



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

Институт- Институт природных ресурсов
Направление- Нефтегазовое дело
Кафедра Бурения скважин

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА НАКЛОННО- НАПРАВЛЕННОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 2900 МЕТРОВ НА МЕДВЕЖЬЕМ ГАЗОВОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ЯНАО)

УДК_ 622.324:622.243.23(24:181m2900)(571.121)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б22	Панов А.В.		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст.Преподаватель	Бойко И.А.	б/с		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и
ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глызина Т.С.	к. х. н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гуляев М.В.	к. т. н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
И.О. зав.кафедрой БС	Ковалев А.В	к. т. н.		

Томск – 2017 г.

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
3- 2Б22	Панов Александр Вячеславович

Тема работы:

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 2900 МЕТРОВ НА МЕДВЕЖЬЕМ ГАЗОВОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ЯНАО)
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.).	Материалы с производства, специальная литература и периодическая литература, электронные источники
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).	
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)	1. Геолого-технический наряд 2. Компоновка буровой колонны
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсоснабжение	Глызина Татьяна Святославовна
Социальная ответственность	Гуляев Милий Всеволодович

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень,	Подпись	Дата
-----------	-----	-----------------	---------	------

		звание		
Ст. преподаватель	Бойко И.А.	б/с		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б22	Панов Александр Вячеславович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б22	Панов Александр Вячеславович

Институт	ИПР	Кафедра	Бурение скважин
Уровень образования	<i>Бакалавриат</i>	Направление/специальность	21.03.01 <i>Нефтегазовое дело.</i>

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Бурение наклонно-направленной скважины на Медвежье месторождении
--	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Производственная безопасность 1.1. Анализ выявленных вредных факторов 1.2. Анализ выявленных опасных факторов	1.1 -Превышение уровня шума -Неудовлетворительные метеоусловия на открытом воздухе в рабочей зоне. -Превышение уровня вибрации. 1.2 -Пожаровзрывобезопасность. -Поражение электрическим током. -Расположение рабочего места на высоте.
2. Экологическая безопасность:	-Анализ воздействия скважины глубиной 2900м Медвежьего месторождения на литосферу, гидросферу.
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	-Ураганы, взрывы, ГНВП.
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:	СНиП 2.05.06-85 «Магистральные трубопроводы. Нормы проектирования». СНиП III-42-80 «Магистральные трубопроводы. Правила производства и приемки работ». ГОСТ 12.0.003-74 «Опасные и вредные факторы». ГОСТ 12.1.003-83 «Шум. Общие требования безопасности». ГОСТ 12.1.012-90 «Вибрационная безопасность». ГОСТ 12.1.004-91 «Пожарная безопасность».

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
-----------	-----	------------------------	---------	------

Доцент	Гуляев М.В.	К. Т. Н		
--------	-------------	---------	--	--

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б22	Панов Александр Вячеславович		

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б22	Панов Александр Вячеславович

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	Бурения скважин
Уровень образования	бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело.»

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

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

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

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

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Организационная структура управления организацией
2. Линейный календарный график выполнения работ
3. Нормативная карта

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ст. преподаватель	Глызина Т.С.	К. Х. Н		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б22	Панов Александр Вячеславович		

БК – бурильная колонна

БУ – буровая установка

ГЗД – гидравлический забойный двигатель

ГИС – геофизические исследования скважин

ГТН – геолого-технический наряд

ДНС – динамическое напряжение сдвига

КНБК – компоновка низа бурильной колонны

ЛБТ – легкосплавные бурильные трубы

НТФК – нитрилтриметилфосфоновая кислота

ОЗЦ – ожидание затвердевания цемента

ОК – обсадная колонна

ОЦР – облегченный цементный раствор

ПВ – пластическая вязкость

ПВО – противовыбросовое оборудование

ПК – бурильные трубы с приваренными замками с комбинированной высадкой

СБТ – стальные бурильные трубы

СНС – статическое напряжение сдвига

СПО – спуско-подъемные операции

УБТ – утяжеленные бурильные трубы

Аннотация

Ключевыми словами дипломной работы являются: буровой раствор, охрана окружающей среды, заканчивание скважин, скважина, газ, бурение.

Исследуем объект Медвежье газовое месторождение.

Цель данной работы – спроектировать газовую скважину на Медвежьем месторождении.

В процессе работы был составлен проект на строительство эксплуатационной газовой скважины глубиной 2900 м на Медвежьем месторождении.

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

В работе рассмотрен вопрос анализа конструкций зарубежных и российских калибраторов.

Выпускная квалификационная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word, таблицы выполнялись в Microsoft Excel., графический материал выполнен в программе «Компас-3DV14» и в Microsoft Excel, презентация подготовлена с помощью Microsoft Power Point.

Оглавление

1. Общая геология	13
1.1. Краткая геолого-экономическая характеристика района проектируемых работ	13
1.2. Геологические условия бурения	15
1.3. Характеристика газонефтеводоносности месторождения.....	15
1.4. Зоны возможных осложнений.....	15
1.5. Исследовательские работы	16
2. Технологическая часть.....	29
2.1. Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины.....	29
2.2. Обоснование конструкции скважины.....	31
2.2.1. Обоснование конструкции эксплуатационного забоя	31
2.2.2. Построение совмещенного графика давлений	32
2.2.3. Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска	33
2.2.4. Выбор интервалов цементирования	33
2.2.5. Расчет диаметров скважины и обсадных колонн	33
2.2.6. Разработка схем обвязки устья скважины	33
2.3. Углубление скважины.....	35
2.3.1. Выбор способа бурения	35
2.3.2. Выбор породоразрушающего инструмента	35
2.3.3. Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород.....	36
2.3.4. Расчет частоты вращения долота.....	36
2.3.5. Выбор и обоснование типа забойного двигателя	37
2.3.6. Выбор компоновки и расчет бурильной колонны.....	38
2.3.7. Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов.....	41
2.3.8. Выбор гидравлической программы промывки скважины.....	43
2.3.9. Технические средства и режимы бурения при отборе керна	45
2.4. Проектирование процессов заканчивания скважин	45
2.4.1. Расчет обсадных колонн	45
2.4.1.1 Расчет наружных избыточных давлений	45
2.4.1.2. Расчет внутренних избыточных давлений	48
2.4.1.3. Конструкция обсадной колонны по длине.....	51
2.4.2. Расчет процессов цементирования скважины	51
2.4.2.1. Выбор способа цементирования обсадных колонн.....	51
2.4.2.2 Расчет объемов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости.....	51
2.4.2.4. Гидравлический расчет цементирования скважины	52
2.4.2.4.1. Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования	52
2.4.2.4.2. Расчет режима закачки и продавки тампонажной смеси.	53

2.4.3 Выбор технологической оснастки обсадных колонн.....	54
2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважин	55
2.5 Выбор буровой установки	55
3. СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ	57
3.1. Русские спиральные калибраторы	57
3.2. Спиральные калибраторы Испании	58
3.3. Немецкие спиральные калибраторы	58
3.4. Вьетнамские калибраторы	59
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	60
4.1. Предпроектное моделирование буровых работ.....	60
4.2. Обоснование продолжительности строительства скважин.....	63
4.3. Техничко-экономические показатели.....	65
4.4. Экономическая эффективность от бурения данной скважины.....	69
5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	71
5.1. Производственная безопасность.	71
5.1.1. Анализ выявленных вредных факторов на Медвежьем месторождении.	71
5.1.2. Анализ выявленных опасных факторов на Медвежьем месторождении.	73
5.2. Экологическая безопасность.	75
5.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях.	76
5.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	77
Заключение.....	78

Введение

Нефтяная и газовая промышленность играет важную роль в экономическом развитии Ямало-Ненецкого автономного округа. В этой области бурение скважины является самой трудной и важной задачей.

Отмечается, что бурение скважин - это строительство сложной инженерно-технической структуры в земной коре. Совершенствование буровых технологий, значительное увеличение производительности буровых долот и сокращение их себестоимости - серьезная задача. Для успешной реализации этих планов необходимо, чтобы инженеры-буровики не только хорошо понимали теоретические аспекты глубокого бурения, но и уверенно выполняли инженерные расчеты, связанные с технологией бурения.

В диссертации будет рассмотрена технология построения направленной скважины глубиной 2900 м.

Проект включает решения во всех основных областях проектирования: технологические, сервисные, безопасные работы, охрана окружающей среды и экономичность.

1. Общая геология

1.1. Краткая геолого-экономическая характеристика района проектируемых работ

Географическая характеристика района строительства представлена в таблице 1.1, а экономическая характеристика и пути сообщения – в таблице 1.2.

Таблица 1.1 – Географическая характеристика района строительства

Наименование	Значение
Месторождение (площадь)	Медвежье месторождение
Характер рельефа	Равнинный, слабо всхолмленный
Покров местности	Сосново-березовые леса
Заболоченность	Высокая
Административное расположение:	ЯНАО
Температура воздуха, °С	
- среднегодовая	-7,9
- наибольшая летняя	+20
- наименьшая зимняя	-36
Максимальная глубина промерзания грунта, м:	2,4
Продолжительность отопительного периода в году, сутки	257
Интервал залегания многолетнемерзлой породы, м	Нет
- кровля	
- подошва	
Геодинамическая активность	Низкая

1.2. Геологические условия бурения

Стратиграфическая и литологическая характеристика разреза проектируемой скважины приведены в таблицах 1.3 и 1.4 соответственно.

Физико-механические свойства горных пород, термобарические условия (градиенты давлений и температур по разрезу) бурения представлены в таблицах 1.5 и 1.6 соответственно.

Исходя из особенностей геологических условий бурения возможно следующее их влияние на ведение работ.

Снижение гидродинамических давлений в открытом стволе скважины, предотвращение нарушения устойчивости стенок скважины, поглощений промывочной жидкости и флюидопроявлений. Предупреждение эффекта «поршневания».

Для предотвращения обвалов стенок скважины и флюидопроявлений производят постоянный контроль долива скважины при подъеме инструмента.

Постоянный контроль параметров в процессе бурения для оперативного управления процессами строительства скважины, предотвращение аварий и осложнений.

1.3. Характеристика газонефтеводоносности месторождения

Сведения о газоносности и водоносности представлены в таблице 1.7.1
1.7.2

Нефтеносные пласты в разрезе проектной скважины отсутствуют.

Разрез представлен 3 газоносными, и 6 водоносными пластами. Скважина проектируется для эксплуатации залежей газа из пластов AC10, AC11, AC12, а также для ППД.

1.4. Зоны возможных осложнений

Возможные осложнения по разрезу проектируемой скважины представлены в таблице 1.8.

В разрезе представлен ряд интервалов, в которых возможно возникновение осложнений в процессе бурения. Самыми распространенными являются поглощения, но в большинстве случаев они имеют малую интенсивность, что не требует проектирования дополнительных средств для их предупреждения и ликвидации.

В зоне возможных сужений необходимо бурить с промывкой утяжеленными буровыми растворами, в фильтре которых содержатся химические вещества, способствующие увеличению предельного напряжения сдвига, а также степени и давления набухания.

В интервале 0-690 м ожидаются интенсивные осыпи и обвалы стенок скважины. Поэтому рекомендуется спроектировать для него буровые растворы с минимальной водоотдачей для снижения вероятности набухания и диспергирования глин.

С целью снижения вероятности возникновения прихватов в прихватопасных зонах, рекомендуется использование экологически безопасных, многофункциональных смазочных добавок с улучшенными антиприхватными и поверхностно-активными свойствами, например, таких, как ФК–2000, Лубриол и др.

1.5. Исследовательские работы

Комплекс промыслово-геофизических исследований приводится в таблице 1.9.

