

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 3000 метров на Приобском нефтегазовом месторождении(ХМАО) УДК _622.323:622.243.23(24:181m3000)(571.122)_____

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б2С2	Шаманов Александр Сергеевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ковалев А.В	к.т.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б2С2	Шаманов Александр Сергеевич

Институт	природных ресурсов	Кафедра	бурения скважин
Уровень образования	бакалавр	Направление/специальность	«Нефтегазовое дело»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»	
Характеристика объекта исследования и области его применения	Объект исследования: технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины глубиной 3000 метров на Приобском нефтегазовом месторождении (ХМАО). Область применения: Нефтегазовая промышленность

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>5.1. Производственная безопасность</p> <p>5.1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> - физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; действие фактора на организм человека; приведения допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); предлагаемые средства защиты. <p>5.1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> механические опасности (источники, средства защиты); термические опасности (источники, средства защиты); электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, источники, средства защиты). 	<p>5.1 Производственная безопасность</p> <p>5.1.1 Проанализировать выявленные вредные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения:</p> <ul style="list-style-type: none"> отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе; превышение уровней шума и вибрации; тяжесть физического труда; повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися; отклонение показателей микроклимата в помещении; недостаточная освещенность рабочей зоны; повышенная запыленность рабочей зоны; утечки токсических и вредных веществ в рабочую зону. превышение уровней электромагнитных и ионизирующих излучений; предлагаемые средства защиты <p>5.1.2 Проанализировать выявленные опасные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения:</p> <ul style="list-style-type: none"> движущиеся машины и механизмы производственного оборудования; расположение рабочего места на значительной высоте относительно поверхности земли (пола); электрический ток; статическое электричество;

	<p>↑ острые кромки, заусенцы и шероховатость на поверхности инструментов;</p> <p>↑ пожароопасность;</p>
<p>5.2 Экологическая безопасность</p> <p>защита селитебной зоны</p> <p>↑ анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);</p> <p>↑ анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);</p> <p>↑ анализ воздействия объекта на литосферу (отходы);</p> <p>↑ разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.</p>	<p>5.2 Экологическая безопасность</p> <p>↑ анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);</p> <p>↑ анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);</p> <p>↑ анализ воздействия объекта на литосферу (отходы);</p> <p>↑ решение по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды</p>
<p>5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.</p> <p>↑ перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения;</p> <p>↑ выбор наиболее типичной ЧС;</p> <p>↑ разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;</p> <p>↑ разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий</p>	<p>5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.</p> <p>↑ анализ возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения;</p> <p>↑ перечень возможных ЧС;</p> <p>↑ выбор наиболее типичной ЧС;</p> <p>↑ разработка превентивных мер по. предупреждению ЧС;</p> <p>↑ разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.</p>
<p>5.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <p>↑ специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</p> <p>↑ организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны</p>	<p>5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности</p> <p>↑ специальные правовые нормы трудового законодательства (на основе инструкции по охране труда при производстве инженерно-геологических изысканий);</p> <p>↑ организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны(организация санитарно-бытового обслуживания рабочих).</p>

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	Шаманов Александр Сергеевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА

«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б2С2	Шаманов Александр Сергеевич

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	Бурение скважин
Уровень образования	бакалавриат	Направление/специальность	«Нефтегазовое дело» /«Бурение нефтяных и газовых скважин»

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

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

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Линейный календарный график выполнения работ
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Нормативная карта строительства скважины

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Линейный календарный график выполнения работ
2. Нормативная карта

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Глызина Татьяна Святославовна	К.Х.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б2С2	Шаманов Александр Сергеевич		

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ, УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

- Абт – алюминиевые бурильные трубы
- Бк – бурильная колонна
- Бр – буровой раствор
- Бу – буровая установка
- Взд – винтовой забойный двигатель
- Гис – геофизические исследования скважин
- Гзд – гидравлический забойный двигатель
- Гтн – геолого-технический наряд
- Днс – динамическое напряжение сдвига
- Дэс – двойная электрическая связь
- Кмц – карбоксиметилцеллюлоза
- Кнбк – компоновка низа бурильной колонны
- Кп – кольцевое пространство
- Лбт – легкосплавные бурильные трубы
- Ммп – многолетнемерзлые породы
- Нгп – нефтегазовая промышленность
- Нкт – насосно-компрессорные трубы
- Нтф – нитрилотриметилфосфоновая кислота
- Обув – ориентировочно безопасные уровни воздействия
- Озц – ожидание затвердевания цемента
- Ок – обсадная колонна
- Оцр – облегченный цементный раствор
- Пав – поверхностно-активное вещество

Пво – противовыбросовое оборудование
Пг – полигликоль Пдк – предельно-допустимая концентрация
Пзп – призабойная зона пласта
Пзр – подготовительно-заключительные работы
Пф – показатель фильтрации
Сбт – стальные бурильные трубы
Скц – станция контроля цементированья
Снс – статическое напряжение сдвига
Спо – спускоподъемные операции
Сиз – средства индивидуальной защиты
Тэп – технико-экономические показатели
Убр – управление буровых работ
Убт – утяжеленные бурильные трубы
Ув – условная вязкость
Ца – цементировочный агрегат
Цсм – цементосмесительная машина

Оглавление

1	ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ.....	11
1.1	Стратиграфия и литология.....	12-13
1.2	Физико-механические свойства горных пород.....	14
1.3	Тектоника.....	15
1.4	Пластовое давление и температура.....	16
1.5	Водо-нефтеносность.....	16
1.6	Осложнения при бурении.....	17-19
1.7	Обоснование комплекса геофизических исследований в скважине.....	20-21
2	ТЕХНОЛОГИЯ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИНЫ.....	22
2.1	Проектирование профиля скважины.....	22-24
2.2	Проектирование конструкции скважины.....	25-29
2.3	Выбор буровых растворов и их химическая обработка по интервалам.....	30
2.3.1	Общие положения.....	30
2.3.2	Краткое описание химических реагентов используемых при приготовлении буровых растворов.....	31
2.3.3	Химические реагенты применяемые для обработки буровых растворов	32-33
2.4	Выбор способа бурения.....	34
2.5	Выбор компоновок бурильного инструмента.....	35
2.6	Расчет бурильной колонны.....	36-39
2.7	Проектирование режима бурения.....	40
2.7.1	Разработка гидравлической программы проводки скважины.....	40-42
2.7.2	Статистический анализ обработки долот.....	43-44
2.7.3	Расчет рабочих характеристик турбобура.....	45-47
2.7.4	Составление проектного режима бурения.....	48
2.8	Вскрытие продуктивного пласта.....	48
2.9	Расчет и выбор конструкций обсадных колонн.....	49
2.9.1	Расчет эксплуатационной колонны.....	50
2.9.2	Выбор диаметров обсадных колонн и диаметров долот.....	51
2.9.3	Расчет обсадной колонны.....	
2.9.4	Выбор компоновки низа обсадных колонн и обоснование тех- нологической оснастки.....	59-60
2.9.5	Обоснование типоразмера ПВО.....	61
2.9.6	Обоснование способа вхождения в продуктивный пласт и конструкции забоя.....	62
2.9.7	Определение допустимой скорости спуска обсадной колонны.....	63-64
2.9.8	Подготовка ствола скважины к спуску обсадной колонны и цементированию.....	65-66
2.10	Цементирование обсадных колонн.....	66
2.10.1	Выбор тампонажных материалов.....	66-67
2.10.2	Определение объемов цементного раствора и облегченного цементного раствора.....	68
2.10.3	Определение количества необходимых материалов.....	69

2.10.4	Гидравлический расчет цементирования.....	70-72
2.10.5	Контроль качества цементирования обсадных колонн.....	73
3	ТЕХНИКА СТРОИТЕЛЬСТВА СКВА-	
	ЖИН.....	73
3.1	Выбор буровой установки.....	74
3.2	Выбор оснастки талевой системы.....	74-75
4	СПЕЦТЕМА: ПРИМЕНЕНИЕ ЗАБОЙНОГО ПРОТЕКТОРА В КНБК ПРИ БУ-	
	РЕНИЕ.....	75
4.1	Назначение.....	76
4.2	Принцип действия.....	
4.2.1	Сравнение забойного протектора с наддолотным амортизатором.....	77
4.2.2	Вывод, рекомендации.....	
5	БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ ПРОЕК-	
	ТА.....	77
5.1	Характеристика объекта.....	77
5.2	Пожарная безопасность.....	78
5.3	Электробезопасность.....	79
5.3.1	Защита от электрического тока.....	79
5.3.2	Защита от статического электричества.....	80
5.3.3	Молниезащита.....	81
5.4	Освещение.....	82
5.5	Защита от шума и вибраций.....	83
5.6	Обеспечение защиты от высокого давления.....	84
5.7	Обеспечение защиты людей от движущихся механизмов, частей оборудования.....	85
5.8	Обеспечение взрывобезопасности.....	86
5.9	Обеспечение безопасности от токсичных веществ.....	87
5.10	Организация обеспечения безопасности и экологичности строительства скважин на предприятии.....	88
5.11	Эффективность природоохранных мероприятий.....	89
5.11.1	Совершенствование процесса строительства скважин.....	90
5.11.2	Сбор и утилизация отходов бурения и освоения.....	90
5.11.3	Охрана подземных вод.....	91
5.11.4	Рекультивация земельного участка.....	91
5.11.5	Охрана недр.....	92
5.11.6	Охрана атмосферного воздуха.....	93

РЕФЕРАТ

Данный диплом является технологическим строительным проектом эксплуатационной (ННП) скважины Приобского нефтяного месторождения (Ханты-Мансийский автономный округ-ЮГРА).

Цель бурения – вскрытие продуктивных пластов (2670-2950 м) Приобского месторождения.

В дипломном проекте сделаны: технические расчеты, технологические расчеты, экономические расчеты и необходимые данные.

В выбранном проекте бурение скважины рассчитывается технический и экономический показатель характеризующий работы АО НФ “ССК” и сводный сметный расче, определяющий затраты на строительство наклоннонаправленной скважины. После рассчитанных результатов приводиться составной план (ГТН) на строительство скважины.

В разделе: “Безопасность и экологичность” проекта, дана характеристика вредоносных и опасных факторов, действующих на человека возникающих в рабочем процессе и при ликвидации осложнений, особое внимание уделено на охрану экологической среде (ХМАО-ЮГРА).

В проектной части спец-вопроса представлено применение забойного протектора в КНБК при бурение. Принцип действия протектора сравнение протектора с над долотным амортизатором и вывод.

Дипломная работа содержит: 94 - листов машинописного текста, 15- таблиц, 7- рисунков и 10- слайдов

ВВЕДЕНИЕ

Бурение скважин всегда было и сегодня остается чрезвычайно капиталоемким. По этой причине поиск резервов повышения эффективности буровых работ – важнейшая задача, которая в связи с кризисными явлениями в экономике России стала еще более актуальной. Собственно бурение скважин включает в себя следующие основные процессы: разрушение горных пород на забое, удаление продуктов разрушения с забоя на поверхность, спуск и подъем бурового снаряда.

Как среда, в которой протекают практически все процессы, связанные с бурением скважин, промывочная жидкость во многом определяет степень использования потенциальных возможностей и ресурс работы бурового оборудования и инструмента, механическую скорость бурения, вероятность возникновения различного рода осложнений (нарушений устойчивости горных пород в околоствольном пространстве скважин, поглощений, флюидопроявлений и т.д.); качество вскрытия продуктивных пластов, качество геологической и геофизической информации, затраты всех видов ресурсов и др.

Территория приобского месторождения находится в низменной пойменной части р.Оби, которая пересекается множеством крупных и мелких протоков и изобилует большими и малыми озерами. Во время весенне-летнего половодья максимальный уровень подъема воды достигает 37 - 38 м, при этом максимальная глубина затопления поймы составляет от 2 до 4 м. Исходя из этого максимальная высота намыва кустов площадок и дорог должна обеспечивать их превышение над максимально возможным уровнем затопления паводковыми водами не менее, чем на 1 м.

1 Геолого – геофизическая часть

1.1 литолого-стратиграфическая характеристика разреза скважины

Стратиграфия и литологические характеристики разреза приобского месторождения приведены в таблице 1.1, 1.2.

Таблица 1.1

Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент
Кавернозности

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания (падения) пластов по подошве			Коэфф. Кавернозности интервала
От (кроя)	До (подошва)	Название	Индекс	Угол		Азимут, Град	
1	2			3	4		Град
0	30	Четвертичные отложения	Q	–	–	–	1,3
30	160	Новомихайловская свита	P2/3	–	–	–	1,3
160	240	Атлымская свита	P1/3	–	–	–	1,3
240	455	Чеганская свита	P1/3- P3/2	–	–	–	1,25
455	670	Люлинворская свита	P2/2	–	–	–	1,25
670	820	Талицкая сви-	P1	–	–	–	1,25

		та					
820	890	Ганькинская свита	К2	–	–	–	1,25
890	1050	Березовская свита	К2	–	–	–	1,25
1050	1130	Кузнецовская свита	К2	–	–	–	1,25
1130	1550	Уватская свита	К2+К1	–	30	–	1,25
1550	1650	Ханты-мансийская свита	К1	–	30	–	1,25
1650	1950	Викуловская свита	К1	–	30	–	1,25
1950	2250	Алымская свита	К1	–	40	–	1,25
2250	3000	Черкашинская	К1	1	30	–	1,25

Литологическая характеристика разреза скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, М		Горная порода	Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки,
	2	3		
Q	0	30	Суглинки, супеси	Торфяники, суглинки, супеси
P2/3	30	85	Пески, глины	Глины зелено-серые с прослоями песков и бурых углей
P2/3	85	160	Глины, пески	Глины серые и коричневые, пески светлые мелкозернистые с прослоями бурых углей
P1/3	160	240	Пески, алевролиты	Пески кварцевые, алевролиты с прослоями бурых углей
P1/3-P3/2	240	455	Глины	Глины светло-зеленые, алевролитистые с растительными остатками и прослоями бурого угля
P2/2	455	670	Глины, опоки	Глины зелено-серые с глауконитом внизу опоковидные, в середине диатомовые глины, опоки серые

1	2	3	4	5
P1	670	820	Глины, алевролиты	Глины темно-серые, серые, зеленоватые, алевролитистые с глауконитом с прослоями алевролита и включениями пирита
K2	820	890	Глины	Глины желто-зеленые, серые с глауконитом, пиритизированные
K2	890	1050	Глины, алевролиты	Глины серые и темно-серые опоковидные алевролитистые с прослоями алевролита и растительными остатками
K2	1050	1130	Глины	Глины темно-серые плотные, алевролитистые
K2-K1	1130	1550	Глины, песчаники, пески, алевролиты	Переслаивание песков, алевролитов, песчаников с глинами зелено-серыми
K1	1550	1650	Песчаники, глины, алевролиты	Песчаники серые, глины плотные, темно-серые аргилитоподобные с прослоями алевролит
K1	1650	1950	Песчаники, алевролиты, аргиллиты	Песчаники и алевролиты серые, мелкозернистые с прослоями аргиллитов темносерых

Продолжение таблицы 1.2

1	2	3	4	5
K1	1950	2250	Аргиллиты, глины, песчаники, алевролиты	Аргиллиты темно-серые, битуминозные с прослоями алевролитов и песчаников серых, светло-серых мелкозернистых, глины с растительными остатками
K1	2250	3000	Песчаники, глины, алевролиты, аргиллиты	Переслаивание песчаников, глин, с линзами известняков, алевролитов, в низах глины темно-серые, местами битуминизованные

1.2 Физико-механические свойства горных пород

Физико-механические свойства горных пород приведены в таблице 1.3.

Таблица 1.3

Физико-механические свойства горных пород

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, М		Краткое название гор. Пор.	Плотность, Г/см ³	Пористость, %	Глинистость, %	Карбонатность	Твердость, Мпа	Г
	От (верх)	До (низ)							
АС10	2670	2700	Песч.	2,1	18	12-18	5-8	14-234	9
АС11	2730	2760	Песч.	2,1	18				
АС12	2830	2950	Песч.	2,1	19				

1.3 Тектоника

В тектоническом отношении в Западно-Сибирской равнине выделяются три крупных тектонических элемента. Внешний пояс, Центральная и Северная тектоническая области.

Скважины в основном вскрывают метаморфические или изверженные породы, лишенные палеонтологических остатков.

1.4 Пластовое давление и температура

Давление и температура по разрезу скважины представлены в табл. 1.4

Таблица 1.4

Давление и температура по стволу скважины

Ин- Декс Стра - Ти- Граф . Подр .	Интервал, М		Градиент									
	От (верх)	До (низ)	Пласто- вого дав- ление		Гидро- разр. По- род		Порового Давления		Горного Давления		Геотермии- Ческий	
			0,1 Мпа На 10м	Ист По- Лу ч	0,1 Мпа На 10м	Ист По- Луч	0,1 Мпа На 10м	Ист По- Луч	0,1 Мпа На 10м	Ист По- Луч	0,1 Мпа На 10м	Ист По- Луч
Q- P3/2	0	455	P _{пл-гидр.}		0,2	Расч	–	–	0,22	Расч	3	РФЗ
P3/2- K2	450	1130	0,1	Расч	0,2	Расч	–	–	0,22	Расч	3	РФЗ
K2- K1	1130	1650	0,1	Расч	0,2	Расч	–	–	0,22	Расч	3	РФЗ
K1	1650	3000	0,099	Расч	0,2	Расч	–	–	0,22	Расч	3	РФЗ

1.5 Водно-нефтеносность

Водоносность и нефтеносность на Приобском месторождении приведены в таблицах 1.5, 1.6.

Таблица 1.5

Водоносность

Индекс Стратигр. Подр.	Интервал, М		Тип коллектора	Плотность, Кг/м ³	Дебит, М ³ /сут	Химический состав (воды), Мг-экв/л						Минерализация, Г/л
	От	о				Анионы			Катионы			
						Cl ⁻	SO ₄ ⁻²	HCO ₃ ⁻	Na(K) ⁺	Mg ⁺⁺	Ca ⁺⁺	
АС10	2670	700	Поров.	1010	20	94	1,1	2,8	95	1,7	5,1	8,8
АС11	2730	760	Поров.	1005	28	114	-	2,4	105	3,6	7,9	10,2
АС12	2830	950	Поров.	1010	3	240	-	21,2	246	2,6	12,6	16,5

Таблица 1.6

Нефтеносность

Интервал, М		Тип коллектора	Плотность, Кг/м ³	Дебит, М ³ /сут	Газовый фактор, М ³ /т	Относительная плотность по воздуху газа	Пласт. Давление, мпа	Коэфф. Сжимаемости
1	2							
2670	2700	Поров.	868	3,2-58	-	0,9	29,6	0,851
2730	2760	Поров.	866	19-57	67	0,9	30	0,854
2830	2950	Поров.	863	4,2	-	0,9	30,5	0,856

1.6 Осложнения при бурении

Возможные осложнения, которыми сопровождается бурение скважин, приведены в таблицах 1.7, 1.8, 1.9.

Таблица 1.7

Поглощение бурового раствора

Индекс	Интервал, м		Максимальная интенсивность поглощения, м ³ /ч
	От	До	
Q-Р3/2	0	455	Частичное, до 5

Причиной возникновения поглощений в данном интервале разреза скважины

Является отклонение параметров бурового раствора от проектных, поэтому необходимо строго соблюдать проектные параметры бурового раствора.

Таблица 1.8

Осыпи и обвалы стенок скважины

Индекс	Интервал, м		Причины возникновения
	От	До	
Q – Р3/2	0	455	Слабые стенки скважин, отклонения параметров бурового раствора от проектных
Р3/2-К2	455	1130	Набухание глин, отклонения параметров бурового раствора от проектных
К2-К1	1130	1650	Отклонения параметров бурового раствора от проектных

Таблица 1.9

Прихватопасные зоны

Ин-Декс	Интервал, М		Вид Прихвата	Параметры бур. Раствора			Допустим. Время остав. Колонны без движения, Мин	Условия возникновения
	От	До		Тип	Р, кг/м ³	ПФ, см ³ 30мин		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Q-P3/2	0	455	Обвалы	Глин.	1160	8-9	5	Слабые стенки
1	2	3	4	5	6	7	8	9
K ₁	1550	1650	Сужение ствола	Глин	1160	6-7	5	Набухание глин
K ₁	1650	2250	Обвалы	Глин	1160	6-7	5	Слабые стенки
K ₁	2250	2550	Сужение ствола	Глин	1160	6-7	5	Вспучивание глин

Причинами прихватов является отклонение параметров бурового раствора от проектных, плохая очистка бурового раствора от шлама, оставление инструмента без движения на долгое время. Поэтому необходимо строго соблюдать параметры бурового раствора, не оставлять без движения инструмент более, чем на 5 минут

Таблица 1.10

Нефтегазоводопроявления

Индекс стратигр. Подразделения	Интервал, м		Вид проявляемого флюида	Плотность смеси при Проявлении, г/см ³
	От (верх)	До (низ)		
К ₂ -К ₁	1130	1740	Вода	-
К ₁ (АС ₁₀₋₁₂)	2970	3150	Нефть	0,863

Нефтегазоводопроявления возникают вследствие снижения гидростатического столба жидкости в скважине во время СПО, низкое качество глинистого раствора, для предотвращения нефтегазоводопроявлений необходимо строго следить за уровнем бурового раствора в скважине, следить за качеством буровой промысловочной жидкости.

1.7 Обоснование комплекса геофизических исследований в скважине.

