Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования

ИРКУТСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

Заочно-вечерний факультет
Кафедра нефтегазового дела

Допускаю к защите
Зав. кафедрой

_____ Н.А. Буглов
подпись И.О. фамилия

«Технология и техника строительства эксплуатационной скважины № 986 на Федоровском нефтегазоконденсатном место рождение»

Пояснительная записка
к выпускной квалификационной работе
(уровень бакалавриата)
Программа бакалавриата «Бурение нефтяных и газовых скважин»
по направлению подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

0.459.00.00 - ПЗ

Разработал студент НДбзс-13-1 _____ А.А. Макаров
шифр группы подпись И.О. Фамилия

Руководитель _____ П.Г. Скряби-ков
подпись И.О. Фамилия

Консультанты _____ Л.А. Рапац-кая
подпись
И.О. Фамилия

_____
С.И. Коноплев
подпись
И.О. Фамилия

_____

Н.В. Бацюн

подпись

И.О. Фамилия

Нормоконтроль _____ П.Г. Скрябиков

подпись

И.О. Фамилия

Иркутск 2017 г.

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования

ИРКУТСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

Заочно-вечерний факультет
Кафедра нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ
Декан факультета_____В.В. Ёлшин

подпись

«__»_____2017 г.

ЗАДАНИЕ
на выпускную квалификационную работу студенту Макаров А.А. группы НДбзс-13-1

1 Тема работы: Технология и техника строительства эксплуатационной скважины № 986 на Федоровском нефтегазоконденсатном место рождение

Утверждена приказом по университету от 27 апреля 2017 года № 816.

2 Срок представления студентом законченной работы в ГЭК 21 июня 2017 г

3 Исходные данные: материалы преддипломной практики, фондовые материалы, литературные источники.

4 Содержание расчетно-пояснительной записки (перечень подлежащих разработке вопросов):

4.1 Общие сведения по экономике и геологии района

4.2 Технология процесса бурения, выбор и расчет профиля и конструкции скважины
4.3 Выбор типа и параметров буровых растворов
4.4 Выбор конструкции, расчет бурильной колонны, КНБК
4.5 Выбор бурового оборудования
4.6 Безопасность жизнедеятельности, охрана окружающей среды
4.7 Экономика и организация производства
5 Перечень графического материала (с указанием обязательных чертежей):
5.1 Приложение А – Литолого-стратиграфический разрез;
5.2 Приложение В – Геолого-технический наряд;
5.3 Приложение С – Обзорная карта Федоровского нефтегазоконденсатного месторождения»;
5.4 Приложение D – Винтовые забойные двигатели фирмы «Радиус-сервис» ;
5.5 Приложение Е- Сводная таблица технико-экономических показателей.
6 Дополнительные задания и указания
6.1 Специальная часть выпускной квалификационной работы: «Бурение винтовыми забойными двигателями».
7 Консультанты по работе с указанием вопросов, подлежащих решению
Техническая часть
«___» _____ 2017 г. _____ П.Г. Скрябиков
дата подпись И.О. Фамилия
Геологическая часть
«___» _____ 2017 г. _____ Л.А. Рапацкая
дата подпись И.О. Фамилия
Безопасность жизнедеятельности
«___» _____ 2017 г. _____ С.И. Коноплев
дата подпись И.О. Фамилия
Технико-экономическая часть
«___» _____ 2017 г. _____ Н.В, Бацюн
дата подпись И.О. Фамилия

Календарный план

Разделы	Месяцы и недели						
	май			июнь			
Введение							
Глава 1							
Глава 2							
Глава 3							
Глава 4							
Глава 5							
Заключение							
Список используемых источников							
Оформление работы							

Дата выдачи задания «28» апреля 2017 г.

Руководитель работы _____ П.Г.Скрябиков

подпись

И.О.Фамилия

Заведующий кафедрой _____ Н.А. Буглов

подпись

И.О.Фамилия

Задание принял к исполнению студент_____ А.А. Макаров

подпись

И.О.Фамилия

План выполнен

_____

(полностью, не полностью)

Руководитель работы «_____»_____20__г. _____ П.Г.Скрябиков

Перечень сокращений, условных обозначений, символов

η – пластическая вязкость бурового раствора

g – ускорение свободного падения

τ_0 – ДНС – динамическое напряжение сдвига

β – коэффициент облегчения трубы в жидкости

μ – коэффициент трения

σ – напряжение

σ_T – предел текучести

$D_д$ – диаметр долота

$D_к$ – диаметр кондуктора

$D_м$ – диаметр муфты

$G_д$ – нагрузка на долото

h – глубина

$K_а$– коэффициент аномальности

$K_{гр}$ – коэффициент гидроразрыва

$M_{уд}$ – удельный момент на долоте

Q – расход

$P_{ви}$ – внутреннее избыточное давление

$P_{ни}$ – наружное избыточное давление

$P_{оп}$ – давление опрессовки

$P_{пл}$ – пластовое давление

$P_у$ – устьевое давление

Re – число Рейнольдса

U – скорость оседания частиц шлама

АВПД – аномально высокое пластовое давление

АНПД – аномально низкое пластовое давление

БСВ – буровые сточные воды

БУ – буровая установка

ЕНВ – единые нормы времени

МПа – мегапаскаль

ММП – многолетнемерзлые породы

ПЭСБР – полимерно-эмульсионный соленый буровой раствор

ОБ – отходы бурения

ПВО – противовыбросовое оборудование

СБТ – стальные бурильные трубы

СКЦ – станция контроля цементирования

СНС – статическое напряжение сдвига

Т – абсолютная температура

Тв.ф. – твердая фаза

УБТ – утяжеленные бурильные трубы

ЦА – цементировочный агрегат

ЦСМ – цементо - смесительная машина

НКТ – насосно – компрессорные трубы (фонтанные трубы)

УКП- устройство контроля притока.

Оглавление

Введение.....17
1.Общие сведения по экономике и геологии района.....18
1.1. Цель планируемых буровых работ.....18
1.2. Географо-экономическая характеристика района работ.....18
1.2.1. Географическая характеристика.....18
1.2.2. Физико-географическое положение.....23
1.2.3. Экономическая характеристика.....24
1.2.4. Пути сообщения.....25
1.2.5. История открытия месторождения.....27
2. Геологическая часть.....30
2.1. Тектоника.....30
2.2. Стратиграфияи литология.....31
2.3. Нефтегазоносность.....38
2.3.1. Физико-химические свойства нефти, газа, воды.....41
2.4. Гидрогеология.....44
2.5. Характеристика коллекторских свойств продуктивных горизонтов.....46
2.6. Возможные осложнения в процессе бурения.....48
3. Профиль и конструкция скважины.....50
3.1. Проектирование профиля и конструкции скважины.....50
3.2. Выбор конструкции эксплуатационного забоя.....54
3.3. Обоснование конструкции скважины.....55
4. Технология процесса бурения скважины.....60
4.1. Выбор способа бурения.....60
4.2. Выбор породоразрушающего инструмента.....61
4.3. Расчет параметров режима бурения.....64
4.4. Расчет частоты вращения долота.....66
4.5. Бурение наклонных и горизонтальных скважин.....69
4.6. Технология и технические средства и режимы бурения при отборе керна.....71
4.7. Рациональная отработка долот.....71
5. Выбор типа и параметров буровых растворов.....73

5.1. Приготовление и регулирование свойств буровых растворов.....73
5.2. Расчёт необходимого расхода бурового раствора.....75
6. Бурильная колона.....79
6.1. Выбор компоновки и расчет бурильной колонны.....79
7. Крепление скважины обсадными колоннами.....85
7.1. Расчёт обсадных колонн.....85
7.1.1. Расчет наружных избыточных давлений.....85
7.1.2. Расчет внутренних избыточных давлений.....89
7.2. Конструирование обсадной колонны по длине.....95
7.3. Выбор режима спуска обсадных колонн.....106
7.3.1. Обсадные трубы.....106
7.3.2. Подготовка ствола скважины.....107
7.3.3. Подготовка бурового оборудования.....107
7.3.4. Технологический режим спуска колонн.....108
7.3.5. Оснастка эксплуатационной колонны.....109
8. Цементирование скважины.....111
8.1. Выбор способа цементирования обсадных колонн.....111
8.2. Выбор состава тампонажной смеси.....113
8.3. Выбор типа буферной жидкости.....113
8.4. Технологический режим цементирования скважины.....121
9. Обвязка устья скважины.....127
9.1. Обвязка устья скважины при бурении, цементировании, испытании...127
10. Метод закачивания скважины и вскрытие продуктивного горизонта.....128
10.1. Вторичное вскрытие продуктивного горизонта.....128
11. Предупреждение и ликвидация осложнений и аварий при бурении и креплении скважины.....130
12. Специальная часть. Бурение винтовыми забойными двигателями.....136
13. Выбор бурового оборудования.....155
14. Вспомогательные цеха и службы.....156
14.1. Ремонтная база.....156
14.2. Энергетическая база.....156

14.3. Водные ресурсы и водоснабжение 157
14.4. Цех по приготовлению и очистке буровых растворов 157
15. БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ 160
15.1. Введение 160
15.2. Анализ условий труда на проектируемых работах 161
15.2.1. Неблагоприятные природные факторы условий труда 161
15.2.2. Основные опасные и вредные производственные факторы 163
15.3. Безопасность производственных процессов 164
15.3.1. Электробезопасность 164
15.3.2. Обеспечение безопасности производственного оборудования, технических устройств, инструмента 168
15.4. Безопасность специальных геологоразведочных работ 171
15.4.1. Буровые работы 171
15.4.3. Обеспечение безопасности в аварийных ситуациях 177
15.5. Ликвидация выбросов и открытого фонтанирования 178
нефти и газа 178
15.6. Организация работ по охране труда 182
15.6.1. Инструкция по охране труда при работе на установках горизонтально направленного бурения 184
15.7. Обеспечение работающих средствами индивидуальной защит 202
15.8. Нормализация санитарно-гигиенических условий труда 205
15.8.1. Загазованность и запыленность воздуха рабочей зоны 205
15.8.2. Освещение производственных помещений 207
14.8.3. Шум, вибрация 209
16. Охрана окружающей среды 211
16.1. Основные источники загрязнения 211
16.2. Общие природоохранные требования 212
16.3. Охрана почв и поверхностных вод 213
16.4. Охрана атмосферы 214
16.5. Ликвидация объекта и рекультивация земель 215
17. Экономика и организация работ 218
17.1. Проектные данные 218

17.2. Организация труда и заработной платы.....218
17.3. Применяются тарифные сетки.....221
17.3.2. Материальные затраты.....224
17.5. Итого прямые затраты.....229
17.7. Плановые накопления.....229
17.8. Компенсационные затраты(119).....229
17.9. Резерв на непредвиденные виды работ(5%).....229
17.10. Всего по расчѐту.....229
17.11. Налог на добавленную стоимость(НДС).....229
17.12. С учѐтом НДС.....230
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....233
Список использованной литературы.....234

Введение

В настоящее время нефть и газ составляют более 65% мирового потребления первичных источников энергии. В 2005 году потребление нефти в мире на 2020 г. оценивалось около 5,2-5,6 млрд. т, фактическое потребление на данный период составляет около 4,2 млрд. тонн.

В Западной Сибири сфокусировано 68%, запасов нефти России. Добыча нефти здесь ведется с 1964 г., причем пик добычи нефти (408,6 млн. т) достигнут в 1988 г. Основной нефтяной регион Западной Сибири и России в целом - Ханты-Мансийский автономный округ (ХМАО) - Югра, где добывается почти 2/3 российской нефти.

Анализ состояния добычи нефти в ХМАО и Западной Сибири показывает, что остаточные запасы при существующих темпах отбора обеспечат добычу еще приблизительно на 50 лет, без учета перспектив, связанных с арктическим шельфом.

Ежегодно компания вводит в разработку 3-4 новых месторождения. Следует отметить, что 33 % эксплуатационного бурения в целом по России приходится на долю «Сургугнефтегаза». А это - новые мощности, которые позволяют компании обеспечивать планомерный рост добычи.

В 2007 г. «Сургутнефтегаз» вышел на уровень добычи 63.7 млн. т нефти, в 2008 г. - 67,7 млн. т, а уже в 2011 г. достигнут рубеж в 70 млн. т. Это без учета добычи в Восточной Сибири. Наряду с вводом новых месторождений много внимания уделяется внедрению передовых технологий на старых месторождениях. Там, где по всем канонам и расчетам темпы добычи должны падать, компания за счет применения методов увеличения нефтеотдачи пластов демонстрирует стабилизацию и даже прирост добычи.

Поэтому при выполнении данного дипломного проекта были учтены все конкретные особенности и перспективы дальнейшего развития месторождения. А также были запроектированы технические и технологические решения, направленные на повышение качества строительства скважины.

ПРОЕКТНАЯ ЧАСТЬ

1.Общие сведения по экономике и геологии района

1.1. Цель планируемых буровых работ

Целью бурения эксплуатационной скважины № 986 является добыча углеводородов из Федоровского продуктивного горизонта мегионской свиты.

1.2. Географо-экономическая характеристика района работ

1.2.1. Географическая характеристика

В административном отношении Федоровское месторождение расположено в Сургутском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области.

Ближайшим крупным населенным пунктом является город Сургут (30-35 км).

Федоровское месторождение (Рис.1.1.) находится в 10 км к северо-востоку от разрабатываемого месторождения - Западно-Сургутского. В 35-45 км от месторождения проходит нефтепровод Нижневартовск-Усть-Балык-Омск и Тюмень-Курган-Альметьевск.

Район работ представляет собой слабо пересеченную, сильно заболоченную, неравномерно залесенную равнину, приуроченную к широтному течению р. Оби.

Абсолютные отметки рельефа изменяются от +25 м до +75 м.

Основная водная артерия района - р. Обь. Течение реки медленное (0,3-0,5 м/сек), спокойное. Ширина реки колеблется от 850 м до 1300 м, глубина 8-18 м. Река судоходная в течение всей навигации, со второй половины мая до конца октября.

Непосредственно на площади месторождения гидрографическая сеть представлена множеством ручьев и рек. Наиболее крупная из них р. Черная - правый приток Оби.

На всей территории наблюдается большое количество болот и озер. Самое крупное озеро Пильтон-Лор имеет площадь около 100 км^2. Болота непроходимые, замерзают лишь к концу января.

Растительность представлена смешанным лесом с преобладанием на водоразделах хвойных деревьев и тальниковыми кустарниками по берегам рек и протоков.

Климат резко континентальный с продолжительной холодной зимой, теплым непродолжительным летом и короткой весной и осенью.

По данным многолетних наблюдений среднегодовая температура низкая и колеблется от -3,2^{0}С до -2,6^{0}С. Наиболее высокая температура летом достигает +30^{0}С. Зимой температура падает до -50^{0}С. Количество осадков достигает 400 мм в год. Максимальное количество осадков приходится на май-август.

Снеговой покров устанавливается в конце октября и сходит в конце апреля. Толщина снегового покрова в лесах достигает 2 м. Грунт промерзает до 1,5 м, на болотах до 0,20 м. Толщина льда на больших реках до 40-80 см, на озерах до 40 см.

Район относится к слабо населённым. В г. Сургуте, самом населенном пункте, живет более 200 тыс. человек. В нем сосредоточены основные промышленные предприятия, нефтеперерабатывающий завод, ГРЭС-1, ГРЭС-2, нефтедобывающие управления, объединение Сургутнефтегаз, нефтеразведочная экспедиция, крупный аэропорт, железнодорожный узел и речной порт.

В связи с развитием нефтедобывающей промышленности в районе население постоянно растет.

Коренное население (ханты, манси) в основном занимается лесозаготовками, рыболовством, охотой; коренное русское население - животноводством и земледелием.

Дорожная сеть в районе из-за сильной заболоченности развита слабо. Построена бетонная дорога от г. Сургута до г. Нижневартовска и Нефтею-

ганска, а также от г. Сургута до Федоровского месторождения. Железная дорога связывает г. Сургут с г. Тюменью, г. Нижневартовском и Уренгоем.

Федоровское месторождение находится на территории Сургутского экономического района, где сосредоточены большие объемы капитального строительства. Интенсивный рост жилищного и промышленного производства требует значительного количества строительных материалов.

Поисково-разведочные работы на строительные материалы в Сургутском районе проводились поисковыми партиями Тюменской комплексной геологоразведочной экспедиции Главтюменьгеологии.

В результате проведенных работ открыты месторождения керамзитовых и кирпичных глин, строительных песков, песчано-гравийной смеси.

Калиновореченское месторождение песчано-гравийной смеси с запасами 11700 тыс. $м^3$ расположено в 15 км к северо-западу от г. Сургута. Сырье пригодно для употребления в бетонах, штукатурных и кладочных работах.

