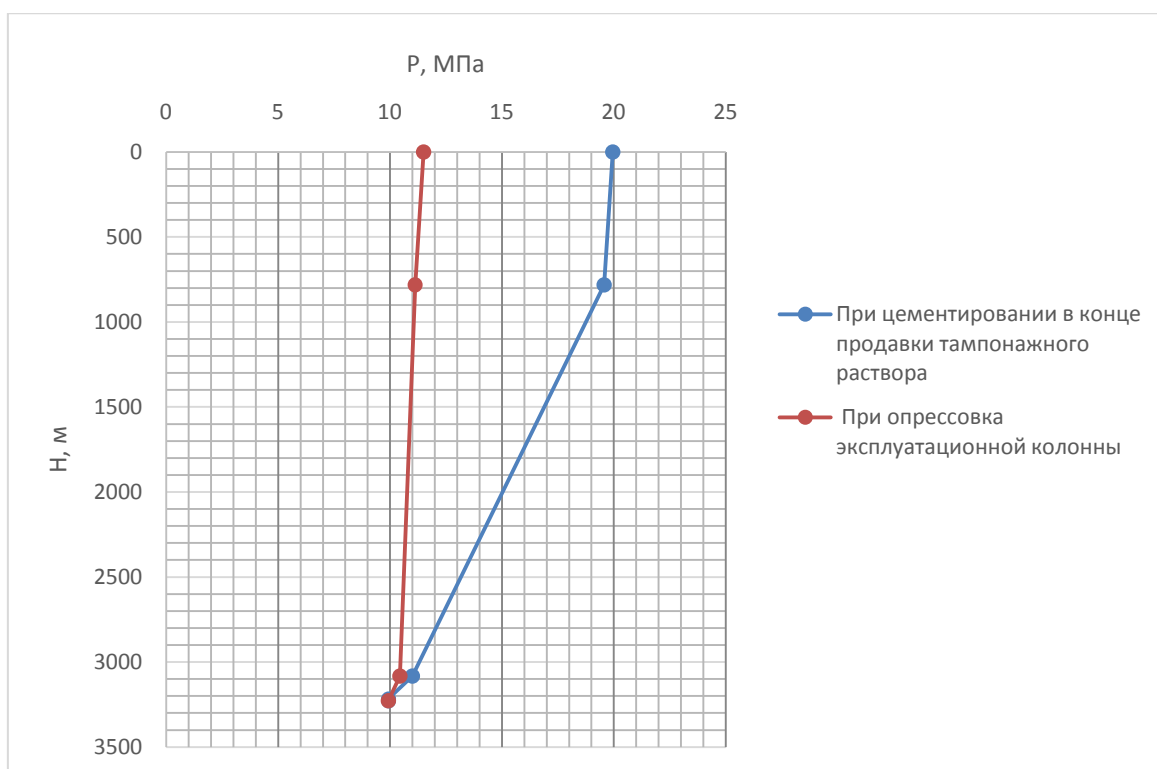


Рисунок 10 – Эпюра внутреннего избыточного давления

2.4.1.3. Конструирование обсадной колонны по длине

Рассчитанные параметры секций представлены в таблице 32.

Таблица 32 – Характеристика обсадных колонн

№ секций	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
				1 м трубы	секций	суммарный	
1	Д	10,6	145	42,2	6119	6119	3227-3082
2	Д	8,9	282	35,9	10123	16242	3082-2800
3	Д	8,0	300	32,3	9690	25932	2800-2500
4	Д	7,3	2500	29,8	74500	84190	2500-0

2.4.2. Расчет процессов цементирования скважины

2.4.2.1. Выбор способа цементирования обсадных колонн

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов по формуле:

$$P_{гс\text{ кл}} + P_{гд\text{ кл}} \leq 0,95 * P_{гр}, \quad (2)$$

42,66 < 49,9 МПа. Условие (2) выполняется, следовательно, проектируется прямое одноступенчатое цементирование.

2.4.2.2. Расчёт объёма тампонажной смеси и количества составных компонентов

Результаты данного расчета сводятся в таблицу 33.

Таблица 33 – Объём тампонажной смеси и количество составных компонентов

Тампонажный раствор нормальной плотности и облегчённый	Объём тампонажного раствора, м ³	Масса тампонажной смеси для приготовления требуемого объёма тампонажного раствора, кг	Объём воды для затворения тампонажного раствора, м ³
$\rho_{тр}=1850 \text{ кг/м}^3$	3,57	4769,8	3,9
$\rho_{тробл}=1400 \text{ кг/м}^3$	53,1	42958,7	21,8
Сумма	56,67	34548	25,7

2.4.2.3 Обоснование типа и расчёт объема буферной, продавочной жидкостей

Объемы буферной и продавочной жидкости представлены в таблице 34.

Таблица 34 – Объем буферной и продавочной жидкости

Наименование жидкости	Расчётный объём, м ³
Буферная	21,85
Продавочная	60,4

2.4.2.4. Гидравлический расчет цементирования скважины

2.4.2.4.1. Выбор типа и расчёт необходимого количества цементирующего оборудования

На рисунке 11 приведен пример спроектированной технологической схемы с применением осреднительной емкости.

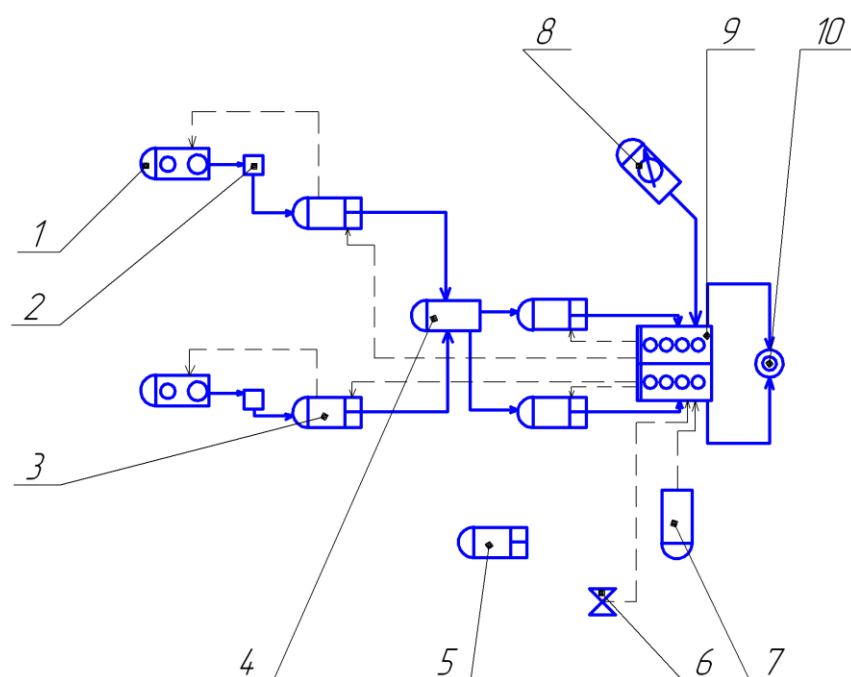


Рисунок 11 – Технологическая схема обвязки цементирующего оборудования:

1 – цементосмесительная машина УС6-30; 2 – бачок затворения;

3 – цементирующий агрегат ЦА-320М; 4 – осреднительная емкость УО-16; 5 – цементирующий агрегат ЦА-320М (резервный); 6 – подводная водная линия; 7 – автоцистерна; 8 – станция КСКЦ 01; 9 – блок манифольдов СИН-43; 10 – устье скважины

2.4.2.4.2. Расчёт режима закачки и продавки тампонажной смеси

График изменения давления на цементирующей головке представлен на рисунке 12.

