



Министерство образования и науки Российской Федерации

Федеральное государственное автономное образовательное
учреждение высшего образования

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт природных ресурсов

Направление подготовки (специальность): «Нефтегазовое дело»

Кафедра бурения скважин

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины глубиной 2765 метров на Тарасовском нефтегазоконденсатном месторождении (Тюменская область)

УДК _622.323'324:622.243.23(24:181m2765)(571.12)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б2С2	Хасанов Эдуард Тагирович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Епихин А.В.			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Инженер	Грязнова Е.Н.	к.т.ц		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

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

Институт природных ресурсов
Направление подготовки (специальность): «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:

Дипломной работы

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б2С2	Хасанов Эдуард Тагирович

Тема работы:

Технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины глубиной 2765 метров на Тарасовском нефтегазоконденсатном 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.).

Материалы преддипломной практики, 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

1. Общая и геологическая часть;
2. Технологическая часть;
3. Вспомогательные цехи и службы;
4. Производственная и экологическая безопасность при строительстве эксплуатационной скважины на Тарасовском месторождении;

разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).	5. Организационно-экономическая часть; 6. Специальная часть
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	1. Геолого-технический наряд. 2. Компоновка бурильной колонны. 3. Схема расположения оборудования и привышечных сооружений. 4. Технологические схемы по закачиванию скважины. 5. Структурная карта и геологический профиль. 6. Графический материал к спец. вопросу.

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	Глызина Т.С.
СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	Грязнова Е.Н.

Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Епихин А.В.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б2С2	Хасанов Эдуард Тагирович		

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б2С2	Хасанову Эдуарду Тагировичу

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	Бурение скважин
Уровень образования	дипломированный специалист	Направление/специальность	131504 «Бурение нефтяных и газовых скважин»

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

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

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

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

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. <i>Организационная структура управления</i>
2. <i>Линейный календарный график выполнения работ</i>
3. <i>Нормативная карта</i>

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б2С2	Хасанов Эдуард Тагирович		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б2С2	Хасанов Эдуард Тагирович

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	Бурение скважин
Уровень образования	дипломированный специалист	Направление/специальность	131504 «Бурение нефтяных и газовых скважин»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования и области его применения	<p>1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:</p> <ul style="list-style-type: none"> – вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения) – опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы) – негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу) – чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера)
---	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Производственная безопасность	<p>1.1 Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – 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) <p>1.2 Анализ выявленных опасных факторов проектируемой произведённой среды в следующей последовательности</p> <ul style="list-style-type: none"> – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность; – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)
2. Экологическая безопасность	<ul style="list-style-type: none"> – защита селитебной зоны – 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.

3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	<ul style="list-style-type: none"> – 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
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	<ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.
Перечень расчетного или графического материала	
Расчетные задания	<ul style="list-style-type: none"> – расчет необходимого воздухообмена – расчет освещения в помещении

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Инженер	Грязнова Е.Н.	К.Т.Н		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б2С2	Хасанов Эдуард Тагирович		

Реферат

Данная работа содержит 85 стр., 34 таблиц, 9 рисунков, 28 формулы, 17 использованных источников литературы.

Ключевые слова: скважина, профиль, конструкция, бурильная колонна, долото, винтовой забойный двигатель, буровой раствор, тампонажный раствор, бурение на обсадных трубах, система спуска обсадной колонны, разбуриваемое долото, неизвлекаемая компоновка.

В геологической части приведены общие сведения о месторождении, литолого-стратиграфический разрез скважины, характеристика пласта, интервалы осложнений, комплекс геофизических исследований.

В технологической части произведен выбор конструкции скважины, расчет профиля наклонно направленной скважины, выбор способа бурения, выбор инструмента, выбор типа промывочной жидкости, расчет бурильной колонны, гидравлический расчет промывки скважины, расчет эксплуатационной обсадной колонны и ее цементирования, выбран режим бурения.

В специальном вопросе рассматривается технология бурения на обсадных трубах, позволяющая пробурить скважину быстрее по сравнению с традиционным методом и, тем самым, снизить стоимость бурения.

В данной работе, также были рассмотрены вопросы экономики. Сделаны выводы и даны соответствующие рекомендации по проводке скважины.

Содержание

Введение	9
1. ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ	10
1.1 Общая характеристика района буровых работ	10
1.2 Литолого-стратиграфический разрез	12
1.3 Физико-механические свойства горных пород поразрезу скважины	16
1.4 Зоннымноголетнемерзлых пород	17
1.5 Нефтегазоводоносность поразрезу скважины	18
1.6 Давление и температура поразрезу скважины	19
1.7 Возможные осложнения поразрезу скважины	21
1.8 Комплекс геофизических исследований скважины	22
2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ	24
2.1. Обоснование и расчет конструкции скважины	24
2.2. Обоснование профиля наклонно-направленной скважины	27
2.3. Выбор способа бурения	30
2.4. Выбор инструмента	30
2.4.1. Выбор долот	30
2.5. Проектирование режима бурения	31
2.5.1. Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород	31
2.5.2. Расчет частоты вращения долота	32
2.5.3. Выбор и обоснование вида промывочной жидкости и ее параметры	33
2.6. Определение класса буровой установки	39
2.7. Подбор талевого каната	40
2.8. Расчет количества поднимаемых свечей на каждой из скоростей	40
2.9. Выбор забойных двигателей	42
2.10. Расчет бурильной колонны	43
2.11. Гидравлический расчет промывки скважины	47
2.12. Расчет обсадных колонн и их цементирования	50
2.13. Выбор равнопрочной промежуточной колонны	52
2.14. Расчет цементирования эксплуатационной колонны	53
2.15. Расчет цементирования промежуточной колонны	53
2.16. Расчет деталей и узлов низа эксплуатационной колонны	56
2.17. Заключительные работы	58
3. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	59
3.1 Планирование себестоимости буровых работ	59
3.2 Себестоимость строительства скважины	61
4. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	63
4.1. Безопасность в рабочей зоне	63
4.2. Чрезвычайные ситуации	71
4.3. Охрана окружающей среды	72
5. Спец вопрос	74
Бурение на обсадных трубах	74
Заключение	83
Список литературы	84

Введение

В условиях экономического кризиса одной из главных проблем нефтегазовой отрасли России является необходимость поддержания добычи на существующем уровне. Увеличение эксплуатационного бурения является одним из решений этой проблемы. Среди задач, стоящих перед нефтегазовыми сервисными компаниями, осуществляющими эксплуатационное бурение, актуальной является сохранение конкурентоспособности на российском рынке нефтесервисных услуг, которое невозможно без качественного строительства скважин. В связи с этим, повышение качества строительства скважин является одним из наиболее приоритетных направлений деятельности нефтесервисных буровых компаний.

В дипломном проекте решается ряд задач, связанных с технологией бурения и заканчивания эксплуатационной скважины Тарасовского месторождения: выбор компоновки низа бурильной колонны, выбор обсадных труб, бурового и цементировочного оборудования и т.д.

В специальном вопросе проекта рассмотрена технология бурения на обсадных трубах, позволяющая снизить стоимость бурения скважины.

1. Геологический раздел

1.1 Общая характеристика района буровых работ

Характеристика района буровых работ приведена в таблицах 1.1 и 1.2. Геологические данные приведены согласно проектной документации на скважину.

Таблица 1.1

Сведения о районе буровых работ

Наименование данных	Значение
Месторождение	Тарасовское
Административное расположение	
республика	Россия
округ	Ямало-Ненецкий Автономный округ
область	Тюменская
район	Пуровский
Температура воздуха, °С:	
среднегодовая	-6 - -7
наибольшая летняя	+32 - +36
наименьшая зимняя	-55
Максимальная глубина промерзания грунта, м	3
Продолжительность отопительного периода, сут.	277
Многолетнемерзлые породы, м:	Есть
- кровля	0
- подошва	340
Водоснабжение	водяная скважина на площадке строительства

Сведения о площадке строительства буровой

Название, единица измерения	Значение (текст, название, величина)
Рельеф местности, состояние местности:	Равнинный, слабо всхолмленный, лесотундра, заболоченная с озерами
Толщина, см: <ul style="list-style-type: none">• снежнопокрова• почвенногослоя	90-115 30
Растительный покров:	Березово-сосновый, в поймах рек лес смешанный
Почвы	Торфянно-болотные пески, суглинки, глины, супеси

1.2 Литолого-стратиграфический разрез

Информация о глубинах залегания пород, стратиграфических подразделениях, индексах и литологической характеристике разреза представлена в табл. 1.3 и 1.4.

Таблица 1.3

Стратиграфический разрез скважины

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания (падения) пластов по подошве		Коэффициент кавернозности интервала
от (кровля)	до (подошва)	название	индекс	угол	азимут	
0	540	Кайнозойская группа	KZ		-	
0	30	Четвертичная система	Q		-	1,5
30	540	Палеогеновая система	P			
30	160	Олигоцен	P ₃		-	
30	55	Туртасская свита	P ₃ ³			1,5
55	110	Новомихайловская свита	P ₃ ²			1,5
110	160	Алтымская свита	P ₃ ¹			1,5
160	430	Эоцен	P ₂			
160	235	Тавдинская свита	P ₂ ¹ + P ₂ ²			1,5
235	430	Люлинворская свита	P ₂ ³ - P ₁ ²			1,5
430	540	Палеоцен	P ₁			
430	540	Талицкая свита	P ₁ ² - P ₁ ¹			1,25
540	2765	Мезозойская группа	MZ			
540	2765	Меловая система	K			
540	1140	Верхний отдел	K ₂			
540	740	Маастрихтский ярус	K ₂ ^d - K ₂ ^m			1,25

Продолжение таблицы 1.3

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания (падения) пластов по подошве		Коэффициент кавернзности интервала
от (кровля)	до (подошва)	название	индекс	угол	азимут	
540	750	Ганькинская свита	$K_2^d - K_2^m$			1,25
740	1030	Кампанский, Сантонский, Коньякский ярусы	$K_2^{km} - K_2^k$			1,25
750	910	Березовская свита	$K_2^{km} - K_2^k$			1,25
920	930	Туронский ярус	K_2^t			1,25
910	930	Кузнецовская свита	$K_2^k - K_2^t$			1,25
1140	2765	Нижний отдел	K_1			
930	2000	Сеноманский, Апт- Альбский ярусы	$K_2^s - K_1^a - K_1^{al}$			1,25
930	2000	Покурская свита	$K_2^s - K_1^a - K_1^{al}$			1,25
2000	2460	Готеривский, Барремский ярусы	$K_1^g - K_1^{br}$			1,25
2000	2460	Тангаловская свита	$K_1^g - K_1^{br}$			1,25
2460	2765	Валанжинский, Берриасский ярусы	$K_1^v - K_1^b$			1,25
2460	2765	Сортымская свита	$K_1^v - K_1^b$			1,25

Литологическая характеристика разреза скважины

Индекс стратиг- графиче- ского разреза	интервал, м		горная порода		Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.п.)
	от (верх)	до (низ)	краткое название	% в интер- вале	
Q	0	30	Пески Глины Суглинки	60 30 10	Пески, глины, супеси, суглинки, торфяники.
P ₃ ³	30	60	Пески Глины, алевриты	50 50	Чередование серых и буровато- серых глин, алевритов и светло- серых песков. Светло- серые мелкозернистые пески с редкими прослоями глин и алевритов.
P ₃ ²	60	110	Глины Пески	60 40	Глины алевритистые переслаиваются с алевритами и песками мелко- и среднезернистыми, кварцевыми.
P ₃ ¹	110	160	Глины	100	Глины зеленовато- серые и зеленые, диатомовые, алевритистые. Переслаивание диатомовых глин и диатомитов. Глины опоковидные, переходящие в опоки.
P ₂ ¹ + P ₂ ²	160	235	Глины, алевриты Песчаники	90 10	Переслаивание алевритов и глин с прослойками кварцево- глауконитовых песчаников.
P ₂ ³ – P ₁ ²	235	430	Глины	100	Глины серые, зеленовато- серые, слабоалеври-тистые, с редкими прослоями опоковидных глин и опок.
P ₁ ² - P ₁ ¹	430	570	Глины, алевриты Песчаники	90 10	Переслаивание алевритов и глин с прослойками кварцево- глауконитовых песчаников.
K ₂ ^d - K ₂ ^m	570	800	Глины	100	Глины серые и зеленовато- серые, алевритистые, известковистые, с редкими зернами глауконита, с редкими прослоями алевритов
K ₂ ^{km} - K ₂ ^k	800	1030	Глины Алевролиты	70 30	Глины серые и зеленовато- серые, алевритистые, опоковидные лишь в подошве,

Продолжение таблицы 1.4

Индекс стратиг- рафиче- ского разреза	интервал, м		горная порода		Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.п.)
	от (верх)	до (низ)	краткое название	% в интер- вале	
					иногда сидеритизированные. Переслаивание глин серых и темно- серых, опоковидных, алевролитов глинистых.
$K_2^k - K_2^t$	1030	1050	Глины Алевролиты	90 10	Глины зеленовато- серые, темно- серые, почти черные, местами алевритистые, с прослоями алевролитов.
$K_2^s - K_1^a -$ K_1^{al}	1050	2000	Песчаники Пески Глины, алевриты Алевролиты	20 30 40 10	Переслаивание песчаников, песков, алевролитов и глин. Пески и песчаники серые и светло- серые. Алевролиты и алеваиты серые и темно- серые, слюдистые. Глины серые до черных, слюдистые, плотные.
$K_1^g - K_1^{br}$	2000	2500	Песчаники Глины Алевролиты	50 30 20	Неравномерное чередование песчано- алевритовых и глинистых пород. Песчаники сероцветные, мелко- и среднезернистые, слюдистые, слоистые. Алевролиты слюдистые, слоистые, массивные. Глинистые породы сероцветные, слюдистые, слоистые.
$K_1^v - K_1^b$	2500	2765	Песчаники Пески Глины, алевриты Алевролиты	20 30 30 20	Переслаивание песчаников, песков, алевролитов и глин. Пески и песчаники серые и светло- серые. Алевролиты и алеваиты серые и темно- серые, слюдистые. Глины серые до черных, слюдистые, плотные.

1.3 Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины

В табл. 1.5 представлены важнейшие характеристики горных пород - плотность, пористость, проницаемость, глинистость, твердость, коэффициент пластичности и абразивность.