Черногорское месторождение строительных песков находится в районе г. Сургута. Пески пригодны для штукатурных и кладочных растворов в качестве инертного заполнителя, в бетонах и железобетонах, а также для варки оконного и технического стекла.

Локосовское месторождение керамзитовых и кирпичных глин находится в 100 км к востоку от г. Сургута, на восточной окраине с. Локосово. Запасы его по категориям АВС1 составляют 6191 тыс.$м^3$. Из сырья месторождения с добавкой 1,5% солярового масла и 3% пиритных огарок получают керамзит марки 500. Эти глины пригодны для изготовления кирпича марки 100-125 с сушкой в искусственных условиях и марки 75-100 с сушкой в естественных условиях. Запасы глин утверждены в ГКЗ СССР 25 декабря 1964 года по категориям: А-1186 тыс.$м^3$, В-2725 тыс.$м^3$, С1-2280 тыс.$м^3$. В настоящее время на этом сырье работает Локосовский кирпичный завод.

В Сургутском районе и непосредственно на площади месторождения имеются огромные запасы торфа, а также гравия и песка, которые используются в процессе обустройства месторождений, строительства автодорог,

оснований под кустовое бурение, в промышленном и гражданском строительстве.

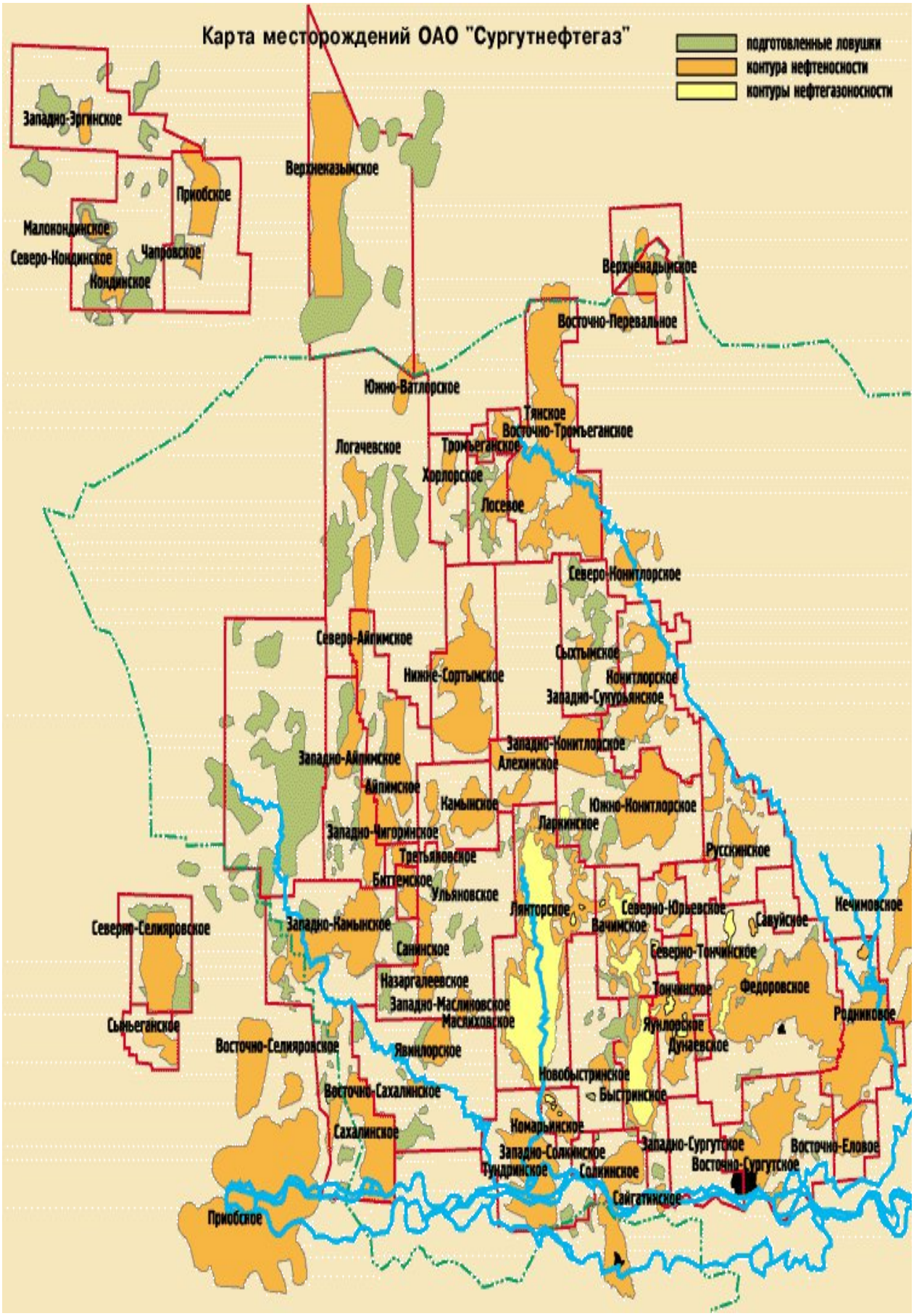


Рис. 1.1. Фёдоровское нефтегазоконденсатное месторождение.

1.2.2. Физико-географическое положение

Фёдоровское месторождение принадлежит Западно-Сибирской нефтегазоносной мегапровинции Среднеобской нефтегазоносной области. Геологический профиль приводится в приложении А рис.1. Расположено на территории Сургутского района Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области, в 35 км к северо-западу от районного центра г. Сургут.

Открыто в 1971 г., разрабатывается с 1973 г. Приурочено к Фёдоровскому куполовидному поднятию в центральной части Сургутского свода. Сводный литолого-стратиграфический разрез продуктивных отложений приводится в приложении А рис. 2. По отражающему горизонту Б Фёдоровская структура представляет собой крупную брахиантиклинальную изометрическую складку с сильно изрезанными очертаниями, осложненную куполовидными поднятиями, в западной части которой расположено собственно Фёдоровское поднятие, имеющее размеры 13,5х4,7 км, амплитуду до 37 м, с пологими углами наклона крыльев – до 20. Это поднятие имеет линейно-вытянутую форму в меридиональном направлении. По изогипсе – 2625 м горизонта Б (кровля баженовской свиты) оно объединяет 3 локальные структуры – Фёдоровскую, Моховую и Восточно-Моховую – в единое поднятие амплитудой 50-65 м. Продуктивны нижнемеловые и юрские отложения.

Выявлено 11 залежей на глубинах 1880-2719 м в неокоме, васюганской и тюменской свитах верхней и средней юры. Для пластов группы АС ($АС_{4,5,6,7,8,9}$) характерны многопластовые нефтегазоконденсатные залежи с газовыми шапками, для группы БС ($БС_{1,2,10,16}$), $БС_{18}$, $Ю_1$ и $Ю_2$ – нефтяные. Основной объект по запасам – пласт $БС_{10}$ с максимальной площадью нефтеносности 856,4 км^2. Наибольшая газовая залежь в пласте $АС_4$ – 937,2 км^2.

Продуктивные пласты сложены преимущественно песчаниками с подчиненным значением алевролитов и глин. Коллекторы порового типа, пористость 16 ($Ю_{16}$) – 27 ($БС_2$) %, проницаемость 0,008 ($Ю_2$)- 0,497 ($БС_2$) мкм^2. Залежи пластовые сводовые, водоплавающие, литологически экранированные. ВНК на а.о. – 1821 ($АС_4$) – 2825 м ($Ю_2$), размеры 1,75-51х1-47,25 м, вы-

сота 13-70 м. Наиболее крупные по запасам залежи в пласте $АС_{5-6}$ и $БС_{10}$. Дебиты от 97,7 ($БС_{10}$) до 16м^3/сут ($БС_{16}$) – 167($АС_4$) м^3/сут, газа 96,5-183,1 тыс. м^3/сут, дебит нефти и пласта ($Ю_2$) – 13,2 м^3/сут. Пластовые давления нормальные гидростатические 18,3-28,2 Мпа, 158-8°С. Плотность нефти 845 ($БС_{10}$)-913 ($АС_4$) кг/м^3, вязкость 1,44 ($БС_{10}$)-9,39 ($БС_2$) Мпа*с, содержание серы 1-1,9%. Плотность конденсата 756-762 кг/м^3, выход стабильного конденсата 36,2 г/м^3.

Основная добыча ведется из пласта $БС_{10}$. Промышленные скопления нефти приурочены к среднеюрским отложениям ($ЮС_2$), отложениям валанжина (пласты $БС_{16}$, $БС_{10}$, $БС'_{10}$), готерива (пласты $БС_2$, $БС_1$), баррема (пласты $АС_9$, $АС_{7-8}$, $АС'_6$, $АС_{5-8}$, $АС_4$). Общий этаж нефтеносности составляет 1000 м.

1.2.3. Экономическая характеристика

Районный центр г. Сургут находится в 50 км юго-западнее Федоровского месторождения, численность населения города составляет около 300 тысяч человек. Большинство населения города работает в нефтегазовой отрасли.

Нефтеперерабатывающих заводов в районе нет, поэтому топливо завозят из Тюмени.

Залесенность этой территории небольшая, так как в основном территория занята болотами. Поэтому строительные материалы и дрова необходимо заво-зить.

В Сургутском экономическом районе разведано Локосовское месторождение керамзитовых и кирпичных глин, расположенное в 100 км восточнее г. Сургута, ряд месторождений керамзитовых глин в пойме р.Оби, а также выявлено Каменномысовское месторождение аглопоритовых глин (юго-восточнее г. Сургута), пригодных для получении легких, конструктивных и конструктивно-изоляционных бетонов. В русловых отложениях р.Лямин выяв-лены Приустьевское, Горшковское и Горненское месторождения песчано-гравийной смеси, по своим качествам соответствующей требованиям ГОСТа для строительных работ и требованиям СН для строительства автомобильных дорог.

Работники нефтегазового комплекса в основном живут в г. Сургуте. На работу приезжают рабочие из других регионов страны.

Для проживания рабочих в г. Сургуте есть много современных общежи-тий, для проживания рабочих на буровой завозят балки.

1.2.4. Пути сообщения

По территории месторождения проложена сеть асфальтовых дорог. Грузы и персонал перевозится автотранспортом. Континентальность климата портит асфальтное покрытие дорог, что составляет сложность для перевозки рабочих и техники

Железнодорожное сообщение: разъезд Почекуйский расположен в 45 км к юго-востоку от месторождения. Железная дорога Тюмень-Тобольск-Сургут протяженностью 900 км и Сургут-Уренгой – 650 км

В 35-45 км от месторождения проходят магистральные нефтепроводы Нижне-вартовск-Усть-Балык-Омск и Тюмень-Курган-Альметьевск.

В настоящее время в Сургутском районе большая протяженность дорог с бетонным покрытием: Сургут-Нефтеюганск, Сургут-Пим, Сургут-Русскинские, Сургут-Когалым, Сургут-Ноябрьск, Сургут-Тобольск-Тюмень..

Районный центр Сургут связан авиалиниями с различными городами России и стран СНГ.

На Рис. 1.2. представлена обзорная карта района работ.

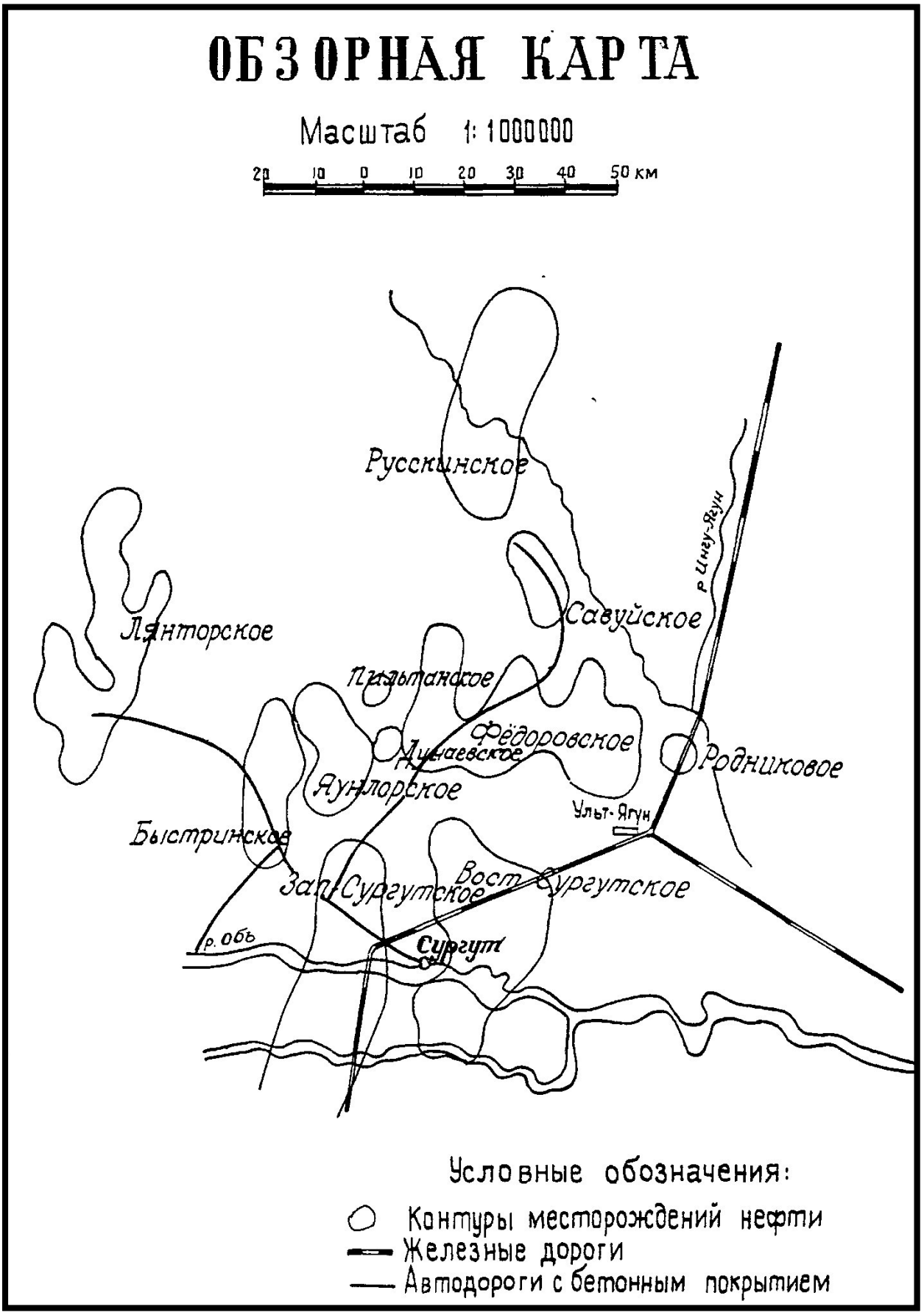


Рис. 1.2. Обзорная карта района работ

1.2.5. История открытия месторождения

Нефтяные месторождения, как и каждый человек, имеют свою судьбу. В августе 1971 года при бурении скважины Р-62 нефтеразведки объединения "Обьнефтегеология" получили фонтан нефти дебитом 200 тонн в сутки. Он известил об открытии нового месторождения, о котором заговорили сразу, поскольку вырисовывались небывалые перспективы и даже возникло сравнение с Самотлором. Геологи уверяли, что здесь тоже уникальные залежи нефти. В процессе разведки выявилась промышленная нефтегазоносность двенадцати пластов. Предполагаемая площадь добычи исчислялась 1260 квадратными километрами.

Новую подземную кладовую нарекли младшей сестрой "Самотлора". А названию месторождения было дано в честь В.П.Федорова, главного геофизика Сургутской нефтеразведочной экспедиции, специалиста, который отдал много энергии и сил разведке недр Среднего Приобья. При его непосредственном участии были открыты многие месторождения, составившие в процессе их дальнейшей разработки основу нефтедобывающей промышленности края.

С первых же дней Федоровское месторождение стало своеобразным полигоном ускоренного внедрения новых методов. Первоочередные участки были переданы в эксплуатационную разработку уже в 1972 году.

Институт "Гипротюменьнефтегаз" в проекте предусмотрел сооружение промысловых объектов только из блоков и узлов заводского изготовления с полной автоматизацией. В короткий срок был построен трубопровод, связавший Федоровское месторождение с Западно-Сургутским товарным парком.

В первые годы обустройством Федоровского месторождения занимается старейшее в регионе нефтегазодобывающее управление "Сургутнефть". Объемы растут, и в мае 1977 года принимается решение о создании НГДУ "Федоровскнефть". В течении года было добыто свыше 10 млн. тонн сырья. Промысловики приступают к подготовке нефти высшей группы качества, успешно справляются с планом по сдаче сырья экспортной кондиции.