Таблица 1.11

Геофизические исследования и работы в скважине

Вид исследования	Масштаб записи	Интервалы исследования, м
1	2	3
1. Исследования перед спуском кондуктора		
-	-	-
2. Исследования перед спуском эксплуатационной колонны		
Стандартный каротаж + ПС	1:500	710-3000
БКЗ (5 зондов и резистив.)	1:200	2720-3000
Индукционный каротаж	1:200	2720-3000
Боковой каротаж	1:200	2720-3000
Стандартный каротаж	1:200	2720-3000
Индукционный каротаж	1:200	2720-3000
Инклинометрия	Согласно инструкции	

1	2	3
3. Исследования в обсаженном стволе		
В кондукторе		
Цементометрия	1:500	0-710

Продолжение таблицы 1.11

1	2	3
УЗБА	1:500	0-710
В эксплуатационной колонне		
Локатор муфт	1:500	0-2720
Локатор муфт	1:200	2720-3000
УЗБА	1:500	0-2720
УЗБА	1:200	2720-3000
ГК,ГГК,НКТ	1:500	0-2720
ГК,ГГК,НКТ	1:200	2570-2720
СГДТ	1:200	2570-2781
СГДТ	1:500	0-2370
АКЦ	1:200	2720-3000

Инклинометрия проводится прибором ИОН-1 (непрерывная запись по всему стволу скважины). Контрольные замеры на глубине 900 м, 1100 м, 1300 м, 1500 м, 1700 м, 1900 м, 2100 м, 2300 м, 2500 м, 2700 м, 3000 м и при ОК.

ТЕХНОЛОГИЯ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИНЫ.

2.1 Проектирование профиля скважины

Наклонно-направленная скважина должна иметь по возможности минимальную стоимость и обеспечивать достаточно надежную работу применяемого насосного оборудования, т. е. дополнительные ограничения на технологию бурения и эксплуатации скважины, связанные со спецификой наклонного бурения, должны быть минимальными. Для этого ствол скважины должен иметь минимальное количество перегибов и минимальную длину. Бурение наклонно – направленного ствола скважины требует применение жестких компоновок, что на больших глубинах увеличивает опасность осложнений и аварий. Кроме того, в наклонном стволе скважины, особенно с большим зенитным углом, затруднено цементирование обсадной колонны, что снижает качество её крепления. Поэтому на данном месторождении целесообразно применить четырех интервальный профиль.

Расчёт профиля

Исходные данные:

- глубина скважины по вертикали $H=3000$ м;
- проектное смещение $A=650$ м;
- глубина вертикального участка $h_1=100$ м;
- интенсивность набора угла на 100 м, $i_{100}=1,3$ град;
- глубина спуска кондуктора $H_k=1180$ м.

Построение профиля будем вести графоаналитическим способом.

Определим вспомогательный угол:

$$\alpha_1 = \arctg \frac{A}{H - h_1} = \arctg \frac{650}{3000 - 100} = \arctg 0.224 = 12,63^\circ$$

Принимаем $\alpha_1=15^\circ$;

Принимаем из [2] для $\alpha_1=15^\circ$ радиус набора зенитного угла $R_1=498$ м

Угол вхождения в пласт $\alpha_k=10^\circ$, по [2] средний радиус кривизны на участке падения зенитного угла от 15° до 10° равен

$$R_2=4407 \text{ м};$$

Максимальный зенитный угол α рассчитываем по формуле:

$$\alpha = \arcsin \frac{(R_1 + R_2)(H_1 - h_1) - (R_1 + R_2 - A_1) \sqrt{(H_1 - h_1)^2 - A_1[2(R_1 + R_2) - A_1]}}{(H_1 - h_1)^2 + (R_1 + R_2)^2 - A_1[2(R_1 + R_2) - A_1]};$$

$$\text{где } A_1 = A + R_2(1 - \cos \alpha_k) = 650 + 4407(1 - \cos 10) = 716,95 \text{ м};$$

$$H_1 = H + R_2 \sin \alpha_k = 3000 + 4407 \sin 10 = 3765,26 \text{ м};$$

$$R_1 + R_2 = 498 + 4407 = 4905 \text{ м};$$

$$\alpha = \arcsin \frac{4905(3765,26 - 100) - (4905 - 716,95) \sqrt{(3765,26 - 100)^2 - 716,95[2 \cdot 4905 - 716,95]}}{(3765,26 - 100)^2 + 4905^2 - 716,95[2 \cdot 4905 - 716,95]} = 13^\circ$$

1. Вертикальный участок:

$$A_1=0 \text{ м}, h_1=100 \text{ м}, l_1=h_1=100 \text{ м};$$

2. Участок набора зенитного угла:

$$A_2=R_1(1-\cos\alpha)=498(1-\cos 13^\circ)=12,74 \text{ м};$$

$$h_2=R_1 \sin \alpha = 498 \sin 13^\circ = 111,94 \text{ м};$$

$$l_2=R_1 \frac{\alpha}{57,3} = 498 \frac{13^\circ}{57,3} = 112,89 \text{ м};$$

3. Участок стабилизации:

$$h_3=H-(h_1+h_2+h_4)=3000-(100+111,94+225,34)=2562,72 \text{ м};$$

$$A_3=h_3 \operatorname{tg} \alpha = 2562,72 \operatorname{tg} 13^\circ = 591,44 \text{ м};$$

$$l_3 = \frac{h_3}{\cos \alpha} = \frac{2562,72}{\cos 13^\circ} = 2630,02 \text{ м};$$

4. Участок спада зенитного угла:

$$h_4=R_2(\sin \alpha - \sin \alpha_k) = 4407(\sin 13^\circ - \sin 10^\circ) = 225,34 \text{ м};$$

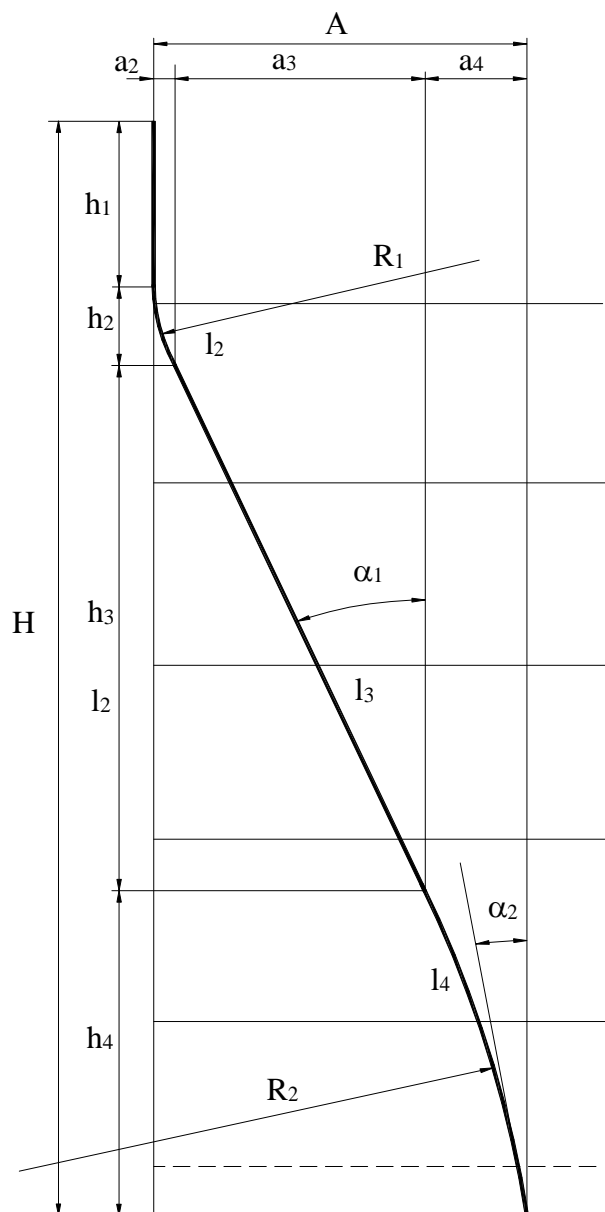
$$l_4=R_2 \frac{\alpha - \alpha_k}{57,3} = 4407 \frac{13 - 10}{57,3} = 229,96 \text{ м};$$

$$A_4=R_2(\cos \alpha_k - \cos \alpha) = 4407(\cos 10^\circ - \cos 13^\circ) = 45,82 \text{ м};$$

Результаты расчётов занесём в таблицу 2.1 Расчетный четырех интервальный профиль скважины приведен на рисунке 2.1.

Таблица 2.1 Результаты расчета профиля скважины

Участок	A_i , м	h_i , м	l_i , м
Вертикальный	0	100	100
Набора зенитного угла	12,74	111,94	112,89
Стабилизации	591,44	2562,72	2630,15
Падение зенитного угла	45,82	225,34	226,96
Σ	650	3000	3073



2.2 Проектирование конструкции скважины

Плотность бурового раствора должна быть такой, чтобы предупредить пластовое проявление, поглощение или гидроразрыв пласта при выполнении любых работ в скважине (бурении, проведении СПО и др.).

Необходимая плотность из этих условий определяется согласно следующим соотношениям:

$$\text{– для } H \leq 1200 \text{ м; } \frac{1,1 P_{\text{пл}}}{g H} \leq \rho \leq \left[\frac{1,15 P_{\text{пл}}}{g H}; \frac{P_{\text{пл}} + 1,5 \cdot 10^6}{g H}; \frac{P_{\text{пл}}}{1,1 g H} \right] \quad (2.2)$$

$$\text{– для } 1200 \leq H \leq 2500 \text{ м; } \frac{1,05 P_{\text{пл}}}{g H} \leq \rho \leq \left[\frac{1,1 P_{\text{пл}}}{g H}; \frac{P_{\text{пл}} + 2,5 \cdot 10^6}{g H}; \frac{P_{\text{пл}}}{1,05 g H} \right] \quad (2.3)$$

Физический смысл приведенных соотношений очевиден. Левая часть обеспечивает регламентированное противодействие на пласт - предотвращает проявления из пласта, а правая – поглощение в проницаемых пластах и гидроразрыв – в непроницаемых, слабопроницаемых (глины и глинистые породы).

Так как у нас по интервалам бурения даны значения не давлений, а их градиентов, то соотношения (17) и (18) следует заменить на следующие:

$$\text{– для } \hat{I} \leq 1200; \quad 1,1 \hat{e}_a \rho_a \leq \rho \leq \left[1,15 \hat{e}_a \rho_a; \hat{e}_a \rho_a + \frac{1,5 \cdot 10^6}{g H}; \frac{\hat{e}_{\text{ад}} \rho_a}{1,1} \right] \quad (2.4)$$

$$\text{– для } 1200 \leq \hat{I} \leq 2500; \quad 1,05 \hat{e}_a \rho_a \leq \rho \leq \left[1,1 \hat{e}_a \rho_a; \hat{e}_a \rho_a + \frac{2,5 \cdot 10^6}{g H}; \frac{\hat{e}_{\text{ад}} \cdot \rho_a}{1,05} \right] \quad (2.5)$$

Вычислим возможные пределы изменения плотности бурового раствора по разрезу скважины согласно вышеприведенным соотношениям и результаты расчетов приводим в таблицу 2.2.

Таблица 2.2

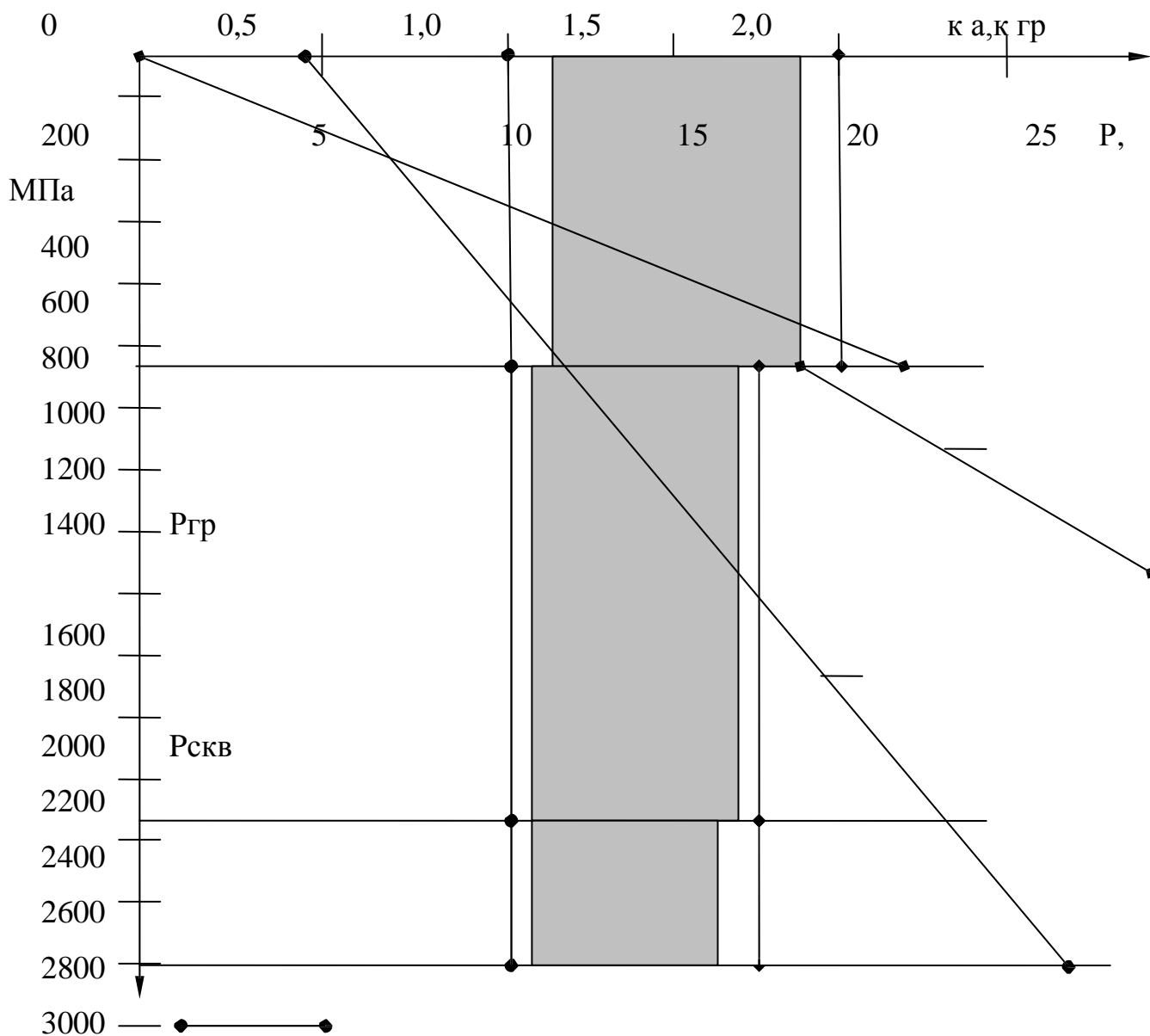
Значения давлений и индексов давлений пластовых и гидроразрыва по интервалам бурения и возможные пределы изменения плотности по разрезу скважины.

интервал глубин, м	$P_{пл}$, МПа	$P_{гр}$, МПа	K_a	$K_{гр}$	ρ_{min} , кг/м ³	ρ_{max} , кг/м ³
0...450	4,41	8,82	1,0	2,0	1100	1818
450...1130	11,02	22,16	1,0	2	1100	1818
1130...1740	17,07	29,02	1,0	1,7	1050	1620
1740...2500	24,3	41,7	0,99	1,7	1039	1619
2500...3000	28,5	53,4	0,99	1,62	1029	1634

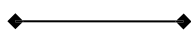
Для определения совместимых интервалов бурения строим совмещенный график индексов давлений пластовых и гидроразрыва пласта. Поэтому графику также выбираем оптимальное значение плотности бурового раствора. Из графика на рисунке 2 видно, что все интервалы бурения являются совместимыми. Плотность бурового раствора $\rho_{ж}=1160$ кг/м³.

Для крепления верхних неустойчивых интервалов разреза, изоляции водоносных горизонтов от загрязнения, установки противовыбросового оборудования, а также для подвески последующих обсадных колонн предусматривают спуск кондуктора. Глубину спуска кондуктора необходимо выбирать с таким расчетом, чтобы в случае частичного или полного выброса промывочной жидкости при дальнейшем углублении скважины и заполнения последней пластовой жидкостью не произошло гидроразрыва пород, лежащих ниже башмака, давле-

нием, возникшим в стволе после герметизации устья превентором. Глубину, выше которой возможен гидроразрыв пород, найдем, построив график распределения давлений по стволу скважины при закрытом устье.



— ка — коэффициент аномальности



. — кгр — коэффициент гидроразрыва

Давление на устье P_y вычисляем по формуле

$$P_y = P_{пл} - \rho_{нг} L, \quad \text{МПа};$$

$$P_y = 28,5 \cdot 10^6 - 863 \cdot 9,81 \cdot 3000 = 3,1 \text{ МПа}.$$

Из рисунка 2.3 определим точку пересечения, которая соответствует глубине 270 м. Башмак кондуктора должен находиться ниже этой отметки, также он должен устанавливаться в прочных породах.

Существует ряд методик для определения глубины спуска колонн, оборудованных противовыбросовым оборудованием. Наиболее приемлемой для практических расчетов считаем формулу (2.3). В отличие от других формул, в том числе формулы АзНИПИнефти, исходная информация для расчетов по формуле:

$$L_k = \frac{1.05 \cdot P_y \cdot l_{кр}}{0.95 \cdot K_{гр} \cdot l_{кр} - 1.05 \cdot (P_{пл} - P_y)}, \text{ м}$$

где P_y - ожидаемое максимальное давление на устье во время ГНВП и закрытия устья, МПа;

$P_{пл}$ - пластовое давление проявляющего горизонта, МПа;

$l_{кр}$ - глубина кровли (по вертикали) проявляющего горизонта, м;

$K_{гр}$ - градиент гидроразрыва пород в зоне башмака кондуктора.

Глубина спуска кондуктора выбирается также:

- в соответствии с требованиями приказа № 31 от 4.11.1992 г. Тюменского округа Госгортехнадзора РФ глубина спуска кондуктора должна быть не менее глубины залегания глин подошвы люлинворской свиты плюс 20 м. Поэтому проектная глубина должна быть не менее $670+20=690$ м

Минимальная глубина спуска кондуктора диаметром 245 мм – 400 м (на 50 м ниже подошвы нижнего слоя ММП). С целью перекрытия неустойчивых отложений верхней части разреза, в т.ч. люлинворской свиты, расчетная глубина спуска кондуктора – 700 м. При больших зенитных углах (более 30°) по тем же соображениям глубина спуска кондуктора может быть увеличена, но не более чем до 1250 м.

Исходя из вышеизложенного и опыта бурения на Приобском месторождении, примем глубину спуска кондуктора 1180 м.

Эксплуатационную колонну диаметром 146 мм спускаем до глубины 3000 м по вертикали с целью укрепления стенок скважины, изоляции водоносных горизонтов, недопущения геологических осложнений и создания герметичного канала для транспортировки нефти и газа на поверхность.

Для проектирования и расчета диаметров обсадных колонн берется диаметр эксплуатационной колонны, которая задается заказчиком в зависимости от назначения дебита скважины.

В соответствии с заказом объединения ОАО «Юганскнефтегаз» на Приобском месторождении спускаются эксплуатационные колонны диаметром 146 мм.

Определяем диаметр долота для бурения под эксплуатационную колонну:

$$D_{\delta}^{\text{ЭК}} = D_{\text{ЭК}}^{\text{М}} + 2\Delta_{\text{к}}, \text{ мм}$$

где $D_{\text{ЭК}}^{\text{М}}$ - диаметр колонны по муфте, мм;

$\Delta_{\text{к}}$ - зазор между муфтой трубы и стенкой, мм;

$D_{\text{ЭК}}^{\text{М}}$ выбираем из [9] и подставляем в формулу,

$$D_{\delta}^{\text{ЭК}} = 166 + 2 \cdot 20 = 206 \text{ мм}; \text{ по ГОСТу подбираем } D_{\delta}^{\text{ЭК}} = 215,9 \text{ мм.}$$

Определяем внутренний диаметр кондуктора:

$$D_{\text{вн}}^{\text{конд}} = D_{\delta}^{\text{ЭК}} + 2 \cdot \delta, \text{ мм}$$

где $D_{\text{вн}}^{\text{конд}}$ - внутренний диаметр кондуктора, мм;

δ - зазор между долотом и стенкой трубы, мм.

$$D_{\text{вн}}^{\text{конд}} = 215,9 + 2 \cdot 5 = 225,9 \text{ мм}; \text{ по ГОСТу } D_{\text{н}}^{\text{конд}} = 244,5 \text{ мм};$$

$$D_{\delta}^{\text{конд}} = D_{\text{м}}^{\text{конд}} + 2\Delta_{\text{к}} = 270 + 2 \cdot 10 = 290 \text{ мм}; \text{ по ГОСТу } D_{\delta}^{\text{конд}} = 295,3 \text{ мм.}$$

Определяем внутренний диаметр направления:

$$D_{\text{вн}}^{\text{напр}} = D_{\delta}^{\text{конд}} + 2 \cdot \delta = 295,3 + 2 \cdot 5 = 305,3 \text{ мм}; \text{ по ГОСТу } D_{\text{н}}^{\text{напр}} = 324 \text{ мм};$$

$$D_{\delta}^{нар} = D_{м}^{нар} + 2\Delta_{к} = 351 + 2 \cdot 10 = 371 \text{ мм}; \text{ по ГОСТу } D_{\delta}^{конд} = 393,7 \text{ мм}.$$

Полученные данные сведем в таблицу 2.3.