Таблица 1.3 – Проектный стратиграфический разрез

Интервалы разреза с различными геолого-техническими условиями			Стратиграфическая приуроченность		Коэффициент кавернозности в интервале	Угол залегания пластов
от	до	мощность	название свит	индекс		
0	40	40	Четвертичные отложения	Q	1,3	0
40	70	30	Неогеновые отложения	N	1,3	0
70	90	20	Туртасская свита	P33	1,3	0
90	195	105	Новомихайловская свита	P23	1,3	0
195	255	60	Атлымская свита	P13	1,3	0
255	470	215	Тавдинская свита	P13-P32	1,3	0
470	690	220	Люлинворская свита	P2	1,3	0
690	820	130	Талицкая свита	P1	1,25	0
820	990	170	Ганькинская свита	K2dm	1,25	0
990	1100	110	Берёзовская свита	K2kmst	1,25	0°30'
1100	1130	30	Кузнецовская свита	K2kt	1,25	0°30'
1130	1550	420	Уватская свита	K2s	1,25	0°30'
1550	1740	190	Ханты-Мансийская свита	K1al	1,25	0°30'
1740	2015	275	Викуловская свита	K1av	1,25	0°30'
2015	2200	185	Алымская свита	K1a	1,25	0°30'
2200	2900	700	Черкашинская свита	K1brg	1,25	0°30'

Таблица 1.4 – Прогноз литологической характеристики разреза скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Горная порода	
	от	до	краткое название	стандартное описание (полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.д.))
1	2	3	4	5
Q	0	40	пески, супеси, суглинки, глины, торфяники, илы, лёссы, гальки, гравий	Неравномерное чередование песков серых, разномерных; глин зеленовато-серых и бурых, вязких, песчаных; лессовидных суглинков и супесей; торфяников, лёссов, илов, галек и гравия. Характерно присутствие останков пресноводной фауны
N	40	70	пески, супеси, суглинки, алевроиты, глины, лёссы, гальки, гравий	Неравномерное переслаивание песков серых, разномерных; алевролитов буровато- и желтовато-серых; глин зеленовато- и буровато-серых, вязких, песчаных, немассивных; суглинков и супесей лессовидных, серых; лёссов, галек и гравия.
P33	70	90	глины, алевроиты, пески, диатомиты, глаукониты	Глины зеленовато- и буровато-серые, плотные; алевроиты зеленовато-серые, микрослоистые с прослоями диатомитов и кварцево-глауконитовых тонкозернистых песков
P23	90	195	глины, пески, алевроиты, бурые угли, лигниты	Переслаивание песков серых и светло-серых, кварцевых; глин серых и буро-серых; коричнево-бурых алевроитов с прослоями бурых углей, лигнитов и углистого детрита
P13	195	255	пески, глины, алевроиты, бурые угли, слюды	Пески светло-серые, мелко- и среднезернистые, преимущественно кварцевые, водоносные, с включениями растительных остатков и древесины; глины немассивные, зеленовато-серые, вязкие, слюдистые, с прослоями алевроитов, бурых углей и лигнита
P13-P32	255	470	глины, алевролиты, сидериты, пириты	Глины зеленовато-светло-серые, вязкие, жирные, с прослоями алевроита и глинистого сидерита, с зёрнами пирита; имеется фауна пелеципод, фораминифер и радиолярий

Продолжение таблицы 1.4

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Горная порода	
	от	до	краткое название	стандартное описание (полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.д.))
1	2	3	4	5
P2	470	690	глины, алевриты, опоки, диатомиты, глаукониты, сидериты, пириты	Глины серые, зеленовато-, голубовато- и пепельно-серые, алевритистые, с частыми включениями глауконитов и диатомитов; в нижней части свиты глины опокovidные, с прослоями алеврита и сидерита, с редкими включениями зёрен пирита
P1	690	820	глины, монтмориллониты, алевролиты, пириты, глаукониты, сидериты	Глины уплотнённые, темно-серые, неяснослоистые, в нижней части - зеленоватые, алевритистые, тонкоотмученные, местами с примесями кварцево-глауконитового алевролита, сидерита, монтмориллонита и заглинизированных песчаников.
K2dm	820	990	Глины, глаукониты, известняки, сидериты, мергели, пириты	Глины желтовато-, зеленовато- и буровато-серые, известковистые, массивные, с частыми прослоями глинистых известняков и мергелей, с включениями зёрен пирита, глауконита и сидерита темно-серого.
K2kmst	990	1100	глины, диатомиты, опоки	Глины серые, зеленовато-серые, тонкоотмученные, опокovidные, с остатками фауны моря; в верхнем ярусе – опесчаненные, в нижнем – с прослоями диатомитов и опок.
K2kt	1100	1130	глины, глаукониты, алевриты, песчаники	Глины тёмно- и зеленовато-серые, плотные, с прослоями глауконитовых алевритов и редко песчаников, с включениями зёрен глауконитов и обломков морской фауны.
K2s	1130	1550	песчаники, алевролиты, аргиллиты, угли, кварцы, пириты, слюды, янтари	Чередование серых, слабосцементированных и рыхлых песчаников, зеленовато- и темно-серых алевролитов, аргиллитов и глин, с включениями зёрен янтара, пирита, кварца; с частыми прослоями бурых углей и слюд.

K1al	1550	1740	песчаники, алевролиты, аргиллиты, угли, слюды	Переслаивание серых и светло-серых, слабосцементированных и рыхлых песчаников и алевролитов, темно-серых глин и аргиллитов с частыми прослоями бурых углей и слюд, с включениями зёрен янтаря и пирита.
------	------	------	---	---

Продолжение таблицы 1.4

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Горная порода	
	от	до	краткое название	стандартное описание (полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.д.))
1	2	3	4	5
K1av	1740	2015	алевролиты, аргиллиты, глины, угли, известняки, растительные остатки	Чередование серых алевролитов, темно-серых глин и тёмных аргиллитов с прослоями бурых углей, слюд и известняков, с линзами глин, с зёрнами янтаря, пирита, кварца. Для свиты характерно повсеместное присутствие обильного детрита.
K1a	2015	2200	аргиллиты, алевролиты, глины, песчаники, слюды	Глины тёмные до чёрных, аргиллиты темно-серые, массивные, плотные, слюдистые, битуминозные; в нижней части свиты – с нечастыми тонкими прослоями алевролитов и песчаников светло-серых, мелкозернистых, глинистых.
K1brg	2200	2900	алевролиты, аргиллиты, глины, песчаники, слюды, известняки, сидериты	Частое и неравномерное переслаивание аргиллитов темно-серых и серых, прослоями зеленоватых, тонкослоистых; с алевролитами и песчаниками серо-цветными, слюдистыми, полимиктовыми, мелкозернистыми, иногда сильно глинизированными, водо- и газоносными, (продуктивные пласты группы АС). Среди аргиллитов и песчаников встречаются прослой глинистых известняков и конкреции сидеритов.

Таблица 1.5 – Прогноз физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины

Индекс стратиграфи- ческого подразделения	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность, г/см ³	Пористость, %	Проница- емость, мДарси	Глинистость, %	Абразивность	Категория пород	
	от	до							по бури- мости	породы промысловой классификации
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Q	0	40	супесь	2,1	30	1960	20	III-V	I	М
N	40	70	супесь	2,13	30	1960	20	III-V	I	М
P33	70	90	глина	2,24	10	7	90	II-IV	I	М
P23	90	195	песок	2,2	15	100	25	III-VI	I	МЗ
P13	195	255	песок	2,22	15	50	25	III-VII	I	МЗ
P13-P32	255	470	глина	2,27	10	7	90	II-IV	I	М
P2	470	690	глина	2,31	10	1	95	II-IV	I	М
P1	690	820	глина	2,35	10	0	100	II-IV	I	М
K2dm	820	990	глина	2,34	10	5	95	II-V	I	М
K2kmst	990	1100	глина	2,33	12	7	90	II-V	II	МС
K2kt	1100	1130	глина	2,34	14	11	80	III-VI	II	МС
K2s	1130	1550	песчаник	2,13	24-33	550	9-19	VI-VIII	III	МСЗ, С
K1al	1550	1740	песчаник	2,19	22-32	540	12-23	VI-VIII	III	МСЗ, С
K1av	1740	2015	алевролит	2,24	20-30	530	16-29	VI-VIII	III	МСЗ, С
K1a	2015	2200	глина	2,34	12	11	80	II-V	III	МС, С

Продолжение таблицы 1.5

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность, г/см ³	Пористость, %	Проница- емость, мДарси	Глинистость, %	Абразивность	Категория пород	
	от	до							по буримости	породы промысловой классификации
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
K1brg	2200	2280	алевролит	2,35	14-26	12	60	III-VI	III	МС, С
K1brg (AC7)	2280	2290	песчаник	2,2-2,3	17,8	20,1	13-19	IV-VIII	IV	С
K1brg	2290	2400	алевролит	2,36	14-26	13	55	III-VII	IV	С
K1brg(AC10)	2400	2430	песчаник	2,2-2,3	18,9	21,3	12-18	IV-VIII	IV	С
K1brg	2430	2450	алевролит	2,37	14-26	15	50	III-VII	IV	С
K1brg(AC11)	2450	2510	песчаник	2,2-2,3	19	24,6	11-17	IV-VIII	IV	С
K1brg	2510	2550	алевролит	2,38	14-26	13	55	III-VII	IV	С
K1brg(AC12)	2550	2680	песчаник	2,2-2,4	18,3	20,1	12-18	IV-VIII	IV	С
K1brg	2680	2900	аргиллит	2,39	11-15	10	75	IV-VIII	IV	С

Таблица 1.6 – Прогноз давлений и температур по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Прогнозируемый интервал		Градиент давлений								Температура в конце интервала, °C
			пластового, (кгс/см ²)/м		порового, (кгс/см ²)/м		гидроразрыва, (кгс/см ²)/м		горного, (кгс/см ²)/м		
	от	до	от	до	от	до	от	до	от	до	
Q-P1	0	690	0	0,1	0,001	0,001	0	0,2	0	0,21	-
P1-K2kt	690	1130	0,1	0,101	0,001	0,001	0,2	0,2	0,21	0,21	-
K2kt-K1av	1130	2015	0,101	0,102	0,001	0,001	0,2	0,178	0,21	0,22	-
K1a	2015	2200	0,102	0,103	0,001	0,001	0,178	0,179	0,22	0,22	-
K1brg	2200	2280	0,103	0,102	0,001	0,001	0,179	0,178	0,22	0,22	-
K1brg(AC7)	2280	2290	0,102	0,101	0,001	0,001	0,178	0,178	0,22	0,22	-
K1brg	2290	2400	0,101	0,119	0,001	0,001	0,178	0,178	0,22	0,22	-
K1brg(AC10)	2400	2430	0,119	0,119	0,001	0,001	0,178	0,18	0,22	0,23	91
K1brg(AC11)	2450	2510	0,12	0,12	0,001	0,001	0,18	0,18	0,23	0,24	93
K1brg(AC12)	2550	2680	0,12	0,12	0,001	0,001	0,18	0,18	0,24	0,23	96
K1brg	2680	2900	0,12	0,105	0,001	0,001	0,18	0,18	0,23	0,23	-

Таблица 1.7.1 – Нефтегазоводоносность по разрезу скважины

Индекс стратигра- фического подразде- ления	Интервал		Тип коллек- тора	Плот- ность, кг/м ³	Свобод- ный дебит, м ³ /сут	Относится ли к источникам водоснабжения, краткая характеристика химического состава (для водяных горизонтов)
	от	до				
Водоносность						
Q-P31	0	255	поровый	1000	до 120	Нет. Минер-ция – 0,2 мг-экв/л. Гидрокарбонатные воды, пригодны для питьевого и технического водоснабжения
K2s- K1av	1130	2015	поровый	1010	до 4000 в/з скв.	Нет. Минер-ция – 15-19 мг-экв/л. Хим. состав: Cl ⁻ - 98 г/л, HCO3 ⁻ – 2,3 мг/л, Na ⁺ - 87 мг/л, Mg ⁺⁺ - 2,8 мг/л, Ca ⁺⁺ - 8,1 мг/л
K1brg(AC7)	2280	2290	поровый	1040	до 15	Нет. Минер-ция – 10,8 мг-экв/л. Хим. состав: Cl ⁻ - 154 мг/л, SO4 ⁻ -0,21, HCO3 ⁻ - 21,3 мг/л, Na ⁺ - 183 мг/л, Mg ⁺⁺ - 0,59 мг/л, Ca ⁺⁺ -1,9мг/л
K1brg(AC10)	2400	2430	поровый	1004	до 8	Нет. Минер-ция – 11,7 мг-экв/л. Хим. состав: Cl ⁻ - 167 мг/л, SO4-0,31 мг/л, HCO ⁻³ – 23,5 мг/л, Na ⁺ - 187 мг/л, Mg ⁺⁺ - 0,63мг/л, Ca ⁺⁺ - 1,99 мг/л
K1brg(AC11)	2450	2510	поровый	1001	до 10	Нет. Минер-ция – 12,3 мг-экв/л. Хим. состав: Cl ⁻ - 169 мг/л, SO 4 ⁻ -0,27 мг/л, HCO ⁻³ – 24,6 мг/л, Na ⁺ - 190 мг/л, Mg ⁺⁺ - 0,65 мг/л, Ca ⁺⁺ - 2,03 мг/л
K1brg(AC12)	2550	2680	поровый	1004	до 7	Нет. Минер-ция–11,9 мг-экв/л. Хим. состав: Cl ⁻ - 165 мг/л, SO 4 ⁻ - 0,29 мг/л, HCO ⁻³ – 24,8 мг/л, Na ⁺ - 189 мг/л, Mg ⁺⁺ - 0,64 мг/л, Ca ⁺⁺ - 2,01 мг/л

Таблица 1.7.2

Индекс стратиграфического подразделения	интервал		Тип коллектора	Плотность газа по воздуху	Газовый фактор
	от	до			
K1brg(AC10)	2400	2430	поровый	0,55	42,82
K1brg(AC11)	2450	2510	поровый		
K1brg(AC12)	2550	2680	поровый		

Таблица 1.8 – Возможные осложнения по разрезу скважины

Индекс стратиграфичес- кого подразделения	Интервал, м		Тип осложнения	Характеристика и условия возникновения
	от	до		
1	2	3	4	5
Q – P31	0	255	Поглощение бурового раствора	Отклонение параметров бурового раствора от проектных; несоблюдение скоростей СПО; несвоевременные промывки во время проведения СПО; отклонения в технологии промывки ствола скважины; образование «сальников» и «поршневание» ствола скважины при проведении СПО.
K 2s - K 1av	1130	2015		
Q – P2	0	690	Осыпи и обвалы горных пород	Нарушение технологии бурения, отклонение параметров бурового раствора от проектных, превышение скорости СПО, организационные простои, несвоевременная реакция на первичные признаки начинающихся осложнений
P1 – K2kt	690	1130		
K2s – K1brg	1130	2900		
K2s – K1av	1130	2015	ГНВП	Снижение гидростатического давления в стволе скважины из-за: недолива заполняющей скважину жидкости; подъёма бурильного инструмента с «сальником» или (и) на повышенной скорости; снижения плотности жидкости, заполняющей скважину, ниже допустимой величины; диффузионного газирования промывочной жидкости в интервалах вскрытых продуктивных пластов во время длительных простоев без циркуляции.
K1brg (AC7)	2280	2290		
K1brg (AC10)	2400	2430		
K1brg (AC11)	2450	2510		
K1brg (AC12)	2550	2680		

Продолжение таблицы 1.8

Индекс стратиграфичес- кого подразделения	Интервал, м		Тип осложнения	Характеристика и условия возникновения
	от	до		
1	2	3	4	5
Q – K2kmst	0	1100	Прихватоопас- ность	Отклонение параметров бурового раствора от проектных значений, недостаточная очистка бурового раствора и ствола скважины от шлама, нарушение технологии и режимов промывки ствола скважины, оставление бурильного инструмента в открытом стволе без движения при остановках процессов бурения и СПО
K2s – K1av	1130	2015		
K1brg	2280	2900		
K2s – K1av	1130	2015	Разжижение глинистого раствора	Разбавление бурового раствора агрессивными пластовыми водами в результате несоответствия фактических значений параметров бурового раствора его проектным параметрам, указанным в ГТН и (или) нарушения режима промывки ствола скважины.
K1a - K1brg	2015	2900	Сужение ствола скважины	Разбухание глинистых пород ввиду некачественного бурового раствора, а также оставления ствола скважины без шаблонирования или СПО в течение продолжительного промежутка времени.