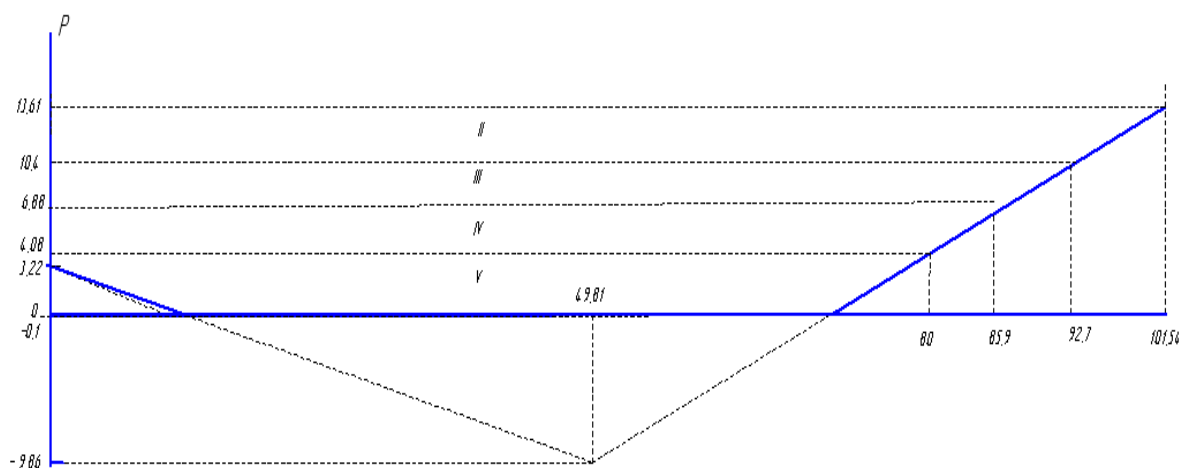


Рисунок 12 – График изменения давления на цементирующей головке

В таблице 35 приведены сводные данные о режимах работы цементирующих агрегатов.

Таблица 35 – Режимы работы цементирующих агрегатов

Скорость агрегата	Объем раствора закачиваемый на данной скорости, м ³
V	74,4
IV	21,2
III	33,6
II	9,3

Общее время закачки и продавки тампонажного раствора $t_{\text{цем}}$ составляет 92 мин.

2.4.3. Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Проектируется использование следующей технологической оснастки:

- башмак типа БК-168;
- ЦКОД 168-1;
- цементирующая головка типа ГУЦ 168/100;
- центраторы ЦЦ-2-168/216

Центраторы типа ЦЦ-2-168/216 устанавливаются через 10 метров в интервале продуктивного пласта. Как минимум по два центратора должно быть установлено выше и ниже пласта. Минимальное количество центраторов на один объект – четыре (два выше и два ниже). В интервале непосредственно выше башмака кондуктора устанавливаются через 10 метров три таких центратора, один на верхней трубе.

2.4.4. Проектирование процессов испытания и освоения скважин

На основании анализа существующих методов вызова притока жидкости из пласта и с учетом требований, в проекте предусматривается вызов притока из пласта производить свабированием.

Для свабирования скважины в основном используется применяемое в нефтяной промышленности оборудование: колонная головка и фонтанная арматура, накопительная мерная емкость, геофизический подъемник со стальным кабелем и оттяжными роликами, лубрикатор, малогабаритный превентор ПМТ2.1.-156х35.

На рисунке 14 представлена схема устьевого оборудования при вызове притока свабированием.

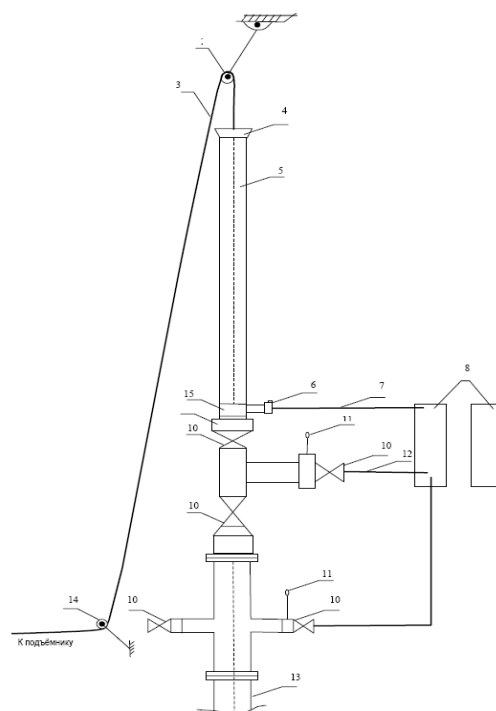


Рисунок 14 - Схема устьевого оборудования при вызове притока свабированием: 1- крюкоблок УПА60/80; 2 – подвесной ролик; 3 – тартальный канат; 4 – сальник лубрикатора; 5 – лубрикатор; 6 – кран высокого давления; 7 – линия стравливания давления из лубрикатора; 8 – накопительные емкости; 9 – превентор; 10 – задвижки фонтанной арматуры; 11 – манометры; 12 – линия слива жидкости из скважины; 13 – обсадная колонна; 14 – оттяжной ролик; 15 – тройник разрядник.

2.5.Выбор буровой установки

На основании расчетов бурильных и обсадных труб, вес наиболее тяжелой обсадной колонны составляет 73,6т, а вес бурильной колонны – 82,9т. Исходя из этого с учетом глубины бурения проектируется использование буровой установки БУ 3900/225 ЭК-БМ. Результаты проектировочных расчетов по выбору грузоподъемности буровой установки, расчету ее фундамента и режимов СПО приведены в таблице 36.

Таблица 36 – Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины

Выбранная буровая установка			
Максимальный вес бурильной колонны, тс (Q _{бк})	109,2	[G _{кр}] / Q _{бк}	2,06
Максимальный вес обсадной колонны, тс (Q _{об})	84,19	[G _{кр}] / Q _{об}	2,67
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс (Q _{пр})	142,09	[G _{кр}] / Q _{пр}	1,55
Допустимая нагрузка на крюке, тс (G _{кр})	225		
Расчет фундамента буровой установки			
Вес вышечно-лебёдного блока, т (Q _{влб})	185	k _{по} = P _о / P _{бо} (k _{по} >1,25)	11,25
Вес бурильной колонны, т (Q _{бк})	109,2		
Вес обсадной колонны, т (Q _{ок})	84,19		
Коэффициент, учитывающий возможность прихвата (K _п)	1,5		
Вес бурового раствора для долива, т (Q _{бр})	12		
Площадь опорной поверхности фундаментов, м ² (F _{бо})	324		
Расчет режимов СПО			
Скорость	Количество свечей	Поднимаемый вес, кН	
2	88	721,6	
3	62	508,4	
4	48	393,6	

3. СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ: ОТБОР КЕРНА ПО ТЕХНОЛОГИИ «Corion Express»

Основной задачей бурения скважин является получение достоверной геологической информации, получаемой при отборе керна. Отбор керна предусматривает многочисленные СПО, которые уменьшают коммерческую скорость бурения. В современных условиях строительства скважин экономия время на технологические операции имеет ключевую роль в конкурентной борьбе Буровых Подрядчиков. Именно с целью сокращения затрачиваемого времени на СПО предлагается внедрение технологии для отбора керна «Corion Express», применение которой сокращает время СПО до 80%.