Таблица 2.3

Конструкция скважины

Интервал устья по стволу, м	Наименование обсадной колонны	Диаметр колонны, мм	Наружный диаметр соединения, мм	Диаметр долота, мм
0–30	Направление	324	351	393,7
0–710	Кондуктор	245	270	295,3
0–3000	Эксплуатационная	146	166	215,9

2.3 Выбор буровых растворов и их химическая обработка по

интервалам

2.3.1 Общие положения

В процессе проводки скважины раствор должен выполнять следующие основные функции:

- очищать скважину от частиц выбуренной породы;
- удерживать частички шлама во взвешенном состоянии при остановке циркуляции;
- охлаждать долото и облегчать разрушение горной породы в призабойной зоне;
- оказывать физико-химическое воздействие на стенки скважин для предупреждения их разрушения;
- передавать энергию забойным двигателям;
- обеспечивать сохранение естественной проницаемости пласта.

Тип бурового раствора выбирается из условия устойчивости стенок скважины, определяется физико-химическими свойствами слагающих горных пород и содержащихся в них флюидах, пластовым и горным давлением, забойной температурой.

С целью максимального сохранения коллекторских свойств пласта, при его вскрытии предусматривается применение полиалкиленгликолевых растворов. За 200 м до продуктивного пласта начинается перевод полимерглинистого раствора на полимералкиленгликолевый путём замены акриловых полимеров на полисахаридные.

2.3.2 Краткое описание химических реагентов используемых при приготовлении буровых растворов

ПМБА : глинопорошок бентонитовый модифицированный марки А.

Натриевый монтмориллонит, модифицируется кальцинированной содой и полимерами, является структурообразователем, повышает вязкость, а также можно регулировать водоотдачу.

Для приготовления глинистого раствора, необходимо предварительно прогидратировать расчётное количество глинопорошка в технической воде (без добавления химреагентов) не менее 4 часов.

Карбоксиметилцеллюлоза (КМЦ) – натриевая соль простого эфира целлюлозы и гликолевой кислоты. Чем выше степень полимеризации КМЦ, тем выше её термостойкость и стабилизирующее действие на буровой раствор, поэтому наиболее эффективны реагенты марки КМЦ - 600 и КМЦ - 700. Представляет собой мелкозернистый порошкообразный материал белого или кремоватого цвета, содержание влаги не более 10%. Хорошо растворяется в воде, при подогреве растворимость улучшается. Применяется для регулирования фильтрационных свойств буровых растворов, рекомендуемые концентрации КМЦ в пресных растворах – до 0,5%.

НТФ - нитрилотриметилфосфоновая кислота – порошок белого цвета, эффективно снижает вязкость глинистого раствора, хорошо растворяется в воде, оптимальная концентрация 0,01 - 0,03% мас. от объема бурового раствора. Не требует специального приготовления, но для более равномерной обработки бурового раствора рекомендуется использовать в виде водного раствора 1-10%-ой концентрации.

Кальцинированная сода (Na_2CO_3) – мелкокристаллический порошкообразный продукт белого цвета, плотностью 2500 кг/м^3 , содержание основного вещества 99%, водорастворим, применяется для связывания ионов кальция и магния в буровом растворе, а также может применяться для регулирования рН раствора и с целью улучшения диспергирования глинопорошков.

Графит – маслянистый порошок серебристого цвета, применяется как противоприхватная добавка к буровому раствору. Обычно используется в количестве 1-2% от объема бурового раствора.

Слайдрилл (ДМР-410) – высокомолекулярные гидролизованные полиакриамиды, основная функция которых стабилизация аргиллитов и глин, дополнительная функция – флокуляция выбуренной породы, снижение водоотдачи, улучшение смазочных свойств, предотвращение наработки, стабилизация реологических свойств раствора. РН 0,5% раствора – 7,2 – 7.

2.3.3 Химические реагенты применяемые для обработки буровых растворов

До начала бурения скважины необходимо иметь на буровой химические реагенты следующего ассортимента:

1. Сайпан	–550 кг;
2. Праестол	–300 кг;
3. Полиакриламид	–300 кг;
4. Графит	–1000 кг;
5. Лубрисал	–600 кг;
6. НТФ	–150 кг;
7. Бикорбанат натрия (натрий двууглекислый)	–100 кг;
8. Коагулянт	–300 кг;
9. Флокулянт	–200 кг;
10. КМЦ	–400 кг;
11. КССБ	–500 кг;

12. Сода кальцинированная

–100 кг;

1. Бурение направления 0–30 м.

Бурение интервала 0–30 м производится на растворе, оставшемся от предыдущей скважины.

2. Бурение кондуктора 30–1181 м.

При бурении интервала залегания песчаников (0–300 м) особое внимание следует уделить реологическим показателям бурового раствора, не допускать их снижение во избежание интенсивного осыпания стенок скважины. Во время бурения обработка и приготовление раствора производится через гидромешалку и воронку инжекторного типа, используя для регулирования вязкости–НТФ, для регулирования водоотдачи–камцел.

Регулирование плотности бурового раствора производится за счёт естественной наработки, очистки и разбавления.

После спуска кондуктора и его цементировании буровой раствор, оставшийся в ёмкостях, перерабатывается с химическим усилением в станции FCU. На выходе из центрифуги имеем осветлённую воду с плотностью

1,01 г/см³ и глинистую фракцию.

3. Бурение интервала 2400–3000 м.

1) вода осветлённая : техническая вода (1 : 1) –35 кг;

2) сайпан –25 кг;

3) дрилл А1 –25–50 кг;

4) ФК–2000 –50–70 лит-

ров.

Рекомендуемые параметры бурового раствора по интервалам бурения приведены в таблице 2.4.

Таблица 2.4

Параметры бурового раствора

Наименование колонны	ρ , кг/м ³	УВ, с	ПФ, см ³ /30мин	СНС _{1/10} , Па	Толщина корки, мм	Содерж. песка, %
Направление	1150	30-35	6-8	15/35	1-2	2
Кондуктор	1150	20-23	8-10	0-5/0-10	1-2	2
Экспл. колонна (в интервале продук. пласта)	1100	23-25	6-8	5/15	<1	1
	1180	25-27	4-6	5-10/10-15	<1	1

2.4 Выбор способа бурения

Основные требования к выбору способа вращения долота определяются необходимостью обеспечения успешной проходки ствола скважины, при возможных осложнениях, с высокими технико-экономическими показателями. Поэтому приемлемый вид бурения должен допускать использование такой техники и технологии проводки ствола, которые наиболее полно отвечали бы условиям предупреждения осложнений и их ликвидаций, и качественного вскрытия продуктивного пласта, а также достижение высокого качества ствола скважины, её конфигурации и наиболее высоких механических скоростей, наибольших проходок на долото, а также применение различных типов долот, в соответствии с механическими и абразивными свойствами пород.

Одним из основных критериев для выбора того или иного способа бурения служит возможность передавать на забой достаточную мощность при любых глубинах бурения с наименьшими потерями и достаточный крутящий момент, для создания надлежащей осевой нагрузки.

Целесообразность применения тех или иных способов бурения и их разновидностей (ударно-вращательное, турбинно-роторное, реактивно-турбинное, с промывкой различными буровыми растворами, различными долотами) определяется с учетом геологических, технических и экономических факторов. Эти решения должны пересматриваться по мере совершенствования технологии и техники бурения (долот, труб, растворов) и изменения, уточнения условий про-

водки скважин. Возможно сочетание нескольких способов при проводке различных участков одной и той же скважины.

2.5 Выбор компоновок бурильного инструмента

В состав бурильной колонны входят УБТ, СБТ и ЛБТ, долото и при необходимости различные расширители, центраторы, калибраторы и стабилизаторы. Диаметр УБТ выбираем исходя из диаметра размеров долот:

$$D_d = 295,3 \text{ мм, следовательно } D_{УБТ} = 203 \text{ мм;}$$

β – коэффициент облегчения;

$$\beta = 1 - \frac{\rho_{жс}}{\rho_m} = 1 - \frac{1160}{7850} = 0,853 ;$$

При бурении под эксплуатационную колонну $D_d = 215,9$ мм, $D_{УБТ} = 178$ мм, бурение забойными двигателями:

$$l_{СБТ} \geq \frac{1,2G_d - G_{з.д} \cdot \beta - 0,9P_{крСБТ}^{111}}{\beta \cdot g_{УБТ} \cdot \cos \alpha} , \text{ м}$$

где $P_{кр}^{111}$ – критическая нагрузка 111-го рода, кН ;

$$P_{крСБТ}^{111} = \frac{16\Pi^2 EI}{l_{кр}^2} + \frac{\beta g_{СБТ} l_{кр}}{2} , \text{ кН}$$

$l_{кр}$ – критическая длина, м;

EI – жесткость на изгиб, МПа·мм⁴,

$$I = \frac{\Pi}{64} \cdot (D_{СБТн}^4 - D_{СБТвн}^4) , \text{ мм}^4,$$

$$I = \frac{3,14}{64} (0,127^4 - 0,109^4) = 5,83 \cdot 10^{-6} \text{ мм}^4,$$

$$E = 2,1 \cdot 10^{11} \text{ МПа,}$$

$$EI = 1224 \cdot 10^3 \text{ МПа} \cdot \text{мм}^4,$$

$$l_{кр} = 2,65 \sqrt{\frac{EI}{\beta \cdot g_{СБТ}}} = 2,65 \sqrt{\frac{1224 \cdot 10^3}{0,853 \cdot 262}} = 45,9 \text{ м,}$$

$$P_{кр}^{111} = \frac{16 \cdot 3,14^2 \cdot 1224 \cdot 10^3}{45,9^2} + \frac{0,86 \cdot 262 \cdot 45,9}{2} = 92,6 \text{ кН ;}$$

тогда

$$l_{УБТ} \geq \frac{1,2 \cdot 190 \cdot 10^3 - 44700 \cdot 9,81 \cdot 0,86 - 0,9 \cdot 92,6 \cdot 10^3}{0,86 \cdot 1548 \cdot \cos 13^\circ} = 51,47 \approx 50 \text{ м};$$

Выбираем 12 метровые трубы, тогда необходимо 2 труб длиной 24 метров.

Диаметр СБТ выбирается из условия $\frac{D_{СБТ}}{D_{УБТ}} \geq 0,7$, $D_{СБТ}=127$ мм;

длина СБТ:

$$l_{СБТ} \geq \left(\frac{1,2G_\delta}{\beta} - G_{з.д} - G_{УБТ} \right) \frac{1}{g_{СБТ}}, \text{ м}$$

где $q_{СБТ}$ – вес погонного метра СБТ, Н;

$$l_{СБТ} \geq \left(\frac{1,2 \cdot 190 \cdot 10^3}{0,853} - 44700 \cdot 9,81 - 1548 \cdot 24 \right) \frac{1}{262 \cdot \cos 13^\circ} = 558,14 \text{ м};$$

Всего нам понадобится СБТ 23 свечей (46 труб) длиной 575 метра.

Длина ЛБТ:

$$l_{ЛБТ} = l_{скв} - l_{УБТ} - l_{з.д} - l_{СБТ} = 3073 - 48 - 25,7 - 575 = 2424,30 \text{ м}$$

Принимаем $l_{ЛБТ} = 2425$ м (97 свечей).

Выбираем $D_{ЛБТ}$, из условия $\frac{D_{СБТ}}{D_{ЛБТ}} \geq 0,7$, отсюда $D_{ЛБТ}=147$ мм.

Кроме этого в интервале набора и спада зенитного угла необходимо центрирование колонны.

2.6 Расчёт бурильной колонны

При расчёте колонны на прочность при бурении и при подъёме с промывкой необходимо разделить её на участки с различными типами труб или зенитными углами и определить растягивающие и сжимающие нагрузки.

$$\frac{dT}{dl} = q \cos \alpha \pm f q \sin \alpha + \frac{fT}{R};$$

где f – сила сопротивления движению колонны, $f=0,26$;

R – радиус искривления на данном участке, м;

В интегральной форме данное выражение выглядит следующим образом:

$$T_B = T_n \exp(\Delta\alpha f) + \beta q l \exp\left(\frac{\Delta\alpha}{2} f\right) (\cos\alpha \pm f \sin\alpha), \text{ Н}$$

где T_B, T_n – усилия вверху и внизу участка соответственно, кН;

α – средний угол на участке;

$\Delta\alpha$ – изменение зенитного угла.

Расчетная схема приведена на рисунке 2.3.

Пример расчета 1-го участка:

$$T_{B1} = 0,853 \cdot 1548 \cdot 50 \cdot \exp(0,5 \cdot 0,63 \cdot 0,04) (\cos 10,315 + 0,04 \cdot \sin 10,35) = 66,26 \text{ кН}$$

Для других участков расчет аналогичен.

Таблица 2.5

Результаты расчета растягивающих усилий

№	l, м	Тип труб	q, Н/м	β	$\Delta\alpha^\circ$	рад.	α°	T_B , кН
0	0	–	–	0,853	0	0	0	0
1	48	УБТ	1530	0,853	0,06303	0,011	10,315	66,26
2	179,96	СБТ	262	0,853	4,53	0,079	11,815	106,23
3	395,04	СБТ	262	0,853	0	0	13	193,05
4	2234,98	ЛБТ	161,86	0,557	0	0	13	391,2
5	112,89	ЛБТ	161,86	0,555	13	0,226	6,5	404,95
6	100	ЛБТ	161,86	0,557	0	0	0	413,96

При турбинном способе бурения бурильную колонну необходимо проверить на усталостную прочность (выносливость). Наиболее опасными являются участки 6 и 7, так как на участке 6 действуют растягивающая нагрузка и избыточное напряжение, а на участке 7 действуют максимальные растягивающие нагрузки.

$$\sigma_{рез} = \sigma_r + \sigma_{из}, \text{ МПа}$$

где σ_r – растягивающая нагрузка, МПа;

$\sigma_{из}$ – изгибающее напряжение, МПа;

$$\sigma_p = \frac{T_B + P_{вн} S_k}{S_k}, \text{ МПа}$$

где $P_{вн}=15 \text{ МПа}$;

S_k – площадь канала, м^2 ;

$S_{тр}$ – площадь тела, м^2 ;

$$S_k = \frac{\pi \cdot D_{ЛБТ}^{вн2}}{4}, \text{ м}^2;$$

где $D_{ЛБТ}^{вн}$ – внутренний диаметр ЛБТ, м;

$$S_k = \frac{3,14 \cdot 0,125^2}{4} = 0,0123 \text{ м}^2;$$

$$S_{тр} = \frac{\pi(D_{ЛБТ}^{нар2} - D_{ЛБТ}^{вн2})}{4} = \frac{3,14(0,147^2 - 0,125^2)}{4} = 0,0047 \text{ м}^2;$$

$$\sigma_p^5 = \frac{404,95 \cdot 10^3 + 15 \cdot 10^6 \cdot 0,0123}{0,0047} = 125,41 \text{ МПа};$$

$$\sigma_p^6 = \frac{413,96 \cdot 10^3 + 15 \cdot 10^6 \cdot 0,0123}{0,0047} = 127,33 \text{ МПа};$$

$$\sigma_{и} = \frac{E \cdot D_{ЛБТ}^{нар}}{2 \cdot R_1}, \text{ МПа}$$

где E – модуль Юнга, $E_{ЛБТ}=0,7 \cdot 10^{11} \text{ Па}$;

$$S_{тр} = \frac{\pi(D_{ЛБТ}^{нар2} - D_{ЛБТ}^{вн2})}{4} = \frac{3,14(0,147^2 - 0,125^2)}{4} = 0,0047 \text{ м}^2;$$

$$\sigma_p^5 = \frac{404,95 \cdot 10^3 + 15 \cdot 10^6 \cdot 0,0123}{0,0047} = 125,41 \text{ МПа};$$

$$\sigma_p^6 = \frac{413,96 \cdot 10^3 + 15 \cdot 10^6 \cdot 0,0123}{0,0047} = 127,33 \text{ МПа};$$

$$\sigma_{и} = \frac{E \cdot D_{ЛБТ}^{нар}}{2 \cdot R_1}, \text{ МПа}$$

где E – модуль Юнга, $E_{ЛБТ}=0,7 \cdot 10^{11} \text{ Па}$;

$$\sigma_{и}^5 = \frac{0,7 \cdot 10^{11} \cdot 0,147}{2 \cdot 498} = 10,33 \text{ МПа};$$

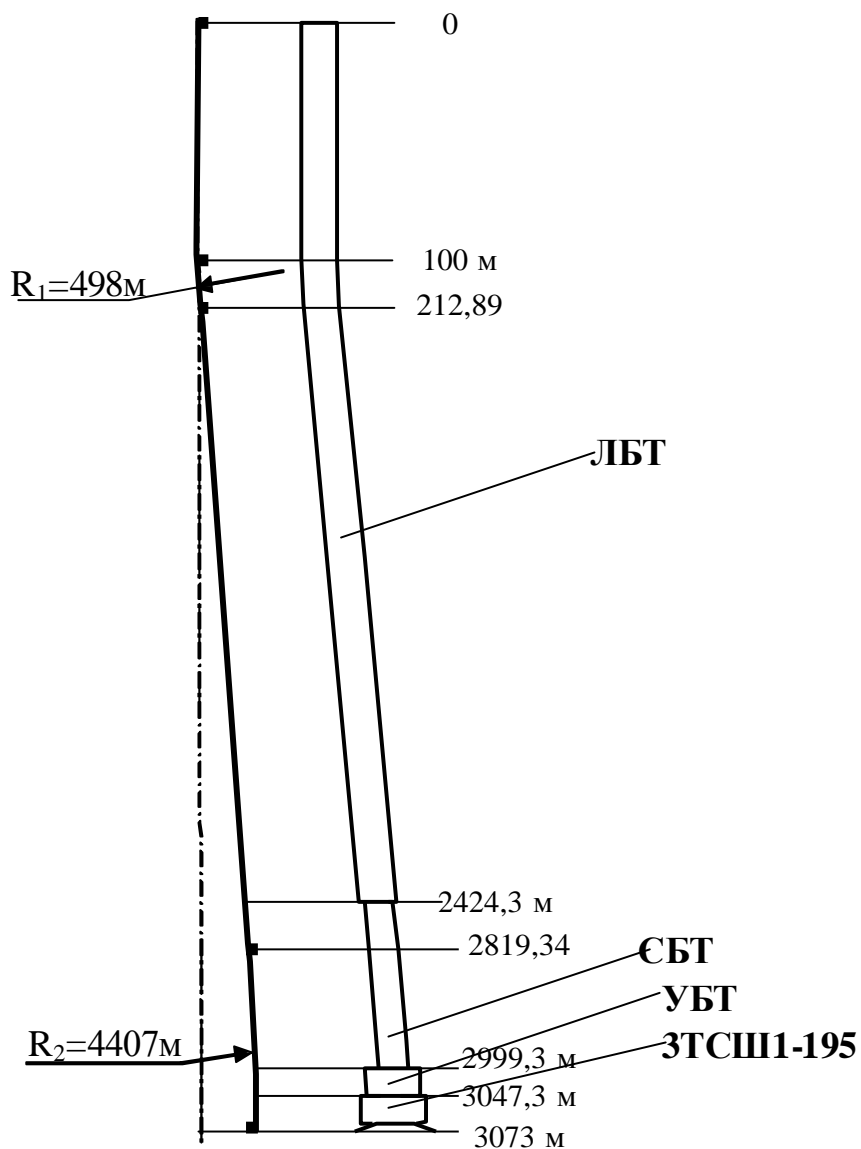


Рисунок 2.4 – Расчетная схема КНБК

$$n = \frac{45(430 - 135,74)}{430 \cdot 10,33 - 45 \cdot 10,33} = 3,32 > 1,5$$

Максимальная глубина спуска порожней колонны:

$$H = \frac{\sigma_T}{[n] \cdot \rho \cdot g} = \frac{34,3 \cdot 10^6}{1,5 \cdot 1160 \cdot 9,81} = 2009 \text{ м}$$

Таблица 2.6

Компоновка бурильной колонны

Участок скважины	Интервал по стволу, м	Способ бурения	Компоновка низа бурильной колонны
Направление	0 – 30	роторный	393,7С-ЦВ, ТБПВ-127×9
Кондуктор	30 – 1180	турбинный	295,3МСЗ-ГНУ, ТСШ-240, УБТ-203–12м, ТБПВ-127×9 – 432 м, ЛБТ-147×11
Эксплуатационная колонна	1180 – 3000	турбинный	215,9МЗ-ГВ, ЗТСШ1-195, Т0-195, УБТ-178 – 12 м, ТБПВ-127×9–432 м, ЛБТ-147×11
			215,9МЗ-ГВ, КЛСН-215,9, ЗТСШ1-195 УБТ-178– 24 м, ТБПВ-127×9 – 575м, ЛБТ-147×11
			215,9 СГВ, ЗТСШ1-195, УБТ-178 – 48 м, ТБПВ-127×9 – 575 м, ЛБТ-147×11

2.7 Проектирование режима бурения

2.7.1 Разработка гидравлической программы проводки скважины

Гидравлическая программа проводки скважины представляет собой выбор типа забойного двигателя, выбор расхода промывочной жидкости по интервалам бурения, а также определения типа и количества насосов, обеспечивающих необходимый расход промывочной жидкости.