Но не все давалось так просто. Еще в декабре 1977 года в результате срыва сроков ввода объектов системы ППД дефицит закачки воды составил тогда 10 млн. м3 , пластовое давление в зонах отбора жидкости значительно снизилось и, как следствие, стала уменьшаться производительность скважин, возрос газовый фактор. Все это, в конечном счете, отрицательно сказывалось на режиме эксплуатации месторождения. Необходимо было в срочном порядке форсировать строительство объектов для обеспечения стабильного функционирования промысла.

За годы освоения этой уникальной подземной кладовой было построено более 4,5 тысяч эксплуатационных и нагнетательных скважин, добыто свыше 430 млн. тонн нефти и более 50 млрд. м3 газа. Из 10 скважин получено по 1 млн. и более тонн сырья.

И все-таки падение уровня добычи – удел всех месторождений, процесс, так сказать, необратимый. Но это не значит, что были потеряны объемы сырья. Упущено обустройство под систему газлифтных скважин, а главное – под систему ППД. Когда в 1983 – 1985 годах началось падение объемов, все силы специалистов объединения и НГДУ были брошены на то, чтобы исправить ситуацию. И хотя снижение добычи на Федоровском месторождении продолжалось до 1996 года, а по некоторым объектам наблюдается и сейчас, ситуация в целом стабилизировалась. В первую очередь за счет ввода в разработку залежи АС 4-8, и технологическая схема составлена таким образом, что в течение ближайших лет будут удерживаться объемы на одном уровне. Это очень существенный момент. И сейчас мы имеем "ковер" для бурения до 2018 года.

Опытные и экспериментальные работы по этим вариантам освоения начались еще в 1985 году. Первые результаты были утешительными, извлечь из имеющихся запасов всего 15%. Строительство горизонтальных скважин дает гораздо больше – 25%.

Пять комплексов телеметрических систем приобрели у американской фирмы "SPERRY-SAN". Проектом предусмотрено пробурить 1000 горизонтальных скважин. И, надо сказать, первые результаты неплохо соотносят-

ся с прогнозами. Если начальные дебиты по обычным наклонно-направленным скважинам составляют около 13 тонн в сутки, то по горизонтальным – 50 тонн в сутки. Правда, они и дороже в 3 раза, но себя оправдывают.

В мае 2012 года коллектив НГДУ "Федоровскнефть" отметил свое тридцатипятилетние.

Перспектива Федоровского месторождения всегда была обозначена довольно четко. И внедрения новых методов, и применения современного оборудования, готовы продлить жизнь этой подземной кладовой еще на долгие годы.

2. Геологическая часть

2.1. Тектоника

В тектоническом отношении Федоровское месторождение расположено в пределах Сургутского свода. Сургутский свод принадлежит к числу наиболее крупных структур I порядка Западно-Сибирской платформы. Западно-Сибирская платформа возникла в послепротерозойское время и относится к молодым.

В геологическом строении Западно-Сибирской плиты, которая является одним из крупнейших структурных элементов земной коры, выделяется три структурно-тектонических этажа (фундамент, промежуточный этаж и чехол), различающиеся по степени изменчивости слагающих пород и тектоническим особенностям.

Формирование нижнего этажа закончилось в палеозое, и соответствует геосинклинальному этапу развития современной плиты и представлен изверженными и эффузивными, а также метаморфическими породами, подвергнувшимися орогенезу. Реже встречаются сильно дислоцированные осадочные породы. Эти отложения слагают складчатый фундамент плиты, изученный крайне слабо, поскольку изучение его возможно, в основном, геофизическими методами.

Промежуточный структурно-тектонический этаж, характеризующий парагеосинклинальный этап в истории развития, соответствует отложениям пермско-триасового возраста.

От образовавшегося нижнего этажа эти породы отличаются меньшей степенью дислоцированности и метоморфизма. Развиты они не повсеместно. В пределах рассматриваемого района отложения среднего этажа не вскрыты.

Наиболее полно изучен верхний структурно-тектонический этаж, сложенный мощной толщей горизонтально залегающих мезозойско-кайнозойских пород, накапливающихся в условиях устойчивого прогибания фундамента и представленный терригенными песчано-глинистыми отложениями. Именно эти отложения контролируют все известные в настоящее время скопления углеводородов в пределах Западно-Сибирского региона.

В целом, Сургутский свод и осложняющие его структуры низких порядков относятся к Центральной тектонической области. Для центральной тектонической области характерным признаком является преобладание структур с северо-западным и северо-восточным простиранием.

Сургутский свод граничит на северо-западе, юго-западе и юге соответственно с Надымской, Ханты-Мансийской и Юганской мегавпадинами. На востоке Ярсомовским прогибом он отделяется от Нижневартовского свода, на севере – системой небольших впадин от Пурпейского свода. На западе, на границе Ханты-Мансийской и Надымской меговпадины через небольшую седловину амплитудой 75-100 м Сургутский свод сочленяется с Зенковской структурной зоной. По отношению к днищам окружающих впадин перепад глубины до наиболее приподнятой части свода по кровле баженовской свиты равен 600-800 м.

Федоровское Месторождение - одно из крупных многопластовых месторождений Сургутского свода.

В тектоническом плане Федоровское месторождение приурочено к одноименному куполовидному поднятию второго порядка, расположенному в центральной части Сургутского свода. По отражающему горизонту «Б» Федоровская структура представляет собой крупную брахиантиклинальную изометрическую складку с сильно изрезанными в структурном плане очертаниями. Структура осложнена куполовидными поднятиями третьего порядка: Федоровским, Моховым и Восточно-Моховым. Структурные планы по кровле продуктивных пластов в основном сходны между собой и отличаются лишь глубинами залегания, амплитудой поднятий и углами падения слоев.

2.2. Стратиграфия и литология

В геологическом строении месторождений принимают участие породы палеозойского фундамента и мезо-кайнозойского осадочного чехла, сложенного песчано-глинистыми отложениями юрской, меловой, палеогеновой и четвертичной систем.

Доюрский фундамент.

Породы доюрского фундамента представлены диабазовыми порфиритами и трещиноватыми кристаллическими базальтами, относящимися по возрасту к палеозойской группе.

Мезозойская группа-Mz

Юрская система - J

Отложения юрской системы представлены нижним, средним и верхним отделами. Мощность этих отложений колеблется от 60 до 380 м. Нижний отдел представлен тоарским ярусом. Отложения этого возраста представлены тюменской, абалакской , георгиевской и баженовской свитами.

Нижний – средний отдел (нерасчлененные).

J_{1-2}(тюменская свита)

Тоарский- аленский-байосский-батский ярусы.

Отложения тюменской свиты несогласно залегают на породах полеозойского фундамента.

Тюменская свита представлена чередованием песчаников, алевролитов и аргиллитов. Песчаники мелкозернистые, алевролиты серые, аркозовые и полимиктовые с небольшим содержанием обломков пород, к низу переходящие в полимиктовые. Наблюдаются обильные включения растительных остатков и прослойки угля. Аргиллиты темносерые и серые, алевритистые, иногда углистые. Встречаются прослои угля и углистого сидерита. Глинистые породы свит обогащены ОВ, содержание которого достигает 3%.В верхней части тюменской свиты прослеживается нефтеносный пласт. Мощность тюменской свиты изменяется от 0 до 300 м.

Верхний отдел.

Келловейский,оксфордский,киммериджский ярусы(нерасчлененные).

J_3 kl-ox(абалакская свита).

J_3 kl-ox(васюганская свита).

J_3 km (георгиевская свита).

Верхнеюрские отложения представлены морскими фациями и содержат фауну аммонитов и фораминифер, позволяющие выделить келловейский, оксфордский, киммериджский ярусы, которые согласно залегают на батских

отложениях. Результаты палинологических исследований не дают достаточного материала для ярусного расчленения. Представлена абалакской, васюганской и георгиевской свитами.

Отложения абалакской свиты довольно отчетливо выделяются по всему сургутскому нефтеносному району. Повсеместно в основании разреза свиты залегает пласт черных аргиллитов, местами битуминозных с прослоями серого алевролита. Верхняя часть свиты представлена чередованием песчаников, алевролтов и аргиллитов. В верхней части разреза абалакской свиты прослеживается нефтеносный пласт ЮС1.

Васюганская свита представлена слабобитуминозными аргиллитами, прослеживается не по всему сургутскому нефтеносному району.

Отложения георгиевской свиты , представленные аргиллитами битуминозными, почти черными, с включениями рыбного детрита, с отпечатками пелеципод и аммонитов. В основании свиты - конкреции фосфоритов, присутствуют не повсеместно, в сводовых частях отдельных локальных структур они отсутствуют.

Волжский ярус.

J_3V (баженовская свита)

Отложения волжского яруса, представленные баженовской свитой (J_3v), сложены плотными темносерыми аргиллитами, отчетливо выделяются по всему району. В кровле свиты встречаются прослои глинистых известняков. Отложения согласно залегают на породах келловей-оксфорд-киммериджского возраста. В разрезе свиты прослеживается нефтеносный пласт ЮС0.

Меловая система -К

Суммарная мощность меловых отложений достигает 2000 м. Меловые отложения представлены нижне и верхнемеловыми, морскими, лагунными и континентальными фациями.

Нижний отдел.

Бериасский,валанжинский ярусы(нерасчлененные)

K_1 br-v(мегионская свита).

Образования этого отдела представлены преимущественно глинистыми осадками бериасс-валанжского возраста, объединенные в мегионскую свиту, которая согласно залегает на породах баженовской свиты и представлена аргиллитами темносерыми, часто алевритистыми, гидрослюдистыми. Алевролиты и песчаники - аркозовые, реже полимиктовые. Встречаются обломки ростра белемнита и раковин пелеципод. В основании разреза мегионской свиты выделяется ачимовская пачка, представленная чередованием аркозовых песчаников светло-серых и серых с крупнозернистым алевролитом, с прослоями сидеритов. В составе ачимовской пачки выделяется несколько продуктивных пластов сложного строения БС22, БС19-21, БС18, БС16. В верхней части разреза мегионской свиты прослеживается четыре нефтеносных пласта БС14, БС12, БС11 и БС10. Кровлей мегионской свиты является чеускинская пачка.

Валланжинский,готеривский,барремский ярусы(нерасчлененные).

K_1v-g-b (вартовская свита)

Вартовская свита представлена нижней и верхней подсвитами. Мощность ее колеблется от 250 до 310 м.

Нижняя подсвита представлена тремя пачками - нижняя, средняя и верхняя пимская.

Нижняя и средняя представляют собой чередование песчаников, алевролитов и аргиллитов. Песчаники мелко- и крупнозернистые иногда известковистые. Алевролиты серые и светлосерые, аркозовые и полимиктовые. Наблюдается глауконит. Пимская пачка четко выделяется среди других тем, что она сложена аргиллитами темно-серыми, иногда алевритистыми, изредка наблюдаются прослои буровато-желтого глинистого сидерита. В нижней пачке прослеживаются три нефтеносных пласта - БС7, БС8, БС9. Средняя пачка содержит пять нефтеносных пластов - БС6, БС5, БС4 БС2-3, БС1.

Верхняя подсвита сложена переслаивающимися песчаниками, алевролитами и глинами. Песчаники серые и светло-серые, аркозовые и полимиктовые. Алевролиты серые и темно-серые, реже зеленовато-серые, коричневые.

В верхней пачке прослеживается восемь нефтеносных пластов - АС12, АС10-11, АС9, АС8, АС7, АС5-6, АС4.

Аптский ярус - Ка.

K_1ар(алымская свита).

Алымская свита развита по всему району сургутского свода и сложена серыми и зеленовато-серыми аргиллитами с тонкими прослоями серых алевролитов. В средней части свиты породы опесчанены. В верхней части свиты аргиллиты темносерые битуминозные. По литологическому составу свита расчленяется на две подсвиты - нижняя и верхняя кошайская. Каждая подсвита четко по составу разделяется на две пачки - нижняя и верхняя. Мощность свиты составляет 80-140 м.

Нижний, верхний отделы(нерасчлененные).

Аптский,альбский,сеноманский ярусы.

K_1ар-al-$k_2$sm (покурская свита).

Покурская свита представляет собой чередование слабоуплотненных песков, песчаников, глин и алевролитов с преобладанием грубообломочных пород с редкими прослоями глинистых известняков. Породы содержат линзы и прослои угля, обломки древесины. Присутствуют морские образования.

Свита расчленяется на три подсвиты - нижняя, средняя и верхняя. В основании нижней подсвиты выделяется чернореченская пачка, мощность которой составляет 80-120 м. Сложена серыми алевролитами, светлосерыми мелкозернистыми песчаниками и серыми, темносерыми глинами.

Верхний отдел.

Туронский ярус-Kt.

K_2t(кузнецовская свита).

Кузнецовская свита, слагающая нижнюю часть туронских отложений, представлена серыми, темносерыми однородными глинами. В верхней части глины опесчанены.

Туронский,коньякский,сантонский, кампанский ярусы(нерасчлененные).

K_2 t-cn-st-cp(березовская свита).

Березовская свита четко разделяется на две подсвиты - нижнюю опоковидную и верхнюю глинистую. Нижняя сложена опоками, местами переходящими в опоковидные глины. Верхняя - глинами серыми, в нижней части с голубовато-зеленоватым оттенком. Мощность свиты - 60-170 м.

Кампанский,маастрихтский,датский ярусы (нерасчлененные).

K2cm-ms-d (ганькинская свита).

Ганькинская свита сложена глинами с мелкораковистым изломом. Встречаются обломки известковой фауны. Мощность достигает 70 м.

Кайнозойская группа -KZ.

Палеогеновая система представлена палеоценовой,эоценовой и олигоценовой толщей осадков, разделенной на талицкую, люлинворскую, чеганскую, атлымскую, новомихайловскую и журавскую свиты.

Палеоцен – P_1.

Нижний – верхний отделы (нерасчлененные).

P_1(талицкая свита).

Нижний и верхний палеоцен представлены талицкой свитой мощностью 40-50 м. Разделяется на две подсвиты - нижнюю и верхнюю.

Нижняя подсвита представлена однородными темносерыми глинами, местами алевролитистыми. Алевролитистые глины с включениями мелких единичных линз известкового песчаника.

Верхняя подсвита также представлена темносерыми глинами, но с присутствием тонких присыпок кварцево-глауконитовых алевролитов.

Эоцен – P_2.

Нижний,средний, верхний (нерасчлененные).

P_2^1-P_3^1(люлинворская свита)

Ярусы эоценового отдела распространены не повсеместно в следствии их малого размера. Мощность эоценовых отложений составляет 60-100 м. Этот отдел представляет люлинворская свита. Свита подразделяется на три подсвиты.

Нижняя подсвита сложена зеленовато-серыми глинами, нередко с прослоями алевролита.

Средняя подсвита сложена однородными зеленовато-серыми глинами.

Верхняя подсвита отличается от средней включениями глауконита, пирита и фауны.

Эоцен - олигоцен.

Верхний эоцен , нижний олигоцен(нерасчлененные).

P_2^3-P_3^1 (чеганская свита).

Чеганская свита представлена двумя подсвитами - нижней и верхней, сложена светлозелеными глинами, сидеритизированными с включениями пирита со следами ожелезнения, с прослоями алевролита и известняка. Основание верхней подсвиты прослеживается по чередованию глин и прослоев алевролита и известняка. Мощность свиты -60-100 м.

Нижний олигоцен.

P_3^1(атлымская свита).

Атлымская свита представлена песками средне- и мелкозернистыми, преимущественно кварцевыми, глинами серыми, коричневыми с прослоями песков и бурых углей. Мощность свиты - 100-125 м.

Средний олигоцен.

P_3^2(новомихайловская свита).

Новомихайловская свита представляет собой неравномерное переслаивание песков и глин. Пески серые, светлосерые, тонкозернистые, полевошпатовые кварцевые с включением растительных остатков. Глины коричневато-серые, песчаные и алевролитистые, слоистые. Мощность свиты - 100-110 м.

Верхний олигоцен.

P_3^2(журавская свита).

Журавская свита, мощностью 30-45 м, представлена алевролитистыми глинами, плотными с редкими прослоями и линзами алевролита светлосерого, микрослоистого.

Четвертичная система.

Осадки четвертичной системы залегают на размытой поверхности отложений палеогена. Представлены песками, глинами и озерно-аллювиальны-

ми образованиями. Современные осадки сложены пойменным аллювием и покровными отложениями.

2.3. Нефтегазоносность

К настоящему времени в пределах Сургутского свода открыто более 40 месторождений нефти, из которых 16 находятся в разработке. Большинство месторождений – многопластовые, продуктивными являются отложения юры (тюменская, васюганская и баженовская свиты), меловые отложения (мегионская свита (ачимовская толща, пласты БС10`-14) и вартовская свита (пласты БС1-2 и АС4-9)).