Для отбора керна по технологии «Corion Express» необходимо как поверхностное, так и внутрискважинное оборудование. Поверхностное оборудование представлено на рисунке 15, внутрискважинное на рисунке 16.

К поверхностному оборудованию относится лебедка и барабан, с помощью которых, производится СПО скважинной сборки, герметизирующая головка с отводящим переводником. Через герметизирующую головку проходит кабель, а отводящий переводник служит для промывки скважины в процессе СПО скважинной сборки на кабеле.

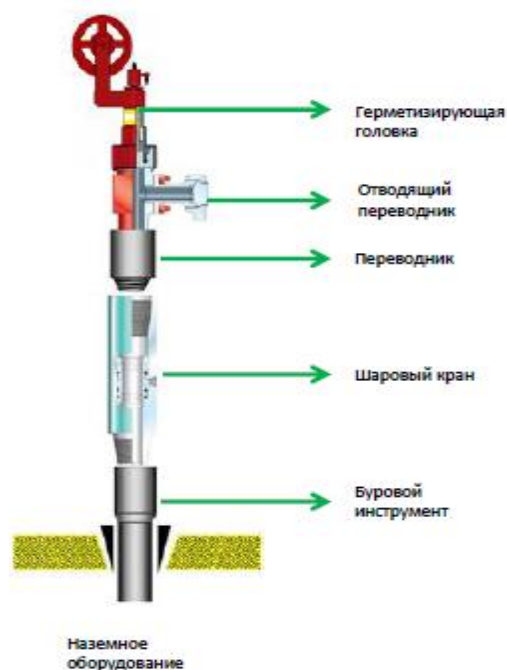


Рисунок 15 Поверхностное оборудование

Внутрискважинная сборка имеет две модификации – для бурения сплошным забоем и для бурения с отбором керна (рис.9). Стоит отметить, что для обеих модификаций КНБК будет одинаковой, будет меняться только внутренняя сборка. Например. Для бурения сплошным забоем производится сборка и спуск роторной КНБК: долото, УБТ-165 (178) – 9-36м, стабилизатор, СБТ-127 – остальное. После достижения планового интервала отбора керна производится подъем внутренней сборки. В процессе СПО производится расхаживание бурильного инструмента с промывкой. После подъема выполняется спуск сборки для отбора керна. После посадки сборки в посадочный переводник происходит рост давления и отбор керна продолжается. Отбор керна производится в алюминиевые керноприемные трубы, а корпусом керноотборочного снаряда служит УБТ-165 (178). Породоразрушающий инструмент является и долотом и бурильной головкой одновременно. После окончания отбора планового интервала продеваем кабель в промывочный переводник, спускаем ловильное устройство в бурильные трубы, после захвата внутренней сборки извлекаем трубы с керном на поверхность. Далее сбрасываем внутреннюю сборку с новыми трубами в инструмент, дожидаясь их посадки и продолжаем отбор керна.

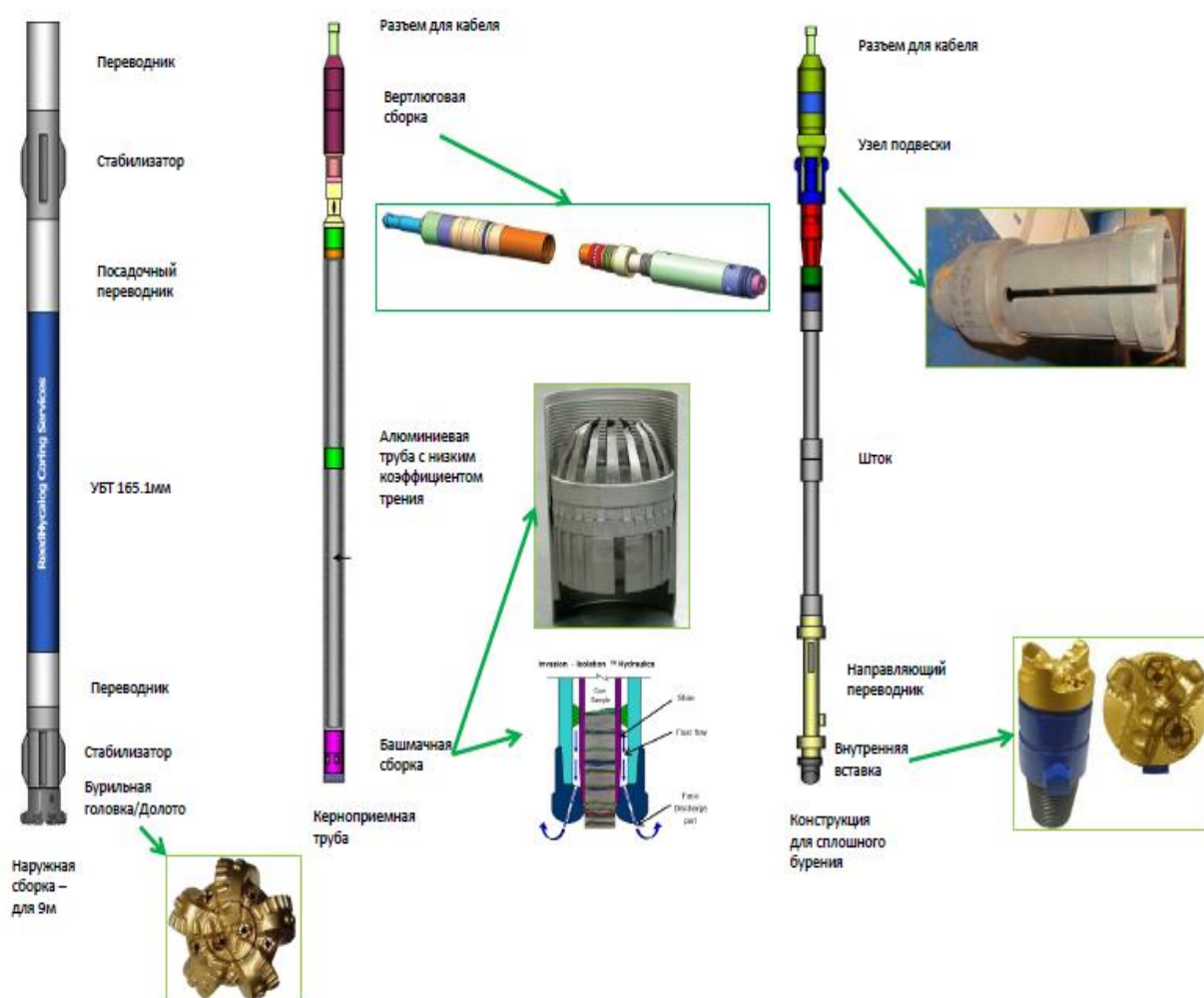


Рисунок 9 Внутрискважинное оборудование

3.1. Преимущества «Corion Express»

Основным преимуществом технологии «Corion Express» от стандартной технологии является отсутствие СПО КНБК - экономия времени до 80%. При строительстве скважины наибольшую экономию времени можно получить при отборе керна в продолжительных интервалах.