Таблица 1.9 – Исследовательские работы

Интервал, м		Тип работ	Общие параметры	Оборудование
от	до			
3028	3590	Стандартный каротаж АМ-0	в открытом стволе	-
		БКЗ (6 зондов) и ПС		-
		Боковой каротаж		-
		Резистивиметрия		-
		Индукционный каротаж		-
0	1383	Гамма-каротаж	в колонне	-
1393	3028			
3028	3380			
0	1383	Нейтронный-нейтронный каротаж	в колонне	-
1393	3028			
3028	3380			
3028	3380	Локатор муфт	в колонне	-
0	1393	Инклинометрия	в открытом стволе	-
1215	3048			
0	1383	Акустическая цементометрия	в колонне	-
0	3028			
3028	3380			
3028	3380	Термометрия	в колонне	-

2. Технологическая часть

2.1. Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины

Результаты проектирования профиля скважины приведены в таблице 2.1. Учитывая исходные данные на бурение (смещение точки вскрытия пласта относительно устья скважины – 1820 м, глубина по вертикали – 2900 м) наилучшим решением для вывода скважины в требуемую точку пласта является проектирование пятиинтервального профиля скважины. Выбор профиля также обусловлен запроектированным комплектом оборудования, в том числе технических средств для направленного бурения и контроля проводки скважины, и обеспечит свободную вписываемость и проходимость компоновок низа бурильной колонны.

Таблица 2.1 – Данные по запроектированному профилю скважины

Тип профиля			пятиинтервальный								
Исходные данные для расчета											
Глубина скважины по вертикали, м				2900		Интенсивность искривления на участке набора зенитного угла, град/10 м					1,5
Глубина вертикального участка скважины, м				100		Интенсивность искривления на втором участке набора зенитного угла, град					-
Отход скважины, м				1820		Интенсивность искривления на участке падения зенитного угла, град/10 м					0,3
Длина интервала бурения по пласту, м				-		Интенсивность искривления на участке малоинтенсивного набора зенитного угла зенитного угла, град/10 м					0,15
Предельное отклонение оси горизонтального участка от кровли пласта в поперечном направлении, м				-		Зенитный угол в конце участка набора угла, град					31,5 7
Предельное отклонение оси горизонтального участка от подошвы пласта в поперечном направлении, м				-		Зенитный угол в конце второго участка набора угла, град					-
Зенитный угол в конце участка малоинтенсивного набора угла, град				47,81		Зенитный угол при входе в продуктивный пласт, град					14,3 5
Номер интервал а	Длина по вертикали, м			Отход, м			Зенитный угол, град.		Длина по стволу, м		
	от	до	всего	от	до	всего	в начале	в конце	от	до	всего
1	0	100	100	0	0	0	0	0	0	100	100
3	300	1130	830	56,55	745,4	688,85	31,57	47,81	310,49	1392,72	1082,23
4	1130	1400	270	745,4	1066,08	320,68	47,81	52	1392,72	1812,02	419,3
5	1400	2900	1400	1066,08	1820	753,92	52	10,48	1812,02	3590	1777,98
Итого	Σ		2900	Σ		1820	-	-	Σ		3590

2.2. Обоснование 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.

Согласно геологическим данным, продуктивные пласты являются литологически неоднородными (имеет место переслаивание песчаников, аргиллитов и алевролитов).

Продуктивный пласт является неоднородным по типу флюида, т. к. существуют 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 2.1.

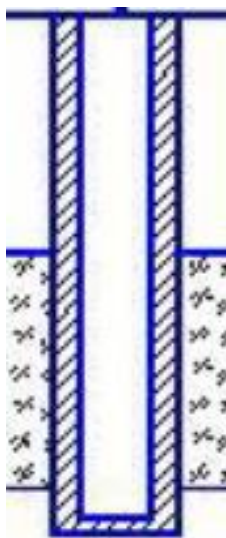


Рисунок 2.1 – Конструкция забоя закрытого типа

2.2.2. Построение совмещенного графика давлений
 Совмещенный график давлений представлен на рисунке 2.2.

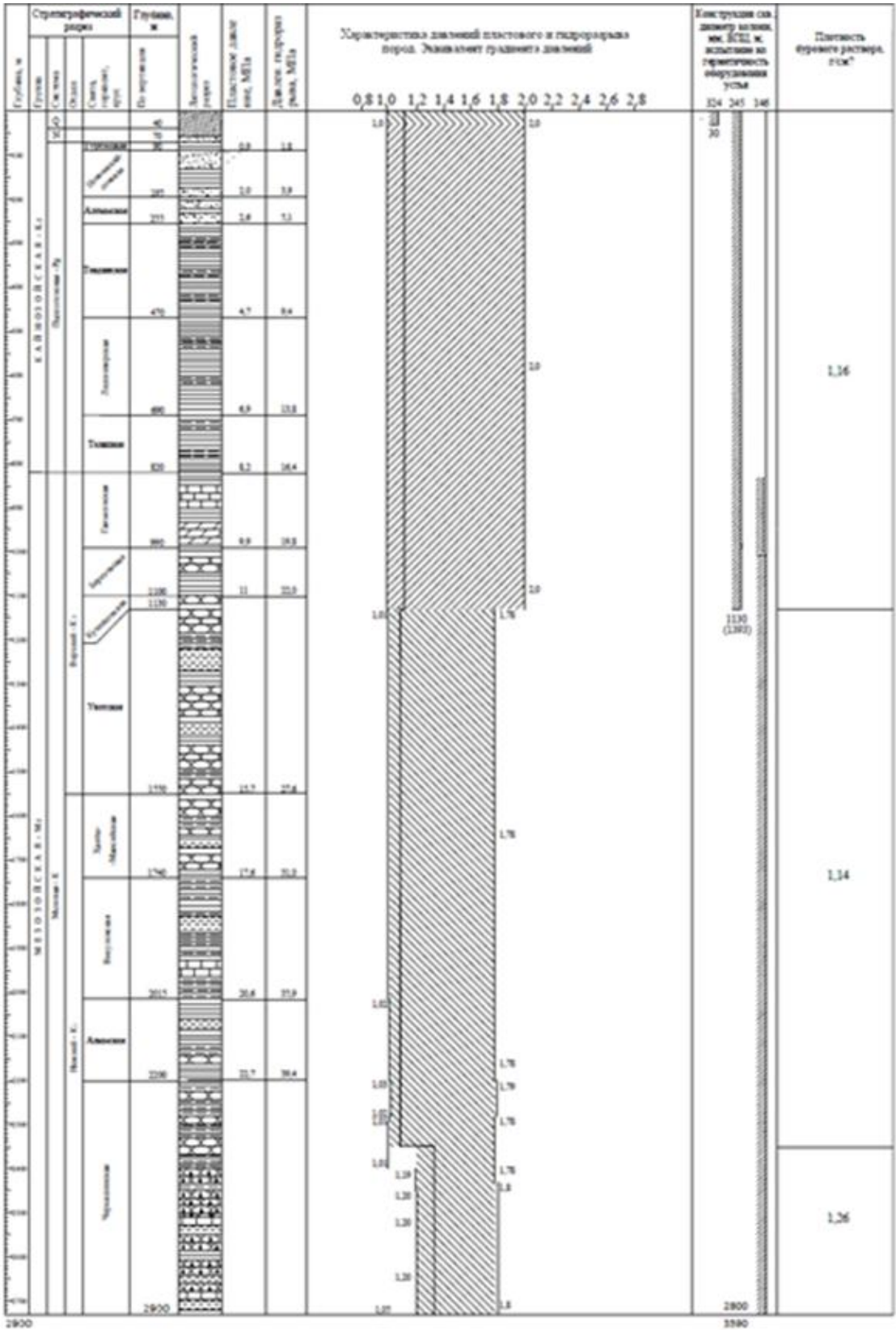


Рисунок 2.2 – совмещенный график давлений

2.2.3. Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

Скважина состоит из направления (0–30 м), кондуктора (0–1393 м по стволу) и эксплуатационной колонны (0–3590 м по стволу). Направление спускается для изоляции зоны обвалов, недопущения загрязнения подземных пресных вод и предотвращения заколонных перетоков. Кондуктор спускается для перекрытия зон осложнений, а также установки противовыбросового оборудования для безопасного вскрытия газопроявляющих пластов, подлежащих вскрытию при бурении под эксплуатационную колонну. Эксплуатационная колонна спускается с целью разобщения пластов-коллекторов, эксплуатации пласта проектного горизонта.

2.2.4. Выбор интервалов цементирования

Интервал цементирования направления 0–30 м;

Интервал цементирования кондуктора: 0 – 1393 м;

Интервал цементирования эксплуатационной колонны: 893 – 3590 м.

2.2.5. Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Диаметр эксплуатационной колонны выбирается в соответствии с ожидаемым дебитом залежи (75 т/сут) – 146 мм.

Диаметры обсадных колонн и скважин под каждую представлены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – 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	146,0	215,9

Схема конструкции скважины представлена на рисунке 2.3.

2.2.6. Разработка схем обвязки устья скважины

Проектируется ПВО ОП5 – 230/80х35, состоящее из двух

плашечных превенторов и одного универсального превентора. Также выбирается колонная головка – ОКК 35-245х146П.

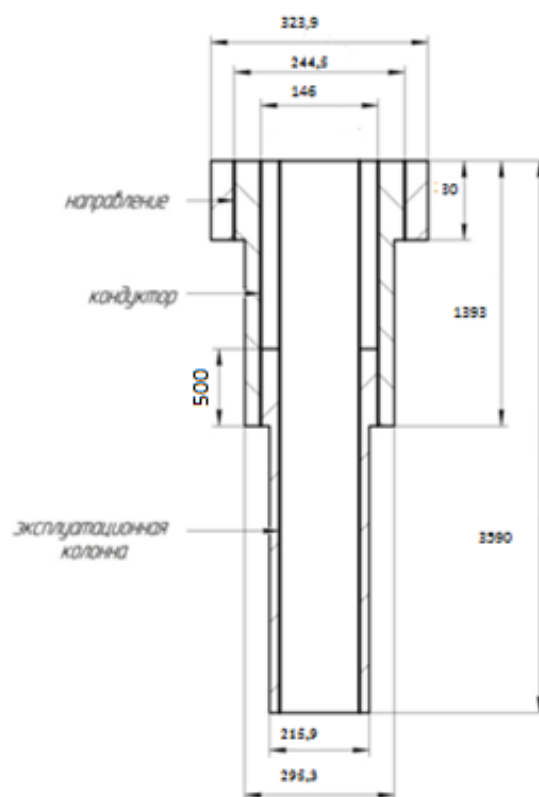


Рисунок 2.3 – Проектная конструкция скважины

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 2.3.