Таблица 1.5

Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважин

Индекс стратиг-графического подразделения	Интервал (по вертикали), м		Краткое название основной горной породы	Плотность, г/см ³	Пористость, %	Проницаемость, мДарси	Глинистость, %	Твёрдость, кгс мм ²	Коэффициент Пуассона	Абразивность	Категория породы по промышленной классификации (мягкая и т.д.)
Q	0	30	пески	2400	40	0,45	-	15-45	0,3	7-8	М
			глины	1800	6	0,001	90	4-13	0,4	1-4	
			суглинки	2230	10-25	-	-	25-45	0,3	3	
P	30	540	пески	2400	40	0,45	-	15-45	0,3	7-8	М,С
			алевролит	2000	12	0,05	13	29-182	1	3-8	
			песчаники	2200	25	0,3	5	14-234	0,3	1-3	
			глины	1800	6	0,001	90	4-13	0,4	1-4	
K	540	2765	пески	2400	40	0,45	-	15-45	0,3	7-8	М,С
			глины	1800	6	0,001	90	4-13	0,4	1-4	
			алевролит	2000	12	0,05	13	29-182	1	3-8	

1.4 Зоны многолетнемерзлых пород

Таблица 1.6

Геокриологическая характеристика разреза скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал залегания многолетнемерзлых пород, м		Тип многолетнемерзлых пород: островная, реликтовая	Литологическая характеристика каждого слоя пород ММП	Температура по глубине каждого слоя ММП	Физические свойства пород		Давление флюида в межмерзлотных таликах
	от (верх)	до (низ)				Влажность, %	льдистость	
Q	0	10	Редко-островная	0- 0,3 Почва и растительный мир	-10,4 (-1,1)	-	Переувлажненный	P _{пл} = P _{гидр}
				0,3- 3,6 Торф твердомерзлый	- 1,2	1,0- 0,4	0,3- 0,4	
				3,6- 4,5 Супесь твердомерзлая	- 1,2	0,3- 0,4	0,05- 0,01	
				4,5- 6,1 Суглинок твердомерзлый	- 1,2	0,3	0,15- 0,20	
				6,1- 7,0 Песок с/з твердомерзлый	- 1,0	0,7	0,03	
				7,0- 7,4 Суглинок твердомерзлый	- 1,0	0,28	0,3- 0,4	
				7,4- 8,2 Песок твердомерзлый	0,9	0,7	0,03	
				8,2- 10,0 Суглинок мерзлый	0,18-0,22	0,15- 0,2		
Q + P	10	180	Реликтовая	Межмерзлотный «талик» возможно распространение ММП до глубины 50м	0,36	-	-	P _{пл} = P _{гидр}
Второй слой мерзлоты (реликтовая толща)								
P	180	340	Реликтовая	Переслаивание глин и опок с линзами песка Пески мерзлые Глины не содержат льдистых включений, морозопластичные	- 0,5 до 3 - 0,5	- - -	- - 0,15- 0,25	P _{пл} = P _{гидр}

1.5 Нефтегазоводоносность по разрезускважины

Информация по характеристике нефтегазоносности и водоносности представлены соответственно в таблицах 1.7

Таблица 1.7

Индекс стратигра- фического подразде- ления	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, кг/м ³		Подвижность, д наСП	Содержаниесеры	Содержание парафина	Свободныйдебит, м ³ /сут	Параметры растворенного газа					
				в пласто- вых усло- виях	после дегаза- ции					газовый фактор, м ³ / м ³	содержание сероводорода, %	содержание углекислогогаза, %	относительнаяпо воздухуплотность газа	коэффициент сжимаемости	давление насыщения впластовых условиях, МПа
	от (верх)	до (низ)													
К ₁ ^v -К ₁ ^b (БП ₈ ¹)	2501	2505	терригенный	0,665	0,819	0,07	0,18	4,06	30	183	0,0	-	0,678	0,96	18,9
К ₁ ^v -К ₁ ^b (БП ₁₀ ¹)	2626	2632	терригенный	0,665	0,818	0,07	0,16	2,7	50	161	0,0	-	0,695	0,96	18,3
К ₁ ^v -К ₁ ^b (БП ₁₀ ²)	2640	2650	терригенный	0,665	0,818	0,07	0,16	2,7	70	191	0,0	-	0,695	0,96	18,3
К ₁ ^v -К ₁ ^b (БП ₁₁)	2697	2719	терригенный	0,665	0,818	0,07	0,16	2,7	40	162,2	0,0	-	0,695	0,96	18,3
Газоносность															
К ₂ ^s (ПК ₁)	934	974	поровый			газ				0,0	0,0		0,561		
Водоносность															
Q-P			0		100		поровый		1,009		-				
К ₂ ^s -К ₁ ^a -К ₁ ^{al}			980		2000		поровый		1,011		-				
К ₁ ^v -К ₁ ^b (БП ₈ ¹)			2505		2517		поровый		1,01		-				
К ₁ ^v -К ₁ ^b (БП ₉)			2528		2562		поровый		1,01		-				
К ₁ ^v -К ₁ ^b (БП ₁₀ ²)			2650		2673		поровый		1,01		-				

1.6 Давление и температура по разрезускважины

Таблица 1.8

Давление и температура по разрезу скважины

Индекс стратигра- фического подразделе- ния	Интервал по вертикали, м		Градиент давления						Градиент						Температура в конце интервала	
	от (верх)	до (низ)	пластового			порового			гидроразрыва пород			горного давления			С ⁰	источник получе- ния
			МПа на 100м		источник получе- ния	МПа на 100м		источник получения	МПа на 100м		источник получе- ния	МПа на 100 м		источник получе- ния		
			от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)			
Q	0	30	1,00	1,00	РФЗ	1,05	1,05	расчет	2,00	2,00	расчет	2,20	2,20	расчет	-1	РФЗ
P ₃ ³	30	55	1,00	1,00	РФЗ	1,05	1,05	расчет	2,00	2,00	расчет	2,20	2,20	расчет	-1	РФЗ
P ₃ ²	55	110	1,00	1,00	РФЗ	1,05	1,05	расчет	2,00	2,00	расчет	2,20	2,20	расчет	-1	РФЗ
P ₃ ¹	110	160	1,00	1,00	РФЗ	1,05	1,05	расчет	2,00	2,00	расчет	2,20	2,20	расчет	-1	РФЗ
P ₂ ¹ + P ₂ ²	160	235	1,00	1,00	РФЗ	1,05	1,05	расчет	2,00	2,00	расчет	2,20	2,20	расчет	-1	РФЗ
P ₂ ³ - P ₁ ²	235	430	1,00	1,00	РФЗ	1,05	1,05	расчет	2,00	2,00	расчет	2,20	2,20	расчет	4	РФЗ
P ₁ ² - P ₁ ¹	430	540	1,00	1,00	РФЗ	1,05	1,05	расчет	2,00	2,00	расчет	2,20	2,20	расчет	11	РФЗ
K ₂ ^d - K ₂ ^m	540	750	1,00	1,00	РФЗ	1,05	1,05	расчет	2,00	2,00	расчет	2,20	2,20	расчет	21	РФЗ
K ₂ ^{km} - K ₂ ^k	750	910	1,00	1,00	РФЗ	1,05	1,05	расчет	2,00	1,70	расчет	2,20	1,88	расчет	27	РФЗ
K ₂ ^{km} - K ₂ ^t	910	934	1,00	1,02	РФЗ	1,05	1,05	расчет	1,70	1,70	расчет	1,88	1,88	расчет	27	РФЗ
K ₂ ^s (ПК ₁)	934	974	1,02	1,02	РФЗ	1,05	1,05	расчет	1,70	1,70	расчет	1,88	1,88	расчет	29	РФЗ

Продолжение таблицы 1.8

$K_2^s-K_1^a-K_1^{al}$	974	2000	1,02	1,00	РФЗ	1,05	1,05	расчет	1,70	1,70	расчет	1,88	1,88	расчет	61	РФЗ
$K_1^g-K_1^{br}$	2000	2460	1,00	1,00	РФЗ	1,05	1,05	расчет	1,70	1,65	расчет	1,88	1,83	расчет	75	РФЗ
$K_1^v-K_1^b$	2460	2501	1,00	1,00	РФЗ	1,05	1,05	расчет	1,65	1,65	расчет	1,83	1,83	расчет	82	РФЗ
$K_1^v-K_1^b(БП_8^1)$	2501	2505	1,00	1,00	РФЗ	1,05	1,05	расчет	1,65	1,65	расчет	1,83	1,83	расчет	82	РФЗ
$K_1^v-K_1^b$	2505	2626	1,00	0,94	РФЗ	1,05	1,05	расчет	1,65	1,65	расчет	1,83	1,83	расчет	82	РФЗ
$K_1^v-K_1^b(БП_{10}^1)$	2626	2632	0,94	0,94	РФЗ	1,05	1,05	расчет	1,65	1,65	расчет	1,83	1,83	расчет	86	РФЗ
$K_1^v-K_1^b$	2632	2640	0,94	0,94	РФЗ	1,05	1,05	расчет	1,65	1,65	расчет	1,83	1,83	расчет	86	РФЗ
$K_1^v-K_1^b(БП_{10}^2)$	2640	2650	0,94	0,94	РФЗ	1,05	1,05	расчет	1,65	1,65	расчет	1,83	1,83	расчет	86	РФЗ
$K_1^v-K_1^b$	2650	2697	0,94	0,94	РФЗ	1,05	1,05	расчет	1,65	1,65	расчет	1,83	1,83	расчет	87	РФЗ
$K_1^v-K_1^b(БП_{12})$	2697	2719	0,94	0,94	РФЗ	1,05	1,05	расчет	1,65	1,65	расчет	1,83	1,83	расчет	88	РФЗ
$K_1^v-K_1^b$	2719	2765	0,94	1,00	РФЗ	1,05	1,05	расчет	1,65	1,65	расчет	1,83	1,83	расчет	90	РФЗ

1.7. Возможные осложнения по разрезу скважины

В табл. 1.9 содержится информация о зонах возможного поглощения бурового раствора, приводится характеристика осыпей, обвалов стенок скважин и прихватоопасные зоны.

Таблица 1.9

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип осложнения	Характеристика и условия возникновения
	От (верх)	До (низ)		
Q + P	0	540	Поглощение бурового раствора	Максимальная интенсивность поглощения: 3-5 м ³ /час. Несоблюдение технологии бурения и параметров бурового раствора.
K	2500	2765	Поглощение бурового раствора	Максимальная интенсивность поглощения: 3-5 м ³ /час. Несоблюдение технологии бурения и параметров бурового раствора.
Q – K ₂	0	1140	Осыпи и обвалы горных пород	Осыпи и обвалы из-за неустойчивости глинистых пород, возникающие при повышенной водоотдаче бурового раствора и его слабой ингибирующей способности.
K ₂ – K ₁	1140	2000	Осыпи и обвалы горных пород	Осыпи и обвалы из-за неустойчивости глинистых пород, возникающие при повышенной водоотдаче бурового раствора и его слабой ингибирующей способности..
Q – K ₂	0	1140	Прихватоопасные 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

1.8.Комплекс геофизических исследований скважины

В таблице 1.10 приводятся сведения о наименованиях работ, масштабе записи, а также глубинах и интервалах в которых производились замеры.

Таблица 1.10

Геофизические исследования

Наименование исследований	Масштаб записи	Замеры производятся			Скважинная аппаратура и приборы	
		На глубине, м	В интервале, м		тип	Группа сложности
			от (верх)	до (низ)		
Стандартный каротаж (ПС, КС -2 зонда), резистивиметрия, профилометрия (ДС)	1:500	60	0	60	ЭК-П,ЭК-73П, КЗ,СКП-73, СКПД-3, «Горизонт»	1
		520	60	520		
		1350/1600	520	1350/1600		
		2765/3306	1350/1600	2765/3306		
Работа телесистемы с контролем инклинометрической партии (дежурство непрерывно) в интервалах набора угла искривления					ИОН-1	
ПС, КС- 2 зонда, БК, МБК, ИК (ВИКИЗ), РК(ГК,НГК), АК (времен., амплит.), ГГКп, профилометрия, резистивиметрия	1:200	2765/3306	1350/1600	2765/3306	ЭК-П,ЭК-73П, КЗ,СКП-73, СКПД-3,СРК, СГК, АМК «Горизонт», Маяк-1, ЯМТК, АК-П, МАК-2, АКЦ-5, АКВ-1,УЗБА, СГДТ,МДО МБКУ	

Продолжение таблицы 1.10

Инклинометрия	Через 10м	2765/3306	0	2765/3306	ИОН-1	1
РК (ГК+НГК), Э/т	1:500	2765/3306	0	2765/3306	СРК, СГК, «Горизонт»	
ГГК-Ц (СГДТ), АКЦ, термометрия (ОВПЦ)	1:500	60	0	60	АКЦ-НВ, СГДТ, USBA-21, АКЦ-5, АКВ-1	
		520	60	520		
		1350/1600	0	1350/1600		
		2765/3306	0	2765/3306		
ГДИ (КВУ, КВД, снятие ИД)	1:500	2765/3306	0	2765/3306	КСЦ, КСАТ	
ГТИ		2765/3306	0	2765/3306	СГТ-1	

2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ

Рассматриваемая скважина предназначена для эксплуатации пласта БП₁₀₋₁₁. Вид скважины – наклонно-направленный.

2.1. Обоснование и расчет конструкции скважины

Конструкция скважины состоит из четырех колонн: направление, кондуктор, промежуточная и эксплуатационная колонна.

Направление спускается на глубину 60 м с целью предупреждения размыва приустьевой части скважины, перекрытия верхних слоев многолетнемерзлых пород (ММП) и неустойчивых четвертичных отложений. Цементируется до устья.

Кондуктор спускается на глубину 520 м с целью перекрытия второго слоя ММП, а также для предотвращения гидроразрыва пород в необсаженном стволе скважины при закрытии устья в случаегазопроявления. Цементируется доустья.

Промежуточная колонна спускается на глубину 1350 м по вертикали (1600 м по стволу) с целью предотвращения гидроразрыва пород в необсаженном стволе скважины при закрытии устья в случае нефтегазопроявления.

Эксплуатационная колонна спускается на глубину 2765 м по вертикали (3306 м по стволу), предназначена для разобщения пластов-коллекторов, испытания и эксплуатации продуктивного пласта БП₁₀₋₁₁. Цементируется в интервале 1450-3306 м.