Промышленные скопления нефти Федоровского месторождения приурочены к среднеюрским отложениям (пласт ЮС2), отложениям валанжина (пласты БС16, БС10, БС101), готерива (пласты БС2. БС1), баррема (пласты АС9, АС7-8, АС61,АС5-8, АС4). Общий этаж нефтеносности составляет 1000 м.

В отложениях ачимовской толщи признаки нефтеносности отмечены только в пласте БС16 на собственно Федоровской площади. Залежь вскрыта четырьмя скважинами, в двух из которых получены промышленные притоки. Нефтенасыщенные толщины изменяются от 0,8 до 6,6 м.

В состав верхней части мегионской свиты (нижний отдел меловой системы) входит толща пород, в разрезе которой выделяется продуктивный пласт БС10. Залежь пласта БС10 является основным эксплуатационным объектом, охватывает значительную площадь, объединяя общим контуром нефтеносности почти все осложняющие Федоровскую структуру купола. Исключением является Северо-Сургутский купол, который отделяется от остальных относительно глубоким прогибом. Пласт БС10 литологически неоднороден, фациально изменчив как по разрезу, так и по площади.

При детальной корреляции разрезов скважин пласт разделяется на две пачки - верхнюю и нижнюю. Верхняя пачка представлена монолитными песчаниками, хотя характер распространения ее в восточной и западной частях месторождения различен по сравнению с центральной. В восточной части ме-

сторождения (Восточно-моховая площадь) общая толщина верхней пачки не превышает 8-17м. Уменьшение толщины происходит в юго-восточном направлении до 2м., в западной части месторождения (Федоровская площадь) верхняя пачка имеет общую толщину 10-13м. В центральной части (Моховая площадь) общая толщина резко возрастает до 40 м.

Нижняя пачка представлена переслаиванием глинистых и песчаных разностей. В некоторых скважинах песчаники нижней пачки целиком замещаются глинами.

Пласт БС10 характеризуется высокой продуктивностью. Уровень ВНК установлен на абсолютной отметке –2242 (±3) м. Залежь пластово-сводовая высотой 70 м. площадь 38 х 47 км.

В толще чеускинской пачки глин выделен нефтеносный пласт БС101. Песчаники пласта распространены по всем поднятиям Федоровского месторождения, но нефтенасыщены коллекторы только на собственно Федоровском и Восточно-Моховом поднятиях. На Федоровском поднятии пласт БС101 имеет сложное линзовидное строение. Здесь выявлены три основные и несколько второстепенных небольших залежей. Уровень ВНК изменяется по залежам от -2178 до -2184 м. В пределах Восточно-Моховой площади в пласте БС101 выделяется три залежи. Уровень ВНК принят на абсолютной отметке -2198м. На Федоровской площади коэффициенты пористости от 12 до 24%, нефтенасыщенности 0,63, песчанистости 0,34, проницаемости 0,206мкм2, нефтенасыщенные толщины до 10,2 м. На Восточно-Моховой площади нефтенасыщенные толщины достигают 11 м.. Пласт ВС101 имеет монолитное строение (в отличие от линзовидного, прерывистого строения на Федоровской площади).

К нижней подсвите вартовской свиты (нижний отдел меловой системы) относятся нефтеносные пласты БС1-2. Они обладают хорошими коллекторскими свойствами и объединяются в единый гидродинамический резервуар. Уровень ВНК установлен на абсолютной отметке -1970 ±5 м. для Федоровской площади, и -1962 ±4 м. для Моховой.

Пласт БС2 присутствует на Федоровской и Моховой площадях. Разведочными и добывающими скважинами вскрыты в пласте несколько различных по высоте и площади нефтяных залежей. Две из них приурочены к Федоровской площади, три - к Моховой.

Залежи пласта БС1 выявлены на Федоровском, Моховом и Северо-Сургутском поднятиях. На большей части площади пласт имеет сравнительно небольшую толщину, преимущественно 2,5 – 4 м.. Наибольшие толщины вскрыты на Северо-Сургутской площади до 6 м..

В разрезе верхней подсвите вартовской свиты выделяется ряд песчаных пластов, шесть из которых являются на Федоровском месторождении нефтеносными: АС4, АС5-6, АС7-8, АС9.

Пласт АС9 характеризуется литологической неоднородностью как по разрезу, так и по площади. На собственно Федоровском поднятии выделяются три отдельные залежи, кроме того, на сочленении Федоровской и Моховой площадей выделены еще две небольшие водонефтяные залежи.

На юге Федоровской площади пласт более мощный по толщине, к северу расчленяется на несколько проницаемых прослоев. Уровень ВНК по залежам изменяется в метрах от 1846 до 1861 в абсолютных отметках .

Газовую шапку имеет лишь одна залежь. ГНК отбивается на абс.отм.-1844-1845,8 м. Размеры её небольшие – 1,75х1,4 км..

Залежи пластов АС7-8. Вскрыты всеми пробуренными на месторождении скважинами, имеют толщину 20 м. На Федоровском поднятии в пласте образовались две самостоятельные залежи, в пределах которых отделяются от выше и ниже залегающих пластов надежным глинистым разделом. В связи с этим пласты имеют свои ВНК и ГНК (-1839,4 ±4 м. и –1836,2 ±1,2 м. соответственно). На остальных площадях месторождения они объединяются в одну гидродинамическую систему с пластами АС5-6, поэтому выделены в единый подсчетный объект АС5-8.

Залежи пластов АС5-6 практически занимают всю площадь Федоровского месторождения. Единым контуром нефтеносности объединены площади многочисленных ловушек (собственно Федоровское, Северо-Сургут-

ское, Моховое, Восточно-Моховое поднятия). Пласты группы АС5-6 Мохового и Восточно-Мохового участка гидродинамически взаимосвязаны с пластами АС5-8 Федоровской площади и объединяются общим уровнем ВНК и ГНК в единый подсчетный объект. Средние значения отметок ГНК для Федоровской площади –1809,8 м., а для Моховой и Восточно-Моховой –1808,7 м.. Средние отметки ВНК по площадям составили -1818 м., -1822 м. и -1829 м., соответственно для Федоровской, Моховой и Восточно-Моховой.

Добывающие скважины вскрыли продуктивные зоны в разрезе пластов АС5-6, где присутствует трехфазное насыщение: сверху - газ, затем нефть, внизу – вода.

Залежь пласта АС5-6 пластово-сводовая, площадь ее 31,5 х 41 км., высота 55 м..

Залежь пласта АС4 газонефтяная, пластово-сводового типа, по размерам самая крупная на Федоровском месторождении, размеры её 51,2х 36.4 км, высота залежи 65 м.

Характеристика нефтеносности приведена в табл. 1.1

Таблица 1.1- Нефтеносность

Интервалы залегания, м		Тип коллектора	Плотность, г/см^3	Свободный дебит, м^3/сут	Газовый фактор, м$^{3/}$т
от	до				
2265	2295	поровый	0,845	40	91
2570	2620	поровый	0,831	178	33

2.3.1. Физико-химические свойства нефти, газа, воды

Пластовые нефти горизонтов АС9, АС10, АС11 тяжелые с высоким давлением насыщения и сравнительно низким газосодержанием. Содержание метана в нефти достигает 31%. Молекулярная масса нефти 162. Дегазирование нефти пластов АС9, АС10, АС11 тяжелые, пласта АС9 средней плотности. Нефть пласта АС11 малосмолинистая, остальные пласты смолистые. Все нефти вязкие, парафинистые.

Таблица 1.2 - Свойства пластовой нефти

Характеристика	АС 9	АС 10
Давление насыщения (кг/см^2)	156	134
Пластовая температура (t пл)	65	61
Пластовое давление (Р пл)	210	214
Газосодержание (м^3/т)	73,3	52,5
Объемный коэффициент	1,174	1,116
Плотность нефти (J н) т/м^3	0,813	0,850
Вязкость нефти (m н) сПз	3,7	8,21

Таблица 1.3 - Физико-химические свойства и фракционный состав разгазированной нефти

Характеристика	АС 9	АС 10	АС 11
Плотность нефти (Jн), т/м^3	0,878	0,914	0,918
При 20 град.С	30,3	91,15	104,5
Вязкость нефти ($m_н$, сПз)	9,0	22,0	25,3
При 50 град.С			
Содержание примесей, %			
1. Смол	3,9	8,9	7,3
2. Серы	1,0	1,5	1,9
3. Асфальтенов	2,1	3,2	4,7
4. Парафинов	2,9	2,2	4,2

Пластовая вода продуктивных горизонтов в основном гидрокарбонатно-натриевого типа и лишь в восточной части месторождения хлоркальциевого и хлормагниевого. Минерализация воды колеблется от 10,4 до 16 г/м. Основными компонентами воды являются ионы натрия и хлора.

Таблица 1.4 - Свойства и состав воды пластов АС9, АС10, АС11

Характеристика	АС9, АС10, АС11
Газосодержание ($м^3$/т)	2,61
Объемный коэффициент	1,007
Вязкость воды ($m_в$) сПз	0,51
Общая минерализация (г/л)	13,04
Плотность в пластовых условиях (т/$м^3$)	1,0012

Таблица 1.5 - Компонентный состав газа, разгазированной и пластовой нефти (молярная концентрация, %)Пласт АС 10.

	Газ выделивш. из нефти при неоднократном разгазировнии в стац.условиях	Нефть разга-зир. однократ-но в стац. условиях	Пластовая нефть
Двуокись углерода	0,41		0,15
Азот	0,43		0,17
Метан	86,33	0,08	30,86
Этан	2,16	0,03	1,24
Пропан	4,37	0,33	1,56
Изобутан	2,10	0,38	0,86
Н-бутан	1,67	0,73	0,98
Изопентан	1,03	1,07	0,89
Н-пентан	0,45	0,91	0,64
Изогексан			
Н-гексан	1,05	96,47	62,65
Остаток (C_7 и выше)			
Молекулярная масса	20,80	243	162
Плотность при станд. Усло-виях (кг/$м^3$)	0,867	908	850

2.4. Гидрогеология

В гидрогеологическом отношении Федоровское месторождение расположено в центральной части Западно-Сибирского артезианского бассейна.

Район Федоровского месторождения относится к южной геокриологической зоне ЗСН, для которой характерно существование преимущественно древней реликтовой толщи мёрзлых пород, залегающих на небольших глубинах (до 200м и более). Многолетнемерзлые породы (ММП) нередко чередуются с участками охлажденных и талых пород по площади и в разрезе, создавая благоприятные условия для гидравлической связи между водоносными горизонтами верхнего гидрогеологического комплекса и поверхностными водами.

На Федоровском месторождении реликтовая мерзлота залегает на глубинах от 180м. до 250м. Средняя мощность ММП составляет 40м. Мерзлыми являются породы нижней глинистой части новомихайловской свиты, и верхняя часть атлымской свиты.

В пределах вскрываемой части Федоровского месторождения выделяются следующие водоносные комплексы:

Валанжин-готерив-барремский водоносный комплекс охватывает отложения песчаных пород мегионской и вартовской свит. В целом комплекс сложен чередованием песчаных пород с глинистыми. Водообильность их весьма различная и зависит от коллекторских свойств водовмещающих пород. Дебиты воды по пласту БС10 достигают 144 м3/сут., при динамическом уровне 1038м. Минерализация вод в верхних пластах комплекса составляет 14-20 г/л (пласты группы АС4-9,БС1-2), в нижних 15-25 г/л (пласты группы БС8-10). Воды хлоркальциевого типа. Сульфиды отсутствуют. Воды повсеместно насыщены углеводородным газом с содержанием метана от 89% до 94%, тяжелых углеводородов 7-3,6 % , содержание азота 2-4%. Содержание CO2 не превышает 0,5 %, сероводород отсутствует.

Апт-альб-сеноманский водоносный комплекс сложен рыхлыми и слабосцементированными песками и песчаниками покурской свиты. Дебиты воды достигают 1000-1500 м3/сут. Воды хлоридно-натриевые. Минерализация

около 15-21 г/л, удельный вес 0,892-0,996 г/см3 в пластовых условиях. Содержание закисного и окисного железа до 0,04 мг/л, содержание брома 43-57 мг/л, йода 4,3-18,7 мг/л. Вода имеет слабощелочную реакцию (PH=6,2-8,9). Воды напорные, их широко используют для законтурного зоводнения.

Комплекс характеризуется преимущественно свободным водообменом. Условия питания, циркуляции, влияние климатических и геоморфологических факторов обуславливают наличие в нем и пресных подземных вод, имеющих практический интерес для целей хозяйственно-питьевого водоснабжения. В гидродинамическом отношении этаж представляет собой единую водонасыщенную толщу, грунтовые и межпластовые воды которой гидравлически связаны между собой.

Подземные воды комплекса в настоящее время используются для поддержания пластового давления при эксплуатации нефтяных месторождений. Близость их химического состава с составом нефтяных вод обеспечивает им хорошо вымывающую способность, повышающую нефтеотдачу пласта. Кроме того, эти воды не требуют очистки и могут добываться непосредственно на самом эксплуатируемом месторождении. Большой интерес подземные воды комплекса представляют для промышленной добычи йода.

Верхний водоносный комплекс приурочен к континентальным отложениям четвертичного и олигоценового возраста. Общая мощность 350-400 м. Проницаемые породы комплекса содержат слабонапорные воды гидрокарбонатно-натриевого состава, минерализация 1 г/л. Дебиты скважин достигают 150-500 м3/сут. Воды пригодны для употребления в бытовых и технических целях.

Питание подземных вод осуществляется, в основном, за счет атмосферных осадков. Разгрузка происходит в гидросеть. В санитарном отношении воды четвертичных отложений отвечают требованиям ГОСТа 2374-82, но в пределах крупных населенных пунктов качество вод снижается вследствие хозяйственно-бытового загрязнения, в связи с этим, ограничивается возможность использования подземных вод для целей питьевого водоснабжения.

2.5. Характеристика коллекторских свойств продуктивных горизонтов

Пласт БС10 характеризуется высокой продуктивностью. Коллекторские свойства пласта: пористость 24%, нефтенасыщенность 0.68, коэффициент песчанистости от 0,43 до 0,56, проницаемость (443-571)х103 мкм2. Залежь пластово-сводовая высотой 70 м. площадь 38 х 47 км.

В толще чеускинской пачки глин выделен нефтеносный пласт БС101. Песчаники пласта распространены по всем поднятиям Федоровского месторождения, но нефтенасыщены коллекторы только на собственно Федоровском и Восточно-Моховом поднятиях. Коллекторские свойства изменяются по площадям. На Федоровской площади коэффициенты пористости от 12 до 24%, нефтенасыщенности 0,63, песчанистости 0,34, проницаемости 0,206мкм2, нефтенасыщенные толщины до 10,2 м. Пласт ВС101 имеет монолитное строение (в отличие от линзовидного, прерывистого строения на Федоровской площади).

К нижней подсвите вартовской свиты (нижний отдел меловой системы) относятся нефтеносные пласты БС1-2. Они обладают хорошими коллекторскими свойствами и объединяются в единый гидродинамический резервуар.

Пласт БС2 присутствует на Федоровской и Моховой площадях. Две из них приурочены к Федоровской площади, три - к Моховой. Коллекторские свойства пласта: пористость 27%, нефтенасыщенность 0,66 – 0,71 коэффициент песчанистости 0,54-0,65. проницаемость 0,717 мкм2. Нефтенасыщенные толщины изменяются от 0,8 до 14 м. среднее значение 4,9 м..

Залежи пласта БС1 выявлены на Федоровском, Моховом и Северо-Сургутском поднятиях. Емкостно-фильтрационные свойства пласта: пористость 25 - 26%, нефтенасыщенность 0,66 – 0,71, коэффициент песчанистости 0,45 – 0,60 , проницаемость 0,621 мкм2.

В разрезе верхней подсвите вартовской свиты выделяется ряд песчаных пластов, шесть из которых являются на Федоровском месторождении нефтеносными: АС4, АС5-6, АС7-8, АС9.

Пласт АС9 характеризуется литологической неоднородностью как по разрезу, так и по площади. На собственно Федоровском поднятии выделяются три отдельные залежи, кроме того, на сочленении Федоровской и Моховой площадей выделены еще две небольшие водонефтяные залежи.

На юге Федоровской площади пласт более мощный по толщине, к северу расчленяется на несколько проницаемых прослоев.

Коллекторские свойства пласта: коэффициенты пористость 26 -27%, нефтенасыщенность 0,62 – 0,70, коэффициент песчанистости 0,47 – 0,59 , проницаемость 0,609 – 0,943 мкм2.

Залежи пластов АС7-8. Вскрыты всеми пробуренными на месторождении скважинами, имеют толщину 20 м. На Федоровском поднятии в пласте образовались две самостоятельные залежи, в пределах которых отделяются от выше и ниже залегающих пластов надежным глинистым разделом.