Выбор расхода промывочной жидкости производится с учётом рабочих характеристик забойных двигателей, так как система "насос – турбобур – скважина" представляет собой единое целое. Установление необходимого режима работы буровых насосов, выбор турбобуров по интервалам бурения производится с помощью НТС – номограммы, в случае турбинного бурения. Расход промывочной жидкости выбирается из условий:

1. Удаление шлама с забоя;
2. Вынос шлама на поверхность;
3. Обеспечение нормальной работы турбобура.

Расход промывочной жидкости, необходимый для очистки забоя находится из условия [15]:

$$Q_1 \geq q \cdot F_3, \text{ м}^3 / \text{с},$$

где q – удельный расход жидкости, $q=0,57-0,65$ м/с;

F_3 – площадь забоя, м^2 ;

$$F_3 = \frac{\Pi(D_0 \cdot k)^2}{4}, \text{ м}^2;$$

где k – коэффициент кавернозности, $k=1,03 \div 1,1$;

Под эксплуатационную колонну:

$$F_3 = \frac{3,14(0,2159 \cdot 1,05)^2}{4} = 0,044 \text{ м}^2;$$

$$Q_1 \geq 0,6 \cdot 0,044 = 0,024 \text{ м}^3 / \text{с};$$

Расход жидкости, необходимый для подъема шлама в кольцевом пространстве, определяется из условия:

$$Q_2 \geq 1,15U_{oc} \cdot F_{кп}, \text{ м}^3 / \text{с},$$

где $F_{кп}$ – площадь кольцевого пространства, м^2 ; $F_{кп}=F_3-F_T$;

F_T – площадь поперечного сечения бурильных труб, м^2 ;

U_{oc} – скорость оседания частиц шлама, определяется по формуле Реттингера, м/с;

$$U_{oc} = 4 \sqrt{\frac{d_{экв}(\rho_{пн} - \rho_{жс})}{\rho_{жс}}}, \text{ м/с};$$

где $\rho_{пн}$ – плотность породы, $\rho_{пн} = 2700$ кг/м³;

$\rho_{жс}$ – плотность жидкости в данном интервале, $\rho_{жс}=1160$ кг/м³;

$d_{экв}$ – эквивалентный диаметр частиц шлама, м;

Под эксплуатационную колонну: $d_{экв} = 0,0035 + 0,037 \cdot 0,2159 = 0,011$ м;

$$F_{кп} = 0,044 - 0,013 = 0,031 \text{ м}^2;$$

$$U_{oc} = 4 \sqrt{\frac{0,011(2700 - 1160)}{1160}} = 0,48 \text{ м/с};$$

$$Q_2 \geq 1,15 \cdot 0,48 \cdot 0,031 = 0,017 \text{ м}^3 / \text{с};$$

Расход жидкости, необходимый для создания момента на валу турбобура:

$$Q_3 \geq Q_c \sqrt{\frac{M_{уд} G_d \rho_c}{M_c \rho_{ж} k_3}}, \text{ м}^3/\text{с};$$

где Q_c – расход жидкости, применённый на стенде при $\rho_c=1000$ кг/м³ [11];

M_c – момент турбобура при расходе Q_c ;

$M_{уд}$ – удельный момент на долоте, м;

G_d – нагрузка на долото, кН;

k_3 – коэффициент, учитывающий трение в осевой опоре турбобура,
 $k_3=0,7$ – для турбобуров с резинометаллической опорой;

$$\text{ЗТСШ1-195: } Q_3 \geq 30 \cdot 10^{-3} \sqrt{\frac{0,006 \cdot 190 \cdot 10^3 \cdot 1000}{1800 \cdot 1160 \cdot 0,7}} = 0,029 \text{ м}^3/\text{с};$$

Выбираем наибольший расход $Q = 0,029$ м³/с.

Гидравлическая характеристика бурового насоса – это зависимость его производительности и допустимого давления от диаметра втулок и частоты ходов в координатах $P - Q$.

Фактическая производительность и развиваемое давление определяются условиями всасывания по формулам:

$$P_{\phi} = P_t \cdot k, \text{ МПа}$$

где P_t , - теоретическая и давление насоса, МПа;

k - коэффициент наполнения насоса, равный 0,85...0,95.

Таблица 2.8

Гидравлическая характеристика бурового насоса УНБ – 600

Диаметр цилиндровой втулки, мм	Q _т , л/с	P _т , МПа	P _ф , МПа
150	27,5	19	17,1
160	31,5	16,5	14,85
170	36	14,5	13,0

Гидравлической характеристикой турбобура является зависимость давления ΔP_T от Q.

Для сравнения построим характеристики турбобуров: ДЗ-195, ЗТСШ1-195, А7ГТШ.

$$\Delta P_T = \Delta P_c \frac{Q^2 \cdot \rho_{жс}}{Q_c^2 \cdot \rho_c}, \text{МПа}$$

где ΔP_c , Q_c , ρ_c – справочные данные [18];

ЗТСШ-195ТЛ - $\Delta P_c=3,7$ МПа; $Q_c=0,030$ м³/с; $\rho_c=1000$ кг/м³;

А7ГТШ - $\Delta P_c=8$ МПа; $Q_c=0,030$ м³/с; $\rho_c=1000$ кг/м³;

ЗТСШ1-195 - $\Delta P_c=3,9$ МПа; $Q_c=0,035$ м³/с; $\rho_c=1000$ кг/м³.

Таблица 2.9

Характеристики турбобуров

Q, м ³ /с	27,5·10 ⁻³	31,5·10 ⁻³	36·10 ⁻³
ДЗ-195ТЛ	3,47	4,34	5,79
А7ГТШ	7,5	10,23	13,36
ЗТСШ1-195	3,77	4,95	6,47

вданном регионе эффективней использовать турбобур ДЗ-195

2.7.2 Статистический анализ обработки долот

На процесс и показатели бурения влияют множество не поддающихся учёту и расчёту факторов. Единичное или весьма ограниченное число опытов не позволяет проводить достаточно глубокий анализ и лишает возможности проектировать оптимальный режим бурения. Только статистическая обработка массового производственного материала обеспечивает объективность и требуемую надёжность результатов анализа. Анализ производится

в целях нахождения оптимального сочетания основных параметров режима бурения.

Таблица 2.14

Технологические параметры

Интервал, м	Тип забойного двигателя	Q, л/с	P, МПа	G, кН
0-30	ротор	64	13	Вес инструм.
30-1180	Т 12 РТ-240	32	13	
1180-2550	ЗД-195	32	13	12-18
2550-3000	ЗД-195	32	13	18-20

Для оценки совместимости сомнительных элементов с остальными элементами выборки воспользуемся критерием Груббса :

$$\gamma_1 = \frac{x_1 - \bar{x}}{S \sqrt{\frac{n-1}{n}}}; \quad \gamma_2 = \frac{\bar{x} - x_n}{S \sqrt{\frac{n-1}{n}}},$$

где x_1, x_n – значение крайних сомнительных элементов;

\bar{x} – среднеарифметическое значение показателя;

$$\bar{x} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n x_i;$$

n – объём выборки;

S – среднеквадратичное отклонение показателя;

$$S = \sqrt{\frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2};$$

если $\gamma_i \leq \gamma_{\text{крит}}$, то x_{max} (x_{min}) принадлежит ряду, в противном случае сомнительное значение отбрасывается.

$$\gamma_1 = \frac{47,6 - 25,12}{9,88 \sqrt{\frac{14-1}{14}}} = 2,0; \quad \gamma_2 = \frac{25,12 - 6,5}{9,88 \sqrt{\frac{14-1}{14}}} = 1,32; \quad \gamma_{\text{крит}} = 2,46 \text{ оба значения вхо-}$$

ДЯТ В

;

После корректировки рядов определим уточненные величины среднеарифметических значений и среднеквадратичных отклонений и приступим к сравнению интервалов по буримости.

Критические значения критерия Стьюдента $t_{1-p/2}$ принимаем при уровне значимости $P=0,05$ и числе степени свободы:

$$f = n_i + n_{i+1} - 2 = 14 + 19 - 2 = 31;$$

$$S_{i,i+1} = \sqrt{\frac{(14-1)9,88^2 + (19-1)4,46^2}{14+19-2}} = 7,2;$$

$$t = \frac{|25,12 - 12,91|}{7,2 \sqrt{\frac{1}{14} + \frac{1}{19}}} = 4,81;$$

2.7.3 Расчёт рабочих характеристик турбобура

Рабочей выходной характеристикой турбобуров называется зависимость частоты вращения, момента и мощности на валу турбобура от осевой нагрузки. Рабочая характеристика служит для определения интервала осевых нагрузок, при которых существует устойчивая работа турбобура, а также оптимизации режимов турбинного бурения [18].

$$n = \frac{n_x}{M_T} (M_T - M), \text{ об/мин};$$

где n – частота вращения вала, об/мин;

n_x – частота вращения при холостом ходе, об/мин;

M_T – тормозной момент, Н·м;

$$M = M_{yo} G_\delta + 550 D_\delta + \mu \cdot \rho (G_\delta - P_\Gamma), \text{ Н·м};$$

где M – крутящий момент на валу турбобура, Н·м;

$M_{уд}$ – удельный момент на долоте, $M_{уд}=0,006$ м;

μ – коэффициент трения в опорах турбобура, $\mu=0,05-0,08$;

P_Γ – гидравлическая нагрузка на опоры турбобура, Н;

ρ – средний радиус трения, м;

$$\rho = \frac{1}{3} \frac{D_1^3 - D_2^3}{D_1^2 - D_2^2}, \text{ м}$$

где D_1, D_2 – размеры резинового кольца подпятника, м;

$$\rho = \frac{1}{3} \cdot \frac{0,149^3 - 0,124^3}{0,149^2 - 0,124^2} = 0,068 \text{ м};$$

$$P_r = 0,785(D_{cp}^2 \Delta P_T + D_B^2 \Delta P_d) + 0,5 M_{тб};$$

где D_{cp}, D_B – средний диаметр турбин и диаметра вала шпинделя, м;

$\Delta P_T, \Delta P_d$ – перепады давления в турбобуре и долоте, $\Delta P_T = 5,27$ МПа;
 $\Delta P_d = 3,90$ МПа;

$M_{тб}$ – масса турбобура, $M_{тб} = 4790$ кг.

$$P_r = 0,785(0,13^2 \cdot 5,27 \cdot 10^6 + 0,135^2 \cdot 3,9 \cdot 10^6) + 0,5 \cdot 4790 \cdot 9,81 = 144,1 \text{ кН};$$

Параметры турбин n, M пересчитываем на заданный расход и плотность:

$$n = n_c \frac{Q}{Q_c}, \text{ об/мин}$$

$$M = M_c \frac{Q^2 \cdot \rho}{Q_c^2 \cdot \rho_c}, \text{ Н·м}$$

где $n_c, M_c, \Delta P_c$ – соответственно частота вращения, момент турбин и перепад давления в турбобуре при расходе жидкости Q_c плотностью ρ_c , приводимые в паспорте турбобура, $n_c = 470$ об/мин, $M_c = 1800$ Н·м, $\Delta P_c = 6,5$ МПа

$$n = 470 \frac{0,0315}{0,035} = 423 \text{ об/мин}; \quad M = 1800 \frac{0,0315^2 \cdot 1160}{0,035^2 \cdot 1000} = 1690 \text{ Н·м};$$

Расчётные уравнения, описывающие рабочую характеристику турбобура

При $G_i < P_r$,

$$n_i = \frac{n}{M} [2M - 550D_d - M_p - G_i(M_{y\partial} - M_{y.n})], \text{ об/мин};$$

При $G_i > P_r$,

$$n_i = \frac{n}{M} [2M - 550D_d + M_p - G_i(M_{y\partial} + M_{y.n})], \text{ об/мин};$$

$$N_i = M_\partial \cdot n_i \cdot 2 \cdot \pi, \text{ Вт};$$

$$M_\partial = M_{y\partial} G_i + 550 D_\partial, \text{ м};$$

$$M_p = \mu \cdot \rho \cdot P_\Gamma, \text{ Н·м};$$

$$M_{y.n} = \mu \cdot \rho, \text{ м};$$

$$M_{y.n} = 0,06 \cdot 0,068 = 0,00408 \text{ м};$$

$$M_p = 0,06 \cdot 0,068 \cdot 139,75 \cdot 10^3 = 570 \text{ Н·м};$$

При $G_i = 0 < P_\Gamma$,

$$n_p = n_0 = 423/1690 [2 \cdot 1690 - 550 \cdot 0,2159 - 570] = 673 \text{ об/мин};$$

$$M_\partial = 550 \cdot 0,2159 = 118,7 \text{ Н·м}; \quad N_0 = 118,7 \cdot 673/60 \cdot 2 \cdot 3,14 = 8,34 \text{ кВт}.$$

Из практики известно, что турбобур останавливается при $n_i < 0,4 n_p$, а при $|P_\Gamma - G_i| < 10^4 \text{ Н}$ наблюдается усиленная вибрация турбобура и бурильного инструмента. Допускаемая нагрузка на долото 250 кН. Рабочая зона 155 – 235 кН. Оптимальная область работы турбобура ЗД-195 от 155 до 175 кН.

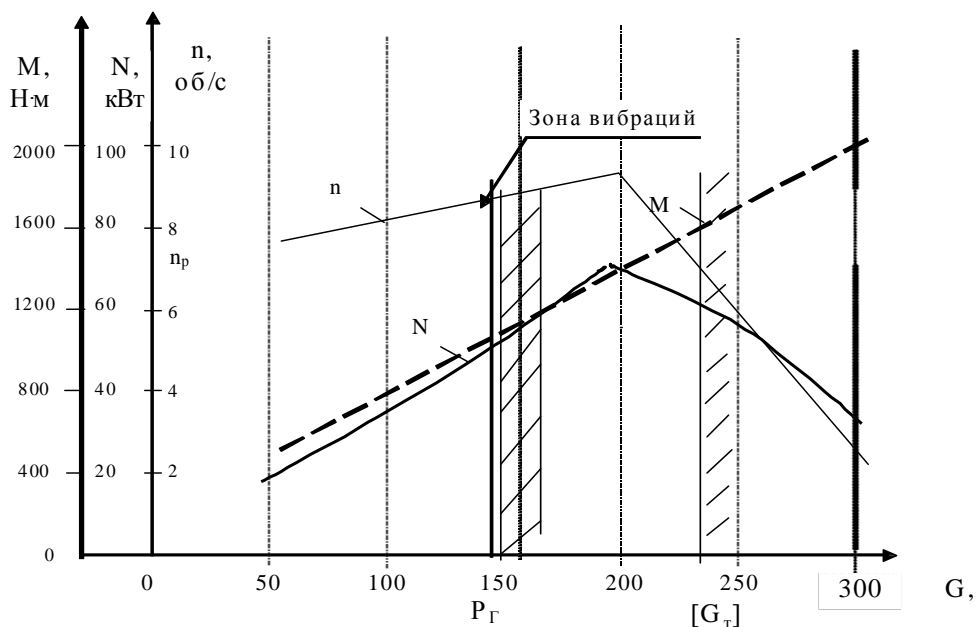


Рисунок 2.7– Рабочая характеристика турбобура ЗТСШ1-195

2.7.4 Составление проектного режима бурения

интервала производится по результатам статистического анализа отработки долот и гидравлической программы проводки скважины.

Таблица 2.19

Проектный режим бурения

Ре- жим ная пач- ка	Интервал, м		Тол- щи- на, М	Мех. ско- рость, м/ч	Время мех. буре- ния, ч	Тип долота	Тип турбобура	Режим бурения		
	от	до						нагруз- ка, кН	расход, л/с	Ø вту- лок, мм
1	0	30	30	50	1,0	393,7 СГВУ	Т 12 РТ - 240	в/и	64	160
2	30	710	680		13,88	295,3МСЗ-ГНУ		в/и	64	160
3	710	1300	590	40-45	15,15	215,9 МЗГВ	ЗТСШ1-195	100-120	32	160
4	1300	1900	600	25	23,25	215,9 МЗГВ	ЗТСШ1-195	120-160	32	160
5	1900	2550	650	10,5	52,1	215,9 СГВ	ЗТСШ1-195	160-180	32	160
6	2550	3000	450	8-9	23	215,9 СГВ	ЗД-195	180-200	32	160

2.8 Вскрытие продуктивного пласта

При вскрытии продуктивного пласта как вертикальным, так и наклонным стволом образуется зона пониженной проницаемости вокруг ствола скважины. Степень снижения проницаемости определяется главным образом свойствами фильтрата раствора, радиусом зоны проникновения фильтрата бурового раствора в пласт, глинистостью и природной (начальной) проницаемостью пласта, проницаемостью зоны кальматации вокруг ствола скважины. Дополнительный перепад давлений, необходимый для преодоления фильтрационных сопротивлений из-за "загрязнения" пристволенной зоны скважины оценивается безразмерной величиной скин-эффекта S . Буровой раствор для первичного вскрытия продуктивного пласта должен отвечать следующим основным требованиям:

- раствор должен иметь низкий ПФ (4-6см³/30мин по ВМ-6) и формировать тонкую корку на стенках скважины;

- фильтрат раствора должен оказывать ингибирующее действие на глинистые минералы пласта-коллектора;

- фильтрат должен иметь низкое поверхностное натяжение и обладать обратимой гидрофобизирующей способностью по отношению к поверхности поровых каналов пласта;

- время, в течение которого буровой раствор находится в контакте с поверхностью вскрываемого бурением пласта, должно быть как можно меньше;

- репрессия на пласт от гидростатического столба раствора должна быть минимальной и в то же время должна отвечать требованиям Правил безопасности в НГП [22];

2.9 Расчёт и выбор конструкций обсадных колонн

2.9.1 Расчет эксплуатационной колонны

Исходные данные:

- 1) диаметр эксплуатационной колонны – 146,1 мм;
- 2) скважина нефтяная;
- 3) глубина скважины – 3000 м (по стволу 3073 м);
- 4) пластовое давление – $P_{пл} = 28,5$ МПа;
- 5) плотность цементного раствора – 1830 кг/м³;
- 6) плотность облегченного цементного раствора – 1420 кг/м³;
- 7) плотность буферного раствора – 1100 кг/м³;
- 8) глубина спуска кондуктора – 1180 м (по стволу 700 м);
- 9) длина эксплуатационной колонны – 3073 м;
- 10) скважина заканчивается раствором $\rho_{п.ж.} = 1160$ кг/м³;
- 11) плотность нефти $\rho_n = 840$ кг/м³;
- 12) пластовое давление в конце эксплуатации равно 3,5 МПа.

Учитывая слишком большие сопротивления в скважине, а, следовательно, увеличение давления на пласт, столб цементного раствора плотностью 1830 кг/м³ необходимо выбрать 800 м, то есть поднять до глубины 2273 м. Выше цементного раствора находится облегченный цементный раствор плотностью 1420

кг/м³, поднятый до глубины 519 м. Выше находится буферный раствор поднятый до устья. Расчетная схема представлена на рисунке 2.7.

2.9.2 Выбор диаметров обсадных колонн и диаметров долот

Проектом разработки предусмотрено использовать эксплуатационную колонну диаметром 146,1 мм.

Диаметр долота для бурения ствола под заданную колонну определяют по формуле:

$$D_1 = D_M + 2\delta, \text{ мм}$$

где D_M - диаметр муфты обсадной колонны, мм. $\delta = 5 \dots 40$ мм - минимальный зазор.

Диаметры кондуктора и направления можно рассчитать по формуле:

$$D_K = D_d + 2 \cdot \Delta, \text{ м}$$

где $\Delta = 3 \dots 5$ мм - зазор.

Диаметр долота под эксплуатационную колонну: $D_3 = 166 + 2 \cdot 20 = 206$ мм. По ГОСТ 20-692-75 выбираем $D_{д3} = 215,9$ мм.

Диаметр кондуктора : $D_K = 215,9 + 2 \cdot 5 = 225,9$ мм, Выбираем $D_K = 244,5$ мм.

Диаметр долота под кондуктор : $D_{К} = 270 + 2 \cdot 10 = 290$ мм. Выбираем $D_{дк} = 295,3$ мм.

Диаметр направления : $D_H = 295,3 + 2 \cdot 5 = 305,3$ мм. Выбираем $D_H = 323,9$ мм.

Диаметр долота под направление :

$D_{дн} = 351 + 2 \cdot 10 = 371$ мм. Выбираем $D_{дн} = 393,7$ мм.

Колонна направления нужна для перекрытия водных горизонтов во избежании перемешивания их вод, попадания раствора и твердой фазы в них, которые приводят к экологическим проблемам, а также для исключения обвалов стенок скважины.

2.9.3 Расчёт обсадной колонны

Основными расчётами обсадных колонн, являются расчёты на наружное и внутреннее избыточное давление и расчёт на растяжение.