Таблица 2.3 – Способы бурения по интервалам скважины

Интервал, м	Обсадная колонна	Способ бурения
0-30	Направление	Роторный
30-1393	Кондуктор	С применением ГЗД
880-3590	Эксплуатационная колонна	С применением ГЗД

2.3.2. Выбор породоразрушающего инструмента

Для строительства проектируемой скважины на всех интервалах бурения выбраны шарошечные долота, поскольку они позволяют обеспечить максимальное значение величины механической скорости бурения при минимальном количестве рейсов. Выборка долот производилась из продуктовой линии ОАО «Волгабурмаш». Характеристики выбранных долот представлены в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Характеристики буровых долот по интервалам бурения

Интервал		0-30	30-1393	1393-3590
Шифр долота		III 393,7 СГВУ R-167	III 295,3 МСЗ-ГНУ R-37	III 215,9 МЗГВ R-155
Тип долота		шарошечное	шарошечное	шарошечное
Диаметр долота, мм		393,7	295,3	215,9
Тип горных пород		средние	мягкие средние абразивные	мягкие абразивные
Присоединительная резьба	ГОСТ	3-177	3-152	3-117
	API	7 5/8 Reg	6 5/8 Reg	4 1/2 Reg
Длина, м		0,5	0,39	0,2
Масса, кг		180	80	37

G, кН	Рекомендуемая	30	147,65	107,95
	Предельная	470	400	250
n, об/мин	Рекомендуемая	70	116,4	70
	Предельная	70	400	70

2.3.3. Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород

Для интервала бурения под направление проектируется осевая нагрузка равная трем 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 2.5.

Таблица 2.5 – Результаты проектирования осевой нагрузки по интервалам бурения

Интервал	30-1393	1393-3590
Исходные данные		
α	1	1
$P_{ш}, \text{кг/см}^2$	1000	7000
$D_d, \text{см}$	29,53	21,59
η	1	1
$\delta, \text{см}$	0,15	0,15
$q, \text{кН/мм}$	0,5	0,5
$G_{пред}, \text{кН}$	400	250
Результаты проектирования		
$G_1, \text{кН}$	2	11
$G_2, \text{кН}$	147	107
$G_3, \text{кН}$	320	200
$G_{проект}, \text{кН}$	147	107

2.3.4. Расчет частоты вращения долота

Для всех интервалов бурения проектируются частоты вращения породоразрушающего инструмента согласно известной методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород. В интервале бурения под эксплуатационную колонну (1393-3590 м) запроектировано меньшее

значение частоты вращения по сравнению с расчетным. Это обусловлено задачей сохранения опор долота, поскольку в обозначенном интервале преобладают средние горные породы, и они могут стать причиной повышенных вибрационных нагрузок на инструмент. Результаты проектирования частоты вращения инструмента по интервалам бурения представлены в таблице 2.6.

Таблица 2.6 - Результаты проектирования частоты вращения инструмента по интервалам бурения

Интервал		0-30	30-1393	1393-3590
Исходные данные				
$V_{л}, \text{м/с}$		1,8	1,8	1,8
D_d	м	0,3937	0,2953	0,2159
	мм	393,7	295,3	215,9
$\tau, \text{мс}$		6	6	6
z		24	24	22
α		0,7	0,7	0,7
Результаты проектирования				
$n_1, \text{об/мин}$		87	116	159
$n_2, \text{об/мин}$		270	270	295
$n_3, \text{об/мин}$		681	510	373
$n_{\text{проект}}, \text{об/мин}$		87	116	159

2.3.5. Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Для интервала бурения 30-1393 метров (интервал бурения под кондуктор) выбирается винтовой забойный двигатель ДРУ-240, который отвечает требованиям по диаметру забойного двигателя, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы. Для интервала бурения под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель ДРУ-172, 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 горных пород.

В таблице 2.7 приведены результаты проектирования параметров забойных двигателей по интервалам бурения.

В таблице 2.8 приведены технические характеристики запроектованных двигателей по интервалам бурения.

Таблица 2.7 – Результаты проектирования параметров забойных двигателей по интервалам бурения

Интервал		0-30	30-1393	1393-3028
Исходные данные				
D _д	м	Не требуется	0,2953	0,2159
	мм		295,3	215,9
G _{ос} , кН			148	108
Q, Н·м/кН			1,5	1,5
Результаты проектирования				
D _{зд} , мм		Не требуется	240	172
M _р , Н*М			5624	3024
M _о , Н*М			148	108
M _{вл} , Н*М/кН			37	27

Таблица 2.8 – Технические характеристики запроектованных забойных двигателей

Двигатель	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Вес, кг	Расход жидкости, л/с	Число оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, кН·м	Мощность двигателя, кВт
ДРУ-240	30-1393	240	7,100	1650	30-50	63-105	9,6	86
ДРУ-172	1393-3590	172	5,550	815	22-35	82-115	4,7	55

2.3.6. 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 2.11—2.12.

В таблице 2.13 приведены параметры компоновок низа бурильной колонны. В таблице приводятся КНБК для всех интервалов бурения.

Таблица 2.11 – Проектирование бурильной колонны для интервала бурения под эксплуатационную колонну

УБТ				
Номер секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	203 УБТ	203	4	1600
Бурильные трубы				
Номер секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	127 ТБПК	127	3568	62244

Таблица 2.12 – Расчеты на прочность бурильной колонны для интервала бурения под эксплуатационную колонну

Расчет на наружное избыточное давление					
P_n , кгс/мм ²	4,42		Выполняется условие запаса прочности (n>1,15)		
$P_{кр}$, кгс/мм ²	5,3		Да	Нет	
$P_{кр}/P_n$	1,2				
Расчет на статическую прочность при отрыве долота от забоя					
В вертикальном участке ствола					
Номер секции	q, кгс/м	l, м	$\gamma_{бр}$, гс/см ³	$\gamma_{ст}$, гс/см ³	Q _б , кгс
1	31,95	100	1,26	7,85	3195
Σ					3195
Q _{КНБК} , кгс	6291		Выполняется условие запаса прочности (n>1,4)		
K	1,15				
ΔP, кгс/мм2	66,3		Да	Нет	
F _k , мм2	9330				

σт, кгс/мм2	5608				
В наклонном участке ствола					
Номер секции	q, кгс/м	l, м	γбр, гс/см ³	γст, гс/см ³	Qб, кгс
1	31,34	3249	1,26	7,85	85430
	E,	I, м ⁴	S, м	Dз, мм	D, мм
	21,4·10 ³	584,1	11,5	162	127
Ψ ⁺ / Ψ ⁻	0,3		Qр, кгс	629488	
α, рад	0,91		M _{иmax}	3391	
μ	0,5		W, см ³	46	
R, м	5730		[σ], кгс/мм2	4006	
Qк, кгс	724975		σз, кгс/мм ²	5063	
σр, кгс/мм ²	188,5				
Выполняется условие σ, > [σ]				Да	Нет
Определение макс. глубины спуска в клиновом захвате и макс. секции бурильных труб					
Номер секции	q, кгс/м	l, м	γбр, гс/см ³	γст, гс/см ³	Qб, кгс
1	31,34	3249	1,26	7,85	85430
Σ					85430
Q’ _{тк} , кгс	158056	Максимальная глубина спуска в клиновом захвате, м		3472	
Qкнбк, кгс	6291				
n	1,45				
qм, кгс/м	31,34				
Kт	1				
K	1,15	Максимальная длина секции бурильных труб, м		3281	
n	1,45				
Fк, мм ²	9330				
σт, кгс/мм2	5608				

Таблица 2.13 – Проектирование КНБК по интервалам бурения

№	от	до	Наименование	Вес	Длина	Инт. Бурения
1	0	30	III 215,9 МЗГВ R-155	156	0,4	Бурение вертикального участка под направление
			T 12 РТ-240	3700	12,5	
			160 ПП(147x171)	80	0,42	
			ПК 127x9	50	0,4	
			УБТ 203x85	4200	12	
			130 ПП(133x147)	45	0,4	
			ТБПК 127x9	1,6	4	

2	30	1393	III 295,3С-ГНУ-R58	148	0,4	Бурение бурение под кондуктор с малоинтенсивным набором угла
			Т 12 РТ-240	3700	12,5	
			160 ПП(147x171)	80	0,42	
			ПК 127x9	50	0,4	
			УБТ 203x85	4200	12	
			130 ПП (133x147)	45	0,4	
			ТБПК 127x9	12000	1342	
3	1393	3028	БИТ-215,3 М-5	85	0,32	Бурение под эксплуатационную колонну с малоинтенсивным набором угла (1393-1812 м), с малоинтенсивным снижением угла (1812-3028 м)
			ДРУ-172 (1x29)	1200	10,75	
			КОБК-178ГП	50	0,4	
			130 ПП(133x147)	45	0,4	
			Т/С MWD-650	4100	25	
			ТБПК 127x9	14100	1600	
4	3028	3590	3-143,9СЗ-ГАУ-R290	28	0,3	Бурение под эксплуатационную колонну с уменьшением угла
			ДРУ-127(1x11)	900	9,6	
			КОБК-127Г	25	0,4	
			90 ПП(101x133)	30	0,4	
			Т/С LWD-350	1200	23	
			90 ПП(133x101)	30	0,4	
			ТБПК 127x9	8671	562	

2.3.7. 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 – естественный полимерглинистый.

Для очистки бурового раствора проектируется четырехступенчатая

система очистки, включающая в себя отечественное и импортное оборудование, которое обеспечит наилучшую очистку раствора от выбуренной горной породы.

Запроектированные параметры буровых растворов по интервалам бурения приведены в таблице 2.14. В таблице 2.15 представлен компонентный состав бурового раствора, а на рисунке 2.4 приведена схема очистки бурового раствора.

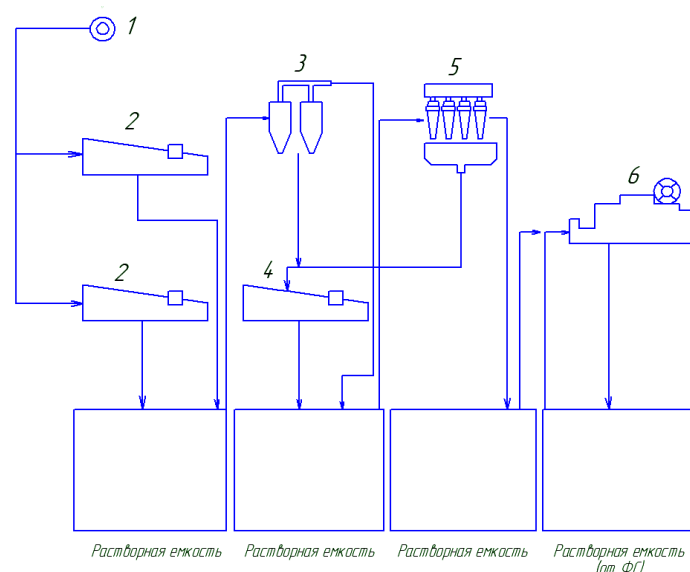
Таблица 2.14 – Запроектированные параметры бурового раствора по интервалам бурения

Исходные данные										
Интервал бурения (по стволу), м		k	P _{пл} ,МПа	H, м	g, м/с ²	ρ _{бр} , кг/м ³	ρ _{гп} , кг/м ³	K	d, м	
от	до									
0	30	1,3	0,29	30	9,81	1160	2100	1,5	0,015	
30	1393	1,2 8	11,2	1130	9,81	1160	2300	1,5	0,008	
1393	2976	1,2 5	27,4	2350	9,81	1140	2230	1,5	0,003	
2976	3590	1,2 5	28,8	2800	9,81	1260	2400	1,5	0,003	
Результаты проектирования										
Интервал бурения (по стволу), м		Плотность, г/см ³	СНС ₁ , дПа	СНС ₁₀ , дПа	Условная вязкость, сек	Водоот-дача, см ³ /30 мин	рН	Содержание песка, %	ДНС, дПа	ПВ, мПа·с
от	до									
0	30	1,16	15-20	25-30	30-35	6-8	8-9	1-3	30	35-60
30	1393	1,16	15-20	25-30	30-35	6-8	8-9	1-3	30	35-60
1393	2976	1,14	3-6	15-20	20-25	4-6	7,5-8	0,5-1,5	30	20-30
2976	3590	1,26	3-7	20-25	25-30	3-4	7,5-8	0,5-1,5	30	20-30

Таблица 2.15 – Компонентный состав бурового раствора по интервалам бурения

Интервал (по стволу), м		Название (тип) бурового раствора и его компонентов
от (верх)	до (низ)	

0	30	Полимерглинистый Вода пресная, бентонит, КМЦ, кальцинированная сода.
30	1393	Полимерглинистый Вода пресная, КМЦ-700, Сайпан, Сайдрилл, Лубриол, графит, кальцинированная сода, НТФ.
1393	2976	Естественный полимерглинистый Вода пресная, КМЦ-700, Сайпан, Сайдрилл, Лубриол, графит, кальцинированная сода, каустическая сода, НТФ, ФХЛС.
2976	3590	Полимерглинистый Вода пресная, КМЦ-700, Сайпан, Сайдрилл, Лубриол, графит, кальцинированная сода.



1 – скважина; 2 – вибросито SBR 2L; 3, 4, 5 – сито-гидроциклонная установка с пескоотделителем и илоотделителем; 6 – центрифуга SBR-L 355-125N

Рисунок 2.4 – Схема очистки бурового раствора

2.3.8. 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 2.16, а в таблице 2.17 приводятся результаты расчета гидравлической программы промывки для интервала бурения под эксплуатационную колонну.