Сборка для бурения с отбором керна оборудована идентификационной системой заклинки керна JamDicator. Принцип работы следующий. При нормальном бурении – нагрузку воспринимает бурильная головка и внешний

корпус инструмента. При появлении заклинки нагрузка передаётся на внутреннюю конструкцию инструмента. Внутренняя конструкция поднимается с посадочного места, давление в манифольде падает. Отбор керна завершается, внутренняя конструкция поднимается на поверхность на кабеле.

При всей кажущейся сложности данной технологии, оборудование представляет собой простую механическую систему, риски поломок которой минимизированы.

3.2. Особенности « Corion Express»

Главной особенностью технологии является диаметр полученного геологического материала - керн диаметром 76.2мм. Данную особенность нельзя отнести к положительной стороне, так как текущие требования большинства Заказчиков обуславливают необходимость диаметра керна материала – минимум 100мм. Но, некоторые из российских Компаний проявили широкий интерес к данной технологии и планируют ее применение в ближайшее время. Так, Компания ООО «Лукойл-Пермь» планировала сотрудничество с компанией «Нов Ойлдфилд Сервисиз Восток» на 2016 год общим объемом более 1000м керна. Но, в связи с тяжелой экономической обстановкой в стране и на сырьевых рынках, проект «заморозили».

На данный момент применение технологии доступно с двумя типоразмерами бурильных головок – 220,7мм, 215,9мм. Прежде всего, это обусловлено диаметром внутренней сборки и проходным сечением в колонне бурильных труб.

Технология предусматривает бурение сплошным забоем и с отбором керна, как в вертикальных, так и в наклонно-направленных скважинах с пространственной интенсивностью не более 2.5гр/10м. Возможен отбор керна до 27м за рейс. Ограничение обуславливается максимальной грузоподъемностью ловильного устройства.

3.3 Расчет временного фактора

Для расчета экономии времени для примера проведен сравнительный анализ времени на СПО, представлен в таблице 37.

Таблица 37 – Сравнительный анализ времени СПО.

Рейс №	Операции	Стандартная технология	Coring Express	Метры
		Время на СПО, ч	Время на СПО, ч	
1	Вниз	6	6	6,5
	Вверх	6	2	
2	Вниз	6	0,5	16
	Вверх	6	2	
3	Вниз	6	0,5	18
	Вверх	6	2	
4	Вниз	6	0,5	10
	Вверх	6	2	
5	Вниз	6	0,5	15
	Вверх	6	2	
6	Вниз	6	0,5	18
	Вверх	6	2	
7	Вниз	6	0,5	18
	Вверх	6	2	
8	Вниз	6	0,5	14
	Вверх	6	2	
		96	25,5	115,5
Экономия времени – 70,5 часа или 2,93 суток				

Данный расчет показывает, что применение технологии «Corion Express» позволил бы сократить время строительства скважины на 2,93 суток.

3.4 Расчет экономической эффективности

На сегодняшний день рыночные отношения в нефтегазовом секторе между сервисными компаниями таковы, что право на конкурентоспособную борьбу на рынке услуг имеют лишь те, кто готов выполнять строительство скважин за более низкую цену и с более высоким качеством. Поэтому, для

поддержания текущего статуса компании и выхода на новые рынки, необходимо применять новые технологии и новые решения.

Основной задачей бурения разведочных скважин является получение достоверной геологической информации, получаемой при анализе отобранного керна и геофизических исследованиях в процессе бурения. Данные операции предусматривают значительную часть затрат в бюджете, поэтому в данной работе будет описан один из путей снижения удельных затрат и повышению коммерческой скорости строительства.

Стоимость строительства скважины предусматривает работу бригады бурения, инженерного и вспомогательного персонала, расход ГСМ, амортизацию оборудования и прочее. Произведенный расчет в основной части показывает экономию от внедрения технологии «Coring Express» во временном эквиваленте, равный 70,5 часам. Произведем сравнительный анализ рассматриваемой технологии и стандартной технологии отбора керна, представленный в таблице 35. Также произведем расчет экономии в денежном эквиваленте, который приведен в таблице 38.

Таблица 38 - Сравнительный анализ рассматриваемой технологии и стандартной технологии отбора керна

Технология отбора керна	Цена за 1м извлеченного керна, рублей (без НДС)	Количество, м	Стоимость, рублей (без НДС)	Разница стоимости, рублей
Стандартная технология	18 000	115,5	2 079 000	1 155 000
Coring Express	28 000	115,5	3 234 000	

Таблица 39 - Расчет экономии в денежном эквиваленте

Наименование сравниваемых показателей	Суточная ставка буровой бригады	Количество, сут	Стоимость, рублей (без НДС)	Экономия, рублей
Суточная ставка буровой бригады	1 011 014	2,93	2 962 271	1 807 271
Увеличение стоимости Coring Express			1 155 000	

Произведенный расчет показывает, что с применение технологии «Coring Express» позволил бы сократить стоимость строительства скважины на 1 807 271 руб.

Вывод

На сегодняшний день рыночные отношения в нефтегазовом секторе между сервисными компаниями таковы, что право на конкурентоспособную борьбу на рынке услуг имеют лишь те, кто готов выполнять строительство скважин за более низкую цену и с более высоким качеством. Поэтому, для поддержания текущего статуса компании и выхода на новые рынки, необходимо применять новые технологии и новые решения.

Внедрение технологии отбора керна на кабеле позволило бы сократить сроки строительства скважины и повысить коммерческую скорость бурения. На данный момент технология не нашла еще широкого применения в России, но уже проявлен интерес ведущих недропользователей.

ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

4.1. Проектные данные на строительство скважины

В таблице 40 представлены проектные данные на строительство эксплуатационной, наклонно направленной скважины на Встречном месторождении.

Таблица 4.1 Проектные данные на строительство скважины

Месторождение	Встречное
Расположение	Тюменская область
Назначение скважины	эксплуатационная
Проектная глубина, м	3227
Вид скважины	Наклонно-направленная
Способ бурения	С применением ВЗД
Тип буровой установки	БУ 3900/ 225 ЭК-БМ

При расчёте нормативного времени на СПО вначале определяют количество спускаемых и поднимаемых свечей, а также число наращиваний по каждой нормативной пачке при помощи вспомогательных таблиц в справочнике или по формулам:

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

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

$$T_{сп} = \frac{(N_{сп} \cdot T_{1св})}{60час} \quad (5)$$

$$T_{под} = \frac{(N_{под} \cdot T_{1св})}{60час}, \quad (6)$$

В таблице 42 представлены данные для расчета СПО и результаты.