Диаметр эксплуатационной колонны принят равным 146 мм согласно проектной документации на скважину. Диаметр долота для бурения под обсадную колонну:

$$D_o = d_m + 2 \cdot \delta, \quad (2.1)$$

где D_d – диаметр долота (скважины), мм;

d_m - наружный диаметр муфты обсадной колонны, мм;

δ - минимальный кольцевой зазор между стенками ствола и обсадной колонной, мм.

Для обсадной колонны диаметром 146 мм минимальный кольцевой зазор $\delta=12,5$ мм, наружный диаметр муфты $d_m=166$ мм.

$$D_o = 166 + 2 \cdot 12,5 = 191 \text{ мм.}$$

Принимаем диаметр долота равным 215,9 мм с целью проведения более качественного цементирования эксплуатационной колонны за счет большего диаметра заколонного пространства.

Внутренний диаметр предыдущей колонны должен быть на 4 мм больше диаметра спускаемого в него долота (215,9 мм), т.е. не менее 219,9 мм. Тогда согласно ГОСТ 632-80 выбираем наружный диаметр обсадных труб промежуточной колонны равным 244,5 мм с толщиной стенки 8,9 мм. Внутренний диаметр промежуточной колонны равен 226,7 мм. Условие выполняется.

Для обсадной колонны диаметром 244,5 мм, минимальный кольцевой зазор $\delta=12,5$ мм, наружный диаметр муфты $d_m=269,9$ мм, тогда диаметр долота при бурении под промежуточную колонну:

$$D_o = 269,9 + 2 \cdot 12,5 = 294,9 \text{ мм.}$$

Выбираем долото диаметром 295,3 мм.

Внутренний диаметр кондуктора должен быть на 4 мм больше диаметра спускаемого в него долота (295,3 мм), т.е. не менее 299,3 мм. Тогда выбираем наружный диаметр обсадных труб равным 324 мм с толщиной стенки 9,5 мм. Внутренний диаметр кондуктора равен 305 мм. Условие выполняется.

Для обсадной колонны диаметром 324 мм, минимальный кольцевой зазор $\delta=19,5$ мм, наружный диаметр муфты $d_m=351$ мм, тогда диаметр долота при бурении под кондуктор:

$$D_o = 351 + 2 \cdot 19,5 = 390 \text{ мм.}$$

Выбираем долото диаметром 393,7 мм.

Внутренний диаметр направления должен быть не менее 398,7 мм. Тогда выбираем наружный диаметр обсадных труб направления равным 426 мм с толщиной стенки 10 мм. Внутренний диаметр направления равен 406 мм. Условие выполняется.

Для обсадной колонны диаметром 426 мм кольцевой зазор $\delta=19,5$ мм, наружный диаметр муфты $d_m=451$ мм, тогда диаметр долота при бурении поднаправление:

$$D_o = 451 + 2 \cdot 19,5 = 490 \text{ мм.}$$

Выбираем долото диаметром 490,0 мм.

На рисунке 2.1 представлена конструкция скважины:

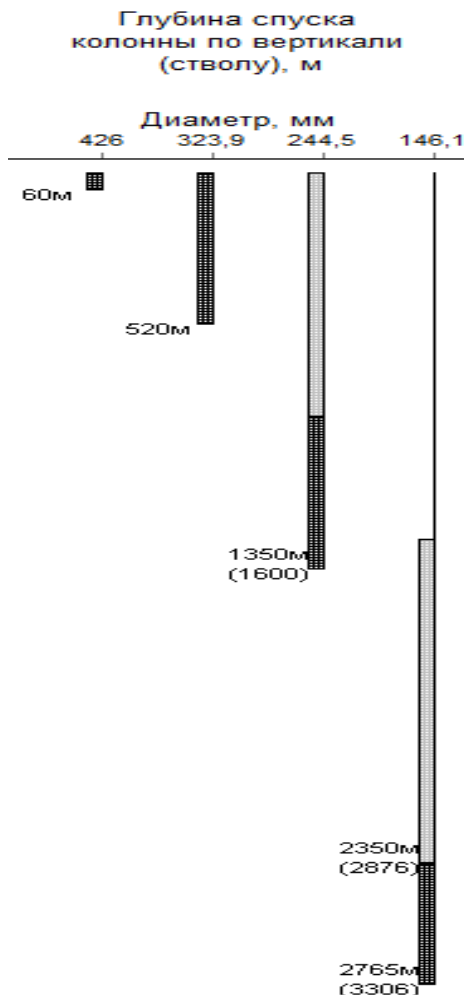


Рис.2.1 Конструкция скважины

2.2. Обоснование профиля наклонно-направленной скважины

Для скважины выбираем четырехинтервальный профиль, включающий участки:

- вертикальный;
- набора зенитного угла;
- стабилизации зенитного угла;
- естественного уменьшения зенитного угла.

Исходные данные:

- глубина скважины по вертикали до проектного горизонта БП₁₀₋₁₁
 $H_1=2626$ м;
- отклонение $A=1525$ м;
- угол вхождения в пласт БП₁₀₋₁₁ $\alpha_k=12,7^\circ$
- общая глубина скважины по вертикали с учетом зумпфа $H=2765$ м;
- длина первого вертикального участка профиля $h_1=550$ м;
- интенсивность набора угла $i_1 = 0,15^\circ/1$ м;
- интенсивность снижения угла $i_1 = 0,03^\circ/1$ м;
- максимальный допустимый зенитный угол в интервале его увеличения $\alpha=45^\circ$.

Сведения по профилю ствола скважины приведены в таблице 2.1.

Таблица 2.1

Тип профиля		четырёхинтервальный									
Исходные данные для расчета											
Глубина скважины по вертикали, м		2765		Интенсивность искривления на участке набора зенитного угла, град/м				0,15			
Глубина вертикального участка скважины, м		550		Интенсивность искривления на втором участке набора зенитного угла, град				-			
Отход скважины, м		1525		Интенсивность искривления на участке падения зенитного угла, град/м				0,03			
Длина интервала бурения по пласту, м		22		Интенсивность искривления на участке малоинтенсивного набора зенитного угла зенитного угла, град/м				-			
Предельное отклонение оси горизонтального участка от кровли пласта в поперечном направлении, м		-		Зенитный угол в конце участка набора угла, град				12,7			
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		-		Зенитный угол при входе в продуктивный пласт, град				8,5			
№ 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	550	550	0	0	0	0	0	0	550	550
2	550	820	270	0	111	111	0	45	550	850	300
3	820	1695	875	111	986	875	45	45	850	2087	1237
4	1695	2626	931	986	1499	513	45	12,7	2087	3164	1077
	2626	2765	139	1499	1525	26	12,7	8,5	3164	3306	142
итого	Σ		2765	Σ		1525	-	-	Σ		3306

На рисунке 2.2 представлен профиль скважины.

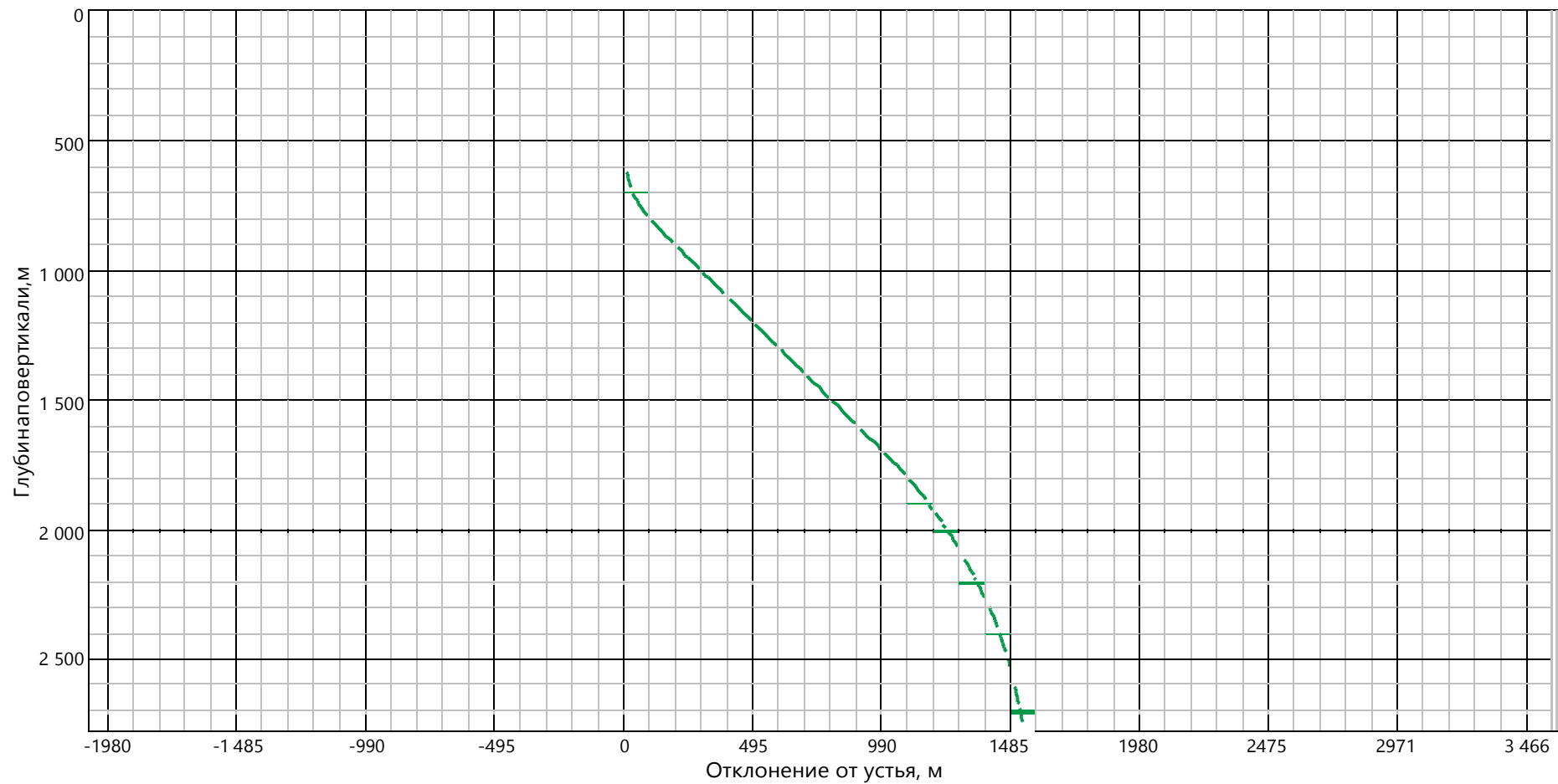


Рис 2.2 Профиль скважины

2.3. Выбор способа бурения

Для бурения ствола под эксплуатационную, промежуточную колонну и кондуктор по опыту бурения на месторождении целесообразно использовать винтовые забойные двигатели.

Направление (0-60 м) бурится роторным способом со скоростью вращения ротора 60-70 об/мин.

2.4. Выбор инструмента

2.4.1. Выбор долот

Выбор типов долот производится в соответствии с крепостью пород, а также с промысловыми данными об эффективности работы тех или иных долот на основе анализа карточек отработки долот по трём соседним скважинам.

2.5. Проектирование режима бурения

2.5.1. Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород

При расчете осевой нагрузки на долото используют следующие методы:

- 1) Статистический анализ отработки долот в аналогичных геолого-технических условиях.
- 2) Аналитический расчет на основе качественных показателей механических свойств горной породы и характеристик шарошечных долот, применении базовых зависимостей долговечности долота и механической скорости бурения от основных параметров бурения.
- 3) Расчет из условия допустимой нагрузки на долото.

Наиболее правильной считается последовательность, когда используются аналитический и статистический методы расчета осевой нагрузки; после расчетов полученные значения сравниваются с допустимой нагрузкой по паспорту долота и принимается нагрузка в пределах вычисленных величин.

Учитывая, что аналитический метод расчета ориентирован в большей степени на шарошечные долота, то расчет осевой нагрузки проведем из условий допустимой нагрузки по паспорту, статистическим методом и опираясь на накопленный опыт работы с данным типом долот в Западной Сибири.

Таблица 2.2

Интервал	60-520	520-1600	1600-3306
Исходные данные			
α	0,33 – 0,59	0,33 – 0,59	0,33 – 0,59
$P_{ш}$, кг/см ²	10	30	150
$D_{д}$, см	393,7	295,3	215,9
η	0,7– 1,7	0,7– 1,7	0,7– 1,7
δ , см	1,5	1,5	1,5
q , кН/мм	0,1 -0,2	0,3-0,6	0,6-1,5
$G_{пред}$, кН	10	12	8
Результаты проектирования			
G_1 , кН	63	75	87
G_2 , кН	59	55	43
G_3 , кН	47	44	34
$G_{проект}$, кН	42	40	30

2.5.2.Расчёт частоты вращения долота

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

- создания оптимальной линейной скорости на периферийном венце шарошки;
- по времени контакта зубьев долота с горной породой;
- по стойкости опор.

Таблица 2.3

Интервал		60-520	520-1600	1600-3306
Исходные данные				
V_d , м/с		3,4-2,8	2,8-1,8	1,5-1,2
D_d	м	0,3937	0,2953	0,2159
	мм	3937	2953	2159
τ , мс		5-7	6-8	3-6
z		24	24	22
α		0,33 – 0,59	0,33 – 0,59	0,33 – 0,59
Результаты проектирования				
n_1 , об/мин		97	129	160
n_2 , об/мин		80,8	110,8	137,8
n_3 , об/мин		70,2	100	133,3
$n_{\text{проект}}$, об/мин		60	110	120

2.5.3. Выбор и обоснование вида промывочной жидкости и ее параметров

Типы и параметры буровых растворов для строительства проектируемой скважины выбраны с учетом минералогического состава и свойств горных пород, слагающих разрез, а также анализа практического опыта бурения на месторождении.

С учетом опыта бурения скважин в аналогичных горно-геологических условиях бурение ствола скважины предполагается с использованием глинистого, полимерглинистого и биополимерного хлоркалиевого бурового раствора.