Расчёт на внутреннее давление действующее на колонну

Определим давление на устье при условии, что скважина заполнена пластовой жидкостью:

$$P_y = P_{пл} - \rho_H g L = 28,5 \cdot 10^6 - 863 \cdot 9,81 \cdot 3000 = 3,1 \text{ МПа} .$$

Определим давление опрессовки на забое:

$$P_{оп} = P_{опу} + \rho_{оп} g L, \text{ МПа};$$

$$P_{оп} = P_{опу} + \rho_{оп} g L = 12,5 + 1000 \cdot 9,81 \cdot 3000 = 41,93 \text{ МПа}$$

где $P_{опу}$ - опрессовочное давление на устье скважины. Определим давление в конце эксплуатации:

$$P_{эк} = \rho_H \cdot g \cdot h_{эк}, \text{ МПа}$$

где $h_{эк}$ – высота подъема жидкости в конце эксплуатации, $h_{эк} = 1000 \text{ м}$;

$$P_{эк} = 863 \cdot 9,81 \cdot 1000 = 8,46 \text{ МПа}$$

В случае когда обсадная колонна зацементирована цементным раствором разной плотности, то допускается использовать среднюю плотность раствора с учётом длины каждого интервала.

$$P_{cp} = \frac{\rho_{cp} H_1 + \rho_{оцр} H_2}{H_1 + H_2} = \frac{1830 \cdot 800 + 1420 \cdot 1690}{800 + 1690} = 1552 \text{ кг/м}^3;$$

Отсюда получим наружное давление до затвердевания цемента:

$$P_H = \rho_{эс} g h + \rho_{cp} g (L - h) = 1000 \cdot 9,81 \cdot 510 + 1552 \cdot 9,81 (3000 - 510) = 42,9 \text{ МПа}$$

Определим наружное давление после затвердения цемента:

$$P_H = P_{г.ст} + P_{г.ст}^{пэс}, \text{ МПа};$$

где $P_{г.ст}$ - гидростатическое давление столба промывочной жидкости, МПа;

$P_{г.ст}^{пэс}$ - гидростатическое давление жидкости содержащейся в порах затвердевшего цемента, МПа.

$$P_n = P_{ст} + P_{ст}^{нж} = \rho_{ж} gh + \rho_{пор} g(L - h) = 1000 \cdot 9,81 \cdot 510 + 1100 \cdot 9,81(3000 - 510) = 31,86 \text{ МПа},$$

Построим график наружных давлений.

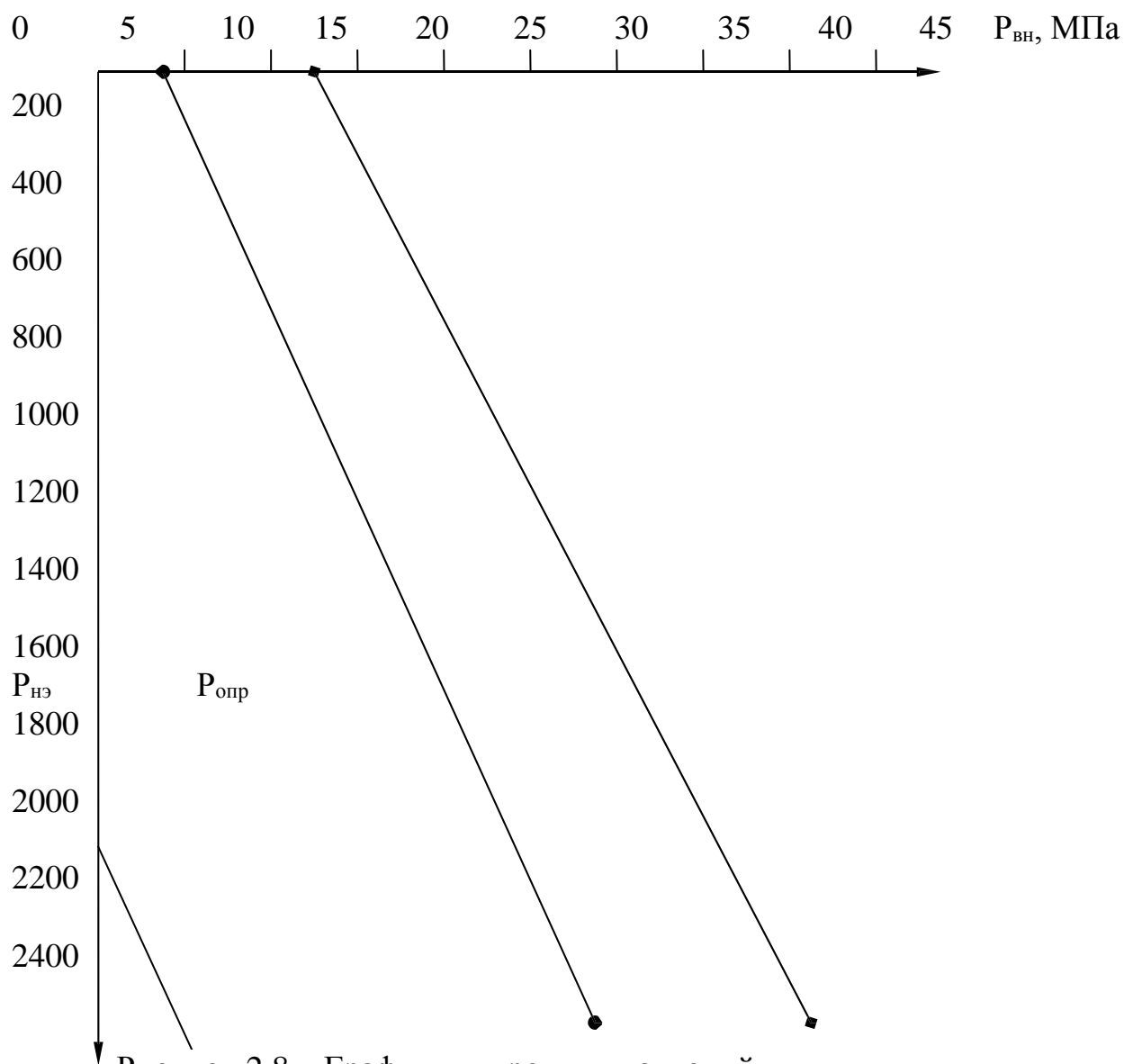
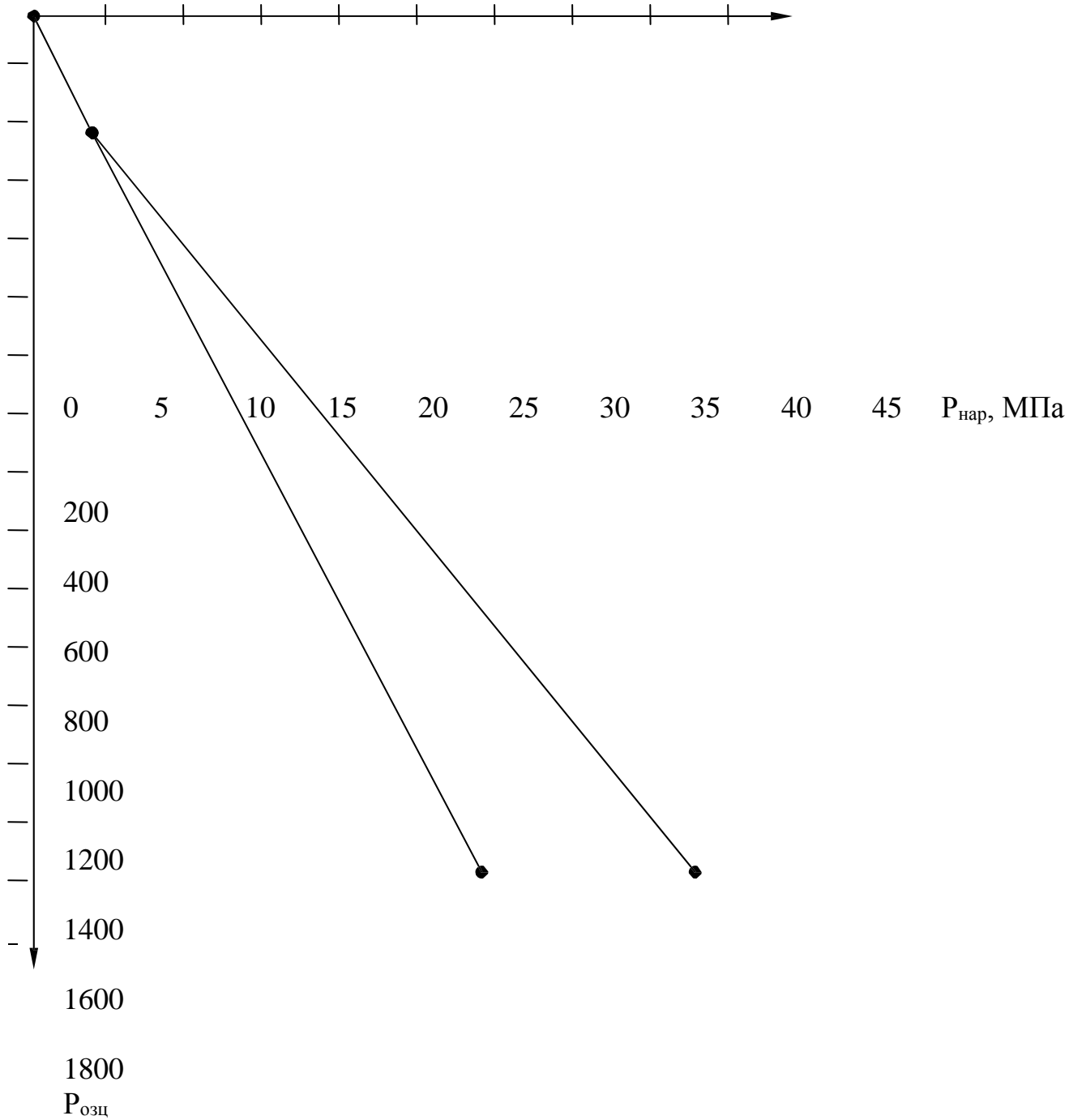


Рисунок 2.8 – График внутренних давлений



Определим внутренние избыточные давления действующие на обсадную колонну.

В общем случае внутренние давления определяются как разность внутренних и наружных давлений на один и тот же момент времени, когда внутреннее давление в колонне достигает максимальных значений. Как правило это бывает при опрессовке обсадной колонны. Избыточное давление определяется для характерных точек, а распределение давления между ними принимается линейно.

По графику 3 и 4 определим характерные точки:

$$P_{вн1}=12,5 \text{ МПа}, P_{вн2}=17,5 \text{ МПа}$$

$$P_{н1}=0 \text{ МПа}, P_{н2}=5 \text{ МПа}$$

$$P_{вни1} = P_{вн1} - P_{н1} = 12,5 - 0 = 12,5$$

$$P_{вни2} = P_{вн2} - P_{н2} = 17,5 - 5 = 12,5 \text{ МПа}$$

При определении внутреннего избыточного давления в продуктивной зоне пласта вне осложнённых условий, вводится коэффициент разгрузки цементного кольца - K . Это обусловлено допущениями которые приняты при составлении методики расчёта. Для обсадных колонн диаметром 146 мм, $K=0,25$.

$$P_{из} = [(P_{ону} \cdot 1,1 + \rho_{он} gL) - (\rho_{ж} gh + \rho_{цр} g\{L - h\})](1 - K) = [(12,5 \cdot 10^6 + 1000 \cdot 9,81 \cdot 3000) - (1000 \cdot 9,81 \cdot 510 + 1100 \cdot 9,81(3000 - 510))](1 - 0,25) = 7,55 \text{ МПа}$$

Определим наружные избыточные давления

Наружные избыточные давления определяются как разность наружных и внутренних давлений на момент когда они достигают максимальных значений. Как правило это относится к моменту эксплуатации скважины. Избыточное давление определяются для характерных точек, а распределение давления между ними принимается линейно.

$$P_{ни1}=0 \text{ МПа}, P_{ни2}=5 \text{ МПа}, P_{ни3}=25,783 \text{ МПа}$$

При определении наружного избыточного давления в продуктивной зоне пласта вне осложнённых условий, вводится коэффициент разгрузки цементного кольца - K . Для обсадных колонн диаметром 146,1 мм, $K=0,25$.

$$P_{ни4} = (P_{ст} + P_{ст}^{нж} - P_{кз})(1 - K) = (\rho_{жс} \cdot gh + \rho \cdot g(L - h) - \rho_n g(L - h_{кз}))(1 - K) = (1000 \cdot 9,81 \cdot 510 + 551,7 \cdot 9,81(3000 - 510) - 863 \cdot 9,8 \cdot 1000)(1 - 0,25) = 25,83 \text{ МПа.}$$

Рассчитаем эксплуатационную колонну.

Подбор компоновки эксплуатационной колонны ведется по эпюрам (рисунок 5) наружных избыточных давлений с учетом внутренних давлений и срагивающих нагрузок. Первая секция колонны должна перекрыть продуктивный пласт плюс 50 м. Поэтому $l_1 = 350$ м. Наибольшее значение $P_{ни}$ на уровне верхнего конца 1-й секции колонны:

$$L = 2650 \text{ м равна } P_{ни}^{2650} = 26,7 \text{ МПа.}$$

С учетом коэффициента запаса прочности $n=1,3$ трубы первой секции должны выдержать давление $n_3 \cdot P_{ни}^{2650} = 1,3 \cdot 26,7 = 34,71$ МПа. По приложению (2) находится, что такое давление выдерживают трубы группы прочности К с толщиной стенок $\delta = 8,5$ мм (К: 8,5), $P_{кр} = 35,0$ МПа.

Берем трубы исполнения Б, с треугольной удлиненной резьбой. Вес I-и секции $Q_1 = q_1 \cdot l_1 = 28,89,81 \cdot 350 = 98,8$ кН ($q_1 = 282$ Н/м). Трубы проверяются на действие внутренних избыточных давлений $P_{вн}^{2050} = 8,2$ МПа; $P_T = 49,9$ МПа

$$\frac{P_{T1}}{P_{ВИ}^{2850}} = \frac{49,9}{8,2} = 6,08 > [n_2] = 1,15$$

Для второй секции выбираются трубы (К: 7,7) при $n_1 = 1, P_{кр2} = 28,9$ МПа, $Q_{T2} = 1646$ кН. Определяется $P_{кр2}^*$. Для труб второй секции с учетом растягивающих нагрузок от веса I-и секции.

$$P_{кр2}^* = P_{кр2} \left(1 - 0,3 \frac{Q_1}{Q_m^2} \right) = 28,9 \cdot \left(1 - 0,3 \frac{98800}{1646 \cdot 10^3} \right) = 28,37 \text{ МПа}$$

Для того, чтобы определить длину второй секции, выбираются трубы для третьей секции (К: 7,0) с $P_{кр3} = 23,7$ МПа, $Q_{т3} = 1490$ кН . Эти трубы могут быть

установлены выше глубины 1750 м. Следовательно, $l_2 = 2650 - 1750 = 900$ м.

$$Q_2 = q_2 \cdot l_2 = 26,2 \cdot 9,81 \cdot 850 = 231,32 \text{ кН.}$$

Затем определяется $P_{кр3}''$ с учетом растягивающих нагрузок от веса труб I и

II секций колонны :

$$Q_{12} = Q_1 + Q_2 = 98800 + 231320 = 330120 \text{ Н.}$$

$$P_{кр3}'' = P_{кр3} \left(1 - 0,3 \frac{Q_{12}}{Q_m} \right) = 23,7 \cdot \left(1 - 0,3 \frac{330120}{1490 \cdot 10^3} \right) = 22,12 \text{ МПа}$$

По эпюре уточняется глубина, выше которой должны быть установлены трубы III секции, и соответственно наносится на рисунок уточненная длина второй секции. Трубы III секции должны быть установлены с глубины 1600 м.

$$l_2 = 2650 - 1600 = 1050 \text{ м.}$$

Находится уточненный вес II секции

$$Q_2 = q_2 \cdot l_2 = 26,2 \cdot 9,81 \cdot 1000 = 269870 \text{ Н}$$

Четвертая секция составляется из труб (К : 6,5) с $P_{кр} = 20,1$ МПа. Эти трубы могут быть установлены выше глубины 1350 м.

Отсюда $l_3 = 1750 - 1350 = 400$ м.

$$Q_3 = q_3 \cdot l_3 = 24 \cdot 9,81 \cdot 400 = 94176 \text{ Н}$$

$$Q_{123} = 98800 + 269870 + 94176 = 462770 \text{ Н.}$$

Далее рассчитывается длина IV секции выбирается по формуле :

$$l_4 = \frac{[P_4] - Q_{123}}{q_4}, \text{ м;}$$

где $P_{стр}$ – растягивающая нагрузка, $P_{стр}=823$ кН; [5]

n_3 – коэффициент запаса прочности на растягивание, $n_3=1,3$;

$$l_4 = \frac{633 \cdot 10^3 - 462770}{22,3 \cdot 9,81} = 778 \approx 770 \text{ м};$$

$$Q_4 = q_4 \cdot l_4 = 22,3 \cdot 9,81 \cdot 770 = 168450 \text{ Н}$$

Проверка на действие внутренних сил ($P_{T4}=38,1$ МПа, $P_{вн}^{580} = 12,3$ МПа) :

$$\frac{P_{T4}}{P_{вн}^{580}} = \frac{38,1 \cdot 10^6}{12,3 \cdot 10^6} = 3,09 \geq [n_2] = 1,15$$

С глубины 580 м должны быть установлены трубы V секции, например, (К : 7,0)

Находится их допустимая длина

$$[P_5] = P_5 / n_3 = 912 / 1,3 = 701,53 \text{ кН}$$

$$l_5 = \frac{[P_5] - Q_{1234}}{q_5} = \frac{701,53 \cdot 10^3 - 633,22 \cdot 10^3}{26,2 \cdot 9,81} = 265 \text{ м}$$

$$\frac{P_{T5}}{P_{вн}^{315}} = \frac{41,1 \cdot 10^6}{12,5 \cdot 10^6} = 3,38 \geq [n_2] = 1,15$$

$$Q_{15} = Q_{14} + Q_5 = 631,22 + 265 \cdot 26,2 \cdot 9,81 = 699320 \text{ Н}$$

$$[P_5] > Q_{1234}$$

Вес секций труб меньше допустимой растягивающей нагрузки для данного типоразмера труб.

Для шестой секции можно применить трубы (К : 7,7) $P_T = 45,6$ МПа и $P_{стр}=1019$ кН.

$$[P_6] = P_{стр6} / n_3 = 1019 / 1,3 = 783,84 \text{ кН}$$

$$P_{вн}^{659} = 12,2 \text{ МПа}, P_T = 42,4 \text{ МПа.}$$

$$\frac{P_T}{P_{вн}^{537}} = \frac{42,4}{12,2} = 3,47 > [n_2] = 1,15$$

$$l_6 = \frac{783,84 \cdot 10^3 - 699,32 \cdot 10^3}{24,0 \cdot 9,81} = 358,м$$

Принимаем длину 6–ой секции : $l_6 = 238,м$

Вес секций: $Q_{16} = Q_{15} + Q_6 = 699320 + 24,09,81 \cdot 238 = 755354 \text{ Н}$, $[P_5] > Q_{1234}$ – вес секций меньше допустимой растягивающей нагрузки.

Итоги расчета представим в таблицу 2.20.

Таблица 2.20

Конструкция эксплуатационной колонны

№ секции	Длина, L_i , м	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Вес погонного метра, кН	$P_{стр}$, кН	$P_{кр}$, МПа	P_t , МПа
1	350	К	8,5	282,53	1157	35,0	49,9
2	1050	К	7,7	235,44	1019	28,9	45,2
3	400	К	7,0	257	912	23,7	41,1
4	770	К	6,5	218,78	823	20,1	38,1
5	265	К	7,0	257	912	23,7	41,1
6	238	К	7,7	235,44	1019	28,9	45,2

2.9.4 Выбор компоновки низа обсадных колонн и обоснование технологической оснастки

Для спуска обсадных колонн необходимо применять клиновые захватные устройства, элеваторы для обсадных труб следует использовать

при спуске первых 250 – 300 метров труб. Подтаскивание обсадных труб следует производить при навинченных предохранительных кольцах, которые нужно снимать при полной готовности к навинчиванию. Навинчивание резьбовых труб в начале необходимо в ручную или механическим ключом с последующим до креплением машинным ключом. Обсадную трубу нужно заменить другой, если при навинчивании она не довинчивается на 6-ть или более ниток или заходит в муфту на всю высоту резьбы, или наблюдается отклонение её верхнего конца от вертикального положения, . Через каждую подаваемую для спуска обсадную трубу необходимо пропускать шаблон, специально закрепив за указанной операцией одного из помощников бурильщика.

Допустимые посадки и затяжки при спуске колонны должны быть регламентированы местными нормами. Допуск обсадных колонн, оборудуемых противовыбросовой установкой или фонтанной арматурой следует производить на подогнанных патрубках с целью исключения газоэлектросварки при оборудовании устье скважины. По окончании спуска колонны скважина промывается, параметре раствора должны соответствовать тем, которые указаны в проекте.

Данные по элементам оснастки сведены в таблицу 2.21.

Таблица 2.21

Технологическая оснастка обсадных колонн

Название колонны	Наименование элемента	Шифр элемента оснастки	ГОСТ, ОСТ, ТУ и т.п. на изготовление	Длина, мм	Диаметр, мм		Кол-во, шт
					нар.	вн.	
1	2	3	4	5	6	7	8
Направление	Башмак	БК-324	ОСТ 39-011-74	440	351	160	1
Кондуктор	Башмак	БК-245	ОСТ 39-011-74	420	270	231	1
	Обратный клапан	ЦКОД-245	ТУ39-01-08-282-77	265	270	-	1
	Центратор	ЦЦ-2-245/295	ТУ39-01-08-283-77	-	370	247	14

Эксплуатационная	Башмак	БК-146	ОСТ 39-011-74	560	166	133	1
	Обратный клапан	ЦКОД-146	ТУ39-01-08-281-77	350	166	-	1
	Центратор	ЦЦ-146/191-216-1	ТУ39-01-08-283-77	620	270	148	79
	Турбулизатор	СТ-146/216	ТУ-3901-08-284-77	120	236	148	2

2.9.5 Обоснование типоразмера ПВО

Из расчетов, проведенных для построения рисунок 3, устьевое давление.