Таблица 42 - Данные и результаты расчета СПО

	Кондуктор	эксплуатационная
Количество долблений, n(шт)	2	3
Начальная глубина интервала, H ₁ (м)	0	932
Конечная глубина интервала, H ₂ (м)	932	3227
длина неизменяемой части инструмента (квадрат, турбобур, удлинитель, долото, УБТ и т.д.), d(м)	54,74	60,77
Средняя проходка на долото(СПО), h(м)	250	250
Длина свечи, L(м)	25	25
Количество спускаемых свечей, N _{сп} (шт)	14,6	218,9
Количество поднимаемых свечей N _{под} (шт)	34,6	248,9
Нормативное время на спуск и подъём одной свечи по ЕНВ, T _{1св} (мин)	2,5	2,5
Время спуска свечей, T _{сп} (час)	0,6	9,1
Время подъёма свечей, T _{под} (час)	1,44	10,4
Время спуско-подъемных операций, T _{СПО} (час)	21,54	

Также необходимо рассчитать скорости бурения скважины, данные и результаты расчета представлены в таблице 4.3

Механическая скорость бурения определяется по формуле:

$$V_M = \frac{H}{t_M} \text{ м/час} , \quad (7)$$

Рейсовая скорость бурения определяется по формуле:

$$V_P = \frac{H}{(t_M + t_{СПО} + t_{ПВР})} \text{ час,} \quad (8)$$

Коммерческая скорость определяется по формуле:

$$V_K = \frac{H \cdot 720}{T_K} \text{ м/ст.мес,} \quad (9)$$

Средняя проходка на долото по скважине определяется по формуле:

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

Таблица 43-Данные и результаты расчета скоростей бурения скважины

Глубина скважины, Н(м)	3227
Продолжительность механического бурения, t _М (час)	151,2
Время на предварительно-вспомогательные работы, связанные с рейсом , t _{ПВР} (час)	51,76
Календарное время бурения, Т _К (час)	355,2
Количество долот, необходимых для бурения скважины, n(шт)	8
Механическая скорость бурения, V _М (м/час)	21,8
Рейсовая скорость бурения, V _Р (м/час)	14,7
Коммерческая скорость, V _К (м/ст.мес)	6681
Средняя проходка на долото по скважине, h _{ср} (м)	250

Нормативное время на выполнение остальных операций рассчитывают на основании объема этих работ и норм времени по ЕНВ.

Продолжительность испытания скважины определяется в зависимости от принятого метода испытания и числа испытываемых объектов по нормам времени на отдельные процессы, выполняемые при испытании скважин.

Затраты времени на монтаж, а также строительство и испытание скважины представлены в таблицах 44

Таблица 44 - продолжительность строительства скважины в зависимости от вида монтажа

Вид монтажа	Всего, сут.	В том числе				
		Строительно-монтажные работы	Подготовительные работы к бурению	Бурение и крепление	Испытание в открытом стволе	Испытание в колонне
Первичный	63,98	30	4	14,8	-	15,9
Передвижка 15 м	33,5	1,6	1,2	14,8	-	15,9
Сдвигка 10-20 м, демонтаж	15	15	-	-	-	-

Таблица 45 продолжительность бурения и крепления скважины

	Всего, сут.	В том числе	
		Кондуктор	эксплуатационная
Бурение	6,3	1,8	4,5
Крепление	8,5	2	6,5
Всего	14,8	3,8	11

Линейно-календарный график работ представлен в таблице 46

4.2. Численный и квалификационный состав буровой бригады

Цикл строительства скважин является непрерывным производственным процессом. Исходя из этого, для буровой бригады установлен график выходов на работу, обеспечивая непрерывность ведения работ.

Буровая бригада работает вахтовым методом в связи с удаленностью объекта от базы. Вахта работает 28 дней по 12 часов в сутки, через 12 часов отдых. Затем 28 дней выходных.

Доставка вахт на месторождения осуществляется авио и авиатранспортом.

Буровая бригада состоит из 4 вахт и следующего количества обслуживающего персонала:

Буровой мастер	2 чел,
Технолог	2 чел,
Бурильщик 7 р	4 чел,
Бурильщик 6 р	4 чел,
Пом/бурильщика 5 р	12 чел,
Слесарь 5 р,	4 чел,
Сварщик	2 чел,
Электрик	4 чел.

4.3. Расчёт сметной стоимости сооружения скважины

Сметная стоимость сооружения скважины представлена в таблице

Таблица 47- Общий расчет сметной стоимости геологического задания

№	Наименование работ и затрат	Объем		Сумма основных расходов на единицу объема, руб.	Итого стоимость на объем, руб.
		Ед. изм.	Количество		
	Буровые работы (средний показатель за 3 предыдущие скважины)	Скв	1	17633500	17633500
1	Основные расходы				
	А. Собственно геологоразведочные работы:				
	1.Проектно-сметные работы	%	2	от буровых работ	3526700
	2. Буровые растворы	м	3296	45500	149968000
	3.Работы по креплению	ч	204	32450	6619800
	4.Испытание и вызов притока	сут	15,9	33450	531855
	5.Геофизические работы (комплекс)			2150000	2150000
	Итого полевых работ: Σ1				162796355
	1. Организация полевых работ	%	1,2	от Σ 1	1953556
	2. Ликвидация полевых работ	%	1,5	от Σ 1	2441945
	Итого расходов А: Σ 2				167191856
	Б. Сопутствующие работы и затраты				
	1.Транспортировка грузов и персонала	%	20	от Σ 2	33438371

Продолжение таблицы 47

	2.Строительство временных зданий и сооружений	%	13	от Σ 2	21734941
	Итого расходов Б: Σ 3				55173312
	Итого основных расходов А+Б				222365168
2	Накладные расходы	%	14	от Σ ОР	31131123
3	Плановые накопления	%	15	от Σ ОР+НР	38024443
	Итого по расчету:				291520734
4	Компенсируемые затраты				
	1.Производственные командировки	%	0,8	от Σ 1	1302370
	2.Полевое довольствие	%	3	от Σ 2	5015755
	3. Доплаты	%	8	от Σ 2	13375348
	4. Охрана природы	%	5	от Σ 2	8359592
5	Резерв	%	3	от Σ ОР	933933
	ИТОГО себестоимость проекта				338141232
	Договорная цена с учетом НДС (+18%)				399006653

5. Социальная ответственность

5.1. Производственная безопасность

5.1 Анализ выявленных вредных производственных факторов при бурении скважины на Встречном нефтяном месторождении.

Неудовлетворительные климатические условия. Чтобы климатические условия не приносили вред здоровью, предлагаются меры по улучшению жизни и быта работающих:

- выдача спецодежды в зависимости от характера работ и климатического пояса;
- запрет на работу при ненормальных метеоусловиях;
- чередование труда и отдыха;
- место для отдыха.

Повышенный шум. Допустимые уровни производственного шума нормируются по ГОСТ 12.1.003-83. Шум на рабочем месте не должен превышать 85 дБА

Основные мероприятия по борьбе с шумом:

- применение пневмоударников звукоизолирующих и звукопоглощающих преград;
- установка кожухов, применение глушителей;
- применение средств индивидуальной защиты (противошумные вкладыши, противошумные наушники, шлемофоны).

Повышенная вибрация. Уровни вибрации регламентируются ГОСТ 12.1.012-90. Вибрация при частоте 16 Гц не должна превышать амплитуду 0÷28 мм.

Основные мероприятия по борьбе с вибрацией:

- производят уравнивание, балансировку;

- производят установку амортизаторов;
- жёсткое присоединение агрегата к фундаменту большой массы;
- применение средств индивидуальной защиты (виброгасящие коврики, виброобувь и виброрукавицы).

Неудовлетворительное состояние воздушной среды. Предельно допустимые концентрации химических реагентов регламентируются для воздуха рабочей зоны по ГОСТ 12.1.005-88. Микроклимат рабочих мест должен отвечать требованиям ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ "Воздух рабочей зоны. Общие санитарно-гигиенические требования". Мероприятия по защите от вредного воздействия воздушной среды:

- установка вентиляции по СНиП 2.04.05-91 "Отопление, вентиляция, кондиционирование";
- применение средств индивидуальной защиты (распираторы, противогазы);
- склад химреагентов необходимо располагать по розе ветров;
- концентрация вредных примесей в воздухе рабочей зоны не должна превышать предельно-допустимых концентраций.