Величину плотности промывочной жидкости рассчитаем в зависимости от значения пластового давления для каждого интервала бурения скважины:

Таблица 2.4

Интервал	60-520	520-1600	1600-3306
Исходные данные			
Q ₁ , л/с	0,062	0,0297	0,01
Q ₂ , л/с	0,0174	0,0288	0,0095
Q ₃ , л/с	0,1005	0,035	0,0191
Q ₄ , л/с	0,545	0,022	0,0106
Q ₅ , л/с	0,392	0,028	0,0374
Q ₆ , л/с	0,304	0,25	0,02
Области допустимого расхода бурового раствора			
ΔQ, л/с			
Запроектированные значения расхода бурового раствора			
Q, л/с	59	59	29
Дополнительные проверочные расчеты (оценка создаваемого момента на забойном двигателе)			
Q _{тн} , л/с	0,0304	0,025	0,02
ρ ₁ , кг/м ³	1,1	1,1	1,1
ρ _{бр} , кг/м ³	1,15	1,15	1,15
M _{тм} , Н*м	8347	7600	3100
M _{тб} , Н*м	8163	6031	1361

На основании расчетных и проанализированных данных приводим таблицу параметров промывочной жидкости, применяемой на различных интервалах бурения (табл. 2.5).

В таблице 2.6 приводим необходимое количество промывочной жидкости, глины, химических реагентов, утяжелителя на скважину.

Таблица 2.5

Типы и параметры буровых растворов

Название (тип) раствора	Интервал бурения, м	Плотность бурового раствора, кг/м ³	Условная вязкость, с	Фильтрация, см ³ за 30 мин	Статическое напряжение сдвига, дПа за 1 мин/10 мин	Концентрация водородных ионов	Толщина глинистой корки, мм	Динамическое напряжение сдвига, дПа	Содержание твердой фазы, %
Глинистый	0-60	1160	90-100	<10	-	8-9	1,5	-	до 10
Полимерглинистый	60-520	1160	35-50	8	38-58/58-86	8-9	1,0	60-90	до 10
Полимерглинистый	520-1600	1160	35-50	8	38-58/58-86	8-9	1,0	75-120	до 10
КСЛ-биополимерный	1600-3306	1100	40-50	3-4	25-52/34-86	9-10	0,5	75-120	до 6

Таблица 2.6

Потребность бурового раствора и компонентов для его приготовления, обработки и утяжеления

Интервал, м		Название (тип) бурового раствора и его компонентов	Плотность бурового раствора, кг/м ³	Нормы расхода бурового раствора, м ³ /м и его компонентов, т/м ³ в интервале	Потребность бурового раствора, м ³ и его компонентов, т			
от	до				величина	на исходный объем	на бурение интервала	суммарная в интервале
0	60	Глинистый	1160	0,61	50	36,6	86,6	
		Бентопорошок «Основа-Медиум»		0,08	4,00	2,93	6,93	
		Сода каустическая		0,0013	0,07	0,05	0,12	
		Na ₂ CO ₃		0,002	0,10	0,07	0,17	
		мраморная крошка		0,18	9,00	6,59	15,59	
60	520	Полимерглинистый	1160	0,39	37,8	179,4	217,2	
		Бентопорошок «Основа-Медиум»		0,08	-	14,35	14,35	
		QoliceL-LV		0,03	1,13	5,38	6,51	
		Сода каустическая		0,001	-	0,18	0,18	
		ФК-2000		0,004	0,15	0,72	0,87	
		Na ₂ CO ₃		0,002	-	0,36	0,36	
		мраморная крошка		0,18	-	32,29	32,29	
		OSNO-DESKO		0,003	0,11	0,54	0,65	

Продолжение таблицы 2.6

Интервал, м		Название (тип) бурового раствора и его компонентов	Плотность бурового раствора, кг/м ³	Нормы расхода бурового раствора, м ³ /м и его компонентов, т/м ³ в интервале	Потребность бурового раствора, м ³ и его компонентов, т		
от	до				на исходный объем	на бурение интервала	суммарная в интервале
		Atren-bio		0,001	0,04	0,18	0,22
		Atren-antifoam		0,0015	0,06	0,27	0,33
		Основа ГС		0,01	0,38	1,79	2,17
520	1600	Полимерглинистый	1160	0,22	-	237,6	237,6
		Бентопорошок «Основа-Медиум»		0,08	-	19,01	19,01
		QoliceI-LV		0,03	-	7,13	7,13
		Сода каустическая		0,001	-	0,24	0,24
		ФК-2000		0,005	-	1,19	1,19
		Na ₂ CO ₃		0,002	-	0,48	0,48
		мраморная крошка		0,18	-	42,77	42,77
		OSNO-DESKO		0,003	-	0,71	0,71
		Atren-bio		0,001	-	0,24	0,24
		Atren-antifoam		0,0015	-	0,36	0,36
		Основа ГС		0,01	-	2,38	2,38

Продолжение таблицы 2.6

Интервал, м		Название (тип) бурового раствора и его компонентов	Плотность бурового раствора, кг/м ³	Нормы расхода бурового раствора, м ³ /м и его компонентов, т/м ³ в интервале	Потребность бурового раствора, м ³ и его компонентов, т		
от	до				на исходный объем	на бурение интервала	суммарная в интервале
				величина			
1600	3306	КСЛ-биополимерный	1100	0,12	93,5	204,72	298,2
		Гаммаксан		0,005	0,47	1,02	1,49
		СКМ		0,015	1,40	3,07	4,47
		Оснопак-Н		0,005	0,47	1,02	1,49
		ФК-2000		0,008	0,75	1,64	2,39
		Хлорид калия КСЛ		0,05	4,68	10,24	14,92
		Гидроокись калия		0,002	0,19	0,41	0,6
		Atren-bio		0,001	0,09	0,20	0,29
		Atren-defoam		0,001	0,09	0,20	0,29
		К ₂ СО ₃		0,003	0,28	0,61	0,89
Примечание - Расход бурового раствора рассчитан по нормам СНиП IV-2-82 табл. 49-413.							

2.6. Определение класса буровой установки

Эксплуатационные скважины, как правило, бурят с использованием электропривода, разведочные с использованием привода от ДВС. Бурение с использованием электропривода значительно дешевле бурения с ДВС. Буровая установка с электроприводом легче, проще в монтаже, при бурении на электроприводе нет необходимости в большом количестве транспорта для подвоза горюче-смазочных материалов, требуется меньше обслуживающего персонала и т.д. Поэтому основным фактором, определяющим выбор вида привода буровой установки, является наличие в районе бурения источников питания электроэнергией.

Выбор БУ осуществляется по их классификационным параметрам – допускаемой нагрузке на крюке и условной глубине бурения. Глубина бурения является предварительным ориентировочным параметром для выбора БУ. Главный параметр – допускаемая нагрузка на крюке, определяемая из двух условий:

$$[Q] \geq \frac{Q_{ок}}{0,9} = \frac{849,8}{0,9} = 944,22 \text{ кН}; \quad (2.2)$$

$$[Q] \geq \frac{Q_{бк}}{0,6} = \frac{975,7}{0,6} = 1626,17 \text{ кН}. \quad (2.3)$$

По наибольшему из полученных расчётных значений выбираем класс буровой установки. В соответствии с ГОСТ 16293-89 подходит БУ 5-го класса с допускаемой нагрузкой на крюке $[Q] = 2000 \text{ кН}$ и условной глубиной бурения 3000 м. Для БУ этого класса рекомендуется оснастка 5х6, КПД оснастки $5_{т.с.} = 0,85$.

Для бурения проектируемой скважины выбираем буровую установку БУ-3000 УЭК-1.

Максимальная нагрузка на крюке определяется для двух ситуаций:

а) нагрузка при подъеме бурильной колонны:

$$Q_{mas1} = Q_{бк} + Q_{прих} = 975,7 + 550 = 1525,7 \text{ кН}, \quad (2.4)$$

где $Q_{\text{прих}}$ – дополнительное усилие, учитывающее возможность прихвата; в зависимости от глубины скважины рекомендуется при $H_{\text{СКВ}} = 2765$ м следующее значение $Q_{\text{прих}} = 550$ кН.

б) нагрузка при подъеме обсадной колонны:

$$Q_{\text{mas2}} = Q_{\text{ок}} = 849,80 \text{кН}, \quad (2.5)$$

При определении Q_{mas2} берется вес обсадной колонны в воздухе, выталкивающая сила условно приравняется силам трения при движении обсадной колонны. В качестве расчётной принимаем наибольшую из этих двух нагрузок.

$$Q_{\text{mas}} = 1525,7 \text{кН} < [Q] = 2000 \text{кН}. \quad (2.6)$$

2.7. Подбор талевого каната

Талевая система предназначена для выполнения спускоподъемных операций и удержания веса колонны в подвешенном состоянии на крюке в процессе бурения. При выполнении этих операций с помощью талевой системы осуществляется подъем колонны на длину свечи, поддержание свечей при их отвинчивании от колонны, захват и извлечение свечей из магазина, а также выполнение вспомогательных операций по подъему и подтягиванию грузов.

По правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности (ПБ 08-624-13), коэффициент запаса прочности талевого каната должен быть не менее трёх. Как исключение, при спуске тяжёлых обсадных колонн и при производстве аварийных работ допускается снижение его до двух.

Выбираем канат диаметром $d_k = 28$ мм, с металлическим сердечником и разрывным усилием $R = 502,2$ кН.

2.8. Расчёт количества поднимаемых свечей на каждой из скоростей

Минимальную скорость подъема крюка принимаем $V_{\text{к.р.}}^{\text{min}} = 0,18$ м/с.

Скорость навивки каната на барабан не должна превышать 20 м/с. В этом случае при оснастке 5х6 максимальная скорость подъема крюка составит пять скоростей

Наибольшая скорость используется для подъема незагруженного крюка.

В таблице 4.1 представлен комплект основного бурового оборудования.

Таблица 2.7

Комплект оборудования

№ пп	Наименование приспособлений и устройств	Шифр	Номера чертежей или технические условия
1	2	3	4
1	Пневматический клиновой захват	ПКРО-560М	-
2	Автоматический буровой ключ	АКБ-3М2	ТУ 26-02-28-79
3	Ограничитель подъема талевого блока	ОТБ-3Д	-
4	Лебедка вспомогательная	ЛВ-3	-
5	Механизм крепления неподвижного конца талевого каната	ПНК-20	-
6	Пневмораскрепитель	ПРС	-
7	Автоматический регулятор подачи долота на забой	РПДЭ-3	-
8	Кран консольно-поворотный ручной г/п 0,5 т	-	-
9	Таль электрическая грузоподъемностью 2,0 т	-	-
10	Консольно-поворотный кран	КП-2	-
11	Автомобильный (тракторный) кран для ремонта буровых насосов	-	-
12	Доска отворота долот	СТД	-
13	Приспособление для сшивки цепей	-	-
14	Приспособление для отворота гидромониторных насадок	-	-
15	Колпак для перемещения долот	-	-
16	Приспособление для рубки талевого каната	ПКР-35	-
17	Тележка для выброса бурильных труб	МБ-20	-

2.9.Выбор забойных двигателей

Тип забойных двигателей выбираем на основе анализа технико-экономических показателей, достигнутых различными типами двигателей по интервалам бурения на Тарасовском месторождении. Для бурения под кондуктор и промежуточную колонну применяется, как показывает практика, винтовой забойный двигатель ДРУ-240 РС. Для бурения под эксплуатационную колонну применяется винтовой забойный двигатель ДРУ-172.

2.10. Расчёт бурильной колонны

В таблице 2.8 приведем параметры компоновки низа бурильной колонны под каждую обсадную колонну учитывая опыт бурения по данному региону.

Таблица 2.8

Компоновка низа бурильной колонны

Элементы КНБК					
номер по порядку	типоразмер, шифр	техническая характеристика			Примечания
		наружный диаметр, мм	длина, м	масса, т	
1	Д 490 СЦВ	490	0,6	0,3	Бурение под направление 0-60 м
2	КЛС 485	485,0	1,1	0,86	
3	УБТ 203/90	203,0	9	1,74	
4	КЛС 490	490,0	1,1	0,86	
5	УБТ 203/90	203,0	9	1,74	
6	УБТ 178/80Д	178,0	18	2,62	
1	БИТ 393,7 В 419	393,7	0,45	0,19	Бурение под кондуктор 60-520 м
2	ДРУ 240	240	10,8	2,4	
3	УБТ 200/90	203,0	9	1,74	
4	КЛС 392	392,0	1,1	0,4	
5	УБТ 203/90	203,0	18	3,47	
6	УБТ 178/80Д	178,0	56	8,14	
7	ТБПК 127x9,19 «Л»	127,0	425	13,56	
1	БИТ 295,3 ВТ 619	295,3	0,43	0,09	Бурение под промежуточную колонну
2	КЛС 292	292,0	0,5	0,29	
3	ДРУ-240	240,0	10,8	2,40	
4	НУБТ 203 с Т/с	203,0	18	3,47	
5	ЛБТ 147×11	147,0	74	1,32	
6	ТБТ-127/74	127,0	25	1,66	
7	ЯСС-176	176,0	6,2	0,80	
8	ТБТ-127/74	127,0	100	6,62	
9	ТБПК 127x9,19 «Л»	127,0	1365	43,60	

Элементы КНБК					
номер по порядку	типоразмер, шифр	техническая характеристика			Примечания
		наружный диаметр, мм	длина, м	масса, т	
1	БИТ 215,9 ВТ 613	215,9	0,35	0,037	Бурение под эксплуатационную колонну
2	ДРУ-172	172,0	9,7	1,20	
3	ЦЛ-215,9 СТ	215,9	0,35	0,15	
4	НУБТ 172 с Т/с	172,0	20	2,91	
5	УБТ 178/80Д	178,0	9	1,31	
6	ТБТ-127/74	127,0	50	3,31	
7	ЯСС-172	172,0	6,2	0,80	
8	ТБТ-127/74	127,0	100	6,62	
9	ТБПК 127x9,19 «Л»	127,0	3110	99,35	

Рассчитаем бурильные трубы ТБПК 127x9,19 «Л» на прочность при бурении под эксплуатационную колонну. Проверяем статическую прочность верхнего сечения секции в момент отрыва долота от забоя.