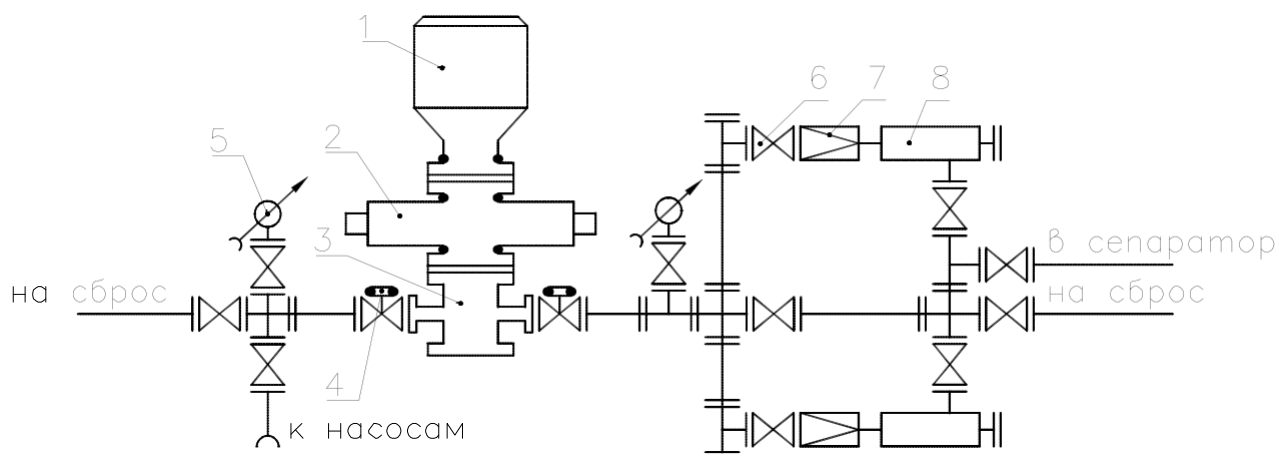
$$P_y = 3,1 \text{ МПа} .$$

Рабочее давление ПВО определяется по формуле:

$$P_{РАБ} = 1,1 \cdot P_y = 1,1 \cdot 3,1 = 3,41 \text{ МПа} .$$

По конструкции скважины и рабочему давлению подходит обвязка колонной головки типа ОКК1-210-146×245 [6].

Выбираем схему ПВО №1, так как рабочее давление не превышает 210 атм., и диаметр долота 215,9 мм – схема монтажа ПВО изображена на рисунке 2.11. По рабочему давлению подходит ПВО типа ОП2-230×350, включающее в себя: превентор универсальный ПУ1-230×350; плащечный превентор ППГ-230×350; манифольд МПБ2-80×350. Масса комплекта 16000 кг.



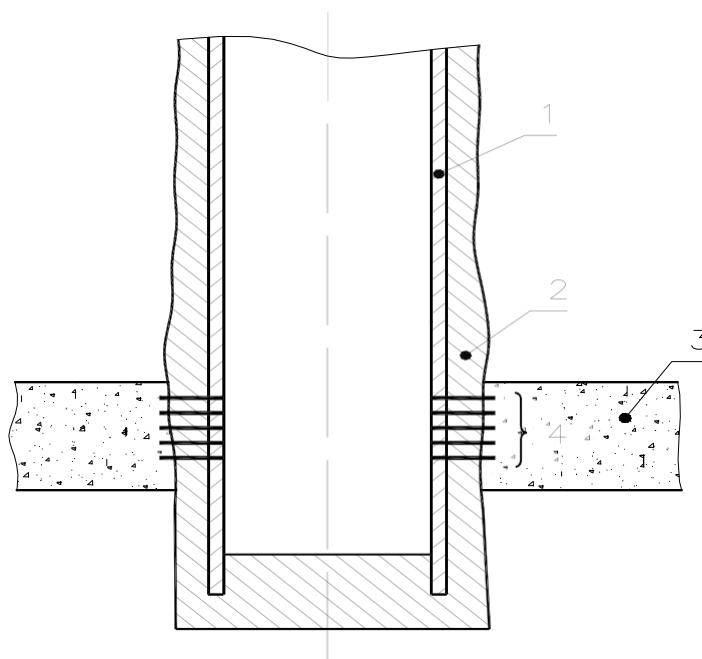
1, 2 – универсальный и плащечный превенторы; 3 – устьевая крестовина; 4, 6 – задвижки с гидравлическим и ручным управлением; 5 – манометр с запорным и разрядным устройствами; 7 – регулируемые дроссели с гидравлическим и ручным управлением; 8 – отбойная камера с разрядным устройством.

Рис 2.11 – Схема монтажа ПВО

Данный комплект ПВО имеет номинальный диаметр проходного сечения 230 мм, а, следовательно, в случае выброса может загерметизировать устье как при спущенной бурильной колонне, так и при колонне обсадных труб.

2.9.6 Обоснования способа вхождения в продуктивный пласт и конструкции забоя

Так как продуктивный пласт сложен песчаниками мелко- и среднезернистыми, коллектор поровый, слабосцементированный, то во избежание попадания песка в скважину принимаем забой закрытого типа, эксплуатационная колонна спущена до подошвы продуктивного пласта, затем проведена перфорация. Данный способ является технологически простым и, что немаловажно, дешевым.



- 1- эксплуатационная колонна;
- 2- цементный камень;
- 3- продуктивная залежь;
- 4- перфорационные отверстия.

Рисунок 2.12 – Схема вскрытия продуктивного пласта

2.9.7 Определение допустимой скорости спуска обсадной колонны

К началу спуска в скважине должны быть завершены все исследовательские работы. По кавернограмме выявляют участки сужений, выступов, перегибов ствола скважины и уточняют места установки центраторов, скребков. Участки сужений, выступов и перегибов тщательно прорабатывают новыми долотами и расширяют до нормального диаметра.

После проработки и промывки, ствол скважины шаблонируют, после чего скважину промывают до полного удаления сигнала. Длительность периода промывки 1 - 2 цикла циркуляции.

Предельное гидродинамическое давление на глубине подошвы продуктивного пласта определяется:

$$P_{г.д} = P_{пог} - P_{г.ст} = P_{пог} - \rho_{ж} \cdot g \cdot h, \text{ МПа};$$

$$P_{пог} = k_{п} \cdot \rho_{в} \cdot g \cdot h, |k_{пог2950} = 1,62 \text{ МПа};$$

$$P_{пог} = 1,62 \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 2950 = 46,88 \text{ МПа};$$

$$P_{г.ст} = 1160 \cdot 9,81 \cdot 2950 = 33,56 \text{ МПа};$$

$$P_{г.д} = 46,88 - 33,56 = 13,32 \text{ МПа}.$$

При спуске в скважину обсадная колонна вытесняет часть промывочной жидкости. Если колонна оборудована обратным клапаном, то вся вытесняемая жидкость направляется в кольцевое пространство и давление на стенки скважины возрастает за счет гидродинамической составляющей.

Во избежание гидроразрыва слабой породы и поглощения промывочной жидкости при спуске колонны гидродинамическое давление должно быть всегда меньше разности давления разрыва породы и статического давления столба промывочной жидкости на неё. Если башмак колонны находится выше кровли слабой породы, то предельное гидродинамическое давление у башмака [20]:

$$(P_{зд})_{пред} = \min \left\{ (P_{ног} - \rho_{ж} g z_p) \exp[0.00047(L_n - L_b)] \right. \\ \left. 0.5(P_{гил} - \rho_n g z_p) \exp[0.00047(2L_c - L_n - L_b)] \right\},$$

где $P_{\text{пог}}$ - давление поглощения слабой породы, МПа;

$\rho_{\text{п}}$ - плотность промывочной жидкости, кг/м³;

$z_{\text{р}}$ - глубина подошвы слабой породы, м;

$L_{\text{с}}$ - расстояние от устья до забоя по оси скважины, м;

$L_{\text{п}}$ - от устья до подошвы продуктивного пласта, м;

$L_{\text{б}}$ - расстояние от устья до башмака колонны, м.

$$(P_{\text{зд}})_{\text{пред}} = \min \left\{ (46,88 - 33,56) \exp[0,00047(2950 - 3000)] = 13,01 \text{ МПа} \right. \\ \left. 0,5(46,88 - 28,5) \exp[0,00047(2 \cdot 3000 - 2950 - 2850)] = 10,1 \text{ МПа} \right.$$

$(P_{\text{г.д}})_{\text{пред}} = 10,1 \text{ МПа};$

Предельную скорость на глубине 2850 м принимаем $\bar{U}_{\text{мг}} = 3,8 \text{ м/с};$

Во избежания смятия слабой секции колонны при спуске в скважину уровень жидкости в трубах не должен опускаться ниже глубины:

$$H \leq (P_{\text{кр}} - K_{\text{см}} P_{\text{г.д}}) / (K_{\text{см}} \rho g);$$

где $P_{\text{кр}}$ - критическое давление для наименее прочных труб колонны, [13] из таблицы 7.4 находим $P_{\text{кр}} = 37,9 \text{ МПа};$

$P_{\text{г.д}}$ - гидродинамическое давление в кольцевом пространстве на глубине нижнего сечения секции труб:

$$P_{\text{г.д}} = P_{\text{к}} + P_{\text{инр}};$$

$$P_{\text{г.д}} = 2,65 + 4,95 = 7,6 \text{ МПа};$$

$K_{\text{см}}$ - коэффициент запаса прочности (2);

$$H \leq (37,9 \cdot 10^6 - 2 \cdot 7,6 \cdot 10^6) / (2 \cdot 1160 \cdot 9,81) = 997,4 \text{ м};$$

Прочность обратного клапана ЦКОД-146-1 с рабочим давлением 15 МПа будет обеспечена, если глубина снижения уровня:

$$H \leq (P_{\text{кл}} - P_{\text{г.д}}) / (\rho_{\text{п}} \cdot g);$$

$$H \leq (15 \cdot 10^6 - 7,6 \cdot 10^6) / (1160 \cdot 9,81) = 650 \text{ м};$$

Следовательно, промывочную жидкость в колонну нужно доливать после спуска каждые 650 метров труб.

2.9.8 Подготовка ствола скважины к спуску обсадной колонны

Спуск обсадной колонны составляет наиболее трудоемкую и продолжительную часть процесса крепления скважины. От тщательной подготовки ствола скважины к спуску обсадной колонны зависит успешность проводки скважины до проектной глубины и качество разобщения пластов. Целью подготовки ствола являются, обеспечение спуска обсадной колонны до намеченной глубины и качественное цементирование. Условием для доведения обсадной колонны до заданной глубины, является устранение уступов и сужений, образовавшихся в процессе бурения. Это достигается проработкой ствола скважины и контролируется последующей шаблонировкой бурильными компоновками, включающими сочетание расширителей различной конструкции, диаметром, равным диаметру долота, и утяжеленных бурильных труб. Применение жесткой КНБК позволит получить соответствующую конфигурацию ствола скважины, и обеспечить успешный спуск обсадной колонны.

При осложнениях ствола (посадки инструмента, наличие уступов, сужений и т.п.), а также в случае простоев или продолжительности каротажа более 12 ч. производится проработка ствола скважины КНБК, использовавшиеся при последнем долблении. Скорость проработки в интервалах осложнений не более 100-120м/час. Максимальная скорость спуска инструмента с промывкой не более 4 м/с. при подъеме КНБК обеспечивается постоянный долив..

По достижении бурением проектной глубины производится промывка скважины в течение двух циклов. Аналогично производится промывка после заключительного каротажа. Спуск обсадной колонны осуществляется в соответствии со следующими требованиями:

- спуск осуществляется на клиновых захватах, соответствующих размеру и массе обсадной колонны;
- резьбовые соединения докрепляются машинными ключами с моментом;

– скорость спуска эксплуатационной колонны в интервале до кровли Покурской свиты не должна превышать 1,0 м/с, ниже – 0,4 м/с;

– промежуточную промывку ствола в неосложненной скважине производят с глубины 1000 м через каждые 300 м спуска обсадных труб;

– промежуточную промывку при возникновении осложнений (посадки, затяжки и т.п.) проводят, начиная с интервала возникновения осложнения через каждые последующие 200 м спущенных труб.

Для предотвращения прихвата при заполнении и промывках следует колонну держать в подвешенном состоянии и периодически расхаживать, циркуляцию восстанавливают одним насосом, продолжительность промывки на конечной глубине должна быть не менее одного цикла, давление на устье при промывке не должно вызвать гидроразрыва пород и поглощения, в случае обнаружения поглощения переходят на промывку насосом со сниженной подачей, при потере циркуляции колонну поднимают до глубины, на которой проводилась предыдущая промывка, и восстанавливают циркуляцию при минимальной подаче. При возобновлении спуска повторное использование ранее извлеченных из скважины обсадных труб запрещается.. Особое внимание следует уделить подготовке ствола скважины перед спуском эксплуатационной колонны с пакером (при необходимости проводятся работы по шаблонированию или проработке ствола скважины при заданных параметрах бурового раствора). Место установки пакера в стволе скважины указывается геологической службой бурового предприятия на основании данных геофизических исследований скважины. Не допускается установка пакеров в зонах каверн.

2.10 Цементирование обсадных колонн

2.10.1 Выбор тампонажных материалов

Эксплуатационная колонна цементируется с использованием цемента ПЦТ1-100, причем в интервале от башмака колонны и выше на 800 м размещается цементный раствор плотностью 1830 кг/м³. Цемент ПЦТ1-100 является вы-

сокочистым портландцементом, отличается повышенной разобшающей и изолирующей способностью, а цементный камень - повышенной прочностью и адгезией, низкой проницаемостью.

Цементирование эксплуатационной колонны в интервале от 2200 м до 560 м осуществляется с использованием облегченного тампонажного раствора плотностью 1420 кг/м^3 , приготовленного на основе цемента ПЦТ1-100 и глинопорошка в соотношении: 86% массы цемента ПЦТ1-100 и 14% массы глинопорошка ПБ. При использовании глинопорошка более высокого качества допускается снижение процентного отношения глинопорошка в гелцементной смеси с сохранением основных показателей физико-механических свойств тампонажных растворов.

Тампонажные материалы и растворы на их основе должны соответствовать диапазону статических температур в скважине по всему интервалу цементирования. В качестве замедлителя сроков схватывания цемента рекомендуется использовать НТФ в концентрации $0,02 \div 0,03\%$ к массе сухого цемента (применительно к конкретной скважине концентрация НТФ должна быть уточнена перед началом работ по цементированию).

Тампонажные смеси должны готовиться на централизованной базе с помощью специальных дозирочных устройств. В качестве ускорителя схватывания цемента при цементировании кондуктора рекомендуете: использовать хлористый кальций.

Параметры облегченного цементного раствора(ОЦР):

$$\rho_{\text{пр.ж}} < \rho_{\text{о.ц.р}} < [\rho_{\text{о.ц.р}}];$$

$$\rho_{\text{о.ц.р}} = 1420 \text{ кг/м}^3;$$

$$\eta = (0,004 \div 0,005) \tau_0, \quad \tau_0 = 8,5 \cdot 10^{-3} \cdot \rho_{\text{о.ц.р}} - 7;$$

$$\tau_0 = 8,5 \cdot 10^{-3} \cdot 1420 - 7 = 5,07 \text{ Па};$$

$$\eta = 0,004 \cdot 5,07 = 0,02 \text{ Па} \cdot \text{с};$$

Параметры цементного раствора(ЦР):

$$\rho_{ц,р}=1830 \text{ кг/м}^3;$$

$$\tau_0=8,5 \cdot 10^{-3} \cdot 1830 - 7 = 8,555 \text{ Па};$$

$$\eta=0,004 \cdot 8,3 = 0,034 \text{ Па} \cdot \text{с};$$

Параметры буферной жидкости:

$$\tau_0=8,5 \cdot 10^{-3} \cdot 1050 - 7 = 1,95 \text{ Па};$$

$$\eta=0,004 \cdot 1,95 = 0,0078 \text{ Па} \cdot \text{с};$$

Параметры продавочной жидкости:

$$\tau_0=8,5 \cdot 10^{-3} \cdot 1000 - 7 = 1,5 \text{ Па};$$

$$\eta=0,004 \cdot 1,5 = 0,006 \text{ Па} \cdot \text{с};$$

2.10.2 Определение объёмов цементного раствора и облегченного цементного раствора

$$V_{цр} = 0,785 \cdot K_k \cdot K_{цр} [(d_c^2 - d_n^2) \cdot l_{ц} + d_o^2 \cdot h_c], \text{ м}^3;$$

где $K_{цр}$ – коэффициент резерва (1,06);

K_k – коэффициент кавернозности, $K_k = 1,25$;

d_c – диаметр скважины, м;

d_n – наружный диаметр обсадной колонны, м;

$l_{ц}$ – длина участка цементирования, м;

d_o – внутренний диаметр обсадной колонны, м;

h_c – высота цементного стакана (15 м);

$$d_c = 1,05 \cdot D_d = 1,05 \cdot 0,2159 = 0,227 \text{ м}; d_n = 0,146 -$$

$$2 \cdot 0,0085 = 0,129 \text{ м}; d_o = 0,245 - 2 \cdot 0,0089 = 0,227$$

м;

$$V_{цр} = 0,785 \cdot 1,25 \cdot 1,06 \cdot [(0,227^2 - 0,146^2) \cdot 800 + 0,129^2 \cdot 15] = 20,32 \text{ м}^3;$$

$$V_{о.цр} = 0,785 \cdot 1,25 \cdot 1,06 \cdot [(0,227^2 - 0,146^2)(1734 - 205) + (0,2291^2 - 0,146^2)205] = 43,75 \text{ м}^3;$$

Объем буферной жидкости:

$$V_{б.ж.} = 10 \text{ м}^3;$$

Объем продавочной жидкости:

$$V_{прод.ж.} = 0,785 \cdot 1,05 \cdot 0,1307^2 \cdot (3073 - 15) = 42,5 \text{ м}^3.$$

2.10.3 Определение количества необходимых материалов, количества

и цементировочной техники

Масса тампонажного цемента при коэффициенте резерва $K_{цр}=1,05$:

$$M_{ц}=1,05\rho_{ц,р}\cdot V_{ц,р}/1+(B/Ц);$$

где n – относительное водосодержание;

$$M_{ц}=1,05\cdot 1830\cdot 20,32/(1+0,5)=26029 \text{ кг}$$

Масса облегченного цемента:

$$M_{о.ц.р.}=1,05\cdot 1420\cdot 43,75/(1+1,25)=28991 \text{ кг}$$

Объем воды для приготовления цементного раствора:

$$V_{в}=n\cdot M_{ц}/k\cdot\rho_{ж}=0,5\cdot 26029/1,05\cdot 1000=5,82 \text{ м}^3$$

Объем воды для приготовления ОЦР:

$$V_{в}=n\cdot M_{о.ц.р.}/k\cdot\rho_{ж}=1,25\cdot 45406/1,05\cdot 1000=45,41 \text{ м}^3$$

Количество цементосмесительных машин типа 2СМН-20 с вместимостью бункера $14,5\text{м}^3$ для приготовления цементного раствора:

$$i_c = \frac{M_c}{\rho_{нас} \cdot U_{см}};$$

для ЦР при $\rho_{нас}=1420 \text{ кг/м}^3$;

$$i_c=26029/1400\cdot 14,5=1,3$$

Принимаем 2 цементосмесительные машины для ЦР.

для ОЦР при $\rho_{нас}=1400 \text{ кг/м}^3$;

$$i_c=28991/1400\cdot 14,5=1,4;$$

Принимаем 2 цементосмесительные машины для ОЦР.

Производительность смесительных машин:

$$q_{см} = \frac{q_{ж} \cdot V_i}{(B/Ц) \cdot m_c}, \text{ л/с};$$

где $q_{ж}$ – производительность водяного насоса, л/с;

для ЦР: $q_{см} = 13 \cdot 20,32 / 0,5 \cdot 26,02 = 20,3$ л/с;

Производительность смесительной машины по ОЦР составит:

$q_{см} = 13 \cdot 43,75 / 1,25 \cdot 28,99 = 15,69$ л/с;

Выбираем агрегат ЦА-320М, диаметр втулок 125 мм.

Максимальная производительность агрегата ЦА-320 М 14,5 л/с, то необходимо к каждой смесительной машине по 2 агрегата[13].

Результаты расчетов приведены в таблице 2.22.

Таблица 2.22

Потребность компонентов и техники для цементирования обсадных колонн

Колонна	Параметры жидкости					Состав	Расход на колонну, кг	Необходимое количество цементировочной техники, шт
	тип	ρ , кг/м ³	τ , Па	η , Па·с	V, м ³			
Эксплуатационная	Буферная	1050	1,95	0,0078	10	Тех. вода Цемент КМЦ	4465 1786 28	2СМН-20 – 4, ЦА-320М – 10, БМ-700 – 1, УСО-20 – 1, СКЦ-2М – 1.
	Гельцементный	1420	5,07	0,021	43,75	Цемент ПЦТ-100 Глинопорошок Камцелл КССБ СаСl Тех. вода	28991 9081 227 136 227 45410	
	Цементный	1830	8,55	0,034	20,32	Цемент ПЦТ-100 КССБ ТБФ Тех. вода	26029 24,4 2,4 5820	
	Продавочная	1000	1,5	0,006	42,5	ур. раствор	-	

2.10.4 Гидравлический расчет цементирования

В процессе цементирования обсадных колонн используется цементировочное оборудование Российского производства: цементировочные агрегаты ЦА-320М, цементосмесительные машины 2СМН-20, блок-манифольд БМ-700,

осреднительные емкости УСО-20. Для контроля процесса цементирования используется российская станция контроля цементирования (СКЦ-2М). Использование БМ-700 облегчает и ускоряет обвязку трубопроводов цементировочных агрегатов и более эффективно осуществляет централизованное управление процессом цементирования благодаря включению в схему станции контроля цементирования СКЦ-2М.