Таблица 2.16 – Исходные данные для расчета гидравлической программы промывки скважин

Н (по стволу), м	d_d , м	К	$P_{пл}$, МПа	$P_{гд}$, МПа	ρ_n , кг/м ³
3590	0,2159	1,25	28,8	46,1	2400
Q , м ³ /с	Тип бурового насоса	V_m , м/с	η_n , Па·с	τ_t , Па	$\rho_{пж}$, кг/м ³
0,0275	УНБ-600	0,003	0,017	3,71	1260
КНБК					
Элемент	d_n , м	L, м	d_b , м		
УБТ 178х48,9 «Д»	0,1778	24	0,080		
ЛБТПН 147х11	0,147	3549	0,110		

Таблица 2.17 – Результаты проектирования гидравлической программы промывки скважины

$\rho_{кр}$, кг/м ³	ϕ	d_c , м	$V_{кп}$, м/с	$\Delta P_{зд}$, МПа	ΔP_o , МПа
1719	0,99	0,2414	0,83	6,5	1,3
ΔP_r , МПа	ΔP_p , МПа	V_d , м/с	Φ , м ²	d, мм	-
0,31	8,11	80	0,00035	15	-
КНБК					
Кольцевое пространство					
Элемент	Рекр	Re кп	λ кп	$\Delta P_{кп}$	$\Delta P_{мк}$
УБТ 178х48,9 Д	6633	40825	0,014	0,02	-
ЛБТПН 147х11	4487	22697	0,021	0,56	0,01
ЛБТПН 147х11» (в необсаж. части)	4487	22697	0,021	0,89	0,02
ЛБТПН 147х11» (в обсаж. части)	9918	23845	0,013	0,34	0,06
ДРУ-172	6345	38563	0,015	0,05	-
Внутри труб					
Элемент	Рекр	Re т	λ т	ΔP_t	
УБТ 178х48,9 Д	8013	32456	0,031	0,02	
ЛБТПН 147х11	10568	23821	0,034	0,05	

Будет установлено 4 буровых насоса с диаметром втулок 110мм.

2.3.9. Технические средства и режимы бурения при отборе керна

При строительстве проектируемой скважины отбор керна не предусматривается.

2.4. Проектирование процессов заканчивания скважин

2.4.1. Расчет обсадных колонн

Исходные данные к расчету представлены в таблице 2.18.

Таблица 2.18 – Исходные данные к расчету обсадных колонн

Параметр	Значение	Параметр	Значение
плотность продавочной жидкости $\rho_{прод}$, кг/м ³	1010	плотность буферной жидкости $\rho_{буф}$, кг/м ³	1100
плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{тр.обл}$, кг/м ³	1500	плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{тр.н}$, кг/м ³	1920
плотность газа ρ_n , кг/м ³	0,78	глубина скважины, м	2900
высота столба буферной жидкости h_1 , м	893	высота столба тампонажного раствора нормальной плотности h_2 , м	1050
высота цементного стакана $h_{ст}$, м	10	динамический уровень скважины h_0 , м	2200

2.4.1.1 Расчет наружных избыточных давлений

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

На рисунке 2.5 представлена схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности) для эксплуатационной колонны.

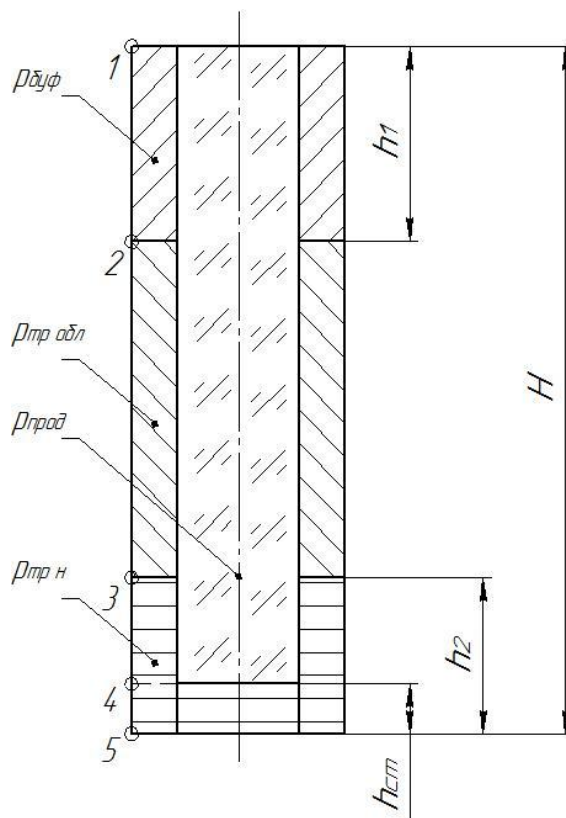


Рисунок 2.5 – Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении

В таблице 2.20 представлены результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении.

Таблица 2.20 – 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	893	2250	2790	2900
Наружное избыточное давление, МПа	0	0,9	6,9	10,67	10,7

В связи с тем, что внутреннее давление в конце эксплуатации флюида ($P_{кз} = 3,6$ МПа) меньше давления при испытании обсадных колонн на герметичность путем снижения уровня жидкости ($P_r = 5$ МПа), наиболее опасным является случай в конце эксплуатации.

Второй случай: конец эксплуатации скважины.

На рисунке 2.6 представлена схема расположения жидкостей в конце эксплуатации (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности) для эксплуатационной колонны.

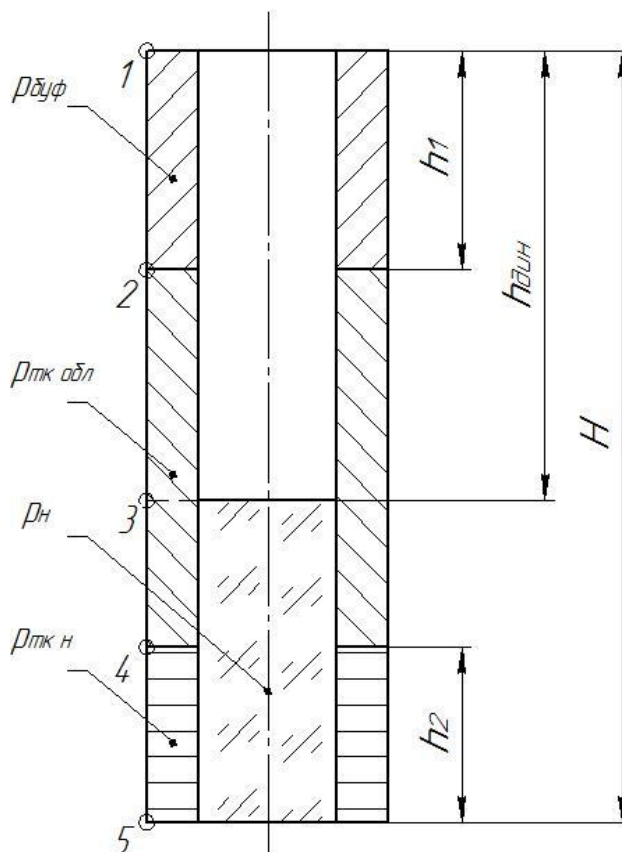


Рисунок 2.6 – Схема расположения жидкостей в конце эксплуатации

В таблице 2.21 представлены результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке в конце эксплуатации газовой скважины.

Таблица 2.21 – Результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке в конце эксплуатации газовой скважины

Номер точки	1	2	3	4	5
Глубина расположения точки, м	0	893	2200	2250	2900
Наружное избыточное давление, МПа	0	10,9	24	24,4	20,1

Эпюра наружных избыточных давлений представлена на рисунке 2.7.



Рисунок 2.7 – Эпюра наружных избыточных давлений

2.4.1.2. Расчет внутренних избыточных давлений

Первый случай: при цементировании в конце продавки тампонажного раствора

На рисунке 2.8 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.

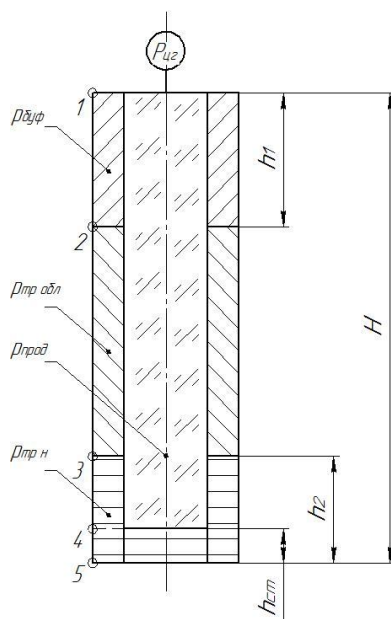


Рисунок 2.8 – Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного

раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения

Максимальное давление в цементировочной головке $P_{цг}$ составляет 22,7 МПа.

В таблице 2.22 представлены результаты расчета внутренних избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора.

Таблица 2.22 – 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	893	2250	2790	2900
Внутреннее избыточное давление, МПа	22,7	21,8	27	23	23

Второй случай: опрессовка эксплуатационной колонны.

На рисунке 2.9 представлена схема расположения жидкостей при опрессовке эксплуатационной колонны (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности).

Давление опрессовки $P_{оп}$ составляет 12,5 МПа.

В таблице 2.23 представлены результаты расчета внутренних избыточных давлений при опрессовке эксплуатационной колонны.

Таблица 2.23 – Результаты расчета внутренних избыточных давлений при опрессовке эксплуатационной колонны

Номер точки	1	2	3	4
Глубина расположения точки, м	0	893	2250	2900
Внутреннее избыточное давление, МПа	12,5	11,6	10,1	7,7

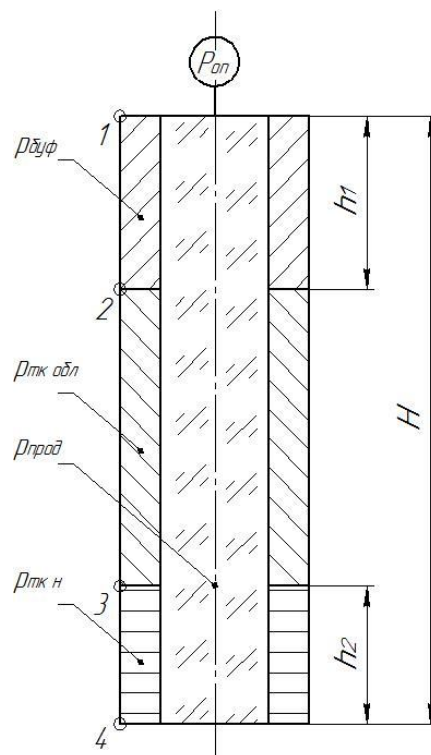


Рисунок 2.9 – Схема расположения жидкостей при опрессовке обсадной колонны

Эпюра внутренних избыточных давлений представлена на рисунке 2.10.

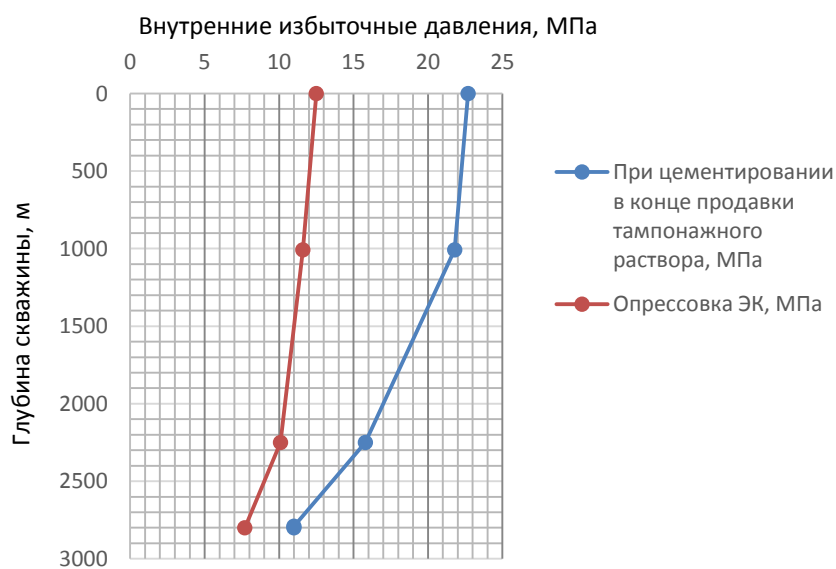


Рисунок 2.10 – Эпюра внутреннего избыточного давления

2.4.1.3. Конструкция обсадной колонны по длине

Рассчитанные параметры секций представлены в таблице 2.24.

Таблица 2.24 – Характеристика обсадных колонн

Номер секций	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кН			Интервал установки, м
				1 м трубы	секций	суммарный	
1	Е	11	614	0,164	101	101	3590-2976
2	Е	11	490	0,164	80	181	2976-2486
3	Е	11	2486	0,164	407	588	2486-0

2.4.2. Расчет процессов цементирования скважины

2.4.2.1. Выбор способа цементирования обсадных колонн

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов по формуле:

$$P_{гс} \quad \text{кп} \quad + \quad P_{гд} \quad \text{кп} \quad \leq \quad 0,95 \cdot P_{гр},$$

(2.2)

39,62 < 46,93 МПа. Условие (2.2) выполняется, следовательно, проектируется прямое одноступенчатое цементирование.

2.4.2.2 Расчет объемов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости.

Результаты данного расчета сводятся в таблицу 2.25.