Пласты АС7-8 по геофизическим данным имеют низкие коллекторские свойства: пористость - 24%, нефтенасыщенность – 0,54 , коэффициент песчанистости 0,54 – 0,65, проницаемость 0,106 – 0,162 мкм2.

Залежи пластов АС5-6 практически занимают всю площадь Федоровского месторождения.

Добывающие скважины вскрыли продуктивные зоны в разрезе пластов АС5-6, где присутствует трехфазное насыщение: сверху - газ, затем нефть, внизу – вода.

Коллекторские свойства пласта: пористость 26%, нефтенасыщенность 0,65, коэффициент песчанистости до 0,52 – 0,65, проницаемость 0,377 – 0,726 мкм2. Нефтенасыщенные толщины в пределах залежи составили 0,4-19,3 м., газонасыщенные 0,6 – 30,6 м..

Залежь пласта АС4 газонефтяная, пластово-сводового типа, по размерам самая крупная на Федоровском месторождении, размеры её 51,2х 36.4 км, высота залежи 65 м. Начальная нефтенасыщенность пласта 0,61-0,67 пористость 26% коэффициент песчанистости 0,47 проницаемость 0,450 мкм2 От нижележащих пластов АС5-8, пласт АС4 отделен глинистой перемычкой,

которая не выдержана по толщине и площади, поэтому в скважинах, где происходит слияние этих пластов, принята условная граница раздела.

2.6. Возможные осложнения в процессе бурения

Под осложнением понимают нарушение нормального процесса строительства скважины, которое требует принятия безотлагательных и эффективных мер для его устранения и продолжения бурения. В отличие от аварий осложнение, как правило, не связано с перерывом в процессе проходки скважины.

На месторождениях наиболее распространены следующие осложнения: поглощения бурового раствора, осыпи и обвалы стенок скважины, приток в скважину пластового флюида, посадки и затяжки бурильной и обсадной колонн.

На борьбу с осложнениями затрачивается в среднем 20-25% календарного времени. Ликвидируются они силами бригады.

Для профилактики осложнений рекомендуется:

- глубокая проработка и обоснование конструкции скважины с учетом всех специфических особенностей разреза;
- правильный подбор циркуляционных агентов по составу и свойствам для каждого интервала, ограничения гидродинамических давлений;
- прогнозирование опасных зон по данным геофизических исследований;
- уменьшение времени непроизводительных простоев.

Ожидаемые осложнения и их характеристика приведена в таблице 1.6

Таблица 1.6 - Возможные осложнения и их характеристика

Интервалы залегания,м		Вид осложнения	Характер возможных осложнений
от	до		
0	500	Поглощения	Интенсивность поглощения до 1 $м^3$/час
940	1720	Прихватоопасные зоны Поглощения Прихватоопасные зоны Нефтегазоводопроявления	Обвал неустойчивых пород Интенсивность поглощения до 1 $м^3$/час Сальникообразование Увеличение водоотдачи, перелив бурового раствора
1830	2650	Поглощения Прихватоопасные зоны Нефтегазоводопроявления	Возможна потеря циркуляции Перепад пластового давления в системе скважина-пласт Перелив бурового раствора на устье, слабые и сильные пузырьки газа

3. Профиль и конструкция скважины

3.1. Выбор и расчет профиля скважины

При разбуривании месторождений применяется в основном кустовое бурение, что позволяет значительно экономить на строительстве буровых площадок, монтаже и транспортировке оборудования. Поэтому разработка месторождений практически возможна только наклонно-направленными скважинами.

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

Выбор того или иного профиля скважины имеет большое значение для дальнейшего проектирования, так как в значительной степени обуславливает выбор способа бурения, тип долота, гидравлическую программу бурения, а также параметры режима бурения. Профиль выбирается так, чтобы при минимальных затратах средств и времени на проходку скважины было обеспечено её попадание в заданную точку продуктивного пласта при допустимом отклонении. При этом также учитываются технические возможности предприятия.

Наклонные скважины бурятся, как правило, по трех - и четырех интервальному профилю. Для скважин со смещением забоя по вертикали более 300 м принимают четырех интервальные профили.

Для обеспечения успешной проводки скважины радиусы ствола скважины должны обеспечить:

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

На интервалах работы погружных насосов интенсивность искривления ствола не должна превышать 3^0 на 100 метров длины ствола, в остальных

случаях на интервалах допускается интенсивность искривления до 10^0 на 50 метров, но не более 2^0 на 10 метров.

С учетом вышеизложенного, а также исходя из технического задания, расчет профиля производится для следующих условий:

профиль скважины четырех интервальный;

отход скважины (смещение забоя) 850м;

глубина скважины по вертикали, H_O 2650м;

длина первого вертикального участка, H_B 100м.

зенитный угол в конце второго интервала, Θ_2, град 20,25

Расчет профиля скважины

1) Определяем радиус второго участка R_2

$$R_2 = (57,3/i), \quad (1)$$

где i – интенсивность искривления.

Исходя из опыта бурения на данном месторождении $i = 0,1^0$ на м, тогда $R_2 = 57,3/0,15 = 382$ м.

2) Находим радиус снижения угла на четвертом участке по формуле (1), при интенсивности искривления $i = 0,0084^0$ на м

$R_4 = 57,3/0,0084 = 6815$ м.

3) Параметры второго интервала определяются по формулам:

$$l_2 = 0,01745 * R_2 * \Theta_2 \quad (2)$$

$l_2 = 0,01745 * 382 * 20,25 = 134,98$м.

$H_2 = R_2 * \sin\Theta_2$ (3)

$H_2 = 382 * \sin 20,25 = 132,22$м.

$$S_2 = R_2 * (1 - \cos\Theta_2) \quad (4)$$

$S_2 = 382 * (1 - \cos 20,25) = 23,61$м.

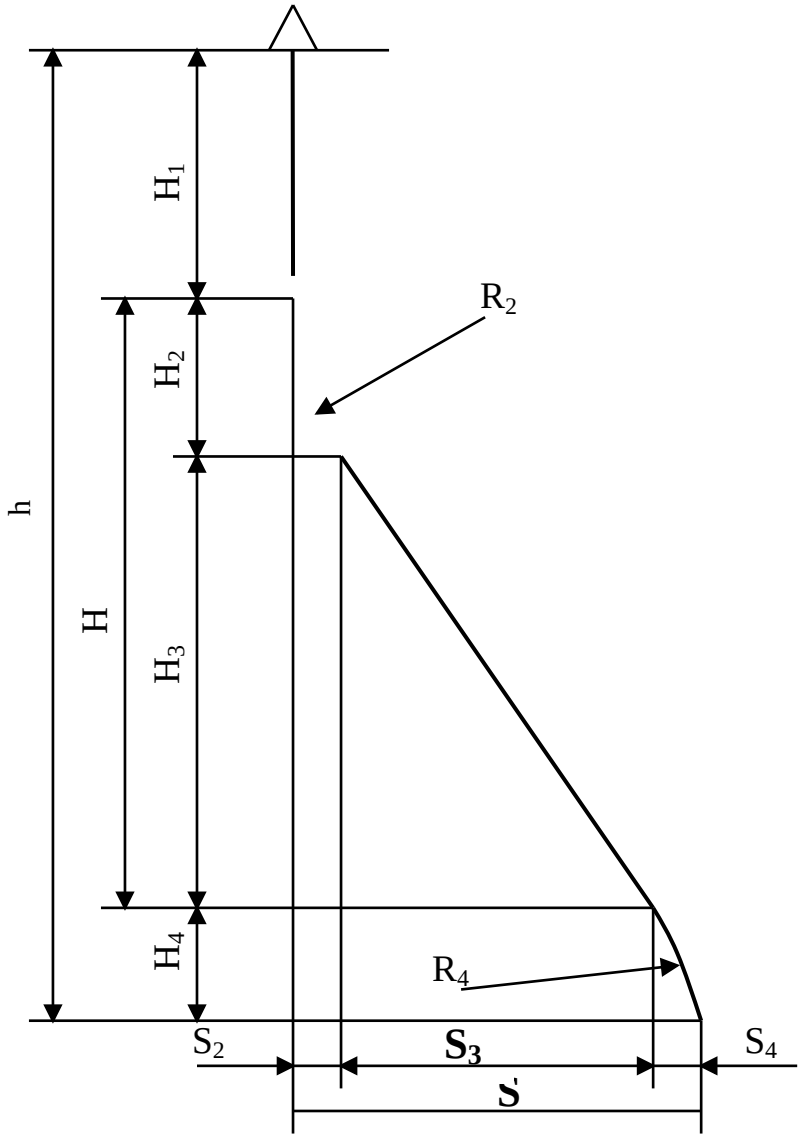


Рис. 3.1. Четырех интервальный профиль

Четырех интервальный тип профиля включает:

H_1 - вертикальный участок;

H_2 - участок набора зенитного угла;

H_3 - участок стабилизации зенитного угла;

H_4 - участок уменьшения зенитного угла.

Параметры третьего, прямолинейного участка определяем по формуле:

$$l_3 = A - B \quad (5)$$

$$A = [(h - H_1 - R_2 * \sin\Theta_2)/\cos\Theta_2] - |S - B| * \sin\Theta_2 \quad (6)$$

$$B = R_2 * (1 - \cos\Theta_2) + (h - H_1 - R_2 * \sin\Theta_2) * \operatorname{tg}\Theta_2 \quad (7)$$

$B = 382* (1 – \cos 20{,}25) + (2650 – 100 – 382* \sin 20{,}25) * \operatorname{tg} 20{,}25 = 915{,}58$

A = [(2650 – 100 – 382 * sin20,25)/cos20,25] - |850 – 915,58|*sin20,25 = 2554,37

l_3 = 2554,37 – 915,58 = 1638,79м.

$H_3 = l_3 * \cos\Theta_2$

H_3 = 1638,79 * cos20,25= 1537,5м.

$S_3 = l_3 * \sin\Theta_2$

S_3 = 1638,79* sin20,25 = 567,21м.

Определяем зенитный угол на конечной глубине по следующей формуле:

$$\Theta_4 = \Theta_2 – \text{arctg}[C / (R_4^2-C^2)^{0,5}], \quad (8)$$

где $C = [2 * R_4 * |S - B| * \cos\Theta_2 – (S - B)^2 * \cos\Theta_2]^{0,5}$ (9)

$C = [2 * 6815 * |850 – 915,58| * \cos20,25 – (850 – 915,58)^2 * \cos^2 20,25]^{0,5}$ =913,54

$\Theta_4 = 20,25 – \text{arctg}[913,54 / (6815^2 – 913,54^2)^{0,5}]$ = 12,55 град.

Параметры четвертого интервала определяем по формулам:

$$l_4 = 0,01745 * R_4 * (\Theta_2 - \Theta_4) \quad (10)$$

l_4 = 0,01745 * 6815 * (20,25 – 12,55) = 916,12 м.

$$S_4 = R_4 * (\cos\Theta_4 – \cos\Theta_2) \quad (11)$$

S_4 = 6815 * (cos12,55 – cos20,25) = 258,49 м.

Общую длину скважины можно определить по формуле:

$$L = H_1 + l_2 + l_3 + l_4 \quad (12)$$

L = 100 + 134,98 + 1638,79 + 916,12= 2790 м.

Общий отход (смещение) составит:

$$S = S_2 + S_3 + S_4 \quad (13)$$

S = 23,61 + 567,21 + 258,49 = 849,31м

Все расчетные параметры заносятся в программу на проводку наклонно направленной скважины отображенной в табл. 2.1.

Таблица 2.1- Программа на проводку наклонно-направленной скважины

Интервал, м			Зенитный угол, град		Отклонение, м		Глубина по ство-лу, м
от	до	длина	нач.	конеч.	на ин-терв.	всего	
0	100	100	0	0	0	0	100
100	232	132	0	20,25	24	24	234,98
232	1770	1538	20,25	20,25	567	591	1873,77
1770	2650	880	20,25	12,55	591	850	2790

3.2. Выбор конструкции призабойного участка скважины

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

К главным факторам, определяющим не только конструкцию забоя, но и её конкретный вид, относятся: тип коллектора и степень его однородности, степень устойчивости пород призабойной зоны, наличие или отсутствие близко расположенных к продуктивному объекту напорных горизонтов, подошвенных вод или газовой шапки; проницаемость пород продуктивного пласта, а также проектного способа эксплуатации.

Устойчивость призабойной зоны можно рассчитать по формуле:

$$s_{сж} \geq 2\left[\frac{m}{1-m}\times\left(10^{-6}\gamma_{гп}\times H - P_{пл}\right) + \left(P_{пл} - P_{з}\right)\right], \qquad (14)$$

где μ коэффициент Пуассона, (μ= 0,35);

$\gamma_{гп}$ удельный вес горной породы, Н/м^3, $\gamma_{гп}$ = (2,4*10^4);

Н - расстояние от устья до кровли продуктивного пласта, м, (Н=2570м);

$P_{пд}$- пластовое давление, МПа;

$$P_{пл}=\Delta P_{ср.взв.}\times H; \qquad (15)$$

$$\Delta P_{ср.взв} = (\Delta P_1\times\Delta H_1 + \Delta P_2\times\Delta H_2 + \Delta P_3\times\Delta H_3 + \Delta P_4\times\Delta H_4 + \Delta P_5\times\Delta H_5)/ H; \qquad (16)$$

$P_{пл}$ = 1832*0,01 + 28*0,01 + 8*0,01 + 30*0,01+50*0,0102=25,7 МПа.

$P_з$ – давление столба жидкости на забой скважины, МПа;

$$P_з=p\times g\times h, \qquad (17)$$

где g-ускорение свободного падения, м/с^2;

p-плотность пластового флюида, кг/м^3;

h-минимальная высота столба пластового флюида при эксплуатации м;

h=2650-920м=1730м , где 2650-проектная глубина, 920-расстояние до уровня жидкости в колонне при окончании эксплуатации.

g=9,8 м/с^2,

p=831кг/м^3

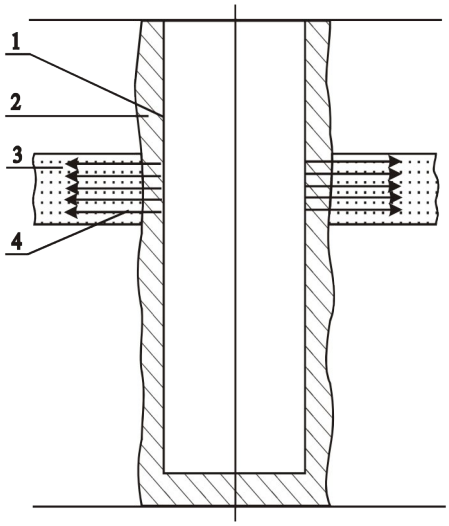
$P_з$=831 ˚ 9,8 ˚ 1730 ˚ 10^{-6}=14,08 МПа;

$\sigma_{сж}$ – предел прочности горных пород при одноосном сжатии, МПа;

$\sigma_{сж}$=30МПа, для песчаника

$\sigma_{расч}$ =2*[0,35/1-0,35*(10^{-6}*2,4 10^4*2570-25,7)+(25,7-14,08)] =56,9МПа

При бурении данной скважины выбирается следующий способ вскрытия продуктивного пласта: продуктивный пласт перебуривается на 30м, спускаетсяобсадная колонна до забоя и цементируется. Для сообщения обсадной колонны с продуктивным пластом она перфорируется. (см. рис. 5.)



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

Рис. 3.2. Схема конструкции эксплуатационного забоя скважины

3.3. Обоснование конструкции скважины

Выбор конструкции скважины является одним из наиболее ответственных в комплексе вопросов, решаемых при проектировании строительства нефтяных и газовых скважин. Конструкция скважины выбирается исходя из требований охраны недр и окружающей среды, с учетом следующих основных факторов: предполагаемого дебита, наличия в разрезе неустойчивых или

легко размываемых, а также многолетнемерзлых горных пород, распределение давлений по стволу скважины, профиля проектируемой скважины, необходимости установки противовыбросового оборудования.

Обоснование числа обсадных колонн и глубины их спуска. Обоснование производится по графику совмещённых давлений. Расчёт коэффициента аномальности Ка и коэффициента гидроразрыва Кгр.