Неудовлетворительное освещение. Отраслевые нормы освещенности рабочих мест на буровой регламентируются согласно СНиП 23-05-95. Нормы освещенности на рабочих местах должны иметь следующие значения: ротор – 100 лк, полати верхового рабочего – 50 лк, приемный мост – 30 лк, пусковые ящики – 50 лк, буровые насосы – 25 лк.

5.1.2 Анализ выявленных опасных производственных факторов при бурении скважины на Встречном нефтяном месторождении.

Механические травмы. В целях недопущения механических травм все работы необходимо проводить согласно правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности.

- оградить вращающиеся части механизмов;
- обеспечить наличие средств индивидуальной защиты сотрудникам.

- осуществление проверки состояния ремней, цепей, тросов и их натяжения;

- проведение плановых и внеплановых проверок пусковых и тормозных устройств;

- обязательное наличие страхового пояса при работе на высоте.

Буровая вышка должна быть обеспечена маршевыми лестницами (угол падения их не более 60° , ширина 0,7 м). Между маршами лестниц следует устроить переходные площадки. Расстояние между ступеньками по высоте не более 25 см, они должны иметь уклон внутрь $2\div 5^\circ$. С обеих сторон ступени должны иметь планки или бортовую обшивку, высотой 15 см. Пол должен быть сделан из рифленого металла, исключающего возможность скольжения

Поражение электрическим током. Проектирование, монтаж, наладка, испытание и эксплуатация электрооборудования буровых установок должны проводиться в соответствии с требованиями «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ), «Межотраслевых правил по охране труда при эксплуатации электроустановок потребителей», утвержденных Главэнергонадзором 21.12.2001 г.

Предупреждение на объектах электротравматизма достигается выполнением следующих мероприятий:

- изоляция токопроводящих частей (проводов) и её непрерывный контроль;

- установка ограждающих устройств;

- применение блокировочных устройств;

- применение защитного заземления буровой установки;

– применение изолирующих, защитных средств (резиновые перчатки, боты, инструмент с изолированными ручками) при обслуживании электроустановок.

Необходимые средства индивидуальной защиты до 1000В по ТУ1-01-0101-79 разделяются:

1. Основные:

- диэлектрические перчатки;
- инструмент с изолированными ручками;
- указатели напряжения.

2. Дополнительные:

- резиновые коврики;
- диэлектрические боты;
- изолированные подставки.

Взрывоопасность. Типовая инструкция для ответственного для исправного состояния и безопасную эксплуатацию сосудов, работающих под давлением. РД 10-333-99. Утверждена постановлением Госгортехнадзора России от 20.12.99. №95.

Во избежание возникновения взрывов при производстве буровых работ необходимо:

– все сосуды, работающие под давлением, должны быть испытаны на давление, превышающее рабочее с учетом коэффициентов запаса прочности, приведенных в табл.5.1

– необходимо постоянно следить за исправностью контролирующих приборов;

– защитная аппаратура;

– всё оборудование буровой установки должно быть во взрывозащищенном исполнении и иметь уровень взрывозащиты;

– рабочая зона, в которой расположены приемные емкости бурового раствора, оборудуется приточно-вытяжной вентиляцией с автоматическим включением от стационарных газоанализаторов при концентрации углеводородов в воздухе помещения выше ПДВК (предельно-допустимых взрывобезопасных концентраций)

Таблица 48 - Опрессовка оборудования, работающего под давлением

Рабочее давление, Атм.	< 200	200 – 560	560 – 650	> 650
Коэффициент запаса прочности	1,5	1,4	1,3	1,25

5.2 Экологическая безопасность

Вредные воздействия на окружающую среду и мероприятия по их снижению

На кустовой и индивидуальной площадке для эксплуатационных скважин при электрическом приводе основными источниками загрязнения атмосферного воздуха являются котельная и передвижная электростанция. В составе отходящих газов в атмосферный воздух выбрасываются окись углерода, окислы азота, альдегиды, сажа.

При строительстве скважин рекомендуется осуществить следующие мероприятия для снижения отрицательного воздействия на атмосферный воздух:

- до начала бурения скважины необходимо проверить и привести в исправное состояние все емкости, где будут храниться буровые растворы и химреагенты;
- устье скважины, система приема и замера пластовых флюидов, поступающих при испытании скважины, циркуляционная система должны быть герметизированы;

- для процесса строительства скважины необходимо использовать химические реагенты, имеющие установленные значения ПДК;
- доставка и хранение химических реагентов должны осуществляться в герметичных емкостях; необходимо вести также учет расходующихся и отработанных ГСМ и химических реагентов;
- процесс сжигания топлива в котельной и ППУ необходимо регулировать (оптимизировать) согласно режимным картам;
- применяемый при строительстве скважины передвижной транспорт должен своевременно проходить контроль;
- определение содержания загрязняющих веществ в отработанных газах дизельных агрегатов, при работе двигателя автомобиля осуществлять с помощью газоанализатора.

Буровые работы необходимо проводить только в пределах отведенной территории. Движение транспорта должно осуществляться по дорогам, которые должны иметь водопропускные каналы.

Нельзя допускать пролив ГСМ на землю. Площадка под склад ГСМ должна быть гидроизолирована и обвалована.

Сыпучие материалы должны храниться в сарае.

Сбор бытовых отходов производится в мусоросборники (металлические контейнера), которые устанавливают рядом с кухней-столовой. Они вывозятся по мере заполнения. Жидкие отходы от кухни-столовой, бани, туалета, собираются в выгребных ямах, которые после окончания строительства скважины должны быть засыпаны грунтом.

Для сбора и хранения производственно-технологических отходов, на территории буровой оборудуется шламовый амбар в соответствии с РД 39-133-94. Земляной амбар должен иметь достаточно высокую и надежную обваловку, которая не могла бы быть разрушена ливневыми водами. Дно и стенки амбара изолируются водонепроницаемой

пленкой, чтобы хранящиеся в нем жидкости и химреагенты не могли проникнуть в грунтовые воды и естественные водоемы. Вокруг буровой установки должны быть сооружены сточные канавы для удаления сточных вод и пролитой промывочной жидкости в амбар. По окончании бурения необходимо провести следующие виды работ по очистке и утилизации жидких отходов бурения:

- 1) вывезти ОБР для повторного использования;
- 2) откачать верхний отстоявшийся слой жидких отходов бурения из шламового амбара в нефтесборный коллектор;
- 3) провести химическую коагуляцию - осветление оставшихся жидких отходов бурения в амбаре, их нейтрализацию и откачать в нефтесборный коллектор;
- 4) оставшиеся отходы, водосодержание которых не должно превышать 6%, отверждаем вводом отверждающих добавок и засыпаем грунтом.

По окончании буровых работ отведенная территория рекультивируется.

Все работы по охране окружающей среды и рекультивации земель проводятся в соответствии с нормативными документами.

Стандарт системы охраны природы: ГОСТ 17.0.0.01-76 (2000) смотреть таблицу 46.