Таблица 2.25 – Объем тампонажной смеси и количество составных компонентов

Тампонажный раствор нормальной плотности и облегченный	Объем тампонажного раствора, м ³	Масса тампонажной смеси для приготовления требуемого объема тампонажного раствора, кг	Объем воды для затворения тампонажного раствора, м ³
$\rho_{т.р.}=1920 \text{ кг/м}^3$	21,03	29857	10,3

$\rho_{т.р.обл.}=1500 \text{ кг/м}^3$	46,52	20705	36,9
Сумма	67,55	50562	47,2

2.4.3.3 Обоснование типа и расчёт объема буферной, продавочной жидкостей

Объемы буферной и продавочной жидкости представлены в таблице 2.26.

Таблица 2.26 – Объём буферной и продавочной жидкости

Наименование жидкости	Расчётный объём, м ³
Буферная	10
Продавочная	51

2.4.2.4. Гидравлический расчет цементированния скважины

2.4.2.4.1. Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования

На рисунке 2.11 изображена спроектированная технологическая схема с применением осреднительной емкости.

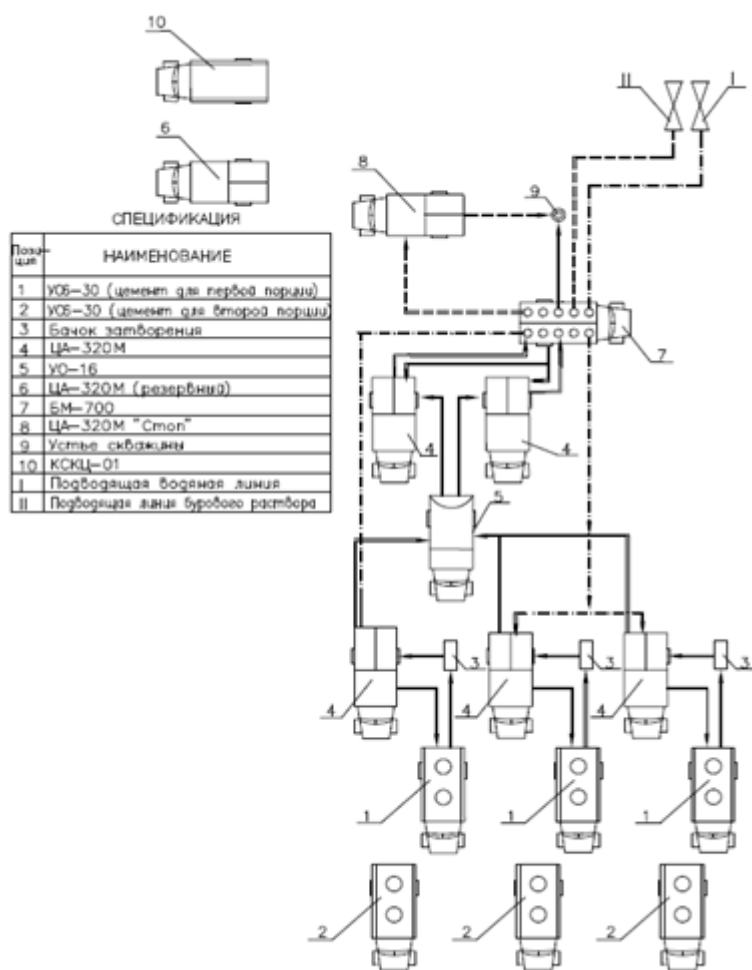


Рисунок 2.11– Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования

2.4.2.4.2. Расчет режима закачки и продавки тампонажной смеси.

График изменения давления на цементировочной головке. Рис. 2.12.

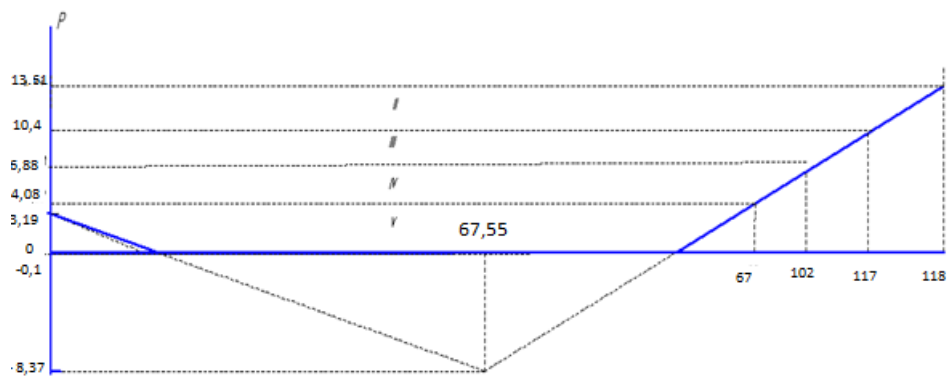


Рисунок 2.12 – График изменения давления на цементирующей головке

В таблице 2.27 приведены сводные данные о режимах работы цементирующих агрегатов.

Таблица 2.27 – Режимы работы цементирующих агрегатов

Скорость агрегата	Объем раствора, закачиваемого на данной скорости, м ³
V	67
IV	35
III	15
II	1

Общее время процесса цементирования составляет 115 минут, что составляет 75% от времени загустевания цементного раствора.

2.4.3 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Проектируется использование следующей технологической оснастки:

- башмак колонный типа БК 146;
- обратный клапан ЦКОД 146-1;
- продажная пробка ПП-146;
- турбулизаторы ЦТ-146/212-216 (5 шт.);
- центраторы колонные пружинные ЦЦ-146/191-216-1 (интервалы установки и их количество представлены в таблице 2.28).

Таблица 2.28 – Интервалы установки и количество применяемых центраторов

Интервал установки, м	Обозначение	Количество, шт.
3106-3196	ЦЦ-146/191-216-1	3
1390-2756	ЦЦ-146/191-216-1	50
1360-1390	ЦЦ-146/191-216-1	3

2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважин

Для герметизации устья скважины используется фонтанная арматура типа АФК 1Э-65х21.

Для вторичного вскрытия продуктивного пласта проектируется использовать кумулятивный перфоратор ЗПКО-89АТ. Поскольку мощность пласта AC_{12} составляет 130 м по вертикали, то требуется не менее четырех спусков перфоратора для полного вскрытия пласта (для пластов AC_{11} мощностью 60 м и AC_{12} мощностью 30 м – не менее двух и одного спуска соответственно).

Вызов притока на данной скважине будет производиться свабированием (поинтервальное снижение уровня жидкости в скважине до появления притока из пласта, но не более чем до 2300 м).

2.5 Выбор буровой установки

На основании расчетов бурильных и обсадных труб, вес наиболее тяжелой обсадной колонны составляет 93 тс, а вес бурильной колонны – 114 тс. Исходя из этого, с учетом глубины бурения проектируется использование буровой установки БУ 3000 ЭУК – 1М.

Результаты проектировочных расчетов по выбору грузоподъемности буровой установки, расчету ее фундамента и режимов СПО приведены в таблице 2.29.

Таблица 2.29 – Результаты проектирования и выбора буровой установки для
строительства проектной скважины

БУ-3000 ЭУК-1М			
Максимальный вес бурильной колонны, тс ($Q_{бк}$)	114	$[G_{кр}] / Q_{бк}$	1,75
Максимальный вес обсадной колонны, тс ($Q_{об}$)	93	$[G_{кр}] / Q_{об}$	2,15
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ($Q_{пр}$)	148	$[G_{кр}] / Q_{пр}$	1,35
Допустимая нагрузка на крюке, тс ($G_{кр}$)	200		
Расчет фундамента буровой установки			
Вес вышечно-лебёдочного блока, т ($Q_{влб}$)	45	$k_{по} = P_o / P_{бо}$ ($k_{по} > 1,25$)	1,30
Вес бурильной колонны, т ($Q_{бк}$)	114		
Вес обсадной колонны, т ($Q_{ок}$)	93		
Коэффициент, учитывающий возможность прихвата (K_n)	1,1		
Вес бурового раствора для долива, т ($Q_{бр}$)	12		
Площадь опорной поверхности фундаментов, м ² ($F_{бо}$)	90		
Расчет режимов СПО			
Скорость	Количество свечей	Поднимаемый вес, кН	
2	36	297	
3	65	536	
4	43	355	

3. СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ

Конструкция калибратора

Калибратор предназначен для калибрования ствола скважин, до номинального диаметра при износе долота в абразивных породах, а так же центрирования и улучшения условий работы долота и нижней части компоновка бурильной трубы.

Калибратор устанавливается над долотом и позволяет получить ствол скважины максимально эффективного диаметра.

Калибраторы в зависимости от конструктивных особенностей рабочих элементов подразделяются на лопастные и шарошечные.

Лопастные калибраторы подразделяются на прямые спиральные.

В этой спецвопросе рассматриваем разные точки между спиральными лопастными зарубежными и отечественными калибраторами.

3.1. Русские спиральные калибраторы

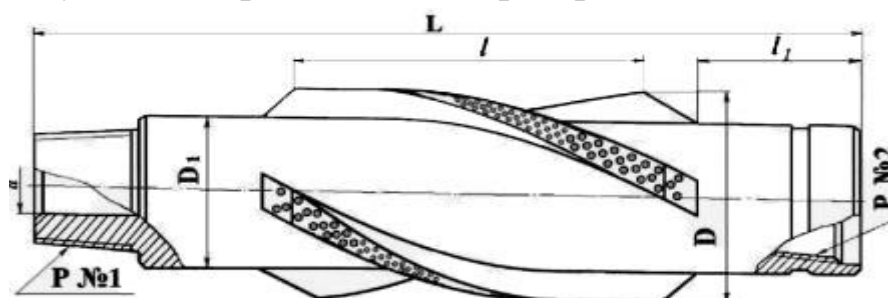


Рисунок 3.1- Спиральные калибраторы ОАО «Завод Сибнефтегазмаш»

Таблица 3.1-Технические характеристики калибратора спирального

№ п/п	Обозначение	D, мм	D ₁ , мм	d, мм	L, мм	l, мм	l ₁ , мм	Резьба Р№1	Резьба Р№2	Масса, кг
								ГОСТ 28487-	ГОСТ 28487-	

								90	90	
1	КЛСВ 295,3 СТ	295,3	210	100	945	404	225	3-152	3-152	282,3
2	К 311,1 СТ	311,1	219	100	945	404	225	3-152	3-152	312,2

3.2. Спиральные калибраторы Испании

Таблица 3.2-Технические характеристики калибратора Испании производства «TECSO S.A.»

Серия	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Длина общая, мм	Длина лопастей, мм	Резьбы, мм	Масса, кг
Reamer 295,3	295,3	95	1250	525	3-152	360
Reamer 311,1	311,1	95	1340	675	3-174	410



Рисунок 17- калибраторы Турции

3.3. Немецкие спиральные калибраторы

Таблица 3.3-Технические характеристики немецкого спирального калибратора ОАО «Kingwell»

Серия	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Длина общая, мм	Длина лопастей, мм	Резьбы, мм	Масса, кг
Calibrator 295,3	295,3	100	1100	492	3-147	320
calibrator 311,1	311,1	100	1227	600	3-171	350



Рисунок 3.3 - Немецкие калибраторы

3.4. Вьетнамские калибраторы

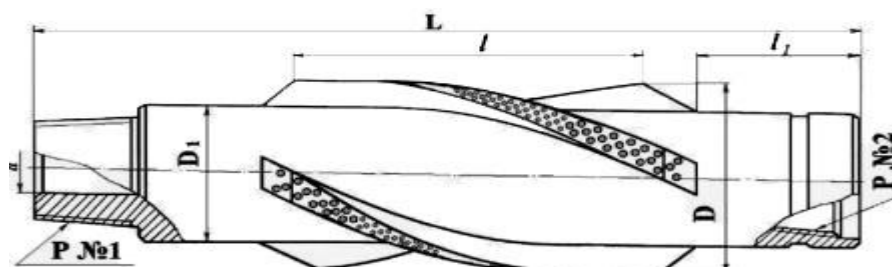


Рисунок 3.4- Схема вьетнамского калибратора

Таблица 3.4-Технические характеристики вьетнамского спирального калибратора СП «Вьетсовпетро»

№	Серия	D, мм	D ₁ , мм	d, мм	L, мм	l, мм	l ₁ , мм	l ₂ , мм	Резьба №1, мм	Резьба №2, мм	Масса, кг
1	КЛС-295,3	295,3	203	71	1540	500	540	400	203	203	410
2	КЛС-311,1	311,1	204	71	1550	510	540	400	204	204	475



В результате сравнения и анализа русских и зарубежных конструкций калибраторов по следующим параметрам: наружный диаметр, внутренний диаметр, общая длина, длина лопастей, масса, мы замечаем то, что российские калибраторы очень подходят для нашей местности.

Имеющаяся длина калибратора обеспечивает сохранность и стабилизацию калибрования ствола скважины. А толщина обеспечивает устойчивость калибратора.

Т.к нефть и газ в России как правило не приурочены к большой глубине и горные породы не всегда твердые и устойчивые.

4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.