При цементировании эксплуатационной колонны для выравнивания получения заданных параметров, затворяемых в различных точках тампонажных растворов, осуществляется с использованием обвязки цементировочного оборудования, которая включает в себя осреднительную емкость УСО-20. При такой схеме обвязки, затворяемый в различных точках из одинакового тампонажного материала, раствор первоначально подают в осреднительную емкость, где его подвергают дополнительному перемешиванию для усреднения параметров. Сначала производится закачка буферной жидкости в обсадную колонну. Затем тремя цементировочными агрегатами ЦА-320М тампонажный раствор отбирают из осреднительной емкости и, через БМ-700, по двум линиям высокого давления, которые присоединены к боковым кранам цементировочной головки, закачивают в обсадную колонну. Причем закачивают последовательно облегченный цементный раствор и цементный раствор. Далее открепляют продавочную пробку и одним агрегатом ЦА-320М продавливают ее через верхний кран цементировочной головки с помощью 1 м³ продавочной жидкости. Остальной объем продавочной жидкости закачивается определенным числом цементировочных агрегатов ЦА-320М через боковые краны цементировочной головки, причем последние 1..1,5 м³ продавочной жидкости продавливают одним агрегатом на первой скорости, чтобы уловить момент «стоп».

Закачка буферной жидкости производится двумя цементирующими агрегатами ЦА-320М на IV скорости, закачка облегченного цементного раствора осуществляется тремя агрегатами ЦА-320М на IV скорости, цементного раствора – тремя на IV скорости. Затем один ЦА-320М на IV скорости начинает продавку продавочной пробки (1 м^3 продавочной жидкости). Далее продавка осуществляется тремя ЦА-320М на IV скорости до тех пор, пока давление на устье не вырастет до предельного давления развиваемого агрегатом на IV скорости (19 МПа), затем два агрегата переключаются на III скорость и продолжают продавку; таким же образом переключаются на II скорость. Последние 1 м^3 продавочной жидкости закачивают одним ЦА-320М на I скорости, чтобы уловить момент «стоп».

На рисунке 2.7 приведена схема обвязки цементирующей техники.

Время, затраченное на весь процесс цементирования:

$$T_{\text{цем}} = T_{\text{буф.эк.}} + T_{\text{оцр}} + T_{\text{цр}} + T_{\text{прод}} + T_{\text{рез}}, \text{ мин};$$

где $T_{\text{буф.}}$ – время закачки буферной жидкости;

$T_{\text{оцр}}$ – время закачки облегченного цементного раствора;

$T_{\text{цр}}$ – время закачки цементного раствора;

$T_{\text{прод}}$ – время, затраченное на продавку;

$T_{\text{рез}}$ – резервное время.

Время, затраченное на процесс закачки (продавки) определяется по формуле:

$$T = \frac{V}{k \cdot q \cdot n}, \text{ мин};$$

где V – объем закачиваемой жидкости, м^3 ;

q – производительность агрегата, $\text{м}^3/\text{с}$;

n – количество агрегатов.

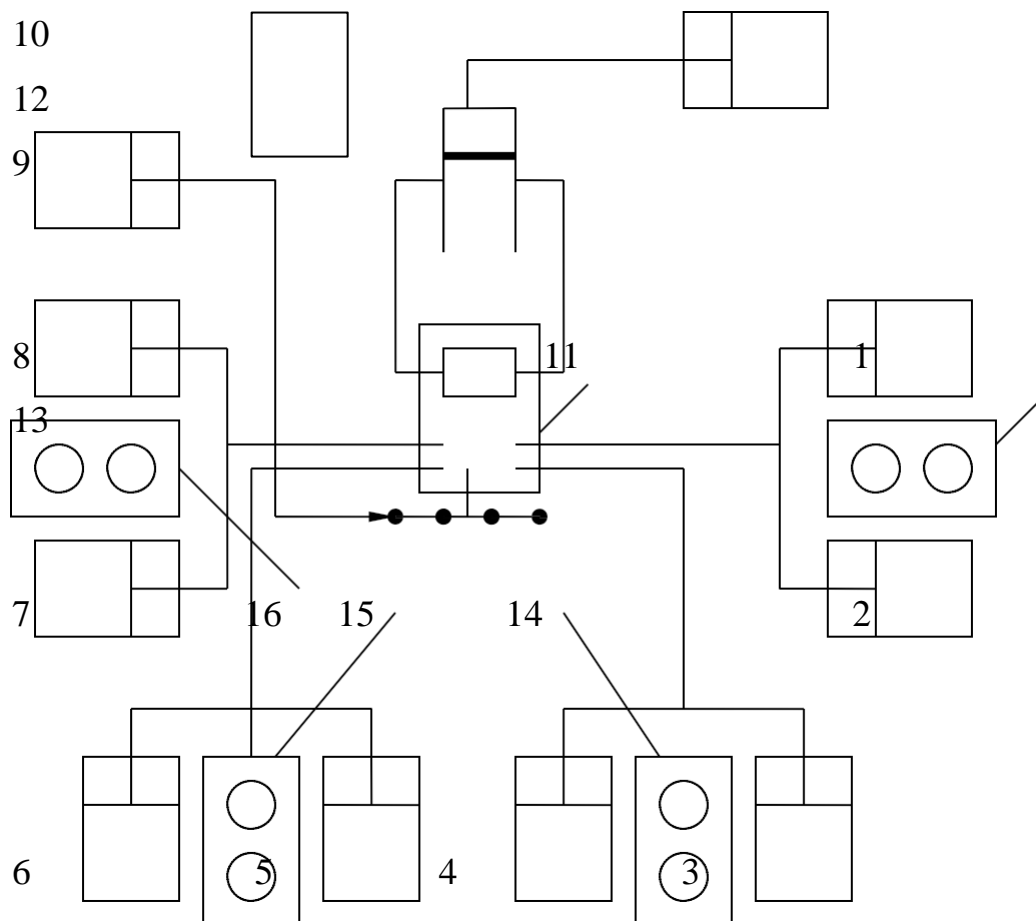
$$T_{\text{буф}} = \frac{10}{1,05 \cdot 0,0145 \cdot 2} = 328\text{с} = 5,5 \text{ мин};$$

$$T_{\text{опр}} = \frac{43,75}{1,05 \cdot 0,0145 \cdot 2} = 1437 \text{ с} = 24 \text{ мин};$$

$$T_{\text{пр}} = \frac{20,32}{1,05 \cdot 0,0145 \cdot 3} = 445 \text{ с} = 7,4 \text{ мин};$$

$$T_{\text{прод}} = \frac{1,5}{1,05 \cdot 0,0145 \cdot 1} + \frac{35}{1,05 \cdot 0,0081 \cdot 4} + \frac{3,95}{1,05 \cdot 0,0081 \cdot 2} + \frac{2,05}{1,05 \cdot 0,0043 \cdot 2} + \frac{1,5}{1,05 \cdot 0,0023 \cdot 1} = 2206 \text{ с}$$

$T_{\text{прод}} = 36,7 \text{ мин.}$



1-8-цементировочные агрегаты ЦА-320М; 9-ЦА для подачи воды; 10-ЦА для начала продавки раствора; 11-блок манифольда БМ-700; 12-станция контроля цементирования СКЦ-2М; 13-16- цементно-смесительная машина 2 СМН-20.

Рисунок 2.14 – Схема обвязки агрегатов при цементировании

Резервное время составляет 15 минут (это время, необходимое для открепления продавочной пробки в цементировочной головке). Принимаем $T_{рез} = 15$ мин.

$$T_{цем} = 5,5 + 24 + 7,4 + 36,7 + 15 = 88,6 \text{ мин};$$

Время процесса цементирования должно быть меньше 75% времени начала схватывания цементного раствора:

$$T_{цем} = 88,6 \text{ мин} < 0,75 \cdot T_{н.схв} = 0,75 \cdot 120 = 90 \text{ мин}.$$

Таким образом, процесс цементирования эксплуатационной колонны производится с обеспечением всех технологических требований.

3 ТЕХНИКА ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИНЫ

3.1 Выбор буровой установки

Типовой комплект бурового оборудования, конструктивные узлы и привышечные сооружения выбираются в зависимости от глубины и конструкции скважины, вида потребляемой энергии, способа бурения.

Класс буровой установки (БУ) для бурения конкретной скважины или группы скважин выбирается по номинальной грузоподъемности, которую не должен превышать наибольший вес применяемой компоновки с учётом перегрузок (затяжки, прихваты). Грузоподъемность вышки, лебедки и талевого системы должна обеспечивать безопасное проведение работ по подъёму, спуску и расхаживайте наиболее тяжёлой колонны [3].

Определим нагрузку действующую на крюк

$$T_{\text{бк}} = \kappa \cdot Q_{\text{бк}} + Q_{\text{кв}} + Q_{\text{вер}}, \text{ кН} \quad (3.1)$$

где $Q_{\text{бк}}$ – вес бурильной колонны, (413,96 кН);

$Q_{\text{кв}}$ – вес квадрата, (20 кН);

$Q_{\text{вер}}$ – вес вертлюга, (16,4 кН).

$$T_{\text{бк}} = 1,25 \cdot 413,96 + 20 + 16,4 = 553,85 \text{ кН}$$

Вес кондуктора: $Q_{\text{к}} = 53,5 \cdot 9,81 \cdot 710 = 372,63 \text{ кН}$,

Нагрузка, действующая на крюк

$$T_{\text{к}} = 1,25 \cdot 372,63 + 20 + 16,4 = 502,18 \text{ кН.}$$

Вес эксплуатационной колонны: $Q_{\text{эк}} = 755,35 \text{ кН}$,

Нагрузка, действующая на крюк:

$$T_{\text{эк}} = 1,25 \cdot 755,35 + 20 + 16,4 = 980,58 \text{ кН.}$$

Из имеющихся видов БУ этому требованию удовлетворяет установка 5 класса для бурения на глубину 2000 – 3200 м. с грузоподъемностью 2000 кН. Так как район ведения буровых работ электрифицирован, то привод БУ будет электрический. Выбираем установку Уралмаш – 3000 ЭУК–1М.

3.2 Выбор оснастки талевой системы

Для выбранной БУ определим тип оснастке при глубине 3073 м.

Определим максимально допустимое число рабочих струн:

$$i = \alpha \cdot T_{\text{к}} / S_{\text{доп}},$$

где α – коэффициент, учитывающий затяжки, $\alpha = 1,25$;

$T_{\text{к}}$ – максимальная нагрузка на крюке, кН;

$S_{\text{доп}}$ – допустимое напряжение каната при кратковременных нагрузках:

$$S_{\text{доп}} = S_{\text{разр}} / n, \text{ кН};$$

где $S_{\text{разр}}$ – разрывная нагрузка для каната; по [3] для талевого каната ЛК-Р06 диаметром 28 мм, (618 кН),

n - запас прочности, ($n=4$)

$$S_{\text{доп}} = 618 / 4 = 154,5 \text{ кН}$$

$$i=1,25 \cdot 980,58/154,5=7,9$$

Следовательно число рабочих струн будет $i=8$ при оснастке 4x5.

Определим потребную длину каната:

$$L_{\text{кан}}=2 \cdot (h+D_{\text{шк}})+i \cdot (h+D_{\text{шк}})+h',$$

где h – высота вышки, $h=41,6$ м,

$D_{\text{шк}}$ – диаметр шкива $D_{\text{шк}}=1,0$ м.,

h' - длина каната, остающаяся на барабане лебедки:

$$h'=\pi \cdot d \cdot S_0,$$

где d – диаметр барабана лебёдки, $d = 0,8$ м;

S_0 - количество нитей каната, остающаяся на барабане $S_0=6$, тогда

$$h'=3,14 \cdot 0,8 \cdot 6=15,07 \text{ м}$$

$$L_{\text{кан}}=2 \cdot (41,6+1)+8 \cdot (41,6+1)+15,07=442 \text{ м.}$$

4. Применение забойного протектора в кнбк при бурении

Известно, что в процессе бурения скважинное оборудование испытывает воздействие ударных нагрузок в виде продольных, поперечных и крутильных ударов, что существенно снижает работоспособность, как породоразрушающего инструмента, так и других элементов КНБК – телесистемы и забойного двигателя. Так, проведенный нами анализ записей вибрации КНБК показал, что в среднем на каждые 100 м бурения наблюдается 2...3 сильных удара.

В результате аналитических, экспериментальных и полевых работ создан целый ряд современных высокоэффективных элементов КНБК – протекторов забойных различных типоразмеров и исполнений, устанавливаемых над долотом, способных обеспечить гашение продольных, поперечных и крутильных ударов в нижней части бурильной колонны. Характерной особенностью данных устройств является возможность гашения сильных одиночных продольных, поперечных и крутильных ударов.

Протектор забойный- ПЗ-172-40

4.1. Назначение

ПЗ-172-40М предназначен, для демпфирования крутильной и осевой вибрации, а так же одиночных сильных крутильных и осевых ударов действующих на долото в процессе бурения

Типы вибраций бурильной колонны

Осевые вибрации

Крутильные колебания неравномерное вращение (эффект пружины)

Боковые вибрации

4.2. Принцип работы:

основан на организации обратной связи между осевой нагрузкой и крутящим моментом, нагружающим долото в процессе бурения.

Также протектор не имеет ограничений на выбор параметра режимов бурения.

4.2.1 Сравнение:

ПЗ-172М с наддолотными амортизаторомнаддолотный амортизатор предназначен для снижения вибраций, возникающих в бурильной колонне в процессе бурения скважины.

Протектор забойный предназначен для демпфирования крутильной и осевой вибрации. Характерной особенностью является возможность гашения сильных крутильных и осевых ударов действующих на долото в процессе бурения.

4.2.2 Выводы :

Испытания показывают возможность забойного протектора уменьшить вибрации КНБК что приведет.

Увеличению ресурса породоразрушающего инструмента.

Увеличение ресурса телесистемы.

Увеличение ресурса ВЗД

Увеличение механической скорости

5. БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ ПРОЕКТА

5.1 Характеристика объекта

Строительство скважин, расположенных в водоохраной зоне Приобского месторождения предусматривается с использованием экологически малоопасных химреагентов и материалов и безамбарной технологии бурения. Предусматривается использование замкнутого цикла водоснабжения буровой с регенерацией буровых сточных вод и отработанного бурового раствора для повторного использования в технологическом процессе, эффективной системы очистки бурового раствора и утилизации отходов бурения, исключающих попадание их на рельеф местности. Применяемые проектные химические реагенты и материалы малоопасны с экологической точки зрения, имеют установленные значения предельно-допустимых концентраций (ПДК). Предусматривается использование технических средств очистки и утилизации бурового раствора зарубежных фирм.

Максимальная высота отсыпки кустовых площадок и дорог должна обеспечивать их превышение над максимально возможным уровнем затопления паводковыми водами не менее, чем на 1 м.

Сведения о площадке строительства буровой:

- Толщина снежного покрова составляет до 1,5 м.
- Среднегодовая температура –2.0 град.С, при этом максимальная летняя +35 град.С и минимальная зимняя –50 град.С.
- Максимальная глубина промерзания грунта –2,4 м.
- Структура грунта, сложенная торфяно-болотными осадками, песками, суглинками, супесями, глинами, легко дренируемая.
- Растительный покров –сосново–березовые леса.

5.2 Пожарная безопасность.

Для обеспечения пожаробезопасности применяются активные и пассивные способы пожаротушения. При активном способе процесс горения подавляют при помощи огнегасительных средств, воздействующих на горючее вещество охлаждением очага пожара, разбавлением реагирующих веществ. Химическое торможение введением в зону горения антикатализаторов - (ингибиторов) и т.д. При пассивном способе тушения горение прекращается путем изоляции горючего от окислителя или инертизации среды, в которой находится очаг горения. Для тушения пожаров используются жидкие пенообразные, аэрозольные, газообразные и твердые вещества, вода, химическая и воздушно-механическая пена, водяной пар, гидроаэрозоли, галоидированные углеводороды, инертные газы и порошковые составы.

При работе с пожароопасными и взрывопожароопасными веществами и материалами соблюдаются требования маркировки и предупредительных надписей. Первичные средства пожаротушения представлены

Наименование	ГОСТ	Количество, шт.
Огнетушитель пенный ОХП-10	ГОСТ 16005-70	12
Ящики с песком	0,5 м ³	4
1 м ³	2	
Лопаты	ГОСТ 3620-70	5
Лом пожарный легкий	ГОСТ 16714-71	2
Топор пожарный поясной	ГОСТ 16714-71	2
Багор пожарный	ГОСТ 16714-71	2
Ведро пожарное	ТУ 220	4.

Настил на буровой в месте прохождения желоба выполняется из негорючего материала. Ширина негорючей части настила должна быть не менее 2м. Стационарно установленные электрические аппараты и приборы, искрящие по условиям работы, при установке в помещениях должны иметь маслонепроницаемое или пыленепроницаемое исполнение (класс II-I), а при наружной установке – закрытое (класс II-III). Все оборудование заземляется. Устье скважины оборуду-

дуется поддоном, полностью исключаящим разлив раствора, а боковины подсвечника обвариваются листовым железом. С подсвечника должен быть оборудован сток в желобную систему. Буровая должна быть оснащена пеногенераторной установкой, а водяная линия должна находиться под давлением

5.3 Электробезопасность.

Для предотвращения прикосновения человека к токоведущим частям применяют: изоляцию (хлопчатобумажную, резиновую, пластмассовую), ограждения (кожухи, камеры и другие), расположение открытых частей на высоте или в недоступных местах, используют блокировки, дистанционное управление (магнитные пускатели), предупредительную сигнализацию, предостерегающие, запрещающие, разрешающие и другие знаки (плакаты). На объектах применяют защитное заземление – преднамеренное соединение с землей металлических частей оборудования, обычно не находящихся под напряжением.

В сетях с напряжением до 1000 В с изолированной нейтралью (малыми токами замыкания на землю) и в сетях с напряжением свыше 1000 В с глухой заземленной нейтралью используют защитное заземление при условии, если величина тока при замыкании на землю не превышает 25 А.

5.3.1 Защита от электрического тока.

Наиболее эффективный способ защиты – защитное отключение. С помощью универсального устройства, состоящего из прибора-индикатора и автоматического выключателя, аварийный участок силовой сети может быть полностью обесточен или введен в действие в течение десятых долей секунды. Защитное отключение применяют в сетях с напряжением до 1000 В в качестве самостоятельной или дополнительной защиты.

В особо опасных условиях защитное заземление устраивается с помощью специальной жилы в кабеле электроустановок, работающих под напряжением 36 В и более. Для ручных инструментов, работающих под напряжением 36 или 12 В, запрещается использовать в целях заземления нулевой провод. Нулевой и заземляющий провода должны присоединяться к заземляющей сети во всех случа-

ях отдельно (обособленно). При напряжении 220 В и выше предусматривается обязательное применение средств индивидуальной защиты (СИЗ).

5.3.2 Защита от статического электричества.

Предупреждение электротравматизма на объектах достигается выполнением следующих мероприятий:

проектирование, монтаж, наладка, испытание и эксплуатация электрооборудования буровых установок должны проводиться в соответствии с требованиями "Правил устройства электроустановок" (ПУЭ), "Правил эксплуатации электроустановок потребителей" (ПЭЭП), утвержденных Госэнергонадзором 31.03.92 г. и "Правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей" (ПТБЭ), утвержденных Главэнергонадзором 21.12.84 г.

обеспечение недоступности прикосновения к оголенным токоведущим частям, находящимся под напряжением;

применение блокировочных устройств;

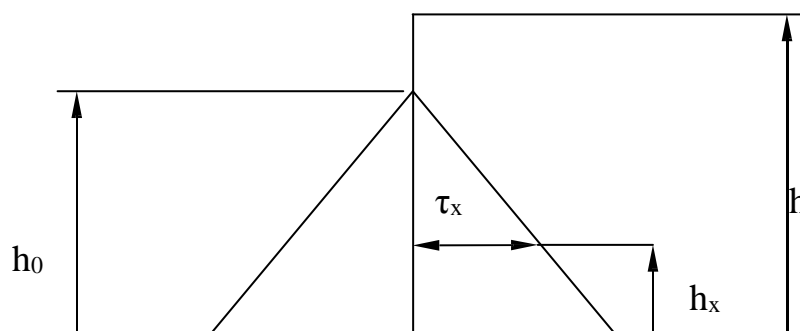
применение защитного заземления буровой установки;

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

допускать к работе специально обученных лиц, имеющих группу по электробезопасности не ниже IV.

5.3.3 Молниезащита.

Схема для расчета молниезащиты буровой установки представлена на рис 5.2.



h_x – высота оборудования; h – высота вышки с молниеотводом ($h=42$ м); h_0 – высота вышки ($h_0=41$ м); r_x – радиус зоны защиты на уровне высоты оборудования; r_0 – радиус зоны защиты на земле.

Расчет молниезащиты производим для зоны А.