- ГОСТ 17.1.4.01-80, охрана гидросферы;
- ГОСТ 17.2.3.02-78 (2000), охрана атмосферы;
- ГОСТ 17.4.3.02-85 (СТ СЭВ 4471-84) , охрана почв;
- ГОСТ 17.5.3.04-83 (с изм. 1 1986) (СТ СЭВ 5302-85) , охрана земель;
- ГОСТ 17.6.3.01-78, охрана флоры.

Таблица 49 – Список ГОСТ по охране природы

ГОСТ \ Охрана природы
ГОСТ 17.0.0.01-76 (2000) (СТ СЭВ 1364-78) Система стандартов в области охраны природы и улучшения использования природных ресурсов. Основные положения
ГОСТ 17.0.0.04-90 (2000) Охрана природы. Экологический паспорт промышленного предприятия. Основные положения
ГОСТ 17.1.3.05-82 Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных и подземных вод от загрязнения нефтью и нефтепродуктами
ГОСТ 17.1.3.06-82 (СТ СЭВ 3079-81) Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране подземных вод
ГОСТ 17.1.3.10-83 (СТ СЭВ 3545-82) Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных и подземных вод от загрязнения нефтью и нефтепродуктами при транспортировании по трубопроводу
ГОСТ 17.1.3.12-86 Охрана природы. Гидросфера. Общие правила охраны вод от загрязнения при бурении и добыче нефти и газа на суше
ГОСТ 17.1.3.13-86 (СТ СЭВ 4468-84) Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод
ГОСТ 17.1.4.01-80 Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к методам определения нефтепродуктов в природных и сточных водах
ГОСТ 17.2.1.04-77 Охрана природы. Атмосфера. Источники и метеорологические факторы загрязнения, промышленные выбросы. Термины и определения
ГОСТ 17.2.2.05-97 Охрана природы. Атмосфера. Нормы и методы определения выбросов вредных веществ с отработавшими газами дизелей, тракторов и самоходных сельскохозяйственных машин
ГОСТ 17.2.3.02-78 (2000) Охрана природы. Атмосфера. Правила установления допустимых выбросов вредных веществ промышленными предприятиями
ГОСТ 17.4.3.02-85 (СТ СЭВ 4471-84) Охрана природы. Почвы. Требования к охране плодородного слоя почвы при производстве земляных работ
ГОСТ 17.5.1.02-85 Охрана природы. Земли. Классификация нарушенных земель для рекультивации
ГОСТ 17.5.3.02-90 Охрана природы. Земли. Нормы выделения на землях государственного лесного фонда защитных полос вдоль железных и автомобильных дорог

Продолжение таблицы 49

ГОСТ 17.5.3.03-80 Охрана природы. Земли. Общие требования к гидrolесомелиорации
ГОСТ 17.5.3.04-83 (с изм. 1 1986) (СТ СЭВ 5302-85) Охрана природы. Земли. Общие требования к рекультивации земель
ГОСТ 17.5.3.06-85 Охрана природы. Земли. Требования к определению норм снятия плодородного слоя почвы при производстве земляных работ
ГОСТ 17.5.4.01-84 Охрана природы. Рекультивация земель. Метод определения pH водной вытяжки вскрышных и вмещающих пород

5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Виды чрезвычайных ситуаций:

- природные (наводнение, снег, ветер, низкие температуры);
- техногенные (аварии, пожары);
- военные.

Одним из видов аварий являются открытые фонтаны. Ликвидация открытого фонтана при наличии устья установки противовыбросового оборудования может развиваться по следующему сценарию:

- 1) оттаскивание сгоревшего оборудования, вышки, конструкций;
- 2) сбивание не герметичной запорной арматуры артогнем;
- 3) тушение пожара;
- 4) обрезка поврежденных концов обсадных труб, труборезкой;
- 5) монтаж разрезного колонного фланца;
- 6) установка исправного запорного оборудования;
- 7) спуск труб под давлением;
- 8) заполнение ствола скважины утяжеленным буровым раствором.

При разработке проекта на строительство скважины проектная организация осуществляет анализ опасности и риска проектируемого объекта. Согласно Федеральному закону «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21.07.97 г., №116-ФЗ предприятие организывает и осуществляет производственный контроль за соблюдением требований промышленной безопасности. Сведения об организации производственного контроля представляются в территориальный орган Госгортехнадзора России, обеспечивающий государственный надзор на данной территории.

Предприятие обязано представлять декларацию промышленной безопасности, которая разрабатывается в составе проектной документации и уточняется вновь при обращении за лицензией на эксплуатацию производственного объекта.

Все работы на объекте по строительству скважины необходимо производить согласно правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности, которыми установлены требования к созданию системы управления и контроля за промышленной безопасностью производства; разработке, сооружению, изготовлению и использованию производственных объектов, технических средств, технологических процессов; определён порядок взаимодействия органов Госгортехнадзора России с предприятиями и организациями в области обеспечения промышленной безопасности, охраны окружающей среды и рационального использования природных ресурсов.

Противопожарная безопасность

Буровая установка по взрывопожарной опасности согласно НПБ 105-95 относится к категории “А”, степень огнестойкости II согласно СНиП 2.01.02-85.

Причины возникновения пожара:

- электрического характера (короткое замыкание электропроводки, нагрев электропроводки);
- открытый огонь (сварка, костры курение, искры);
- удар молнии;

Размещение подсобных, производственных и жилых помещений должно осуществляться таким образом, чтобы исключить их нахождение вблизи легковоспламеняющихся жидкостей и складов с лесоматериалами.

На территории вокруг буровой установки должна быть обеспечена полная чистота, а также следует избегать замазучивания территории.

В целях предотвращения пожара на буровой:

- запрещается располагать электропроводку на буровой вышке в местах ее возможного повреждения буровым инструментом;
- запрещается хранение ГСМ в металлических емкостях ближе 20 метров от буровой установки;
- курить, разводить костры, производить сварные работы только в специально отведенных местах;
- произвести работы по заземлению буровой установки;
- измерять сопротивление изоляции, $R_{из} > 0,5 M_{ом}$.

Буровая установка должна быть обеспечена средствами пожаротушения.

Для обеспечения безопасности рабочих на случай пожара на буровой в наличии должны быть первичные средства пожаротушения, они представлены таблице 50

Таблица 50 - Первичные средства пожаротушения

Наименование	Количество
1	2
Огнетушитель пенный	8
Ящик с песком, $V=0,5 \text{ м}^3$	4
Ящик с песком, $V=1 \text{ м}^3$	2
Лопаты	5
Ломы	2
Топоры	2
Багры	2
Ведра пожарные	4

5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Профессия буровика входит в список потенциально опасных с точки зрения вероятности возникновения профессиональных заболеваний. Этому способствует ряд вредных и опасных факторов, начиная от географических условий работы, заканчивая спецификой буровой отрасли. Поэтому системный анализ опасных и вредных факторов, а также разработка методов оптимизации рабочего процесса являются актуальными проблемами для улучшения условий труда работников буровых бригад. Большинство месторождений нефти и газа Западной Сибири находятся в районах с суровыми климатическими условиями, часто резко-континентального характера. На работников, при выполнении операций на открытой местности, воздействует комплекс неблагоприятных метеорологических факторов (высокие и низкие температуры, солнечная радиация, осадки, пыльные бури и др.).

В федеральном законе РФ от 28.12.2013 № 426-ФЗ «О специальной оценке условий труда», указано, что с вредными условиями труда сталкиваются рабочие на предприятиях горной и угольной промышленности, на металлургическом и абразивном производстве, в электроэнергетике, в нефтяной и химической промышленности.