4.1. Предпроектное моделирование буровых работ

Процесс строительства скважин - это комплекс частичных взаимосвязанных процессов включают:

1. Подготовительные работы к строительству скважин
2. Вышкомонтажные работы
3. Подготовительные работы
4. Бурение скважины и ее крепление
5. Испытание (опробование) скважины на продуктивность
6. Демонтаж оборудования

Распределение этих процессов указанных в таблице 4.1 во время с установлением последовательности их проведения, доли каждого определяет в совокупности производственный цикл строительства скважины.

Таблица 4.1 - Распределение производственных процессов на вспомогательные и основные операции.

Комплекс операций	Основные операции	Вспомогательные операции
1. Строительство буровой	1. Строительство фундаментов 2. Установка блоков 3. Строительство циркуляционной системы	1. Контрольные работы 2. Измерительные работы 3. Транспортные работы 4. Передвижение буровых, крупных блоков на новую точку
2. Монтаж бурового оборудования	1. Монтаж нагнетательной линии 2. Монтаж лебедки 3. Монтаж обвязки насосов	1. Измерительные работы 2. Контрольные работы 3. Транспортные работы
3. Монтаж электрооборудования	1. Монтаж линии электропередач 2. Монтаж электродвигателей насосов 3. Монтаж электрооборудования силового блока 4. Монтаж осветительной линии	1. Измерительные работы 2. Контрольные работы 3. Транспортные работы 4. Техническое обслуживание
4. Проходка скважины	1. Бурение ствола скважины 2. Проработка ствола скважины	1. Спускоподъемные операции

	3. Промывка ствола скважины	2. Смена долота 3. Смена турбобура 4. Измерительные работы 5. Контрольные работы
5. Крепление скважины	1. Спуск колонны 2. Цементирование скважины 3. Ожидание затвердевания цемента	1. Отбивка цементного кольца 2. Установка агрегатов 3. Подготовка к спуску
6. Заключительные работы	1. Перфорация колонны 2. Освоение скважины	1. Спуск-подъем НКТ 2. Установка арматуры

Особенности процесса строительства скважин

- Природные факторы.
- Бурение на глубины, поэтому существует проблема сохранения точно заданного направления бурения.
- Контроль за работой долота, т.к. бурение осуществляется в различных типах пород.
- Труднодоступность к месту производства.
- Удаленность от инфраструктурных объектов.
- Перемещение буровых установок.

Длительность цикла определяется суммой продолжительности отдельных производственных процессов, на которую влияют факторы:

- ✓ Природные условия
- ✓ Уровень технической оснащенности предприятия
- ✓ Состояние организации ведения работ

Сокращение длительности строительства скважины имеет важное экономическое значение для предприятия

Для начала расчетов по обоснованию продолжительности строительства скважин было проведено предпроектное моделирование в программе MicrosoftProjectManager, включающее в себя основные работы на буровой. Кроме того, был произведен примерный расчет продолжительности каждого типа работ на скважине (рисунок 4.1).

	Название задачи	Длительность	Начало	Окончание	Предшк
	Подготовительные работы к строительс	10 дней	Пн 14.07.14	Пт 25.07.14	
	☒ Вышкомонтажные работы	25 дней	Пн 28.07.14	Пт 29.08.14	1
	Строительство фундаментов	7 дней	Пн 28.07.14	Вт 05.08.14	
	Установка блоков буровой	3 дней	Ср 06.08.14	Пт 08.08.14	3
	Строительство циркулиционной сист	10 дней	Пн 11.08.14	Пт 22.08.14	4
	Монтаж нагнетательной линии	3 дней	Пн 11.08.14	Ср 13.08.14	4
	Монтаж лебедки	2 дней	Пн 11.08.14	Вт 12.08.14	4
	Монтаж обвязки насосов	1 день	Пн 11.08.14	Пн 11.08.14	4
	Монтаж электрооборудования	15 дней	Пн 11.08.14	Пт 29.08.14	4
	☒ Бурение скважины и ее крепление	28 дней	Пн 01.09.14	Ср 08.10.14	2
	Бурение ствола скважины	15 дней	Пн 01.09.14	Пт 19.09.14	
	Проработка скважины	2 дней	Пн 22.09.14	Вт 23.09.14	11
	Промывка скважины	1 день	Ср 24.09.14	Ср 24.09.14	12
	Спуск колонны	5 дней	Чт 25.09.14	Ср 01.10.14	13
	Цементирование скважины	3 дней	Чт 02.10.14	Пн 06.10.14	14
	ОЗЦ	2 дней	Вт 07.10.14	Ср 08.10.14	15
	☒ Испытание скважины	8 дней	Чт 09.10.14	Пн 20.10.14	10
	Перфорация скважины	1 день	Чт 09.10.14	Чт 09.10.14	
	Освоение скважины	7 дней	Пт 10.10.14	Пн 20.10.14	18
	Заключительные работы	14 дней	Вт 21.10.14	Пт 07.11.14	17

Рисунок 4.1 - Работы на буровой и их сроки

После составления календарного плана буровых работ, в программе был построен сетевой график (Рисунок 4.2). Также в процессе моделирования были учтены трудовые затраты предприятия на рабочий персонал. В нашей работе он представлен только буровой бригадой при выполнении ей буровых работ и работ по креплению скважины (Рисунок 4.3).

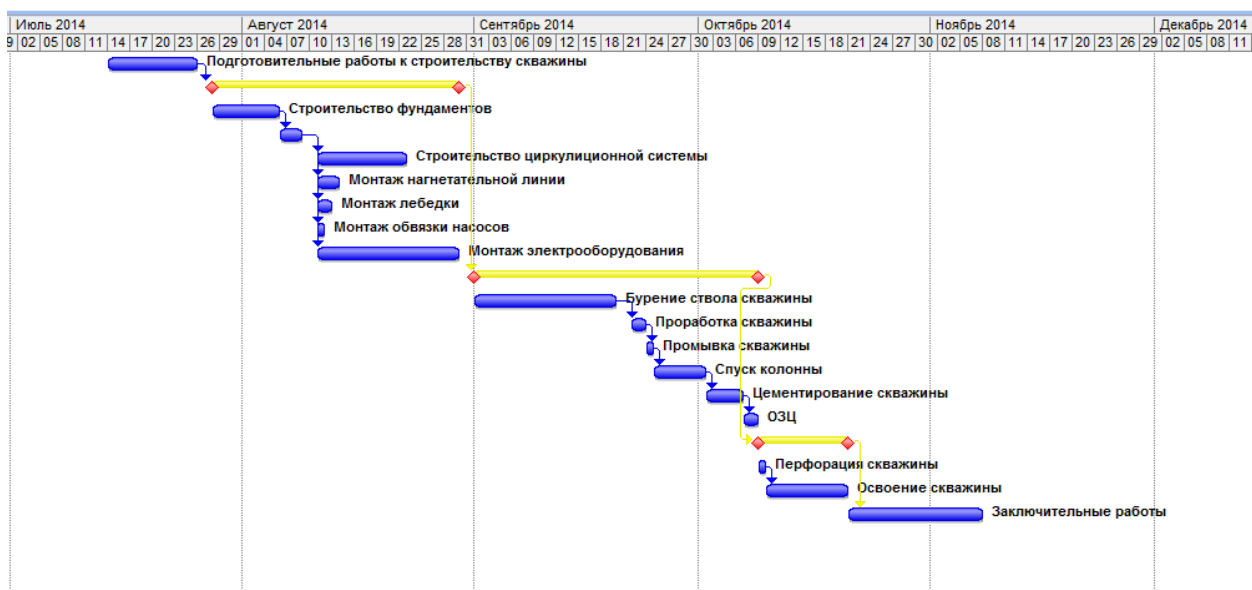


Рисунок 4.2 - Сетевой график работ на буровой

Название ресурса	З/П	Единицы	Затраты
Мастер		100%	87 400,00р.
Помощник бурильщика 1		100%	68 000,00р.
Помощник бурильщика 2		100%	74 400,00р.
Помощник бурильщика 3		100%	76 000,00р.
Помощник бурильщика 4		100%	74 000,00р.
Слесарь		100%	73 000,00р.
Супервайзер		100%	84 000,00р.
Технолог		100%	86 600,00р.
Электрик		100%	77 000,00р.

Рисунок 4.3 - Трудовые ресурсы на буровой

На основании смоделированной системы основных буровых работ и трудовых ресурсов предприятия на буровой далее был произведен расчет времени строительства скважины.

4.2. Обоснование продолжительности строительства скважин

Продолжительность строительства скважины определяется как совокупность затрат времени на всех этапах цикла строительства, а именно:

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

Продолжительность бурения и крепления скважин определяется по формуле:

(4.1)

$$T_{\bar{o}}^{nl} = T_{\bar{o}}^n \cdot \kappa_n,$$

где $T_{\bar{o}}^n$ - нормативная продолжительность бурения;

κ_n - коэффициент пересчёта, $\kappa_n = 1,1$.

Для наглядности результаты расчёта продолжительности строительства скважины сводятся в таблицу 4.1 из данных по предпроектному моделированию, а также исходя из расчетов по технико-экономическим показателям.

Таблица 4.1 Плановая продолжительность строительства скважины

Элементы цикла	Нормативная продолжительность, ч	κ_n	Плановая продолжительность, сут.
1)Подготовительные работы к строительству	120	1	10
2)ВМР	654,7	1	25
3)Время бурения всего	421,37	1,1	15
под направление	6,87	1,1	0,32
под кондуктор	49,81	1,1	2,28
под экс. Колонну	364,69	1,1	5,3
под хвостовик	354,8	1,1	7,1
4)Время крепления всего	134,96	1,1	7
под направление	20,48	1,1	0,94
под кондуктор	34,67	1,1	1,59
под экс. Колонну	79,81	1,1	2,1
под хвостовик	79,81	1,1	2,37
5)Время испытания	368,88	1	8
Итого	1593,44		65

4.3. Техничко-экономические показатели

Определение продолжительности строительства скважины:

(4.2)

$$T_{\text{ц}} = t_{\text{np}} + t_{\text{BMP}} + t_{\text{б}} + t_{\text{к}} + t_{\text{и}},$$

где $T_{\text{ц}}$ - плановая продолжительность строительства скважины, сут;

t_{np} - подготовительные работы к бурению, сут;

t_{BMP} - время вышкомонтажных работ, сут;

$t_{\text{б}}$ - время бурения, сут;

$t_{\text{к}}$ - время крепления, сут;

$t_{\text{и}}$ - время испытания, сут;

$$T_{\text{ц}} = 10 + 25 + 15 + 7 + 8 = 65 \text{ сут.}$$

Определение механической скорости:

(4.3)

$$V_{\text{мех}} = \frac{H}{t_{\text{мех}}},$$

где H - проходка, м;

$t_{\text{мех}}$ - нормативное механическое время бурения, ч

$$V_{\text{мех}} = \frac{3922}{149,75} = 26,19 \text{ м/ч.}$$

Определение рейсовой скорости:

(4.4)

$$V_p = \frac{H}{t_{\text{м}} + t_{\text{сно}}},$$

где t_m - продолжительность механического бурения, ч;

$t_{сно}$ - продолжительность спуско-подъемных операций, ч.

$$V_p^n = \frac{3922}{149,75 + 115,3} = 12,5 \text{ м / ч}.$$

Определение технической скорости:

(4.5)

$$V_{mex} = \frac{H \cdot 720}{t_{np}},$$

где t_{np} - производительное время, ч;

$$V_{mex} = \frac{3922 \cdot 720}{556,33} = 4292,8 \text{ м/ст.мес.}$$

Определение цикловой скорости:

(4.6)

$$V_{ц} = \frac{H \cdot 720}{T_{ц}},$$

$$V_{ц} = \frac{3922 \cdot 720}{47,89 \cdot 24} = 2077,8 \text{ м/ст.мес.}$$

Определение плановой коммерческой скорости

(4.7)

$$V_{\kappa}^{nl} = \frac{H \cdot 720}{T_B^{nl}},$$

где T_B^{nl} - плановое время бурения, ч;

$$V_{\kappa}^{nl} = \frac{3922 \cdot 720}{556,33 \cdot 1,1} = 3903 \text{ м/ст.мес.}$$

Определение средней проходки на долото:

(4.8)

$$h_{cp} = \frac{H}{N},$$

где N – количество долот;

$$h_{cp} = \frac{3922}{4} = 980,5 \text{ м}$$

Количество буровых бригад:

(4.9)

$$Q_{бр} = \frac{H_{общ}}{V_{\kappa}^{пл} \cdot 12,17},$$

где $H_{общ}$ – общая проходка по всей площади, м;

$$Q_{бр} = \frac{440514}{3903 \cdot 12,17} = 9,3 = 10 \text{ бригад};$$

Количество вышкомонтажных бригад:

$$Q_{ВМП} = \frac{t_{ВМП}}{t_{\delta} + t_{\kappa}} \cdot Q_{бр},$$

$$Q_{ВМП} = \frac{25}{19,32 + 6,19} \cdot 10 = 9,8 = 10 \text{ бригад};$$

Количество бригад на испытание:

$$Q_{исп} = \frac{t_{исп}}{t_{\delta} + t_{\kappa}} \cdot Q_{бр},$$

где $t_{исп}$ - время испытания, ч;

$$Q_{исп} = \frac{15,37}{19,32 + 6,19} \cdot 10 = 6,0 \text{ бригад};$$

Количество буровых установок:

(4.10)

$$Q_{БУ} = Q_{бр} \cdot \kappa_{об},$$

где $\kappa_{об}$ - коэффициент оборачиваемости:

(4.11)

$$K_{об} = \frac{t_{BMP} + t_{\bar{o}} + t_{\kappa} + t_{nep} + t_{рем} + t_{рез}}{t_{\bar{o}} + t_{\kappa}},$$

где t_{nep} - время переезда, сут;

$t_{рем}$ - время в ремонте, сут;

$t_{рез}$ - время нахождения в резерве, сут.

$$K_{об} = \frac{25+15+7+7,1+0,45+5,79}{15+7} = 1,6$$

$$Ч_{бу} = 10 \cdot 1,6 = 16 \text{ установок}$$

Себестоимость 1 метра проходки:

(4.12)

$$C_c = \frac{C_{см} - П_n}{H},$$

где $C_{см}$ - сметная стоимость скважины с учётом коэффициента инфляции, руб;

$П_n$ - плановые накопления с учётом коэффициента инфляции, руб.

$$C_c = \frac{(2401333,52 - 108014,8) \cdot 10,05}{3317} = 6948,4 \text{ руб/м.}$$

Результаты расчетов ТЭП сведём в таблицу 4.2.