Под конструкцией эксплуатационного забоя понимается сочетание элементов крепления скважины в интервале продуктивного объекта, обеспечивающих устойчивость ствола, разобщение флюидосодержащих горизонтов, проведение технико-технологических воздействий на пласт, ремонтно-изоляционные работы, а также длительную эксплуатацию скважины с рациональным дебитом. Основные факторы, определяющие конструкцию забоя, - способность эксплуатации объекта, тип коллектора, механические свойства пород продуктивного пласта и условия его залегания.

$$K_a = \frac{P_{ПЛ}}{\rho_B \times g \times H_i},$$

где $P_{ПЛ}$ – пластовое давление, МПа,

$P_{ПЛ} = grad P_{ПЛ} \times H$, $\rho_в$ – плотность воды, $кг/м^3$;

H_i – текущая глубина скважины, м;

$grad P_{ПЛ}$ – градиент пластового давления, $МПа/м.$

$$Экв.grad P_{ПЛ} = \frac{P_{пл}}{0.01 \times H_i}, \qquad Экв.grad P_{гр} = \frac{P_{гр}}{0.01 \times H_i},$$

$$Экв.grad P_{ПЛ} = \frac{1.7}{0.01 \times 500} = 0.34\,МПа \qquad Экв.grad P_{гр} = \frac{10}{0.01 \times 500} = 2\,МПа$$

$$Экв.grad P_{ПЛ} = \frac{5}{0.01 \times 960} = 0.52\ Мпа \qquad Экв.grad P_{гр} = \frac{19,2}{0.01 \times 960} = 2\,МПа$$

$$Экв.grad P_{ПЛ} = \frac{9.6}{0.01 \times 1720} = 0.55\ Мпа \qquad Экв.grad P_{гр} = \frac{30,96}{0.01 \times 1720} = 1,8\,МПа$$

$$Экв.grad P_{ПЛ} = \frac{17,2}{0.01 \times 2650} = 0.64\ Мпа \qquad Экв.grad P_{гр} = \frac{42,4}{0.01 \times 2650} = 1,6\,МПа$$

Коэффициент гидроразрыва $K_{ГР}$ рассчитывается по формуле:

$$K_{ГР} = \frac{P_{ГР}}{\rho_В \times g \times H_i},$$

где $P_{ГР}$ -давление гидроразрыва, МПа,

$P_{гр} = grad P_{гр} \times H,$

Результаты расчетов приведены в таблице 2.3

Значения относительной плотности рассчитываются :

$\rho_{отн} = k_з \cdot k_а$

$k_з$ - коэффициент запаса (значения приведены в таблице 2.2),

Значения рекомендуемой минимальной репрессии на пласт в зависимости от глубины

Таблица 2.2

Интервал глубин, м	<1200	1200–2500	>2500
Значение ΔР, кгс/см^2	1,5	2,5	3,5
Коэф. запаса	1,1-1,15	1,05-1,1	1,04-1,07

Значения минимальной репрессии на пласт рассчитываются по формуле:

$$U = \frac{P_{ПЛ} + \Delta P}{\rho_В \times g \times H_i}$$

$U_{500} = \frac{5 + 1,5}{1041 \times 9,81 \times 500} = 1,2$ (кгс/см^2)

$U_{960} = \frac{17,2 + 1,5}{1041 \times 9,81 \times 960} = 1,9$(кгс/см^2)

$U_{1720} = \frac{17,2 + 2,5}{1041 \times 9,81 \times 1720} = 1,1$ (кгс/см^2)

$U_{2650} = \frac{26,7 + 3,5}{1041 \times 9,81 \times 2650} = 1,1$(кгс/см^2)

$\rho_{отн500} = 1.1 \cdot 0.97 = 1.06$(г/см3)

$\rho_{отн960} = 1.1 \cdot 0.97 = 1.06$(г/см3)

$\rho_{отн1720} = 1.05 \cdot 0,97 = 1.01$(г/см3)

$$r_{отн2650} = 1.04' 0{,}98 = 1.01_{(г/см3)}$$

Для того чтобы наглядно определить распределение давлений по стволу скважины, а также выявить интервалы совместимые по условиям бурения, строим совмещенный график давлений $P_{пл}$ и $P_{гр}$ (Рис. 3.3.)

Таблица 2.3 – Результаты расчёта давлений

Интервал; м.		Рпл; Мпа		grad-$P_{пл}$	Ргр; Мпа		grad-$P_{гр}$	K_a	$P_{отм}$; г/см^3
от	до	от	до		от	до			
0	500	0	5	0,34	0	10	2	0,97	1.06
500	960	5	9,6	0,52	10	19,2	2	0,97	1.06
960	1720	9,6	17,2	0,55	19,2	30,96	1,8	0,97	1.01
1720	2650	17,2	26,7	0,64	30,96	42,4	1,6	0,98	1.01

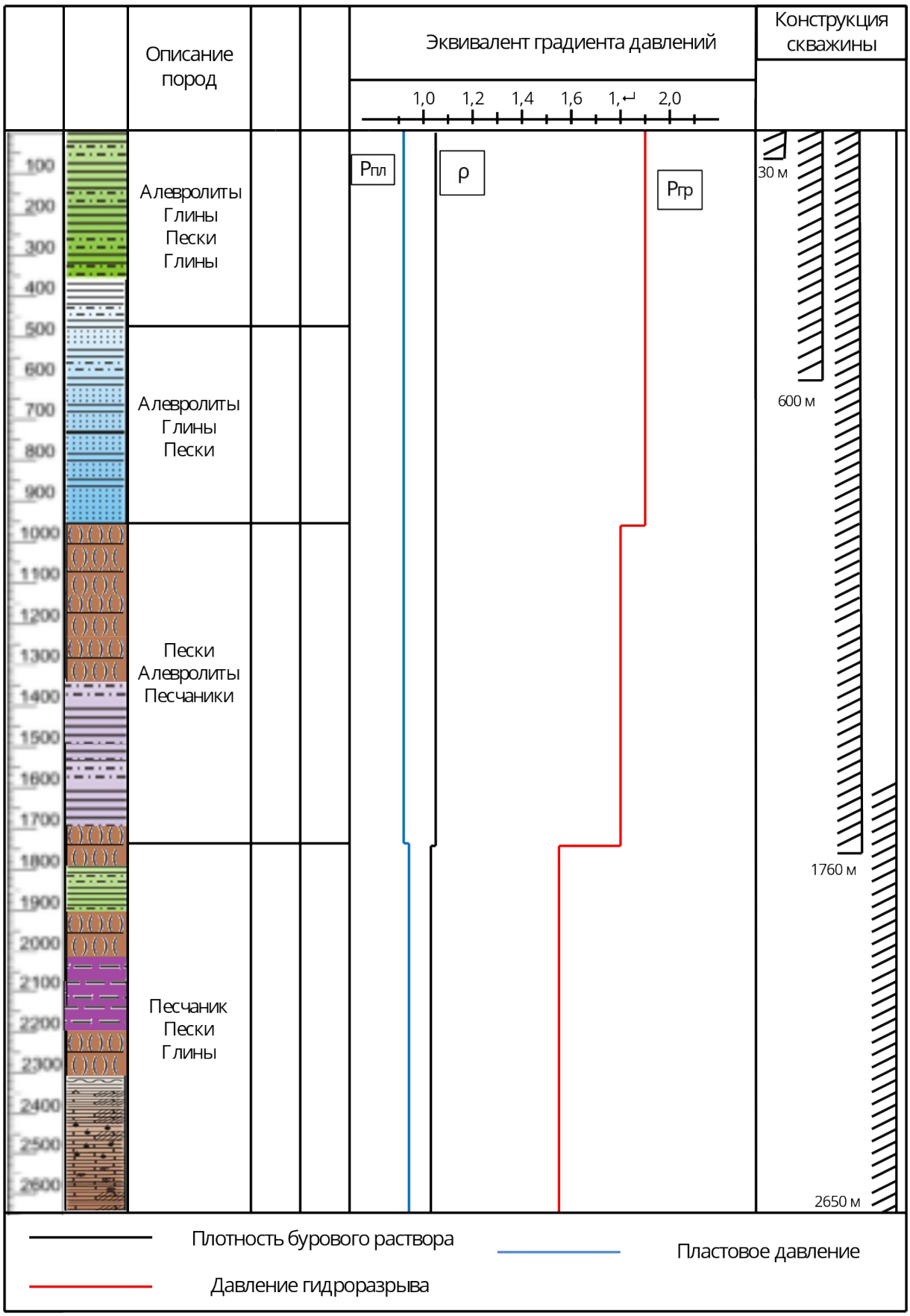


Рис. 3.3 Совмещенный график давлений

4. Технология процесса бурения скважины

4.1. Выбор способа бурения

Наиболее широкое применение получили следующие способы бурения скважин (Таблица. 4.1).

Таблица 4.1

	Роторный способ бурения	Гидравлическими забойными двигателями		Электробурами
		Турбинный способ	Бурение винтовыми забойными двигателями	
Достоинства	Параметры режима бурения не зависят друг от друга (Q, P, n и M)	Увеличение скорости проходки, уменьшение износа бурильных труб.	Низкая частота вращения вала при высоком крутящем моменте.	Параметры не зависят от промывочной жидкости и глубины скважины.
Недостатки	Не высокая частота вращения долота. Потеря мощности на холостой ход.	Высокая скорость вращения вала. Зависимость Q, M, n и P друг от друга. Износ долот.	Отогрев ВЗД перед запуском в зимнее время паром или горячей водой в течение 30-40 мин. Повышенные требования к качеству промывочной жидкости.	Усложненная конструкция бурильных труб. Повышенные требования к технике безопасности.

В Российской Федерации основные объемы бурения осуществляются турбобурами (80-85%).

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. В настоящее время наклонно-направленные скважины бурят с применением забойного двигателя, так как на участке набора и спада зенитного угла воспользоваться роторным способом сложно. Наибольшие трудности в борьбе с самопроизвольным ис-

кривлением скважин встречаются при роторном способе бурения. Вращение бурильной колонны не позволяет отцентрировать её в стволе скважины, так как центрирующие элементы быстро изнашиваются, и диаметр их уменьшается. Сравнительно легко решаются эти вопросы при бурении забойными двигателями.

С учётом достоинств и недостатков основных способов бурения, исходя из конкретных геологических условий, а также учитывая опыт бурения на соседних месторождениях, выбирается следующие способы бурения:

- под направление – роторный;

- под кондуктор – турбинный;

- под эксплуатационную колонну – турбинный.

4.2.1 Расчет диаметров буровых долот

Расчёт диаметров обсадных колонн скважины осуществляется снизу вверх. При этом исходным является диаметр эксплуатационной колонны, который выбирается в зависимости от ожидаемого притока и условий опробования, эксплуатации и ремонта скважин.

1) Диаметр долота для бурения ствола скважины под эксплуатационную колонну рассчитывается по формуле:

$$D_д^э = d_э^м + 2\delta \ , \qquad (22)$$

где $d_э^м$ – наружный диаметр муфт обсадной колонны, мм ;

2δ – разность диаметров (из табл. 2.3., Калинин А. Г.), 25 мм.

Исходя из ожидаемого притока нефти 178 $м^3$/сут, принимаем диаметр эксплуатационной колонны 168,3 мм. Наружный диаметр соединительной муфты для эксплуатационной колонны по ГОСТ 632-80 (см. таблица 2.4, Калинин А. Г.) $d_м$=187,7 мм.

$D_д^э$ = 187,7 + 25 = 212,7 мм. Принимаем диаметр долота 215,9 мм.

2)Бурение под кондуктор. Внутренний расчётный диаметр кондуктора:

$$d_{вн} = D_д^э + 2\Delta \qquad (23)$$

$d_{вн}$ = 215,9+8 = 223,9мм.

Δ-радиальный зазор между долотом и стенкой обсадной трубы, обычно принимается Δ=5 – 10 мм.

Нормализованный наружный диаметр обсадной колонны по ГОСТ 632-80 (см. табл. 2.4) $d_н$ = 244,5мм., с максимально допустимой толщиной стенки $\delta_{ст}$ = (244,5-223,9)/2 = 10мм.

Наружный диаметр муфты $d_м$ = 269,9мм.

Расчётный диаметр долота при бурении под кондуктор:

2δ – разность диаметров, (из табл. 2.3., Калинин А. Г.), 25 мм.

$D_д$ = 269,9+25 = 294,9мм. ; принимаем диаметр долота при бурении под кондуктор равным 295,3мм.

3) Направление.

Радиальный зазор между долотом и стенкой обсадной трубы, принимается Δ=5 – 10 мм. (см. Калинин)

Внутренний расчётный диаметр направления : $d_{вн}$ = 295,3+7= 302,3мм.

Нормализованный наружный диаметр обсадной колонны по ГОСТ 632-80 (см. табл. 2.4) $d_н$ = 323,9мм., с максимально допустимой толщиной стенки Δ = (323,9-303,3)/2 = 11мм., наружный диаметр муфты $d_м$ = 351,0 мм.

Расчётный диаметр долота для бурения под направление:

$$D_{Д.Р} = d_м + 2δ; \quad (24)$$

где 2δ – разность диаметров (из табл. 2.3., Калинин А. Г.), 35 мм.

$D_{Д.Р}$ = 351+ 35 = 386 мм

Ближайший нормализованный диаметр долота для бурения под направления по ГОСТ 20692-80

$D_{Д.Н}$ = 393,7 мм > 386 мм

Данные расчётов сведены в табл. 4.2.

Таблица 4.2. - Данные расчетов

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Интервал спуска, м	Номинальный диаметр ствола скважины (долота), мм	Номинальный наружный диаметр обсадных труб, мм	Максимальный наружный диаметр муфты, мм
1	Направление	0 - 30	393,7	323,9	351,0
2	Кондуктор	0 - 600	295,3	244,5	269,9
3	Эксплуатационная	0 - 2650	215,9	168,3	187,7

4.2.2. Выбор породоразрушающего инструмента

За основу выбора долот положены физико - механические свойства пород (Таблица 4.1) и литологический разрез (Таблица 4.2). В интервале от 0 до 30 метров породы сложены в основном серыми и желтовато-серыми песками с прослоями серых и коричневых охристых песчаных глин и суглинков с абразивностью 3-8 и твердостью по штампу 10 кгс/ мм2. При такой твердости и абразивности выбирается тип шарошечного долота М - ГВ.

В интервале от 30 до 600 метров породы сложены в основном из песков и глин с прослоями супесей с абразивностью 3-8 и твердостью по штампу 10 - 15 кгс/ мм2. При такой твердости и абразивности выбирается тип шарошечного долота МС- ГВ.

В интервале от 600 до 1760 метров породы сложены в основном песчаниками, глинами с прослоями алевролитов и аргиллитов. Абразивность 3 - 8, твердость по штампу 10-20 кгс/мм2. Принимается долота типа МС - ГВ.

В интервале от 1760 до 2650 метров, переслаивание песчаников, алевролитов и аргиллитов. Твердость по штампу 10-20 кгс/мм2. Абразивность 3- 8. Принимаются долота типа С-ГВ.

Типоразмеры долот приведены в таблице 4.2

Таблица 4.2 - Типоразмер долот по интервалам бурения

Интервал, м	Типоразмеры долот
0-30	III-393,7 М-ГВ
30-600	III-295,3 МС-ГВ
600-1760	III-215,9 МС-ГВ
1760-2650	III-215,9 С-ГВ

4.3. Расчет параметров режима бурения

1. Расчет осевой нагрузки, приводящей к объемному разрушению с учетом величины твердости горных пород:

$$Рд = \alpha \cdot P_ш \cdot F_k, \quad (15)$$

где $P_ш$ – твёрдость горных пород, МПа;

α – коэффициент, учитывающий изменение твёрдости пород в забойных условиях; α= 0,3 ~ 1,6, для условий Западной Сибири принимают равным 0,7;

F_k– площадь контакта зубьев долота с забоем, м2.

$$F_K = \frac{D_Д}{2} KnП, \quad (16)$$

где $D_Д$ -диаметр долота;

Кп-коэффициент перекрытия - это отношение длины образующей шарошки к суммарной длине контакта зубьев с горной породой, находящихся на одной линии;

П-притупление зубьев, мм.

Интервал 0-30м

Рш=100 МПа; α=0,7; П=1; Кп=1,21; Dд=0,3937м.

$$F_K = \frac{0.3937}{2} * 1 * 1.21 * 10^{-3} = 2.381 * 10^{-4} м^2,$$

$$P_Д = 0.7 * 100 * 2.381 * 10^{-4} = 0{,}0166 \text{ МН} = 16{,}6 \text{кН}$$

Интервал 30-600м

Рш=100-500 МПа; α=0,7; П=2; Кп=1,3; Dд=0,2953м.

$$F_K = \frac{0.2953}{2} * 2 * 1.3 * 10^{-3} = 3.839 * 10^{-4} м^2,$$

$$P_Д^{MIN} = 0.7 * 100 * 3.839 * 10^{-4} = 0{,}0268 \text{МН} = 26{,}8 \text{кН}$$

$$P_Д^{MAX} = 0.7 * 500 * 3.839 * 10^{-4} = 0{,}1343 \text{МН} = 134{,}3 \text{кН}$$

Интервал 600-1760м

Рш=100-500 МПа; α=0,7; П=1,5; Кп=0,9; Dд=0,2159м.