Определим общий вес КНБК в растворе:

$$Q_{KH} = (Q_{КНБК}) \cdot (1 - \rho_{жс} / \rho_i), \quad (2.7)$$

$$Q_{KH} = 9,81 \cdot 16340 \cdot \left(1 - \frac{1100}{7850}\right) = 137834H.$$

Определяем вес секции бурильных труб:

$$Q = 31,94 \cdot 9,81 \cdot 3110 \cdot \left(1 - \frac{1100}{7850}\right) = 837912H.$$

Коэффициенты k_1^u и k_{KH} , учитывающие трение 1-й секции и КНБК о стенки скважины на наклонном участке:

$$k_1^u = k_{KH} = \mu \cdot \sin \alpha + \cos \alpha \quad (2.8)$$

$$k_1^u = 0,2 \cdot \sin 45 + \cos 45 = 0,85.$$

Растягивающее усилие в верхнем сечении 1-й секции:

$$Q_{1P} = k \cdot (Q_1 + Q_{KH}) \cdot k_1^u + \Delta P \cdot F_{1K}; \quad (2.9)$$

где ΔP – перепад давления в забойном двигателе и в долоте, Па

$F_{1к}$ - площадь сечения канала бурильной трубы, м²

$$Q_{1P} = 1,15 \cdot (837912 + 137834) \cdot 0,85 + 4,37 \cdot 10^6 \cdot 0,785 \cdot (0,127^2 - 0,1086^2) = 968663Н.$$

Растягивающие напряжения в том же сечении:

$$\sigma_{1P} = \frac{Q_{1P}}{F_{1к}} \cdot 10^{-3}; \quad (2.10)$$

$$\sigma_P = \frac{968663}{3,4 \cdot 10^{-3}} = 284,6МПа.$$

Проверяем прочность трубы:

$$\sigma_{1P} \leq [\sigma] \frac{\sigma_T}{n}; \quad (2.11)$$

где $n=1,4$ - допускаемый запас прочности при бурении забойным двигателем.

$$284,6МПа < [\sigma] = \frac{655}{1,4} = 467,9МПа.$$

Выполним расчет замковых соединений бурильной колонны.

Для труб типа ТБПК 127x9,19 «Л» рекомендуется замок типаЗП-162-89.

Основные параметры замков при $n=1,4$ и $\mu' = 0,13$:

ТБПК – $P_{max}=2766$ кН, $M_{зм} = 28530$ Н·м;

Расчет производится для наиболее нагруженного замка верхней секции.

Учитывая, что бурение ведется забойным двигателем, проверка производится только по максимальному растягивающему усилию:

$$Q_{1P}=968,66 \text{ кН} < P_{max}=2766 \text{ кН}.$$

Рекомендуемый момент затяжки замка $M_{зм}=28,5$ кН·м.

Проверка прочности бурильной колонны в клиновом захвате.

Спуск производится в клиновом захвате ПКР-560 с параметрами:

длина клиньев $L_{к}=0,3$ м, коэффициент охвата $c=0,9$, $\text{ctg}(\alpha+\varphi)=2,5$.

Определяем предельную осевую нагрузку, при которой напряжения в теле трубы достигают предела текучести:

$$d_{cp}=D_1 - t; \quad (2.12)$$

$$d_{cp}= 0,127 - 0,009 = 0,118\text{м} .$$

$$Q_{TK}^c = \frac{Q_m \cdot F_{1k} \cdot c \cdot 10^3}{1 + \frac{e \cdot p \cdot ctg(\alpha + \varphi)}{4L_k}} ; \quad (2.13)$$

$$Q_{TK}^c = \frac{655 \cdot 0,785 \cdot (0,127^2 - 0,1086^2) \cdot 0,9 \cdot 10^3}{1 + \frac{0,118}{4 \cdot 0,3} \cdot 2,5} = 1610 \text{ кН} .$$

Проверяем возможность спуска по условию:

$$\frac{Q^c}{n_2} \geq Q_{KH} + \sum Q_i ; \quad (2.14)$$

где $n_2 = 1,15$ – нормальный запас прочности

$$\frac{1610}{1,15} = 1400 \text{ кН} > 137,8 + 837,9 = 975,7 \text{ кН} .$$

Колонна может быть зажата в клиновом захвате.

2.11. Гидравлический расчет промывки скважины

Гидравлический расчет промывки скважины выполнен в специализированном программном комплексе «Проектирование бурения». Исходные данные для гидравлического расчета эксплуатационной колонны представлены в таблице 2.9.

Исходные данные

Таблица 2.9

Наименование параметра	Обозначение	Значение
Глубина бурения в начале интервала, <i>м</i>	L_H	1600
Глубина бурения в конце интервала, <i>м</i>	L_K	3306
Плотность промывочной жидкости, $кг/м^3$	$\rho_{пж}$	1050
Осевая нагрузка на долото, <i>кН</i>	G	120
Марка и количество буровых насосов, <i>шт.</i>	УНБ-600	2
Диаметр долота, <i>м</i>	d_d	0,2159
Условная твердость породы		МС, С
динамическое напряжения сдвига, <i>Па</i>	r_0	75
структурная вязкость, <i>Па·с</i>	η	0,015
Элементы бурильной колонны в конце интервала:		
1). УБТ – длина, <i>м</i>	l_1	9
наружный диаметр, <i>м</i>	d_{H1}	0,178
внутренний диаметр, <i>м</i>	d_{B1}	0,057
2). ТБПК – длина, <i>м</i>	l_4	3110
наружный диаметр, <i>м</i>	d_{H4}	0,127
внутренний диаметр, <i>м</i>	d_{B4}	0,1086
Возможная глубина бурения принятой буровой установкой, <i>м</i>		до 5000

Режим работы буровых насосов приведен в таблице 2.10.

Таблица 2.10

Режим работы буровых насосов

Интервал, м		Вид технологической операции	Тип буровых насосов	Кол. насосов, шт.	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, м ³ /с
от (верх)	до (низ)				коэфф. использования гидравлической мощности	диаметр цилиндрических втулок, мм	допустимое давление, МПа	коэфф. наполнения	число двойных ходов в мин.	производительность, м ³ /с	
0	60	бурение	УНБ-600	1	0,9	200	8,83	80	65	0,0408	0,0408
60	520	бурение	УНБ-600	2	0,9	160	14,56	80	65	0,0252	0,0504
520	1600	бурение	УНБ-600	2	0,9	150	16,77	80	63	0,0213	0,0426
1600	3306	бурение	УНБ-600	1	0,9	160	14,56	80	65	0,0252	0,0252

Распределение потерь давлений в циркуляционной системе буровой и гидравлические показатели промывки приведены в табл. 2.11-2.12.

Таблица 2.11

Распределение потерь давлений в циркуляционной системе буровой

Интервал, м		Вид технологической операции	Давление на стояке в конце интервала, МПа	Потери давления в элементах циркулярной системы, МПа					
от (верх)	до (низ)			элементах КНБК		обвязке БУ	в телесистеме	бурильной колонне	кольцевом пространстве
				долоте	двигателе				
0	60	бурение	1,85	1,26	-	0,3	-	0,28	0,01
60	520	бурение	10,31	0,58	5,61	0,47	-	3,58	0,07
520	1600	бурение	16,58	1,09	4,75	0,33	1,0	9,17	0,25
1600	3306	бурение	13,39	0,49	4,37	0,11	1,0	5,74	1,68

Таблица 2.12

Гидравлические показатели промывки

Интервал, м		Вид технологической операции	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, м ³ /с	Удельная гидравлическая мощность, кВт/см ²	Схема промывки долота (центральная, периферийная, комбинированная)	Диаметр сопла на центральном отверстии, мм	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность, срабатываемая на долоте, л.с.
от (верх)	до (низ)							кол.	диаметр, мм		
0	60	Бурение	0,151	0,079	0,028	Периферийная	-	3	20x3	43,3	71,3
60	520	Бурение	0,297	0,147	0,024	Периферийная	-	6	19,1x6	29,3	40,4
520	1600	Бурение	0,585	0,223	0,069	Периферийная	-	6	15x6	40,2	64,3
1600	3306	Бурение	0,761	0,248	0,035	Периферийная	-	8	12x8	27,9	17,3

2.12. Расчёт обсадных колонн и их цементирования

Определим давления и нагрузки, действующие на эксплуатационную колонну. Максимальное внутреннее давление на устье при возможном нефтегазопроявлении ожидается при вскрытии пласта БП₁₁, определяется по формуле:

$$P_{в.у} = \frac{P_{пл} - 10^{-6} \rho \times 9,81 \times (L_{кр} - H_{газа})}{e^s}$$

Условие выполняется, т.е. колонна выбрана правильно.

Параметры обсадных труб приведены в табл.2.13.

Таблица 2.13

Параметры обсадных труб

№ секции	Группа прочности и толщина стенки	Длина секции, м	Вес секции, кН	Запас прочности					
				на смятие, n ₁		на внутр. давление, n ₂		на страгивание, n ₃	
				треб.	факт.	треб.	факт.	треб.	факт.
1	Д – 7,0	3306	803,4	1,15	1,20	1,15	1,62	1,0	1,16

На рисунке 2.3 представлена эпюра избыточных наружных и внутренних давлений

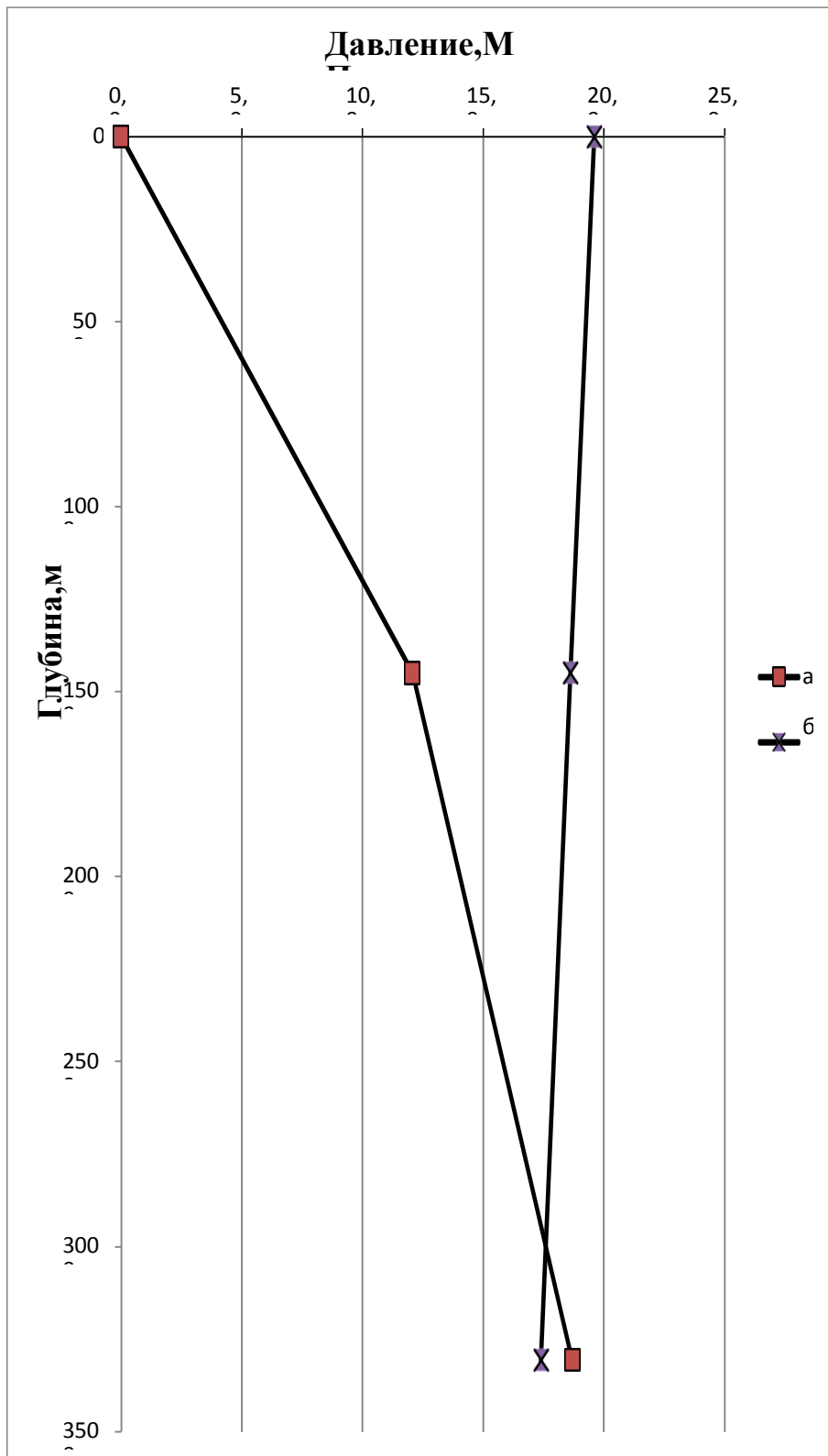


Рис 2.3 Эпюры избыточных наружных и внутренних давлений

2.13. Выбор равнопрочной промежуточной колонны

Исходные данные для расчётов приведены в таблице 2.14.

Таблица 2.14 – Исходные данные

Наименование параметра	Обозначение	Значение
Глубина спуска промежуточной колонны, м	L	1350
Высота подъема цементного раствора от устья, м	h	0
Глубина спуска предыдущей колонны, м	L ₀	520
Глубина кровли продуктивного пласта, м	l	2501
Давление у кровли (l) пласта, МПа	P _{ПЛЛ}	24,51
Плотность промывочной жидкости, кг/м ³	ρ _Р	1160
Плотность бурового раствора при бурении под следующую колонну, кг/м ³	ρ _В	1160
Плотность цементного раствора, кг/м ³	ρ _Ц	1850
Плотность нефти, кг/м ³	ρ _Н	784
Диаметр обсадной колонны, мм	D	245

Результаты расчёта представим в виде таблицы 2.15.