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

$$N=(S + 6 \cdot h_x) \cdot (L + 6 \cdot h_x) \cdot n \cdot 10^{-6}, \quad (5.6)$$

где S – ширина основания буровой, м ($S=18$ м);

L – длина основания буровой, м ($L=36$ м);

n – число ожидаемых ударов молнии в 1 км² (для Тюменской области $n = 6$);

h_x – высота оборудования, м ($h_x = 4$ м).

$$N=(18+ 6 \cdot 4) \cdot (36 + 6 \cdot 4) \cdot 6 \cdot 10^{-6} =0,01512 \text{ шт.}$$

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

$$r_0=(1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h \text{ м.}$$

$$r_x =(1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot (h - h_x /0,85) \text{ м.}$$

$$r_0=(1,1 - 0,002 \cdot 42) \cdot 42=42,7 \text{ м.}$$

$$r_x =(1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot (42 - 4 /0,85)=37,9 \text{ м.}$$

5.4 Освещение.

Использование естественного света в производственных помещениях не только экономично, но и благоприятно для человека. Уровень естественного освещения в производственных помещениях регулируется изменением числа и размеров световых проемов, рационального соотношения площади окон, световых фонарей с площадью межоконных перегородок, пола, длины, ширины и высоты помещения и др.

Нормы освещенности.

№ п/п	Рабочие места, подлежащие освещению	Разряд и подразряд	Норма освещенности, лк
1	Роторный стол	2	На ногах вышки, на высоте 4 м (для вышки 41 м) и 6 м (для вышки 53 м), под углом 45-500. Над лебедкой на высоте 4 м, под углом 25-300 к вертикали
2	Щит контрольно-измерительных приборов	3	Перед приборами
3	Полати верхового рабочего	2	На ногах вышки, на высоте не менее 2,5 м от пола полатей, под углом не менее 500
4	Путь талевого блока	4	На лестничных площадках. По высоте вышки, под углом не менее 65-700
5	Кронблок	4	Над кронблоком
6	Приемный мост	4	На передних ногах вышки на высоте не менее 6 м
Продолжение табл.5.3			
12	3	4	5
7	Лестницы, марши, сходы	4	На лестничных площадках, ногах вышки
8	Редукторное помещение	2	На высоте не менее 6 м
9	Насосное помещение	3	На высоте не менее 3м

10	Глиномешалки	3	На высоте не менее 3 м	75
11	Превентор	3	Под полом буровой	75
12	Желобная система	5	На высоте не менее 3 м на всем протяжении желобов	10
13	Площадка горюче-смазочных материалов и инструмента	5	На высоте не менее 3 м	10

Выбор системы светильников и устройств освещения выполняется с учетом следующих основных требований действующих строительных норм и правил:

- обеспечение достаточной освещенности рабочих мест, инструментов, предметов труда;
- ограничение прямой и отраженной блескости;
- научное обоснование выбора системы освещения, конструкции и мощности светильников, их числа, расположения, вида, исполнения и др.;
- обеспечение благоприятного спектрального состава света, степени его рассеивания и направления;
- постоянство освещенности и других светотехнических показателей в времени и пространстве. Надежность работы осветительных устройств в специфических условиях;
- пожарная и электрическая безопасность светильников;
- возможность управления и регулирования света;
- экономичность сооружения и эксплуатации устройств. Для обеспечения оптимального освещения применяют: лампы накаливания, люминесцентные лампы, многоламповые светильники, кварцевые лампы ДКсТ, заполняемые ксеноном под большим давлением, а также галогенные и натриевые лампы и йодные лампы.

5.5 Защита от шума и вибраций

Шум на рабочем месте не должен превышать 85 дБл и соответствовать требованиям ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ "Шум. Общие требования безопасности". Для

уменьшения шума на объекте используются как индивидуальные (наушники, вкладыши, шлемы), так и коллективные средства защиты. К коллективным средствам защиты относятся: пневмоударники, звукоизоляция и звукопоглощение, а также предусматривается установка кожухов и глушителей.

Вибрация. Для борьбы с вибрацией на объекте производят балансировку, установку амортизаторов, виброфундамент, увеличивают массу основания. При коллективных средствах защиты используют амортизационные подушки в соединениях блоков, оснований, эластичные прокладки, виброизолирующие хомуты на напорных линиях буровых насосов. В качестве индивидуальных средств защиты применяются: специальные виброгасящие коврики под ноги у пультов управления различными механизмами, виброобувь и виброручкавицы. Вибрация при частоте 16 Гц не должна превышать амплитуду $0 \div 28$ мм.

Вибрация должна отвечать требованиям ГОСТ12.1.012-90 ССБТ "Вибрация. Общие требования безопасности".

5.6 Обеспечение защиты от высокого давления

Устье скважины после спуска кондуктора или промежуточной обсадной колонны оборудуется превенторной установкой. Обязка превенторов выполняется по типовой схеме, утвержденной нефтегазодобывающим объединением или территориальным геологическим управлением, которая согласуется с органом Госгортехнадзора и воензированной частью по предупреждению и ликвидации нефтяных и газовых фонтанов. Обязка устья скважин должна обеспечивать: надежную герметизацию устья скважины; осуществление прямой и обратной промывки; замену газированной промывочной жидкости на свежую с необходимым противодавлением; контроль за давлением в скважине при загерметизированном устье, при промывке с противодавлением; разрежение сетки скважин. Регулирование противодавления на пласт при нефтегазопроявлениях; отвод газа и нефти, поступающих из скважины, на безопасное расстояние и предотвращение загрязнения окружающей среды пластовым флюидом, шламом или промывочной жидкостью; колонные фланцы для установки превентора должны мон-

тироваться только на резьбе со специальным клеем. Ниже муфты, на которой монтируется противовыбросовое оборудование, необходимо иметь свободную часть обсадной колонны не менее 0,3 м для установки приспособления по принудительной герметизации скважин приоткрытом фонтанировании.

5.7 Обеспечение защиты людей от движущихся механизмов, частей оборудования

Все подъемные устройства и вспомогательное оборудование до начала эксплуатации в обязательном порядке регистрируются в соответствующем подразделении Госгортехнадзора и периодически (один раз в год) подвергаются техническому освидетельствованию и испытанию.

Всякое подъемное устройство (стационарные и передвижные краны, автопогрузчики и т.д.) оборудуется защитным устройством от перегруза (по грузу и предельно допустимому опрокидывающему моменту), ограничителем перемещения и подъема, ограничителем скорости движения, вращения и подъема (поперечные и продольные краны), тормозными устройствами, а также средствами контроля качества изоляции, прочности несущих канатов и конструкций и т.д..

5.8 Обеспечение взрывобезопасности

. Взрывобезопасность при строительстве скважины обеспечивается следующими мероприятиями:

- монтаж, наладка, испытание и эксплуатация электрооборудования буровой установки должно проводиться в соответствии с требованиями «Правил устройства электроустановок (ПУЭ)», «Правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей (ПТБ) с учетом классов взрывоопасности зон их работы»;

- во взрывоопасных зонах площадок строительства скважины установлено электрооборудование во взрывозащитном исполнении, соответствующее виду взрывозащиты - категории взрывоопасной зоны;

- отечественное электрооборудование имеет взрывозащитную маркировку, импортное – сертификат изготовителя о допустимости их эксплуатации во

взрывоопасной зоне и среде;

- эксплуатация электрооборудования при неисправных средствах взрывозащиты, блокировках, нарушениях схем управления не допускается;

- ячейки распределительного устройства буровой установки (6 Кв) оборудованы блокировкой, исключающей возможность: проведение операций с разъединителем при включенном масляном выключателе или при высоковольтном контакторе; включение разъединителя при открытой задней двери ячейки; открытие задней двери при включенном разъединителе.

В процессе строительства скважины (подготовительные работы, бурение, крепление, освоение скважины) осуществляются следующие мероприятия, повышающие взрывобезопасность:

Подготовительные вышкомонтажные работы:

- все работы по монтажу и демонтажу буровой установки, перетаскиванию блоков оборудования могут быть начаты только при выдаче бригаде наряда на их проведение;

- трасса перетаскивания вышко-лебедочного блока, блоков и оборудования установки должна быть определена и согласована с организациями-пользователями подземных и наземных коммуникаций-трубопроводов нефти и газа, ЛЭП, с разработкой необходимых мер по обеспечению пожаро- и взрывобезопасности при их пересечениях и приближениях на расстояние менее допустимых;

- проведение электрогазосварочных работ при монтаже и демонтаже буровой установки во взрывоопасных зонах проводятся только при наличии нарядов на проведение этих работ, утвержденных главным инженером предприятия;

- рабочие бригады ВМУ, подготовительной бригады, УТТ, ССУ выполняют работы, соответствующие их квалификации и допуску.

Строительство скважин:

- устье скважины при бурении обвязано и герметизировано в соответствии с утвержденной схемой обвязки ПВО и оборудовано устьем;

- осуществляется постоянный контроль (каждую вахту) за исправностью

работы ПВО;

- осуществляется постоянный контроль за исправностью заземляющих устройств буровой установки, а также производится установка временных заземлений передвижной техники, используемой в технологических процессах (каротажной станции, подъемников, ЦА, СМН и пр.);

- осуществляется постоянный контроль за исправностью вентиляционных систем, устройств на всех блоках буровой установки и вспомогательных сооружений;

- во всех взрывоопасных зонах исключается использование открытого огня, ремонтные и аварийные работы в этих зонах производится с использованием омедненного инструмента и пара;

- работы, связанные с ликвидацией возможных нефтегазопроявлений производятся по утвержденным планам работ и под руководством ИТР.

5.9 Обеспечение безопасности от токсичных веществ

В для устранения или уменьшения опасности вредных веществ для человека ограничивают применение их по числу и объему, а где возможно, заменяют высокотоксичные на менее токсичные, сокращают длительность пребывания людей в загрязненном воздухе и следят за эффективным проветриванием производственных помещений. В особо опасных условиях применяют индивидуальные средства защиты: для органов дыхания – фильтрующие противопылевые средства защиты, газо-пылезащитные средства, шланговые противогазы ПШ-1, кислородно – изолирующие приборы (КИП), автономные дыхательные аппараты: регенеративные и с запасом кислорода; для глаз – очки, маски, светофильтры; для тела – противопылевые комбинезоны; для рук перчатки и т.д.

5.10 Организация обеспечения безопасности и экологичности строительства скважин на предприятии

Безопасность и экологичность проекта будет оцениваться по достигнутому уровню безопасности строительства скважин на предприятии «НФ ЗАО ССК».

В процессе эксплуатации нефтяных месторождений возникают следующие виды опасности:

-производственные опасности (внезапное разрушение оборудования, несущих конструкций, взрывы, пожары, аварийные утечки токсичных веществ);

-чрезвычайные ситуации;

-профессиональные вредности (чрезмерные мышечные и нервно – психические напряжения отдельных органов и систем организма, неблагоприятные метеорологические и другие условия);

-аварии и отравления.

Для обеспечения всех этих направлений в «НФ ЗАО ССК» существуют отделы ОТиТБ, ТОиЧС, отдел экологии.

По виду произошедших событий чрезвычайные ситуации делят на 3 группы 1б:

1) техногенные:

а) крупномасштабные пожары (горение фонтанирующей жидкости; горение в ёмкостях);

б) сильные взрывы (объёмный пожар);

в) выброс в окружающую среду опасных веществ;

г) деформация, потери прочности и разрушение;

д) экологические бедствия, связанные с хозяйственной деятельностью людей (катастрофические изменения суши);

2) природные:

а) гидрологически опасные явления (резкое понижение или повышение грунтовых вод);

б) метеорологические опасные явления (сильный ветер, дождь, низкая температура);

в) ландшафтные пожары (лесные, степные, камышовые, торфяные, горение полезных ископаемых);

- г) массовые инфекционные заболевания (эпидемия);
- д) природные экологические катастрофы (изменение сфер из-за действия самой природы);

3) военно-политические:

- а) одиночное или случайное применение оружия массового поражения;
- б) военный конфликт с использованием оружия массового поражения.

По масштабу и распространению чрезвычайной ситуации классифицируют:

- 1) локальные – в пределах рабочего места, цеха;
- 2) объективные – в пределах хозяйственного объекта;
- 3) местные – в пределах нескольких краёв, республик;
- 5) национальные – большая часть территории государства;
- б) глобальные – охватывает несколько государств, континент, весь земной шар.

Развитие чрезвычайных ситуаций условно делят на следующие фазы:

- 1) накопление отклонений от нормальных природных, техногенных и военно – политических процессов;
- 2) инициирование чрезвычайной факторов;
- 3) действия первичных поражающих факторов;
- 4) возникновение вторичных поражающих факторов;
- 5) образование очагов поражения, зон заражения, зон сильных пожаров и затоплений.

5.11 Эффективность природоохранных мероприятий

5.11.1 Совершенствование процесса строительства скважин

Наибольшую экологическую опасность при возникновении аварийных ситуаций представляют неуправляемые поступления пластовых флюидов по скважинам (открытые фонтаны и выбросы). Вторым по значимости фактором потенциальной экологической опасности является разлив жидких углеводородов из хранилищ и трубопроводов. В «НФ ЗАО ССК» мероприятия по предупреждению и ликвидации разливов включают эффективные средства удержания разли-

тых жидкостей на месте для сведения до минимума последствий разливов и утечек.

В планах ликвидации аварий учитывается возможный объем и тип разливаемой жидкости, указываются типы технических средств для борьбы с разливами, потребность в рабочей силе, организационные мероприятия, обеспечивающие эффективную ликвидацию больших и малых разливов, а также перечень наиболее уязвимых и чувствительных участков вместе со средствами их защиты.

5.11.2 Сбор и утилизация отходов бурения и освоения

Переработка излишков бурового раствора (БР) и отработанного бурового раствора (ОБР) осуществляется по следующей технологии: с помощью блока коагуляции- флокуляции и центрифуги излишки Бр и ОБР разделяются на жидкую и твердую фазы (на воду и шлам). Осветление (очистка) жидкой фазы с помощью того же блока коагуляции-флокуляции проводится до тех пор, пока содержание компонентов в воде не будет соответствовать требованиям..

. Жидкая фаза бурового раствора после центрифуги подается в специальную емкость блока коагуляции-флокуляции, откуда может перекачиваться в активную емкость системы очистки либо подвергаться дальнейшей очистке с помощью того же блока коагуляции- флокуляции и центрифуги. Основная масса осветленной жидкой фазы БР используется повторно для технической цели. Излишки очищенной воды откачиваются в нефтесборный коллектор. Запрещается сброс неочищенной сточной воды на рельеф почвы, в поверхностные водоемы и подземные водоносные горизонты.

5.11.3 Охрана подземных вод

В «НФ ЗАО ССК» основным мероприятием по предупреждению загрязнения подземных вод является качественное цементирование заколонного пространства скважины. Горизонты, содержащие пресные воды, с целью исключения межпластовых перетоков и попадания в них сточных вод, перекрываются обсадными колоннами. Для этого на глубину 150 м спущено направление с

подъемом цементного раствора до устья. Затем весь интервал залегания пресных вод перекрывается кондуктором с цементированием до устья. Эксплуатационной колонной перекрыты все нефтеводонасыщенные горизонты. Тампонажный раствор за эксплуатационной колонной скважины поднимается с перекрытием ранее спущенной колонны на 100 м. Вся продуктивная толща изолирована цементным раствором нормальной плотности, а вышележащие горизонты – облегченным.

5.11.4 Рекультивация земельного участка

На отведенном участке под строительство эксплуатационных скважин с целью сохранения и восстановления плодородного слоя земли и недопущения загрязнения проводятся следующие мероприятия, которые необходимо выполнить до начала бурения:

- отсыпка и планировка площадки буровой;
- обвалование буровой площадки;
- обвалование емкостей ГСМ.

После окончания строительства скважин и демонтажа оборудования, в теплое время года (при положительной температуре), проводятся мероприятия по технической рекультивации нарушенных земель. Направление рекультивации указывает землепользователь, которому эти земли будут возвращены после выполнения этапов технической и биологической рекультиваций для дальнейшей эксплуатации.

Мероприятия по технической рекультивации земель сводятся к благоустройству территории куста в соответствии с правилами пожарной и санитарной безопасности и безаварийной эксплуатации скважин. поскольку кустовая (буровая) площадка не предназначена для лесовыращивания, лесоводственные требования по её рекультивации ограничиваются, в основном, проведением мероприятий, предупреждающих эрозию почв, противопожарным устройством, исключением подтопления и загрязнения прилегающих участков (укрепление откосов, восстановление обваловки).

5.11.4 Охрана недр

Охрана недр при строительстве скважин предусматривает выполнение комплекса мероприятий, направленных на предотвращение загрязнения пресных вод и потерь газа, нефти и пластовых вод.

Настоящий проект содержит полный комплекс технических решений по строительству скважин на Приобском месторождении, обеспечивающий надежную охрану недр. Проект содержит следующие технические решения и мероприятия по охране недр:

- проектная конструкция скважин совместно с другими техническими решениями предупреждает нефтегазоводопроявления в процессе бурения и защищает пресноводные горизонты от загрязнения;

- буровые растворы предупреждают загрязнение пресных вод разреза компонентами раствора (из-за малого радиуса проникновения фильтрата раствора в водоносный горизонт, адсорбции реагентов на породе и их деструкции в пластовых условиях) и создают условия для качественного разобщения пластов цементированием обсадных колонн. Качественная крепь скважины предупреждает межпластовые перетоки флюидов по заколонным пространствам;

- ограничение скорости спуска бурового инструмента и обсадных колонн направлено на предупреждение гидроразрыва пород и поглощения бурового раствора с возможными нефтегазопроявлениями в последующем;

- использование полимерглинистого раствора, формирующего на стенке скважины тонкую, низкопроницаемую корку, обеспечивает низкую водоотдачу раствора и малую глубину проникновения фильтрата раствора в пласт в процессе бурения;

5.11.5 Охрана атмосферного воздуха

Уровень загрязнения окружающей среды и степень экологической опасности оцениваются кратностью превышения предельно-допустимых концентраций (ПДК) загрязняющих веществ в природных объектах. Характеристика санитарно-токсических и органолептических свойств материалов и химических реаген-

тов, используемых при строительстве скважины, оценивается по величине ПДК.

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

- до начала бурения скважины проверяются и приводятся в исправное состояние все емкости, где будут храниться буровые растворы и химические реагенты;

- устье скважины, система приеба и замера пластовых флюидов, поступающих при испытании скважины, циркуляционная система герметизированы;

- для процесса строительства скважины используются химические реагенты, имеющие установленные значения ПДК;

- доставка и хранение химических реагентов осуществляется в герметичных емкостях;

- процесс сжигания топлива в котельной и ППУ регулируется (оптимизируется) согласно режимным картам;

- применяемый при строительстве скважины передвижной транспорт своевременно проходит контроль;

Заключение

В выпускной дипломной работе показаны геолого – геофизическая часть характеристики района работ, литолого-стратиграфическая характеристика разреза скважины, так же показаны возможные осложнения, которыми сопровождается бурение скважин. Прихватоопасные зоны, осыпи и обвалы стенок скважины.

Технологические расчеты обоснованы на основании профиля скважины, конструкции скважины и конструкции забоя скважины, определение глубины спуска обсадных колонн и их число, выбор интервалов цементирования, расчет диаметров проектной скважины и диаметры обсадных колонн и разработка схем обвязки устья скважины. Выбор способа бурения, типоразмеры породоразрушающего инструмента по интервалам бурения, для каждого интервала бурения тип винтового забойного двигателей, расчет требуемого расхода бурового раствора, компоновки низа бурильной колонны и расчет бурильной колонны. Обоснование и выбор типов и компонентного состава промывочных жидкостей, выбор гидравлической программы промывки. Расчет обсадных колонн и цементирование скважины. По наибольшему весу выбрана буровая установка.

Рассмотрены вопросы безопасности в рабочей зоне, охраны окружающей среды, чрезвычайные ситуации.

В экономической части отражены организационные формы и структура бурового предприятия, расчет продолжительности строительства скважины, разработан календарный план – график, рассчитана сметная стоимость строительства скважины.

В специальной части выпускной квалификационной работы представлено применение забойного протектора в КНБК при бурение.

Список использованных источников

1. Акбулатов Т.О. Гидравлические расчеты в бурении: Методические указания. : Издательство УНИ, 1991. – 50 с.
2. Акбулатов Т.О., Левинсон Л.М. Расчеты при бурении наклонно-направленных скважин: Учебное пособие. : Изд-во УГНТУ, 1994. – 68 с.
3. Баграмов Р.А. Буровые машины и комплексы: Учебник для вузов. - М.: Недра, 1988.-501 с.
4. Булатов А.И., Пенков А.И., Проселков Ю.М. Справочник по промывке скважин. –М.: Недра, 1984, 317с.
5. Временная методика определения экономической эффективности использования при строительстве нефтяных и газовых скважин новой техники изобретений и рационализаторских предложений. Т. I-II. – М., 1988.
6. Иогансен К.В. Спутник буровика: Справочник.. – М.: Недра, 1990. - 303 с.
7. Калинин А.Г., Григорян Н.А., Султанов Б.З. Бурение наклонных скважин: Справочник. – М.: Недра, 1990.
8. Конесев Г.В. Буровые промывочные жидкости.: УНИ-1983. - 91 с.
9. Конесев Г.В., Мавлютов М.Р., Спивак А.И., Мулюков Р.А. Смазочное действие сред в буровой технологии. – М.: Недра, 1993, - 272 с.