Таблица 3.2 Технико-экономические показатели

Показатели	По проекту
------------	------------

1. Продолжительность строительства скважины, сут	65
2. Продолжительность бурения скважины, сут	15
3. Скорости бурения:	
– механическая, м/ч	22,15
– рейсовая, м/ч	12,5
– техническая, м/ст.мес	4292,8
– коммерческая, м/ст.мес	3903
– цикловая, м/ст.мес	2077,8
4. Себестоимость 1м проходки, руб	6948,4
5. Годовой экономический эффект, тыс.руб	20504,405

4.4. Экономическая эффективность от бурения данной скважины

Для расчета показателей экономической эффективности нашей скважины необходимы данные по цене газа и по дебиту. Для последующих расчетов возьмем цену импортируемого газа по данным на 2014 год. Дебит представлен в геологической части в данных по газоносности скважины.

Также был произведен расчет налоговых отчислений с учетом налога на прибыль. (В расчетах не учтены НДС и затраты на транспортировку газа).

Исходные данные:

Цена импортируемого газа (2014 г)	- 22528 руб./1000м ³
Среднесуточный дебит	- 120 тыс/м ³ /сут
Налог на прибыль	-35 %

Выручка от реализации продукции определяется как произведение цены реализации газа на объем добычи газа:

$$V_i = C * Q_i,$$

где V-выручка от реализации газа

C- цена реализации газа;

Q-объем добычи газа:

$$B_i = 22528 * 120 = 2\,703\,360 \text{ руб/сут.}$$

Налоговые отчисления:

$$H = h * Ц * Q;$$

где h -процентная ставка;

$Ц$ - цена реализации нефти;

Q -объем добычи нефти

$$H = 22528 * 120 * 0,35 = 946176 \text{ руб/сут.}$$

Трудовые затраты на персонал составляют 23346 руб/сут.

Чистая прибыль составит (без учета транспортировки нефти и налогов): $Ч = 2\,703\,360 - 946176 - 23346 = 1\,733\,838 \text{ руб/сут.}$

Экономическая эффективность данной скважины достаточная. Это связано с дебитом скважины = 120 тыс/м³/сут

Вывод: В работе было проведено предпроектное моделирование основных буровых работ по рассматриваемой скважине. В программе MS ProjectManager был составлен календарный план подготовительных, вышкомонтажных работ, работ по бурению и креплению скважины, а также работ по испытанию скважины. Также в работе представлен сетевой график всех вышеперечисленных работ и представлены трудозатраты предприятия. На их основании было произведено обоснование продолжительности строительства скважины и расчет основных технико-экономических показателей. Кроме того, по данным 2014 года по стоимости газа и по дебиту данной скважины была оценена её экономическая эффективность без учета транспортных затрат.

5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

5.1. Производственная безопасность.

5.1.1. Анализ выявленных вредных факторов на Медвежьем месторождении.

Освещение.

Бурение ведется круглые сутки, и естественно освещения недостаточно.

Освещение должно быть постоянно по времени, без пульсации и близкое к естественному.

Нормы освещенности на буровой установке приведены в таблице 5.1

Таблица 5.1 - Нормы освещенности

Рабочие места, подлежащие освещению	Места установки светильников	Норма освещенности, люкс
Роторный стол	На ногах вышки на высоте 4 м, под углом 45-50°. Над лебедкой на высоте 4 м под углом 25-30°.	75
Щит КИП	Перед приборами	100
Полати верхового рабочего	На ногах вышки, на высоте не менее 2,5 м. от пола полатей под углом не менее 500.	75
Путь талевого блока.	На лестничных площадках, по высоте вышки, под углом не менее 64-700.	20
Кронблок.	Над кронблоком.	50
Приемный мост	На ногах вышки на высоте не менее 6м.	20
Редукторное помещение	На высоте не менее 3 м.	30
Насосный блок-пусковые ящики	На высоте не менее 3 м.	50

Насосный блок - насосы	На высоте не менее 3 м.	25
ПВО	Под полом буровой	100
Площадка ГСМ и инструмента	На высоте не менее 3 м.	100

Шум.

Двигатели, оборудования или другие механические приводы создают высокий уровень шума если долго работают без добавки масла или при не постоянном обслуживании. Работа при таких условиях негативно влияет на слух человека.

Применяются следующие мероприятия по устранению шума:

- проводить планово-предупредительные ремонты, смазки;
- применение средств индивидуальной защиты (наушники, вкладыши, противошумный шлем);

Вибрация

Вибрация возникает при использовании различного технологического оборудования (насосы, лебедка, вибросита, двигатели, ротор, компрессор). Работа при таких условиях может негативно влиять на здоровье человека.

Вибрация на рабочем месте регламентируется нормативным документом – ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ "Вибрация. Общие требования безопасности".

Мероприятия по устранению вибрации:

- применение коллективных средств защиты: балансировка, установка амортизаторов, проведение планово-предупредительных ремонтов, увеличение массы основания вибрирующих устройств, крепление вибрационных систем;
- применение средств индивидуальной защиты (виброобувь, виброручавицы, виброгасящие коврики).

Допустимые нормы по вибрации приведены в таблице 5.2.

Таблица 5.2 -Допустимые нормы по вибрации

Частота колебания, Гц		Амплитуда смещения, мм	Скорость перемещения, мм/с
2		1,28	11,2
4		0,28	5
8		0,056	2
16		0,028	2
31,5		0,014	2
63		0,0072	2

5.1.2. Анализ выявленных опасных факторов на Медвежьем месторождении.

Опасность механических травм при производстве буровых работ возникает при неисправности перил, лестниц, при производстве спускоподъемных работ, при производстве работ на высоте, при падении с высоты различных предметов, от движущихся и вращающихся частей машин и механизмов не оборудованных кожухами и ограждениями (ротатор, буровые насосы, лебедка, ключи АКБ, ПКБ), при проведении погрузочно-разгрузочных работ, при монтаже и демонтаже буровой установки, и т.д.

Опасность взрыва на буровой установке может возникнуть при неправильном хранении горюче-смазочных материалов, высокой концентрации взрывоопасных веществ, от систем, находящихся под давлением, из-за неосторожного обращения с огнем вблизи взрывоопасных объектов.

Опасность пожара возникает в следующих случаях : при неправильной эксплуатации электроустановок, неосторожном обращении с открытым огнем (при курении в неразрешенном месте, сварке), при неправильном хранении и использовании горюче-смазочных материалов, самовозгорании (химическая реакция, удар молнии).

Необходимо проводить следующие мероприятия:

- проверка наличия на вращающихся и двигающихся частях механизмов кожухов и защитных ограждений;
- проверка состояния пусковых и тормозных устройств, ремней, тросов, цепей;
- при наличии грузоподъемного механизма использовать блокировки;
- лестницы должны быть с уклоном не более 60^0 , с высотой перил 1 метр;
- использование средств индивидуальной защиты

Мероприятия по предупреждению взрывов

Для предупреждения взрыва на буровой установке все оборудование и трубопроводы, которые находятся под давлением, должны опрессовываться в зависимости от рабочего давления. Должен осуществляться контроль за давлением и применяться перепускные и защитные устройства. Устье скважины при бурении должно быть обвязано в соответствии с схемой обвязки противовыбросового оборудования. Должен осуществляться постоянный контроль (каждую вахту) за исправностью противовыбросового оборудования, заземляющих устройств буровой установки, вентиляционных систем, контроль наличия газа в буровом растворе.

Мероприятия по предупреждению пожара

Для предупреждения возникновения пожара необходимо:

- устанавливать молниезащиту;

- устье скважины обвязывать противовыбросовым оборудованием и осуществлять постоянный контроль за ним;
- выхлопные трубы дизелей и автомобилей оборудовать искрогасителями;
- проверять сопротивление изоляции (один раз в год);
- соблюдать правила хранения и эксплуатации горюче-смазочных материалов.

5.2. Экологическая безопасность.

При бурение скважины:

- изоляция поглощающих и пресноводных горизонтов для исключения их загрязнения;
- применение нетоксичных реагентов для приготовления промывочных жидкостей;
- цементирование скважин до устья для исключения загрязнения пресноводных горизонтов;
- осуществление инструктажа водителей всех транспортных средств и специальной техники о маршрутах проезда к объектам и недопустимости заезда на сельскохозяйственные угодья.
- земельные отводы, нарушенные производственной деятельностью, покрываются почвенным слоем
- откосы в горных местностях укрепляются битумными эмульсиями, силикатными смесями и засыпаются привозным грунтом слоем не менее 0,1 метра.

Биологическая рекультивация предполагает мероприятия по восстановлению нарушенных земель, их озеленение и возвращению в сельскохозяйственное и лесное пользование.

5.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях.

ГНВП

Причины:

1. При вскрытии и прохождении интервалов возможных ГНВП и дальнейшем бурении до их перекрытия очередной колонной, проверка исправности ПВО производится один раз в сутки с регистрацией в журнале. В случае обнаружения неисправности деталей превентора, требующих замены или смены плашек на устье, превенторы должны подвергаться опрессовке.

2. При вскрытии и прохождении интервалов возможных ГНВП рабочее положение ПВО следующее:

- Превентор находится в открытом положении, гидроцилиндры под рабочим давлением;
- Гидравлические задвижки - закрыты, гидроцилиндры задвижек находятся под рабочим давлением гидросистемы;
- Концевая и агрегатная задвижки линии глушения закрыты;
- Основной и вспомогательные пульта находятся в рабочем положении с автоматическим обеспечением подкачки масла через электроконтактный манометр.

Мероприятия по предупреждению ГНВП при строительстве скважин.

Вскрытие продуктивного горизонта после крепления скважины обсадной колонной производится после выполнения следующих работ:

Испытания противовыбросового оборудования (ПВО).

Опрессовки цементного камня и определения давления приемистости согласно "Инструкции по определению начала поглощения";

Определения качества крепления колонны геофизическими методами;

Проведения с вахтами инструктажа по вскрытию продуктивного горизонта, проверки ПВО, силового и энергетического оборудования, проведение контрольно-учебной тревоги "Выброс";

При вскрытии и бурении скважины в интервале продуктивных горизонтов (интервалах возможных ГНВП) на ведущей трубе должен быть установлен шаровой кран. Один шаровой кран и один обратный клапан, с соответствующими инструменту резьбами (переводниками), должны находиться на штатном месте (возле подсвечника) в открытом состоянии и окрашены в красный цвет.

В случае возникновения ГНВП буровая вахта герметизирует устье скважины согласно "Первичных действий членов буровой вахты при возникновении ГНВП на БК, МСП, СПБУ".

Вскрытие продуктивного горизонта должно осуществляться на буровом растворе соответствии по параметрам и качеству, указанным в проекте на строительство скважины, с проведением контроля за его газонасыщенностью.

Индивидуальная защита людей предусматривается с помощью противогазов, специальной изолирующей защитной одежды.

5.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

РД 09-364-00 «Типовая инструкция по организации безопасного проведения огневых работ на взрывоопасных взрывопожароопасных объектах»;

РД 39–132– 94: «Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке нефтепромысловых трубопроводов».

Заключение

В этом дипломном проекте, а именно в общей и геологической части, представлены географические и экономические характеристики района работы, геологические условия бурения, содержание газа и нефтепродуктов, зоны возможных осложнений.

Затем мы уже выбрали и обосновали метод бурения, дизайн и профиль проекта, размеры битов вдоль интервалов сверления, очищающее средство, метод бурения. Были рассчитаны буровые и обсадные колонны, цементирование скважин. Вопросы безопасности в рабочей зоне, защита окружающей среды, чрезвычайные ситуации.

В организационно-экономической части отражены структура и организационные формы бурового предприятия, рассчитана расчетная стоимость строительства скважины, предлагается реальный план организационных и технических мероприятий для повышения производительности труда и снижения стоимости работ.

В специальной части дипломного проекта рассматривается анализ дизайна зарубежных и российских калибраторов.