Таблица 2.15 – Конструкция обсадной колонны

№ секци и	Группа прочност и и толщина стенки	Длина секции , м	Вес секции , кН	Запас прочности					
				На смятие		На внутреннее давление		На страгивание	
				Треб	Факт	Треб	Факт	Треб	Факт
1	Е-8,9	1570,0	829,0	1,0	1,55	1,15	3,92	1,3	2,71
2	Е-12	30,0	20,8	-	-	1,15	5,27	1,3	3,62
Вся колонна		1600,0	849,8						

2.14. Расчёт цементирование эксплуатационной колонны

Состав тампонажной смеси выбирается с учетом наибольшей температуры цементируемого интервала и ГОСТ 1581-96

Тампонажные растворы, используемые для цементирование обсадных колонн, приведены в таблице 2.16

Название колонны	Состав раствора	ρ , кг/м ³	$\eta_{пл}$, Па·с	T_o , Па
Направление	ПЦТ I -50 ГОСТ 1581-96	1830	0,023	5,75
	Буферная жидкость (вода)	1000	-	-
	Ускоритель схватывания CaCl			
Кондуктор	ПЦТ I – 50 ГОСТ 1581-96	1830	0,023	5,75
	Буферная жидкость (вода + RichmaleBEFFER 500)	1000	-	-
	Ускоритель схватывания CaCl			
Эксплуатационная колонна	ПЦТ III-Об 4-100 ГОСТ 1581-96	1480	0,033	6,77
	ПЦТ I – G-CC-1 ГОСТ 1581-96	1830	0,042	8,5
	Буферная жидкость (вода + Richmale BEFFER 500)	1000	-	-

Для организации процесса цементирование эксплуатационной колонны диаметром 146 мм, спущенной на глубину 3306 м, при подъеме цементного раствора до глубины 1450 м необходимо 17,2 т цемента ПЦТ I-G-CC1, 28,2 т ПЦТ III-Об 4-100, четыре цементно- смесительных машин типа СМН-20, 45,0 м³ промывочной жидкости плотностью 1100 кг/м³ и шесть цементирувочных агрегатов типа ЦА-320М.

2.15. Расчёт цементирование промежуточной колонны

Произведем расчет цементирование промежуточной колонны диаметром $D_n = 245$ мм, спущенной на глубину $L = 1600$ м, если она состоит из двух секций (снизу вверх):

$l_1 = 1570$ м, т. ст. 8,9 мм;

$l_2 = 30$ м, т. ст. 12 мм.

Остальные исходные данные представлены в таблице 2.17

Таблица 2.17 – Исходные данные к расчету

Наименование параметра	Обозначение	Значение
2	3	4
Диаметр скважины, <i>м</i>	$D_{\text{скв}}$	0,295
Диаметр колонны, <i>м</i>	$D_{\text{н}}$	0,245
Глубина спуска колонны, <i>м</i>	L	1600
Высота подъема цементного раствора от забоя, <i>м</i>	H	1600
Высота цементного стакана, <i>м</i>	h	15
Плотность цементного порошка, кг/м^3	$\rho_{\text{с.ц.}}$	3220
Плотность промывочной жидкости, кг/м^3	$\rho_{\text{р}}$	1160
Коэффициент кавернозности	$K_{\text{в}}$	1,5
Водоцементное отношение	m	0,5
Плотность воды, кг/м^3	$\rho_{\text{в}}$	1000
Скорость движения в затрубном пространстве промывочной жидкости и цементного раствора, <i>м/с</i>	$V_{\text{кп}}$	1
Структурная вязкость бурового раствора, <i>мПа·с</i>	$\eta_{\text{р}}$	6
Структурная вязкость цементного раствора, <i>мПа·с</i>	$\eta_{\text{ц}}$	34
Динамическое напряжение сдвига бурового раствора, <i>Па</i>	$r_{0\text{р}}$	3
Динамическое напряжение сдвига цементного раствора, <i>Па</i>	$r_{0\text{ц}}$	17

По максимальному давлению выбираем ЦА-320М с диаметром втулок 127 мм, давление и подача которого на различных передачах (скорости) представлены в таблице 2.18.

Таблица 2.18 – Давление и подача агрегата ЦА - 320М на различных передачах

Частота вращения коленчатого вала дизель-мотора, об/мин	Передача КПП	Давление, МПа, при диаметре втулки, мм			Подача, л/с, при диаметре втулки, мм		
		100	115	127	100	115	127
Максимальная подача							
1700	II	30,5	22,5	18,5	3,0	4,1	5,1
	III	15,9	11,7	9,5	5,8	7,9	9,8
	IV	10,26	7,6	6,1	9,0	12,2	15,1
	V	6,9	5,0	4,0	13,5	18,3	23,0

Таким образом, для организации процесса цементирование промежуточной колонны диаметром 245 мм, спущенной на глубину 1600 м, при подъеме цементного раствора до глубины устья необходимо 112,3 т цемента, 6 цементно-смесительных машин типа СМН-20, 67,3 м³ промывочной жидкости плотностью 1160 кг/м³ и 8 цементируемых агрегатов типа ЦА - 320 М.

2.16. Расчёт деталей и узлов низа эксплуатационной колонны.

Определяем количество отверстий в башмачном патрубке:

$$n = \frac{D^2}{d^2}; \quad (2.15)$$

где D – внутренний диаметр обсадных труб;

d – диаметр отверстия башмачного патрубка ($d=20$ мм).

$$n = \frac{0,132^2}{0,02^2} = 44.$$

Определяем количество направляющих фонарей. Длина сжатой части колонны:

$$l_{\text{сж}} = \frac{0,1 \cdot Q}{q}; \quad (2.16)$$

где Q – вес колонны, кН;

q – вес одного погонного метра, кН/м.

$$l_{\text{сж}} = \frac{0,1 \cdot 803,4}{0,243} = 330,6 \text{ м}.$$

Длина полуволны колонны:

$$L = \sqrt[3]{\frac{2\pi^2 EI}{q'}}; \quad (2.17)$$

где E – модуль упругости для стали ($E=2,1 \cdot 10^5$ МПа);

q' – вес одного погонного метра, кН;

I – экваториальный момент инерции трубы.

$$I = \frac{\pi(D_n^4 - d_{\text{вн}}^4)}{64}; \quad (2.18)$$

$$I = \frac{3,14 \cdot (0,146^4 - 0,132^4)}{64} = 0,0000074 \text{ м}^4$$

$$L = \sqrt[3]{\frac{2 \cdot 3,14^2 \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot 0,0000074}{0,243}} = 5,0 \text{ м}$$

Количество фонарей:

$$n_{\phi} = \frac{l_{\text{сж}}}{L} + 4; \quad (2.19)$$

$$n_{\phi} = \frac{330,6}{5,0} + 4 = 70.$$

Выбираем клапан обратный дроссельного типа ЦКОД, его параметры приведены в таблице 2.19.

Таблица 2.19

Техническая характеристика обратного клапана

Типоразмер клапанов	Условный диаметр обсадной колонны, мм	Рабочее давление, МПа	Диаметр шара, мм	Наружный диаметр клапана, мм	Высота клапана, мм	Масса клапана, кг
ЦКОД-146-1	146	15	76	166	350	19,4

2.17. Заключительные работы

После ОЗЦ эксплуатационной колонны, через 24 часа приступают к испытанию колонны на герметичность. При этом проверяется как герметичность самой колонны, так и цементной оболочки. Принцип испытания обсадных колонн состоит в создании разности давлений в кольцевом пространстве и в трубах. Испытание обсадных колонн на герметичность проводится нагнетанием жидкости. Успешное испытание сводится к тому, чтобы в колонне, в течение 20 минут, давление не снизилось более чем на 0,5 МПа.

В случае негерметичности последующим нагнетанием жидкости определяют количество поглощаемой в единицу времени жидкости, а также соответствующее этому поглощению давление.

Перфорация проводится зарядами КПО-102(114) с плотностью прострела: 20 отверстий в колонне на один погонный метр, вид зарядов - кумулятивный. Перед перфорацией на крестовину фонтанной арматуры устанавливается перфорационная задвижка. Испытание пласта производится в следующей последовательности. После перфорации и спуска НКТ устье скважины оборудуется фонтанной арматурой АФК 65х21-К1-ХЛ (ГОСТ 13862-90). Производится замена солевого раствора на воду путем обратной промывки для вызова притока жидкости из пласта. После вызова притока из пласта производится наблюдение за скоростью подъема уровня, по данным которого определяется дебит скважины и гидродинамические параметры пласта.

3. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

3.1 Планирование себестоимости буровых работ

Особенностью формирования затрат на бурение скважин является их связь с продолжительностью бурения, зависимость от достигнутой скорости бурения.

Скорость бурения прежде всего влияет на затраты, связанные с прокатом бурового оборудования и инструмента, амортизацией бурового оборудования и прокатом бурильных труб и турбобуров.

При планировании буровых работ важную роль играют показатели скорости бурения (механической, рейсовой, технической, коммерческой, цикловой), проходки на долото, станко-месяцы и др.

В себестоимости скважин значительный удельный вес занимают накладные расходы (общецеховые, общезаводские расходы по реализации продукции, потери), которые при анализе выделяют особо.

Их анализируют в разрезе отдельных статей и выявляют отклонения фактических затрат от плановых и причины, вызвавшие эти отклонения.

Заключительный этап анализа себестоимости строительства скважины – разработка организационно-технических мероприятий по реализации выявленных резервов снижения себестоимости.

Себестоимость строительства скважин определяет сумму всех затрат по буровому предприятию, которые должны быть произведены для выполнения установленного объема работ по строительству скважин, а также затраты по каждому цеху и хозяйству, входящему в состав бурового предприятия.

Далее сравнивают фактические затраты с плановыми по отдельным этапам цикла строительства скважин (табл. 3.1).

Таблица 3.1

Показатели	Затраты, руб		
	Плановая себестоимость	Фактические затраты	Отклонение (+/-)
Подготовительные работы к строительству скважины Вышкомонтажные работы Подготовительные работы к бурению Бурение скважины и ее крепление Испытание (опробование) скважины на продуктивность Демонтаж оборудования	19 935 800	19 310 194	+ 625 607

На рисунке 3.1 показан состав цикла строительства скважины и составляющие времени, принимаемые при определении различных скоростей бурения.

Полный цикл строительства скважин $T_{ц} = 130,0$	Подготовительные работы по строительству буровой $T_{н.с.} = 2$		
	Строительство вышки и привышечных сооружений $T_c = 33,4$		
	Монтаж механического и энергетического оборудования $T_m = 15,4$		
	Подготовительные работы к бурению $T_n = 4$		
	Бурение скважины $T_b = 36,4$	Механическое бурение $t_m = 6,9$	
		I. Производительное время	Спуско-подъемные операции $t_{с.п.} = 2,0$
			Вспомогательные работы $t_{всп.} = 10,7$
			Крепление скважины $t_{кр.} = 12,8$
			II. Ремонтные работы $t_p = 1,1$
		III. Ликвидация осложнений $t_{осл.} = 0,5$	
		IV. Непроизводительное время	Ликвидация аварий $t_{ав.} = 1,5$
			Организационные простои $t_{пр.} = 0,9$
	Испытание скважин $T_u = 28,7$		
Демонтаж вышки и оборудования $T_d = 10,1$			

Рисунок 3.1 Полный цикл строительства скважины

3.2 Себестоимость строительства скважины

В таблице 3.2 представлены проектные и фактические затраты на бурение скважины Тарасовского месторождения в разрезе экономических элементов затрат.

Данные для таблицы были взяты из источника - «Смета на строительство эксплуатационной скважины Тарасовского месторождения с проектной глубиной 3306 м»

Таблица 3.2

Затраты на бурение (руб.)

Статья затрат	Проектная конструкция скважины, руб.	Конструкция скважины, пробуренная на обсадных трубах, руб.	Отклонение (+/-) руб.
зависят от 1 м проходки (бурение)			
1) материалы			
из них:			
а) трубы обсадные	6 682 402	6 682 402	
в) цемент	486 775	486 775	
г) химические реагенты:			
Глинопорошок, 1 сорт	385 400	385 400	
Сода каустическая, 1 сорт	8 139	8 139	
Сода кальцинированная, ФК-2000	7 214	7 214	
QoliceI-LV	172 956	172 956	
Основа-ГС	668 148	668 148	
ПАЦ	708 473	708 473	
Гаммаксан	198 391	198 391	
Мрамор молотый	701 250	701 250	
Оснопак	498 500	498 500	
	298 743	298 743	
2) транспортно-заготовительные расходы:	1 254 140	1 254 140	
3) топливо, энергия и вода	1 631 339	1 549 772	+81 567

Продолжение таблицы 3.2

зависят от времени (бурение)			
4) основная заработная плата производственных рабочих:	297 448	282 576	+14 872
Зарплата буровой бригады и инт. до 4000 м, вахта 4 чел.			
Зарплата доп. слесаря	15816	15 025	+791
Зарплата дополнительного рабочего.	15816	15 025	+791
5) отчисления на социальные нужды (30,2 %)	99 382	94 413	+4 969
6) эксплуатация оборудования			
из них:			
а) амортизация (14,7%)	1 906 589	1 906 589	
б) прокат долот	2 019 797	1 565 439	+454 358
в) износ бурильных труб	59 749	52 257	+7 492
г) Содержание бурильных труб	81 669	71 402	+10 267
д) Содержание бурового оборудования	456 346	479 163	- 22 817
8) прочие услуги (5 % от прямых затрат)	696 597	691 448	+5 150
9) накладные расходы (15 %)	783 112	714 945	+68 167
Полная себестоимость на бурение	19 935 800	19 310 194	+ 625 607

Вывод.

Проанализировав затраты по экономическим элементам затрат на бурение на обсадных трубах в интервале кондуктора получаем прибыль 625,6 тыс. руб. Это достигается за счет сокращения цикла строительства скважины (бурение и цементирование обсадной колонны за одну СПО). Экономический эффект достигается за счет экономии на суточной ставке бурового станка.

Основываясь на проведенных расчетах и оценке экономических результатов инвестиционного проекта можно сделать вывод, что проект выгоден. Вкладывать инвестиции в данный проект не только целесообразно, но и необходимо для снижения затрат и получения прибыли.

4. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

4.1. Безопасность в рабочей зоне

Вопросам охраны окружающей среды в конституции Российской Федерации отводится особое место. В ней говорится, что Российское государство заботится об улучшении и охране труда, его научной организации, о сокращении, а в дальнейшем и полном вытеснении тяжелого физического труда на основе комплексной механизации и автоматизации производственных процессов во всех отраслях народного хозяйства.

При сооружении проектной скважины при неправильной организации труда, несоблюдении технологии проводки скважины возможны следующие опасности: механические травмы, поражение электрическим током, взрывы, пожары.

Опасность механических травм при производстве буровых работ возникает при неисправности перил, лестниц, при производстве спуско-подъемных 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 (ротор, буровые насосы, лебедка, ключи АКБ, ПКБ), при проведении погрузочно-разгрузочных работ, при монтаже и демонтаже буровой установки, при захламленности пола и т.д.

Поражение электрическим током. Данный вид опасности возникает при контакте с голыми токоведущими частями, которые находятся под напряжением или при контакте с металлическими частями которые могут оказаться под напряжением, например, при нарушении изоляции.

Взрыв. 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.