$F_к = \frac{0.2159}{2} * 1.5 * 0.9 * 10^{-3} = 1.457 * 10^{-4} м^2$,

$P_Д^{MIN} = 0.7 * 100 * 1.457 * 10^{-4} = 0{,}0102$МН=10,2кН

$P_Д^{MAX} = 0.7 * 500 * 1.457 * 10^{-4} = 0{,}0509$МН=50,9кН

Интервал 1760-2650м

Рш=250-1000 МПа; α=0,7; П=1,5; Кп=0,9; Dд=0,2159м.

$F_к = \frac{0.2159}{2} * 1.5 * 0.9 * 10^{-3} = 1.457 * 10^{-4} м^2$,

$P_Д^{MIN} = 0.7 * 250 * 1.457 * 10^{-4} = 0{,}0254$МН=25,4кН

$P_Д^{MAX} = 0.7 * 1000 * 1.457 * 10^{-4} = 0{,}1019$МН=101,9кН

2. Расчет осевой нагрузки исходя из удельной рекомендуемой нагрузки на долото :

$$P_Д = P_{УД} * D_Д, \quad (17)$$

где Руд – удельная нагрузка на долото, кН/мм;

Dд – диаметр долота, мм.

Значение удельной нагрузки даны в таблице 4.3

Таблица 4.3 - Значения удельной нагрузки

Горные породы	Удельная нагрузка, кН/мм.
Весьма мягкие	≤0,2
мягкие породы с пропластками пород средней твердости	0,2-0,5
Средней твердости	0,5-1

Интервал 0-30м

Рд=393,7*0,2=78,74 кН=7,87т.

Интервал 30-600м

Рд=295,3*0,2=59,06 кН=5,9т.

Интервал 600-1760м

Рд=215,9*0,2=43,18 кН=4,31т.

Интервал 1760-2650м

$P_Д^{MIN}$ =215,9*0,2=43,18 кН=4,31т.

$P_{Д}^{MAX}$ =215,9*0,5=107,95 кН=10,79т.

Исходя из условия создания объемного разрушения пород, с учетом рекомендуемой удельной нагрузки на долото, окончательно принимаем следующие осевые нагрузки(таблица 4.4)

Таблица 4.4 - Осевая нагрузка по интервалам бурения

Интервал, м	Осевая нагрузка, кН		
	Из условия объемного разрушения	Исходя из удельной нагрузки	Окончательно
0-30 30-600 600-1760 1760-2650	16,6 26,8-134,3 10,2-50,9 25,4-101,9	до 78,74 до 59,06 до 43,18 43,18-107,9	вес инструмента 50±5 40±5 80±5

4.4. Расчет частоты вращения долота

Эффективное разрушение горной породы при бурении происходит при условии, что время контакта рабочих элементов долота с породой было не меньше времени, которое необходимо для разрушения породы при данной нагрузке на ПРИ.

Время контакта зуба долота с породой для шарошечных долот определяется шагом зуба и скоростью вращения долота. Если время контакта будет меньше времени разрушения породы, то процесс деформации будет протекать не полностью, и разрушение будет носить усталостный характер, несмотря на то, что осевая нагрузка будет достаточной.

1. Частота вращения (n) долота по рекомендуемой линейной скорости на периферии долота рассчитывается по формуле :

$n_1 = 60 \cdot V_Л / \pi \cdot D_Д$ (18)

где n_1 – частота оборотов долота, $с^{-1}$;

$V_Л$ – рекомендуемая линейная скорость на периферийном венце шарошки, м/с; (Для пород типа М и МЗ Vл =3,4…2,8 м/с, типа МС и МСЗ Vл =2,8…1,8 м/с, типа С и СЗ Vл =1,8…1,3 м/с.)

$D_Д$ – диаметр долота, м;

$\pi = 3,14$

Интервал от 0 до 30 м

Vл =2,8-3,4 м/с

$n_{1(от)} = 60 \cdot 2,8 / 3,14 \cdot 0,3937 = 136$ об/мин

$n_{1(до)} = 60 \cdot 3,4 / 3,14 \cdot 0,3937 = 165$ об/мин

Интервал от 30 до 600 м

Vл =2,8-3,4 м/с

$n_{1(от)} = 60 \cdot 2,8 / 3,14 \cdot 0,2953 = 181$ об/мин

$n_{1(до)} = 60 \cdot 3,4 / 3,14 \cdot 0,2953 = 220$ об/мин

Интервал от 600 до 1760 м

Vл =2,8-3,4 м/с

$n_{1(от)} = 60 \cdot 2,8 / 3,14 \cdot 0,2159 = 247$ об/мин

$n_{1(до)} = 60 \cdot 3,4 / 3,14 \cdot 0,2159 = 300$ об/мин

Интервал от 1760 до 2650 м

Vл =1,8-2,8 м/с

$n_{1(от)} = 60 \cdot 1,8 / 3,14 \cdot 0,2159 = 159$ об/мин

$n_{1(до)} = 60 \cdot 2,8 / 3,14 \cdot 0,2159 = 247$ об/мин

2.Расчет частоты вращения долота, по времени контакта зуба долота с горной породой ведется по формуле:

$$n_2 = 39 / t_K \cdot z \qquad (19)$$

где t_K – минимальное время контакта зуба долота с горной породой, с (для упруго-пластичных пород $t_K = 6 \cdot 10^{-3}$ сек; для пластичных пород $t_K = 3 \ldots 6 \cdot 10^{-3}$ сек; для упруго-хрупких пород $t_K = 6 \ldots 8 \cdot 10^{-3}$ сек.);

z – число зубьев.

Интервал от 0 до 30 м

$n_2 = 39 / 6 \cdot 10^{-3} \cdot 22 = 295$ об/мин

Интервал от 30 до 600 м

$n_2 = 39 / 6 \cdot 10^{-3} \cdot 22 = 295$ об/мин

Интервал от 600 до 1760 м

$n_2 = 39 /6 \cdot 10^{-3} \cdot 18 = 361$ об/мин

Интервал от 1760 до 2650 м

$n_2 = 39 /6 \cdot 10^{-3} \cdot 18 = 361$ об/мин

3. Расчет частоты вращения по стойкости опор:

$$n_3 = T_O / 0,02 (a + 2) = 0,0935 * D_Д / 0,02 * (a + 2) \quad (20)$$

где а – коэффициент, характеризующий свойства горных пород, (для пород типа М а = 0,7 – 0,9, типа С а = 0,5 – 0,7);

$D_Д$ – диаметр долота, мм;

T_O – константа для данного долота, характеризующая стойкость опор.

Интервал от 0 до 30 м

$n_3 = 0,0935 \cdot 393,7 / 0,02 \cdot (0,9 + 2) = 635$ об/мин

Интервал от 30 до 600 м

$n_3 = 0,0935 \cdot 295,3 / 0,02 \cdot (0,8 + 2) = 493$ об/мин

Интервал от 600 до 1760 м

$n_3 = 0,0935 \cdot 215,9 / 0,02 \cdot (0,8 + 2) = 360$ об/мин

Интервал от 1760 до 2650 м

$n_3 = 0,0935 \cdot 215,9 / 0,02 \cdot (0,7 + 2) = 374$ об/мин

Результаты расчета заносим в таблицу 4.5

Таблица 4.5 - Частота вращения долот

Интервал, м.	Dд, мм	Частота вращения, об/мин			
		По рекомендуемой линейной скорости	По времени контакта зуба долота с породой	По стойкости опор	Окончательно
0-30	393,7	136-165	295	653	220
30-600	295,3	181-210	295	493	250
600-1760	215,9	247-300	361	360	310
1760-2650	215,9	159-247	361	374	280

4.5. Бурение наклонных и горизонтальных скважин

Вскрытие продуктивной толщи направленными, в том числе горизонтальными и разветвленно-горизонтальными скважинами, позволяет следующее: повысить продуктивность скважины за счет увеличения площади фильтрации; продлить период безводной эксплуатации скважин; увеличить степень извлечения углеводородов на месторождениях, находящихся на поздней стадии разработки; повысить эффективность закачки агентов в пласты; вовлечь в разработку пласты с низкими коллекторскими свойствами и с высоковязкой нефтью; освоить труднодоступные нефтегазовые месторождения, в том числе морские; улучшить технологию подземных хранилищ газа.

Направленной будем называть такую скважину, которую пробурили вдоль запроектированной пространственной трассы и попали в заданную цель, а ее забой и фильтровая зона не только располагаются в заданной области горных пород, но и ориентированы в соответствии с проектом относительно простирания пласта.

Кроме совершенствования технологии разработки нефтяных и газовых месторождений направленные скважины эффективны во многих других случаях: при бурении в обход осложненных зон горных пород; при бурении под недоступные или занятые различными объектами участки земной поверхности; при глушении открытых фонтанов; при вскрытии крутопадающих пластов и т.д.

Горизонтальная скважина - это скважина, которая имеет достаточно протяженную фильтровую зону, соизмеримую по длине с вертикальной частью ствола, пробуренную преимущественно вдоль напластования между кровлей и подошвой нефтяной или газовой залежи в определенном азимутальном направлении. Основное преимущество горизонтальных скважин по сравнению с вертикальными состоит в увеличении дебита в 2-10 раз за счет расширения области дренирования и увеличения фильтрационной поверхности.

Первоочередными объектами использования направленных скважин являются:

-морские месторождения углеводородов;

-месторождения на территории с ограниченной возможностью ведения буровых работ;

-залежи высоковязких нефтей при естественном режиме фильтрации;

-низкопроницаемые, неоднородные пласты-коллекторы малой мощности; -карбонатные коллекторы с вертикальной трещиноватостью;

-переслаивающиеся залежи нефти и газа; залежи на поздней стадии разработки.

Основной недостаток направленных скважин - их сравнительно высокая стоимость. В начале 1980-х годов стоимость горизонтальной скважины превышала стоимость вертикальной скважины в 6-8 раз. В конце 1980-х годов это соотношение понизилось до 2-3 раз. По мере накопления опыта бурения в конкретном районе стоимость направленных скважин уменьшается и может приблизиться к стоимости вертикальных скважин. С позиций добычи нефти и газа экономически целесообразно, если извлекаемые запасы из направленной скважины во столько раз больше, во сколько раз дороже направленная скважина по сравнению с вертикальной, причем это количество нефти должно быть добыто в более короткие сроки.

Большое разнообразие геолого-технических условий эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, различное состояние их разработки требуют индивидуального подхода к проектированию горизонтальных скважин даже в пределах одного месторождения. Проектирование горизонтальной скважины целесообразно начинать с определения протяженности, формы и направления горизонтального участка ствола. Эти характеристики скважины зависят от степени неоднородности продуктивного пласта, его мощности и литологии, прочности пород и устойчивости разреза. В продуктивных пластах небольшой мощности (5-15 м) при глубине их залегания до 2000 м рекомендуется вписывать горизонтальный участок ствола в среднюю часть пласта по траектории, параллельной кровле и подошве.

Низкопроницаемые пласты значительной мощности с преимущественно вертикальной трещиноватостью целесообразно разбуривать парал-

лельными горизонтальными стволами. Если продуктивный пласт имеет небольшую мощность и неоднородную структуру, когда продуктивные зоны чередуются с непродуктивными прослойками, то такие пласты рекомендуется вскрывать волнообразным стволом.

4.6. Технология и технические средства и режимы бурения при отборе керна

Так как скважина эксплуатационная, а не разведочная, отбор керна не производится.

4.7. Рациональная отработка долот

Для оценки работы долот при бурении нефтяных и газовых скважин пользуются следующими показателями:

- Проходка на долото, L – длина ствола скважины, пробуренная данным

долотом;

- Долговечность долота, $t_Д$ – время бурения скважины данным долотом до его полного выхода из строя;

- Механическая скорость бурения,$V_{M;}$

- Рейсовая скорость,$V_Р$;

Увеличение проходки на долото L приводит к резкому сокращению числа спускоподъемных операций и снижает удельные эксплуатационные затраты на 1 м проходки.

Показателем конечной стадии отработки долота является резкое снижение механической скорости бурения от начальной величины при износе вооружения долота или резкое повышение крутящего момента при износе опоры.

Главным критерием отработки долота является рейсовая скорость, т.е. при достижении рейсовой скорости максимального значения долото следует заменить, к тому же, это обеспечивает минимальные сроки строительства скважины. Достижение максимальных показателей работы долот не является главным критерием, так как основная задача бурения является сооружение скважины без осложнений и аварий.

4.8. Контроль параметров режима бурения

Контроль параметров режима бурения осуществляется непрерывно системой датчиков, показывающих и регистрирующих приборов. Для контроля параметров режима бурения скважин: веса инструмента, крутящего момента на роторе буровой установки, частоты вращения ротора, давления бурового раствора, уровня бурового раствора в приемных емкостях используются соответственно средства измерений: гидравлический индикатор веса ГИВ-1 и измеритель нагрузки ГИМ-М, датчик крутящего момента ДКМ и индикатор крутящего момента на роторе ГИМ-1, измеритель частоты вращения ротора ИСР-1, манометр буровой геликсный МБГ-1 и гидравлический измеритель давления ГИД-1, расходомер РГР-7 и измеритель числа ходов поршня бурового насоса ИХН-1, уровнемер УП-11М, многоканальный регистратор.

Все параметры выводятся на пульт управления бурильщика и главный пульт управления процессом бурения, где непрерывно ведется запись на диаграммных лентах. Контроль за проводкой скважин осуществляют газокаротажные станции геофизиков.

Поверка указанных средств производится при следующих условиях: температура проверяемого прибора окружающего воздуха должна быть 20^{o}C± 2 ^{o}C; относительная влажность не должна вызывать размах колебаний стрелки более допустимого по техническим условиям.

5. Выбор типа и параметров буровых растворов

5.1. Приготовление и регулирование свойств буровых растворов

При бурении будем применять промывочные жидкости на водной основе (глинистые растворы). Глинистые растворы целесообразно применять по следующим причинам:

- способность глинизировать стенки скважины;
- способность удерживать частицы выбуренной породы во взвешенном состоянии в период прекращения циркуляции.

Плотность бурового раствора r определяем по формуле:

при бурении под направление и кондуктор:

$$r = \frac{P_{пл} + P_{пл} \times 0{,}15}{0{,}01 \times H}; \quad (21)$$

где $P_{пл}$ – пластовое давление, МПа;

при бурении под эксплуатационную колонну:

$$r = \frac{P_{пл} + P_{пл} \times 0{,}10}{0{,}01 \times H} \quad (22)$$

где H – глубина скважины, м.

Интервал от 0 до 30 м

$\rho = (0{,}3 + 0{,}3 \cdot 0{,}15)/(0{,}01 \cdot 30) = 1{,}15$ г/см^3

Интервал от 30 до 600 м

$\rho = (6 + 6 \cdot 0{,}15)/(0{,}01 \cdot 600) = 1{,}15$ г/см^3

Интервал от 600 до 2650 м

$\rho = (26{,}7 + 26{,}7 \cdot 0{,}10)/(0{,}01 \cdot 2650) = 1{,}10$ г/см^3

Условную вязкость бурового раствора определяем по формуле

$$УВ = 21 \times r_{пж} \times 10^{-3}; \quad (23)$$

где $r_{пж}$ – плотность промывочной жидкости, кг/м^3.

Интервал от 0 до 30 м

УВ $= 21 \cdot 1150 \cdot 10^{-3} = 24$ сек

Интервал от 30 до 600 м

УВ $= 21 \cdot 1150 \cdot 10^{-3} = 24$ сек

Интервал от 600 до 2650 м

УВ =21 · 1100 · 10^{-3} =23 сек

Значения СНС необходимые для удержания во взвешенном состоянии выбуренных частиц определяется по формулам:

$$СНС_1 = 0{,}5 \times (2 - e^{-110 \times d}) \times d \times (\rho_п - \rho_ж); \quad (24)$$

$$СНС_{10} = \frac{d \times (\rho_п - \rho_ж) \times g \times k}{6}; \quad (25)$$

где d – диаметр частиц шлама, м;

$\rho_п$ – плотность горной породы, кг/м^3;

$\rho_ж$ – плотность промывочной жидкости, кг/м^3;

k – коэффициент = 1,5.

Интервал от 0 до 30 м

$СНС_1$ =0,5 · (2 – $e^{-110+0,01}$) · 0,01 · (2400 – 1150) =17 дПа;

$СНС_{10}$ =(0,01 · (2400 – 1150) · 9,8 ·1,5)/6 =36 дПа.

Интервал от 30 до 600 м

$СНС_1$ =0,5 · (2 – $e^{-110+0,01}$) · 0,01 · (2400 – 1150) =17 дПа;

$СНС_{10}$ =(0,01 · (2400 – 1150) · 9,8 ·1,5)/6 =36 дПа.