Государство предусмотрело, что люди, работающие на вредных производствах, обеспечиваются льготами и компенсациями.

Компенсация за вредные условия труда и ее размер устанавливаются на основании статей Трудового кодекса, коллективного договора или иных внутренних документов предприятия.

Законодательно предусмотрено, что люди, работающие в опасных условиях, могут получать такие гарантии и компенсации:

- уменьшение количества рабочих часов (36 часов в неделю и меньше),
- оплачиваемый отпуск, являющийся дополнительным и предоставляемым каждый год (не меньше 7 календарных дней),
- происходит рост оплаты труда (не меньше 4% от оклада),
- льготы для пенсионного обеспечения,
- бесплатное лечение и оздоровление,
- выдача расходных материалов — спецодежды, обеззараживающих средств.

Не вызывает сомнений факт, что условия труда, сложившиеся в нефтяной и газовой промышленности, являются причиной высокой профессиональной заболеваемости, а также могут являться косвенной причиной производственных травм и увечий. Правильное моделирование производственных ситуаций, направленное на снижения влияния опасных и вредных факторов в процессе бурения, позволиткратно улучшить условия труда в буровой отрасли.

Нормативно-правовые акты в области обеспечения охраны труда и промышленной безопасности представлены в таблице 51

Таблица 51 - Нормативно-правовые акты

Номер	Требования безопасности
1	2
ПБ 08-624-03	Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности
ПБ 08-37-93	Правила безопасности при геологоразведочных работах
ПУЭ от 1.01.03	Правила устройства электроустановок
ГОСТ 12.0.003 - 74	Опасные и вредные производственные факторы. Классификация
ГОСТ 12.1.007-76	Система стандартов безопасности труда. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности
ГОСТ 12.1.003-83	Шум. Общие требования безопасности
ГОСТ 12.1.012-90	ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования
ГОСТ 12.1.029-80	Система стандартов безопасности труда. Средства и методы защиты от шума. Классификация
ГОСТ 12.1.004-91	Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность. Общие требования
ГОСТ 12.1.044-89	Пожаровзрывоопасность веществ и материалов
СНиП 2.09.04-87	Административные и бытовые здания
СНиП 23-05-95	Естественное и искусственное освещение
СН 2.2.4/2.1.8.562-96	Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки
СН 2.2.4/2.1.8.566-96	Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данном технологическом решении, представлена геологической часть, в которой проанализировано географо-экономическая характеристика района работ, геологические условия бурения, нефтеносность, возможные осложнения при бурении.

В технологической части проекта представлен расчет и обоснование, способа бурения, конструкции и профиля скважины, диаметр долот и осевых нагрузок по интервалам бурения, типа забойного двигателя и компоновка низа бурильной колонны, расчет бурильной и обсадной колонн, цементирования скважины. Представлена технология освоения скважины. Произведен выбор буровая установка из рассчитанных данных.

Рассмотрены вопросы в социальной ответственности и экономической части. Сделан расчёт, технико-экономических показателей, продолжительности строительства скважины, сметной стоимости сооружения скважины.

В специальной части технологического решения разобран вопрос о возможности сокращения времени на СПО при внедрение новой технологии для отбора керна «Corion Express», применение которой сокращает время СПО до 80%

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Абубакиров В.Ф., Буримов Ю.Г., Гноевых А.Н., Межлумов А.О., Близнюков В.Ю. Буровое оборудование: Справочник: в 2-х т. Т. 2. Буровой инструмент. – М.: ОАО Издательства «Недра», 2003. – 494 с.
2. Басарыгин Ю.М., Будников В.Ф., Булатов А.И., Гераськин В.Г. Строительство наклонных и горизонтальных скважин. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. – 262 с.
3. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Заканчивание скважин. Учеб. пособие для вузов. – М.: ООО «Недра – Бизнесцентр», 2000. – 670 с.
4. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин: Учеб. для вузов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. – 679 с.
5. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Учеб. для вузов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2001. – 679 с.
6. Борисов К.И., Рязанов В.И. Методические основы расчёта колонны бурильных труб: Учебное пособие. – Томск: Изд. ТПУ, 2005-75 с.
7. Булатов, Анатолий Иванович. Техника и технология бурения нефтяных и газовых скважин : учебник / А. И. Булатов, Ю. М. Проселков, С. А. Шаманов. — М. : Недра, 2003. — 1007 с.
8. ВСН 39-86. Инструкция о составе, порядке разработки, согласования и утверждения проектно-сметной документации на строительство скважин на нефть и газ.
9. Ганджумян Р.А., Калинин А.Г., Никитин Б.А. Инженерные расчеты при бурении глубоких скважин: Справочное пособие /Под ред. А.Г. Калинина. - М.: ОАО «Изда-тельство «Недра», 2000. – 489 с.
10. Единые нормы времени на бурение скважин. Москва, 2000. – Ч1.
11. Единые нормы времени на бурение скважин. Москва, 2000. – Ч2.

12. Инструкция по бурению наклонных скважин с кустовых площадок на нефтяных месторождениях Западной Сибири. РД 39-0148070-6.027- 86, Тюмень, СибНИИНП.
13. Инструкция по креплению нефтяных и газовых скважин. РД 39-00147001-767-2000. Москва, 2000 г.
14. Калинин А.Г., Левицкий А.З., Мессер А.Г., Соловьев Н.В. Практическое руководство по технологии бурения скважин на жидкие и газообразные полезные ископаемые: Справочное пособие /Под ред. А.Г.Калинина.- М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2001.- 450 с.
15. Крепша Н.В., Свиридов Ю.Ф. Безопасность жизнедеятельности: Учеб.-метод. Пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2003. – 144 с.
16. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. ПБ 08-624-03. Москва, 2003г.– 263 с.
17. Рязанов В.И., Борисов К.И. Практическое пособие по выполнению курсового проекта по дисциплине «Технология бурения нефтяных и газовых скважин». – Томск: Изд. ТПУ, 2008. – 94 с.
18. Рязанов, Виктор Иванович. Направленное бурение нефтяных и газовых скважин : учебное пособие / В. И. Рязанов ; Томский политехнический университет (ТПУ), Институт геологии и нефтегазового дела (ИГНД). — Томск : Изд-во ТПУ, 2007. — 118 с.
19. Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов. СанПиН 2.2.1/2.1.1.984-00. М., Федеральный центр Госсанэпиднадзора Минздрава России, 2000 г.
20. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: Учеб. Для вузов/ А.Н.Попов, А.Н.Спивак, Т.О.Акбулатов и др.; Под общей ред. А.И.Спивака. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 509 с.
21. Экономика предприятий нефтяной и газовой промышленности : учебник / Российский государственный университет нефти и газа им. И. М. Губкина; Под ред. В. Ф. Дунаева. — М. : ЦентрЛитНефтеГаз, 2004. — 368 с. : ил. — (Высшее нефтегазовое образование) . — Библиогр.: с. 365.

- 22. www.burinteh.com
- 23. www.diamonddrillingindustries.com
- 24. www.tomsk.gov.ru
- 25. www.uralmash.ru
- 26. www.vzbt.ru
- 27. www.eriell.com
- 28. Булатов А.И., Проселков Ю.М., Шаманов С.А. Техника и технология бурения нефтяных и газовых скважин: Учеб, для вузов. - М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 2003. - 1007 с.