Пожар. 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, самовозгорания (химическая реакция, удар молнии).

Кроме этого возможно воздействие вредных факторов, таких как метеоусловия на рабочем месте, освещение, шум, вибрация, концентрация вредных веществ.

Метеоусловия на рабочем месте. Работа на буровой происходит на открытом воздухе, в результате чего на рабочих действуют различные климатические условия (дождь, снег, ветер, температура окружающей среды).

Освещение. Недостаточное освещение вредно влияет на организм человека. На буровой установке используется искусственное и естественное освещение.

Шум, вибрация. Возникают при использовании различного технологического оборудования (насосы, лебедка, вибросита, двигатели, ротор, компрессор).

Концентрации вредных веществ. Возникают при приготовлении буровых растворов и работе с химреагентами, при испарении нефти и газа, от выхлопных газов двигателей внутреннего сгорания.

Мероприятия по устранению опасных и вредных факторов

Мероприятия по устранению механических травм

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;
- проведение инструктажей по технике безопасности;
- при работе на высоте рабочий должен быть обеспечен страховым поясом;

- при наличии грузоподъемного механизма использовать блокировки;
- лестницы должны быть с уклоном не более 60° , с высотой перил 1 метр;
- использование средств индивидуальной защиты

Мероприятия по устранению поражений электрическим током

Предупреждение электротравматизма на объектах достигается выполнением следующих мероприятий:

- обеспечение недоступности прикосновения к оголенным токоведущим частям, находящимся под напряжением;
- применение блокировочных устройств;
- применение защитного заземления буровой установки;
- допускать к работе специально обученных лиц, имеющих группу по электробезопасности не ниже IV.

Расчет контура заземления

Защитное заземление – преднамеренное соединение с землей металлической конструкции не токоведущих частей, которые в случае аварии могут оказаться под напряжением.

Расчет производится согласно «Правил устройства электроустановок».

Защитное заземление показано на рис. 4.1

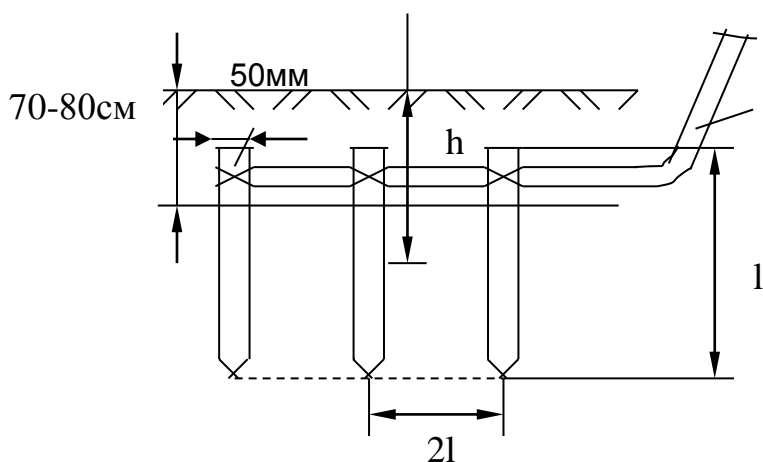


Рис. 4.1 Схема защитного заземления

Допустимое сопротивление контура заземления $R_0 \leq 4$ Ом.

Рассчитывается сопротивление одного электрода по формуле:

$$R_T = 0,366 \frac{\rho}{l} \left(\lg \frac{2l}{d} + \frac{1}{2} \lg \frac{4h+l}{4h-l} \right), \quad (4.1)$$

где ρ – удельное электрическое сопротивление грунта, $\rho = 60$ Ом·м; l – длина электрода, $l = 2,5$ м; d – диаметр электрода, $d = 0,05$ м; h – расстояние от середины электрода до поверхности земли, $h = 2$ м.

$$R_T = 0,366 \frac{60}{2,5} \left(\lg \frac{2 \cdot 2,5}{0,05} + \frac{1}{2} \lg \frac{4 \cdot 2 + 2,5}{4 \cdot 2 - 2,5} \right) = 18,8 \text{ Ом}$$

Определяется необходимое число электродов, которое необходимо забить в грунт по формуле:

$$n = (R_T \cdot \eta_c) / (R_d \cdot \eta_{ЭТ}), \quad (4.2)$$

где $\eta_{ЭТ}$ – коэффициент экранировки труб (электродов), ($0,2 < \eta_{ЭТ} < 0,9$);

η_c – коэффициент сезонности, учитывает неравномерность стекания тока

$\eta_c = 2$.

$$n = \frac{18,8 \cdot 2}{4 \cdot 0,55} = 17$$

Принимается 17 электродов.

Определяется сопротивление соединительной полосы по формуле:

$$R_n = 0,366 \cdot \frac{\rho}{l_n} \cdot \lg \frac{2 \cdot l_n^2}{d_n \cdot h_n} \cdot \eta_c, \quad (4.3)$$

где l_n – длина соединительной полосы, м;

h_n – ширина соединительной полосы, м;

$$l_n = (n-1) \cdot 2l \cdot 1,05, \quad (4.4)$$

$$l_n = (17-1) \cdot 2 \cdot 2,5 \cdot 1,05 = 84 \text{ м}$$

По формуле (4.5):

$$R_n = 0,366 \cdot \frac{60}{84} \cdot \lg \frac{2 \cdot 84^2}{2,5 \cdot 0,04} \cdot 2 = 2,69 \text{ Ом}$$

Находится общее заземление контура по формуле:

$$R_K = \frac{1}{\frac{\eta_{ЭТ}}{R_T} \cdot n + \frac{\eta_{ЭП}}{R_n}} \leq 4 \text{ Ом}, \quad (4.6)$$

где $\eta_{ЭП}$ – коэффициент экранировки полосы, $\eta_{ЭП} = 0,15$.

$$R_k = \frac{1}{\frac{0,55}{18,8} \cdot 17 + \frac{0,15}{2,69}} = 1,81 \text{ Ом.}$$

Расчётное сопротивление контура меньше допустимого сопротивления 4 Ом, что соответствует требованиям ПУЭ.

Мероприятия по предупреждению взрывов

Для предупреждения взрыва на буровой установке всё 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 устранению вредных факторов

Освещение.

Освещение рабочих мест должно отвечать требованиям, изложенным в СНиП 23-05-95 "Естественное и искусственное освещение".

Освещение должно быть постоянным во времени, без пульсации, иметь спектр, близкий к естественному.

Нормы освещенности на буровой установке приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 - Нормы освещенности

Рабочие места, подлежащие освещению	Места установки светильников	Норма освещённости, люкс
Роторный стол	На ногах вышки на высоте 4 м, под углом 45-50°. Над лебедкой на высоте 4 м под углом 25-30°.	75
Щит КИП	Перед приборами	100
Полаты верхового рабочего	На ногах вышки, на высоте не менее 2,5 м. от пола полатей под углом не менее 50°.	75
Путь талевого блока.	На лестничных площадках, по высоте вышки, под углом не менее 64-70°.	20
Кронблок.	Над кронблоком.	50
Приемный мост	На ногах вышки на высоте не менее 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.

Применяются следующие мероприятия по устранению шума:

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

Вибрация.

Мероприятия по устранению вибрации:

- балансировка, установка амортизаторов, проведение планово-предупредительных ремонтов;
- применение средств индивидуальной защиты

Пожарная безопасность

Пожарная безопасность согласуется со следующими нормативными документами: ГОСТ 12.1.044-84 "Пожаровзрывоопасность взрывчатых веществ и материалов", ГОСТ 12.1.044-76 "Пожарная безопасность, общие

требования", ГОСТ 12.1.010-76 "Взрывобезопасность. Общие требования", СНиП 2-80 "Противопожарные нормы проектирования зданий и сооружений"; "Правила пожарной безопасности в Российской Федерации" 1993 г., "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности" 2000 г.

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;
- организовывать места для курения за пределами буровой установки; осторожное обращение с открытым огнем (сварные работы, курение); применять обмедненный инструмент;
- устанавливать коммутирующую аппаратуру;
- проверять сопротивление изоляции (один раз в год);
- соблюдать правила хранения и эксплуатации горючесмазочных материалов.

Буровая установка должна быть обеспечена средствами пожаротушения. Противопожарные щиты располагаются: в насосной – у входа на буровую, в котельной, в роторном сарае и на складе ГСМ. В двадцати метрах от культбудки должен быть оборудован инвентарный пожарный щит. Первичные средства пожаротушения представлены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 - Первичные средства пожаротушения

Наименование	ГОСТ, ОСТ, ТУ и т.д. на изготовление	Количество, шт
Огнетушитель пенный	ГОСТ 16005-70	8
Ящик с песком объемом 0.5 м ³	-	4
Ящик с песком объемом 1 м ³	-	2
Лопаты	ГОСТ 3620-76	5
Ломы	ГОСТ 16714-71	2
Топоры	ГОСТ 16714-71	2
Багры	ГОСТ 16714-71	2
Ведра пожарные	-	4

Расчет молниезащиты

Основным устройством, служащим для защиты буровых вышек и привышечных сооружений от прямых ударов молний является молниеотвод. Молниеотводы состоят из молниеприемников, токопроводов и заземления. Молниеприемники устанавливаются на кронблочной раме вышки, тоководы ведут от молниеприемника к заземлению. В качестве тоководов будет служить буровая вышка.

Схема для расчета молниезащиты буровой установки представлена на рис. 4.2.

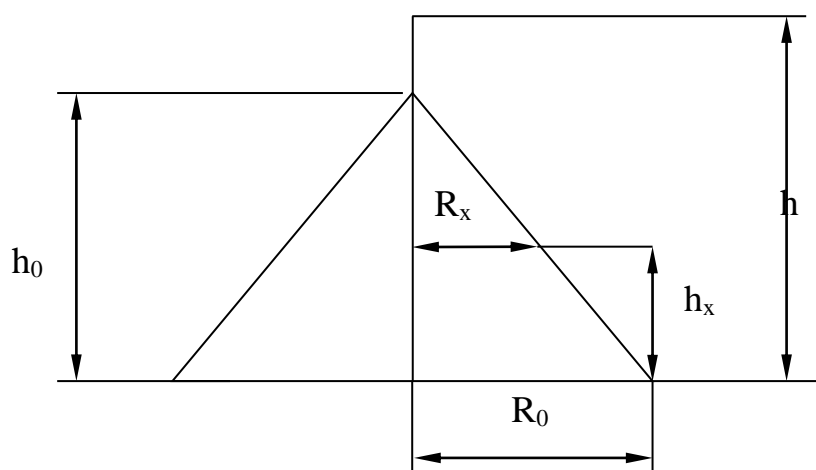


Рис. 4.2. Схема для расчета молниезащиты буровой установки: h_x – высота оборудования; h – высота вышки с молниеотводом ($h=46$ м); h_0 – высота вышки ($h_0=45$ м); R_x – радиус зоны защиты на уровне высоты оборудования; R_0 – радиус зоны защиты на земле.

Число ожидаемых ударов молнии на месте производства работ определяется по формуле:

$$N=(S + 6 \cdot h_x) \cdot (L + 6 \cdot h_x) \cdot n \cdot 10^{-6}, \quad (4.7)$$

где S – ширина основания буровой, м ($S=14$ м);

L – длина основания буровой, м ($L=56$ м);

n – число ожидаемых ударов молнии в 1 км^2 ($n=6$);

h_x – высота оборудования, м ($h_x=7,2$ м).

$$N=(14+ 6 \cdot 7,2) \cdot (56 + 6 \cdot 7,2) \cdot 6 \cdot 10^{-6} =0,034 \text{ шт.}$$

Радиусы зон защиты на уровне высоты оборудования и земли определяются по формулам:

$$R_0=(1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h \quad (4.8)$$

$$R_x =(1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot (h - h_x/0,85) \quad (4.9)$$

$$R_0=(1,1 - 0,002 \cdot 46) \cdot 46=46,4 \text{ м;}$$

$$R_x =(1,1 - 0,002 \cdot 46) \cdot (46 - 7,2 /0,85)=37,8 \text{ м.}$$

Радиус конуса защиты составляет 46,4 м на поверхности земли и 37,8 м на уровне высоты оборудования.

4.2 Чрезвычайные ситуации

Чрезвычайная ситуация (ЧС) – состояние при котором в результате возникновения источника ЧС на объекте, определенной территории нарушаются нормальные условия жизни и деятельности людей, возникает угроза их жизни и здоровью, наносится ущерб имуществу населения, народному хозяйству и окружающей среде.

ЧС могут носить следующий характер:

- техногенные (несчастные случаи, нефтегазопрооявления, пожары);
- природные (наводнения, ураганы, морозы);
- военные.

При возникновении лесных пожаров оповещают все близлежащие населенные пункты. Производится эвакуация людей в безопасные места, вырубка просек поперек направления движения пожара, тушение пожара с помощью наземных сил и авиации, оказание первой медицинской помощи пострадавшим.

В случае наводнения на буровую площадку дополнительно завозится грунт, производится устройство защитных дамб. Разрабатываются мероприятия на случай необходимого вывоза людей.

При возможности возникновения ураганов необходимо согласовывать работы метеослужбы с диспетчерской связью. Применять необходимые меры к укрытию людей. Отменять все виды работ при возникновении ураганов.

В настоящее время на территории Российской Федерации существуют угрозы террористических актов. Для их предупреждения необходимо:

- усилить службу безопасности бурового предприятия;
- назначить ответственного работника по организации противотеррористических мероприятий;
- всем работникам сделать пропуска для прохождения на рабочие объекты и в вахтовый транспорт;
- уведомлять службу безопасности о посторонних людях и предметах на территории предприятия.

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

При существовании угрозы нападения со стороны противника буровое предприятие переводится на особый режим работы.

4.3. Охрана окружающей среды

Основные возможные источники и виды негативного воздействия на окружающую среду (ОС) при строительстве скважины следующие:

- автодорожный транспорт, строительная техника;
- буровые растворы и реагенты;
- отходы бурения: отработанный буровой раствор, буровой шлам;
- тампонажные растворы и реагенты;
- горюче-смазочные материалы;
- продукты сгорания топлива при работе СА, ДВС И котельной;
- хозяйственно-бытовые жидкие и твердые отходы;

При бурении скважин на кустовой площадке строится шламовый амбар, который предназначен для сбора шлама.

Шламовый амбар должен быть обвалован. Высота обвалования 1м, ширина по верху – 0,8м, уклон до 1:2. Отходы бурения попадают в шламовый амбар, где происходит оседание шлама и твердой фазы.

Так же очистку производят методом реагентной коагуляции. Жидкую фазу обрабатывают системой: коагулянт - флокулянт. В качестве коагулянта используют сульфат алюминия. В качестве флокулянта рекомендуется использовать полиакриламид - анионоактивный полимер. Количество коагулянта, необходимое для достижения требуемой степени очистки зависит от вида используемого коагулянта и химического состава жидкой фазы. Расход коагулянта - сульфата алюминия 0,6 кг на 1 м³ обрабатываемой жидкости, флокулянта ПАА – 0,06 кг/м³. Рекомендуемое время отстоя после введения системы коагулянт-флокулянт около 1 сут. После отстоя, осветленная жидкая фаза откачивается в нефтепромысловый коллектор или закачивается в поглощающую скважину.

Защита территории и окружающей среды должны обеспечиваться:

- конструктивным исполнением технологического оборудования, предотвращающим переливы, утечки технологических жидкостей;
- исключением попадания отходов бурения на поверхность за счет введения элементов сбора и отвода жидкостей при подъеме инструмента;
- создание организованного стока с поверхности основания, находящегося под вышечно-лебедочным и насосно-емкостными блоками, талых, дождевых, и сточных от обмыва оборудования вод в накопитель – отстойник;
- обваловкой места установки блока ГСМ, емкости сбора отработанных ГСМ;
- сооружением накопителей для сбора, хранения и последующей утилизации и захоронения шлама, отработанного бурового раствора и буровых сточных вод;

5.СПЕЦ ВОПРОС

Бурение на обсадных трубах

На сегодняшний день в процессе бурения скважин возникает всё больше осложнений — пласты с переменным давлением, нестабильность ствола скважины, а также истощенность пластов. Как правило, борьба с этими осложнениями увеличивает общее время бурения скважины на 20-30%. Кроме того, традиционные методы борьбы с потерей циркуляции, такие как добавка кольматирующих материалов в буровой раствор и закачка цементных пробок, оказываются дорогостоящими и часто неэффективными.

При традиционном бурении скважин необходимо выполнение ряда спусков и подъёмов (СПО) бурильных труб, однако они вызывают перепады давления и создают эффект свабирования в стволе скважины. Перепады давления могут привести к потере циркуляции из-за разрыва проницаемых или трещиноватых пластов. Также снижение давления за счет эффекта свабирования в стволе скважины может привести к неустойчивости открытого ствола, повлечь за собой частичное осыпание или полное разрушение стенок скважины.

Для решения этих проблем предлагается использовать технологию бурения на обсадных трубах.

В настоящее время известны несколько технологических схем бурения на обсадной колонне:

1. Система бурения, при которой башмак обсадной колонны представлен специальным буровым долотом. Бурение ведётся роторным способом до проектной глубины, после чего колонна цементируется, а башмак разбуривается для дальнейшего углубления ствола.

2. Способ бурения на обсадных трубах вставным извлекаемым инструментом, который закрепляется в нижней части обсадной колонны с возможностью извлечения.

Комплекс оборудования для бурения на обсадной колонне состоит из наземной и внутрискважинной частей. Наземная часть, так называемая

система спуска обсадной колонны (рис. 5.1), представляет собой многофункциональную гидромеханическую систему для работы с обсадными трубами на столе ротора. Эта система монтируется непосредственно на валу системы верхнего привода и позволяет принимать обсадную колонну с мостков с помощью собственных штропов с гидравлическим приводом, осуществлять свинчивание резьбовых соединений, вращать обсадную колонну в процессе ее спуска или бурения и производить подачу промывочной жидкости без каких-либо дополнительных приспособлений.

Система спуска обсадной колонны



Рис. 5.1

В России система уже прекрасно зарекомендовала себя при бурении интервалов кондуктором диаметром 324 и 340 мм, пробуравивая интервал в среднем до 48 часов быстрее по сравнению с традиционным методом. Кроме того, использование системы также позволило решить проблему с прохождением и своевременной изоляцией зон многолетнемерзлых пород (ММП). Многочисленные испытания этой системы бурения как в России, так и за рубежом, доказали рациональность ее применения.

Применительно к проектной скважине Тарасовского месторождения рекомендуется технология бурения на обсадной колонне с неизвлекаемой компоновкой (буровой башмак с вооружением PDC, обратный клапан) при бурении под кондуктор в интервале 60-520 м. Такой выбор обусловлен сравнительной простотой компоновки инструмента, а также тем, что свойства слагающих геологический разрез пород позволяют осуществить разбуривание интервала спуска колонны в один прием.

В настоящее время данными технологиями обладает компания Weatherford. Особенность системы бурения с обсаживанием состоит в том, что буровой башмак является полностью разбуриваемым долотами PDC. Здесь отсутствует необходимость извлечения долота через обсадную колонну по достижении проектной глубины. Поскольку муфта с обратным клапаном уже находится в обсадной колонне, цементирование можно начинать сразу по достижении проектной глубины. Следующая традиционная КНБК спускается и разбуривает башмак (рис. 5.2) точно так же, как и при обычной операции, а затем продолжает бурение следующего интервала.

Буровой разбуриваемый башмак



Рис. 5.2

Преимущества бурения на обсадной колонне с неизвлекаемой компоновкой:

- низкая цена;

- простота в работе;
- не нужна модификация буровой;
- нет риска наличия извлекаемого инструмента в скважине;
- цементирование сразу по достижении цели.

Недостатки:

- ограниченное управление стволом скважины;
- каротаж только в обсаженном стволе;
- ограничения по длине интервала бурения

Наиболее важным преимуществом технологии являются улучшение качества и укрепление стенок скважины. Данная особенность неотъемлемо связана с бурением на обсадной колонне и является основным движущим фактором роста популярности применения данной технологии. Так называемый «эффект затирания» что, по сути, представляет собой повышенную механическую кольматацию стенок скважины сильно измельченными частицами бурового шлама. За счет того, что обсадная колонна имеет больший диаметр, чем колонна бурильных труб, площадь ее соприкосновения или механический контакт со стенками скважины позволяет более эффективно затирать рыхлую корку, образующуюся напротив проницаемых пластов, а также частицы шлама в межпоровое пространство разбуриваемых пород. Таким образом, на стенке скважины образуется плотная, малопроницаемая корка, которая предотвращает проникновение фильтрата бурового раствора в породу и тем самым препятствует осыпанию стенок, а также снижает вероятность возникновения дифференциальных и механических прихватов. При прохождении трещиноватых интервалов трещины закупориваются, снижая объем либо вовсе предотвращая поглощение бурового раствора.

Применение системы спуска обсадной колонны со специальным вращающимся переводником позволит выполнять вращение и расхаживание обсадной колонны во время цементирования. Данная особенность наиболее актуальна для скважин, бурящихся на объекты с высоким газовым фактором,

когда возникновение каналов в цементном камне при статическом цементировании создает риск межколонных перетоков и флюидопроявлений в вышерасположенных интервалах, а также аварий вплоть до образования грифонов. Эффективность системы в различных условиях применения приведена в таблице 5.1.

Таблица 5.1

Эффективность системы в различных условиях применения

Задача при бурении скважины	Преимущества	Оборудование	Количество рейсов долота
Спуск колонны на проектную отметку	Возможность циркуляции и вращения колонны и работы с колонной до момента ее спуска на проектную отметку	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Система спуска обсадных колонн (CDS) ▪ Башмак-расширитель 	Отсутствует
Бурение вертикального участка	Бурение на обсадных колоннах разбуриваемым или одноразовым долотом	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Система спуска обсадных колонн (CDS) ▪ Одноразовое или разбуриваемое долото ▪ Хвостовик на колонне БТ либо колонна до устья в процессе бурения 	Однократно
Бурение вертикальных и наклонно направленных участков, в т.ч. с применением системы управляемого бурения. Извлечение КНБК с помощью кабеля	Бурение на обсадных колоннах извлекаемой КНБК	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Система спуска обсадных колонн (CDS) ▪ Узел фиксации КНБК в колонне (DLA) ▪ КНБК ▪ Хвостовик в составе обсадной колонны до устья в процессе бурения 	Многokrратно
Бурение вертикальных и наклонно направленных участков, в т.ч. с применением системы управляемого бурения. Извлечение КНБК с помощью колонны бурильных труб	Бурение на обсадных колоннах извлекаемой КНБК	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Система спуска обсадных колонн (CDS) ▪ Узел фиксации КНБК в колонне (DLA) ▪ КНБК ▪ Хвостовик в составе обсадной колонны до устья в процессе бурения 	Многokrратно

В настоящее время также разработаны доказавшие свою эффективность на практике извлекаемые системы бурения на обсадных колоннах (рис. 5.3). Многократная замена КНБК осуществляется с использованием бурильных труб либо кабеля и применяется при бурении как вертикальных, так и наклонно-направленных участков в случаях, требующих неоднократной смены КНБК.



Рис. 5.3

Основным рабочим элементом при извлечении КНБК из забоя является входящий в ее состав специальный стопорный узел – замок-фиксатор бурового инструмента в обсадной колонне. Для установки на стопор инструмент спускается на колонне бурильных труб или на кабеле. Упоры с точным позиционированием фиксируют КНБК в заданном положении и обеспечивают требуемую конфигурацию захвата КНБК в колонне. После подачи буровой промывочной жидкости и увеличения давления в системе до определенного уровня срабатывают осевые замки, производится разъединение инструмента и линии спуска, после чего вращением обеспечивается срабатывание замков поперечного момента.

Непрерывная циркуляция (даже в процессе СПО) дает возможность осуществлять более качественный контроль нефтегазоводопроявлений. Постоянное нахождение обсадной колонны на забое в процессе бурения снижает риск НГВП, тем самым повышая безопасность буровых работ.

При использовании технологии обеспечивается безопасность на буровой, снижается или полностью устраняется риск нештатных ситуаций, ведущих к дополнительным спускоподъемным работам, проявлениям, повреждениям обсадных труб и незапланированным резкам боковых стволов.

Преимущества бурения на обсадной колонне с извлекаемой компоновкой:

- возможность управления стволомскважины;
- возможность управления траекторией стволаскважины;
- нет ограничений по интервалу бурения.

Недостатки:

- относительно высокаяцена;
- более сложная в работесистема;
- требуется система СПО извлекаемойкомпоновки;
- риск наличия извлекаемого инструмента вскважине;
- нельзя цементировать сразу по достижениизабоя.

Таким образом, необходим детальный анализ условий возможного применения бурения на обсадных трубах на месторождениях, который позволит определить экономическую целесообразность. Но безусловными преимуществами с одновременно спускаемой обсадной колонной по сравнению с традиционной технологией является:

- сокращения цикла строительстваскважин;
- бурение и оснастка обсадной колонны за однуСПО.
- уменьшение осложнений в процессе бурения и как, следствие, уменьшениеаварийности;

- улучшение качества очистки ствола при практически постоянной циркуляции, не прерываемой даже для проведения СПО.
- исключение из технологического процесса бурильных и утяжеленных труб.

Заключение

В настоящем дипломном проекте выбрана и обоснована конструкция скважины с учетом цели бурения и геологических условий, выбран и рассчитан профиль на основании материала по ранее пробуренным скважинам, произведен выбор способа бурения, инструмента по результатам анализа карточек отработки долот. Выбран тип промывочной жидкости, а также произведен расчет бурильной колонны и обсадной колонны. Произведен гидравлический расчет всех интервалов бурения и расчет цементирования эксплуатационной колонны.

Технология бурения на обсадных трубах с одновременно спускаемой обсадной колонной позволит:

- сократить цикл строительства скважин;
- пробурить и зацементировать обсадную колонну за одну СПО.
- уменьшить осложнения в процессе бурения и аварийность;
- улучшить качества очистки ствола.
- исключить из технологического процесса бурильные и утяжеленные трубы.

Произведена оценка эффективности инвестиционного проекта по внедрению новых технологических решений. Основываясь на проведенных расчетах и оценке экономических результатов инвестиционного проекта можно сделать вывод, что бурение на обсадных трубах целесообразно и экономически выгодно.

Список литературы

1. Бурение нефтяных и газовых скважин: Учебно-методические указания/ Самар, гос. техн. ун-т; Сост. Л.В. Ермолаева, В.В. Живаева Самара, 2015, 11с.
2. Инструкция по испытанию обсадных колонн на герметичность – М.: ВНИИТнефть, 1999.
3. Инструкция по расчету бурильных колонн для нефтяных и газовых скважин – М: ВНИИТнефть,1997.
4. Инструкция по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин – М.:1997.
5. Иогансен К.В. Спутник буровика. Справочник - М.: Недра,1990.
6. Леонов Е.Г., Исаев В.И. Гидроаэромеханика в бурении. М.: Недра,1987.
7. Материалы преддипломнойпрактики.
8. Официальный сайт компании Weatherford. – Режим доступа: <http://weatherford.ru>.
9. Проектная документация «Строительство эксплуатационных наклонно-направленных скважин Тарасовскогместорождения».
10. Расчёт и выбор равнопрочных обсадных колонн. Методические указания к выполнению курсового и дипломного проектов по расчёту и выбору равнопрочных обсадных колонн для студентов заочного отделения / Сам. гос. техн. ун-т; сост. В. В. Живаева, В. В. Саляев. Самара, 2005, 32с.
11. Решение практических задач при бурении и освоении скважин: справ. пособие / А.И. Булатов, Ю. М. Проселков. – Краснодар: Совет. Кубань, 2006. – 744с.
12. РД 39-00147001-767-2000. Инструкция по креплению нефтяных и газовыхскважин.

13. Расчет цементирования скважин: метод. указ. к выполнению курсового и дипломного проектов / Самар. Госуд. Техн. Ун-т, Сост. С.А.Волостнов. Самара, 1999.26с.
14. Справочник бурового мастера/ под ред. В.П. Овчинникова, С.И. Грачева, А.А. Фролова. – М.: Инфра-инженерия,2006.
15. Технология бурения нефтяных и газовых скважин/ под ред. А.И. Спивака, Л.А. Алексеева. – М.: Недра,2007.
16. Энциклопедия по буровым растворам. – Оренбург:издательство «Летопись», 2005. – 664 с.
17. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности", утвержденные Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору, приказ № 101 от 12.03.2013 в ред. Приказа Ростехнадзора от 12.01.2015 N1.