Интервал от 600 до 2650 м

$СНС_1$ =0,5 · (2 – $e^{-110+0,005}$) · 0,01 · (2400 – 1100) =7 дПа;

$СНС_{10}$ =(0,005 · (2400 – 1100) · 9,8 ·1,5)/6 =18 дПа.

Показатель водоотдачи определяется:

$$Ф \le \frac{6 \times 10^4}{\rho_{пж} \times 10^4} + 3; \quad (26)$$

где $\rho_{пж}$ – плотность промывочной жидкости, кг/м^3.

Интервал от 0 до 30 м

Ф ≤(6 · 10^4)/(1,15 · 10^4) =8 см^3/ 30мин

Интервал от 30 до 600 м

Ф ≤(6 · 10^4)/(1,15 · 10^4) =8 см^3/ 30мин

Интервал от 600 до 2650 м

Ф ≤(6 · 10^4)/(1,10 · 10^4) =8 см^3/ 30мин

Для поддержания стабильности бурового раствора, а также для предупреждения загрязнения нефтеносных пластов и сохранения естественных коллекторских свойств фильтрация при бурении под эксплуатационную колонну не должна превышать 4 – 6 $см^3$/30 мин.

Содержание песка не должно превышать 1 %. Водородный показатель в пределах pH=7 – 8.

Рассчитанные параметры бурового раствора сведены в табл. 5.1.

Таблица 5.1 - Параметры бурового раствора

Интервал бурения, м		Плотность бур. раствора, $г/см^3$	СНС$_1$, дПа	СНС$_{10}$, дПа	УВ,сек	Показатель фильтрации, $см^3$/30 мин	pH	П, %
от	до							
0	30	1,15	17	36	24	8	8	1
30	600	1,15	17	36	24	8	8	1
600	2650	1,10	7	18	23	4-6	7-8	1

5.2. Расчёт гидравлической программы бурения

При бурении промывочная жидкость прежде всего должна:

- очищать скважину от обломков выбуренной породы (шлама) и выносить их на поверхность;

- охлаждать ПРИ и облегчать разрушение породы в призабойной зоне;

- создавать давление на стенки скважины для предупреждения газонефтепроявления;

- оказывать механическое действие на стенки скважины, предупреждая их обрушение;

- передавать энергию гидравлическому забойному двигателю;

- обеспечить сохранение проницаемости продуктивного пласта при его вскрытии;

Расчет расхода промывочной жидкости для эффективности очистки забоя скважины делается по формуле:

$$Q = 0{,}785 \cdot D_Д; \quad (27)$$

где c – коэффициент удельного расхода жидкости равный 0,3…0,65 м^3/сек на 1 м^2 забоя, принимается c=0,65;

$D_Д$ – диаметр долота, мм;

Интервал от 0 до 30 м

Q =0,65 · 0,785 · 0,3937^2 =0,079 м^3/сек;

Интервал от 0 до 30 м

Q =0,65 · 0,785 · 0,2953^2 =0,044 м^3/сек;

Интервал от 0 до 30 м

Q =0,65 · 0,785 · 0,2159^2 =0,023 м^3/сек;

Расчет расхода промывочной жидкости по скорости восходящего потока определяется по формуле:

$$Q = V_{ВОСХ} \times S_{КП};$$

(46) где $V_{ВОСХ}$ – скорость восходящего потока; рекомендуемая скорость согласно промысловой классификации горных пород находится в пределах: М=0,9 ÷ 1,3 м/сек, С=0,7 ÷ 0,9 м/сек.

$S_{КП}$ – площадь кольцевого пространства, м^2;

Интервал от 0 до 30 м

$V_{ВОСХ}$ =0,9 м/сек;

Q =0,9 · 0,785 · (0,3937^2 – 0,1683^2) =0,089 м^3/сек.

Интервал от 30 до 600 м

$V_{ВОСХ}$ =0,9 м/сек;

Q =0,9 · 0,785 · (0,2953^2 – 0,1683^2) =0,042 м^3/сек.

Интервал от 600 до 1760 м

$V_{ВОСХ}$ =0,9 м/сек;

Q =0,9 · 0,785 · (0,2159^2 – 0,1683^2) =0,013 м^3/сек.

Интервал от 1760 до 2650 м

$V_{ВОСХ}$ =0,7 м/сек;

Q =0,7 · 0,785 · (0,2159^2 – 0,1683^2) =0,010 м^3/сек.

Расчет расхода промывочной жидкости, предотвращающего размыв стенок скважины, ведется по формуле:

$$Q = V_{КПМАХ} \times S_{MIN}, \text{ м}^3/\text{сек}, \quad (28)$$

где S_{MIN} – минимальная площадь кольцевого пространства;

$V_{КПМАХ}$ - максимально допустимая скорость течения, жидкости в кольцевом пространстве, м/сек; принимаем $V_{КПМАХ}$ =1,5 м/сек.

Интервал от 0 до 30 м

$Q = 1{,}5 \cdot 0{,}785 \cdot (0{,}3937^2 - 0{,}240^2) = 0{,}115$ м^3/сек

Интервал от 30 до 600 м

$Q = 1{,}5 \cdot 0{,}785 \cdot (0{,}2953^2 - 0{,}240^2) = 0{,}035$ м^3/сек

Интервал от 600 до 2650 м

$Q = 1{,}5 \cdot 0{,}785 \cdot (0{,}2159^2 - 0{,}195^2) = 0{,}01$ м^3/сек

Расчет расхода промывочной жидкости, для предотвращения прихватов ведется по формуле:

$$Q = V_{КПМIN} \times S_{MAX} \text{ м}^3/\text{сек}, \quad (29)$$

где S_{MAX} – максимальная площадь кольцевого пространства; минимальный диаметр бурильных труб=0,127 м.

$V_{КПМIN}$– минимально допустимая скорость промывочной жидкости в кольцевом пространстве; принимаем $V_{КПМIN}$=0,5 м/сек;

Интервал от 0 до 30 м

$Q = 0{,}5 \cdot 0{,}785 \cdot (0{,}3937^2 - 0{,}127^2) = 0{,}054$ м^3/сек

Интервал от 30 до 600 м

$Q = 0{,}5 \cdot 0{,}785 \cdot (0{,}2953^2 - 0{,}127^2) = 0{,}028$ м^3/сек

Интервал от 600 до 2650 м

$Q = 0{,}5 \cdot 0{,}785 \cdot (0{,}2159^2 - 0{,}127^2) = 0{,}012$ м^3/сек

Окончательный выбор расхода промывочной жидкости обусловлен производительностью насосов при заданном коэффициенте наполнения, с учётом результатов приведённых выше расчётов, по формуле:

$$Q = m \times n \times Q_H \quad (30)$$

где m – коэффициент наполнения (m=0,8);

r – число насосов;

$Q_н$ – производительность насоса.

В расчете принимается производительность бурового насоса УНБ-600, с диаметром втулок равным 170 мм $Q_н$ =0,033 м^3/сек.

Интервал от 0 до 600 м

Q =0,8 · 2 · 0,033 =0,059 м^3/сек

Интервал от 600 до 2650 м

Q =0,8 · 1 · 0,033 =0,029 м^3/сек

Исходя из полученных результатов расчетов расходов промывочной жидкости по различным методикам и принимая во внимание геологическое строение разреза скважины, а также опыт бурения на данном месторождении, проектом приняты следующие расходы. Значения расходов бурового раствора по интервалам бурения сведены в таблице 5.2

Таблица 5.2 - Расхода бурового раствора

Интервал, м		Расход промывочной жидкости, м^3/сек
от	до	
0	30	0,059
30	600	0,059
600	2650	0,029

6. Бурильная колона

6.1. Выбор конструкции бурильной колонны

Проектирование бурильной колонны

Определение типа и диаметра основной ступени УБТ .

Условия бурения нормальные, поэтому при диаметре долота 215,9 мм согласно табл. 1 [2] пронимаем наружный диаметр ($Д_{01}$) основной ступени УБТ 178 мм со следующими характеристиками: диаметр внутренний (d_{01}) равен 90 мм, вес 1п.м. трубы q_{01}=145,4 кг, длина трубы 12 м.

Проверочный расчет на жесткость обсадной колонны и УБТ

Так как УБТ и трубы обсадной колонны стальные, то соответствие по жесткости определим по формуле:

$$\frac{Д_{01}}{Д_{OK}} \geq \left(\frac{1-\left[Д_{OK}-2d_{OK}\right)/Д_{OK}\right]^4}{1-(d_{01}/Д_{01})}\right)^{0,25}, \qquad (31)$$

где $Д_{OK}$ и d_{01} - соответственно наружный диаметр и толщина стенки обсадной колонны, мм.

$$\frac{178}{168} \geq \left(\frac{1-\left[(168-2\times10,6)/168\right]^4}{1-(90/178)^4}\right)^{0,25}, \text{ или } 1,059 > 0,817 .$$

Условие соблюдается.

Наружный диаметр БТ ($Д_1$) секции принимается согласно рекомендуемым табл. 2 [2]. $Д_1 = 127$ *мм*.

Для обеспечения плавного перехода по жесткости от УБТ и КБТ должно выполняться условие:

$$Д_{ОП} \leq 1,33Д_1, \qquad (32)$$

где $Д_{ОП}$ - диаметр последней ступени УБТ, мм.

$178 \leq 1,33\times127$ или $178 \leq 169$

Условие не соблюдается. Поэтому компоновка УБТ должна быть ступенчатой. Требование к УБТ второй ступени удовлетворяют УБТ-146×74.

Для них $q_{02}=97,6 кгс/м.$ Выбираем согласно рекомендациям длину этой ступени $l_{02}=8м.$

Расчет длины ступени УБТ и КНБК проводится по формуле:

$$l_{01}=\frac{1}{q_{01}}\times\left[\frac{K_Д\times Q_Д}{1-g_Ж/g_0}-\left(Q_{ЗД}+Q_C+\sum_{i=2}^{n}q_{oi}\times l_{oi}\right)\right], \quad (33)$$

где $Q_Д$ - осевая нагрузка но долото, кгс;

q_{01} - вес 1 м основной ступени УБТ, кгс/м;

$K_Д$ - коэффициент нагрузки на долото, для турбинного буре-ния $K_Д=1,175;$

g_0 - удельный вес материала УБТ, гс/см^3;

$g_Ж$ - удельный вес бурового раствора, гс/см^3;

$Q_{ЗД}$ - вес забойного двигателя, кгс;

Q_C - суммарный вес КНБК за исключением забойного двигателя и УБТ, кгс;

l_{oi} - длина i-й переходной ступени УБТ, м;

q_{oi} - вес 1 м переходной ступени УБТ,кгс/м.

$$l_{01}=\frac{1}{145,4}\times\left[\frac{1,175\times 14500}{1-1,1/7,85}-(1100+243+97,6\times 8)\right]=122м,$$

Длина основной ступени принимается 12×10=120 м.

Вес КНБК в скважине:

$$Q_{КН}=(Q_{ЗД}+Q_0)\times(1-g_М/g_0), \quad (34)$$

$$Q_{КН}=(1100+243+97,6\times 8+145,4\times 120)\times(1-1,1/7,85)=16831,748 кгс.$$

Общая длина КНБК

$$l_{КН}=120+8+6,5=134,5м$$

Расчет на прочность первой секции КБТ

Расчет запаса прочности при статическом нагружении первой секции.

Для стали группы прочности Д $s_T=38,0 кгс/мм^2$, нормативный запас прочности n =1,4. Тогда по формуле (30) допустимое напряжение $[s]$ равно.

$$[\sigma] = \frac{\sigma_T}{n}, \qquad (35)$$

где σ_T - предел текучести материала, кгс/мм^2.

$$[\sigma] = \frac{38,0}{1,4} = 27,14 \, кгс/мм^2 .$$

Действующее эквивалентное напряжение в верхнем сечении этой секции равно напряжению растяжения, так как скважина вертикальная, а способ бурения турбинный.

Растягивающая нагрузка (Q_P) определяется по формуле (32), вес первой секции бурильной колонны ($Q\sigma_1$) по формуле (31):

$$Q\sigma_1 = \sum_{i=1}^{m} q_i \times l_i \times (1 - \gamma_Ж / \gamma_i), \qquad (36)$$

где m - число ступеней КБТ до рассматриваемого сечения;

l_i - длина і-й секции, м;

$\gamma_Ж$ - удельный вес бурового раствора, гс/см^2;

γ_i - удельный вес материала, гс/см^2 (табл.7) [2];

q_i - приведенный вес 1 метра трубы і-й секции, кгс/м.

$$Q\sigma_1 = 40,6 \times 250 \times (1 - 1,1/7,85) = 8728 \, кгс .$$

$$Q_P = K \times (\sum_{i=1}^{m} Q\sigma_1 + Q_{КН}) + \Delta P \times F_К , \qquad (37)$$

где K - коэффициент, учитывающий влияние сил трения, сопротивление движению бурового раствора;

m - порядковый номер от УБТ секции КБТ;

$Q\sigma_1$ - вес і-й секции КБТ;

$Q_{КН}$ - вес КНБК, кгс;

ΔP - перепад давления в забойном двигателе и долоте, кгс/мм^2, $\Delta P = 1,10$;

$F_К$ - площадь поперечного сечения канала трубы m-й сек-ции,мм^2, $F_К = 9331$.

$$Q_P = 1,15 \times (8728 + 16831,748) + 0,6 \times 8107 = 34257,91 \, кгс .$$

$$\sigma_P = \frac{Q_P}{F}, \qquad (38)$$

где F - площадь поперечного сечения тела трубы, мм^2, F=4560 мм^2;

$$\sigma_P = \frac{34257,91}{4560} = 7,51\ кгс/мм^2$$

$$\sigma_Э = \sigma_P, \qquad (39)$$

$\sigma_Э = 7,51\ кгс/мм^2$.

Расчет наибольшей глубины спуска первой секции КБТ в клиновом захвате.

По табл. 13[2] для замков ЗУ-155 при $n = 1,4$ и графитовой смазке крутящий момент свинчивания $M_{зт} = 1575\ кгс \times м$

Наибольшая глубина спуска $l_{К-1}$ первой секции КБТ в клиновом захвате ПКР-560 определяется по формуле:

$$l_{кт} = \frac{Q_{ТК}^C / n - \sum_{i=1}^{m-1} Q_{БI} + Q_{КН}}{q_m \times (1 - \gamma_Ж / \gamma_m)}, \qquad (40)$$

где γ_m - удельный вес материала трубы, гс/см^3;

$\gamma_Ж$ - удельный вес бурового раствора, гс/см^3;

q_m - вес одного метра трубы секции, кгс/м;

r- нормативный запас прочности трубы в клиновом захвате, $n = 1$;

Предельная осевая нагрузка на трубу в клиновом захвате $Q_{ТК}^C$ определяется по формуле:

$$Q_{ТК}^C = Q_{ТК}^1 \times C, \qquad (41)$$

где $Q_{ТК}^1$- предельная осевая нагрузка на трубу в клиновом захвате при коэффициенте охвата, равном единице, кгс;

С – коэффициент охвата, С=0,9.

$Q_{ТК}^1 = 118,1 \times 0,9 = 106,3\ тс.$

$$l_{К1} = \frac{106300/1,15 - (8728 + 16831,748)}{40,6 \times (1 - 1,1/7,85)} = 1915\ м.$$

Допустимая глубина спуска в клиновом захвате для первой секции значительно больше ее длины, следовательно, вся она может быть спущена с использованием ПКР-560.

Необходимая длина второй секции l_2 равна:

$$l_2 = 2790 - l_{КН} - l_1, \quad (42)$$

$l_2 = 2790 - 135 - 250 = 2405\ м.$

Принимаем длину второй секции КБТ: $l_2 = 2405\ м.$

Конструкция и компоновка бурильной колонны приведены в таблице 6.1.

Таблица 6.1 - Конструкция бурильной колонны

Название секции	Шифр труб	Длина, м	Вес, кг
I секция УБТ	УБТ – 178 – 90	120	16831,748
II секция УБТ	УБТ – 146 – 74	8	781
I секция КБТ	ТБПВ – 127 10	250	8728
II секция КБТ	ЛБТ – 147 11	2405	23968
Итого:		2783	50308,748

Таблица 6.2 - Компоновка низа бурильной колонны

Интервал		Элементы КНБК			Назначение
от	до	№	Типоразмер, шифр	ГОСТ, ОСТ, ТУ на изготовление	
0	30	1 2 3 4	III393,7М-ГВ Калибратор 8 КС 295,3МС ТСШ – 240 УБТ178-90	ГОСТ 20692-75 ТУ 26-02-839-79 ГОСТ 26673-85 ТУ 14-3-835-79	направление
30	100	1 2 3 4 5	III295,3МС-ГВ Калибратор 8 КС 295,3МС ТСШ-240 УБТ 178-90 ЛБТ 147х11	ГОСТ 20692-75 ТУ 26-02-839-79 ГОСТ 26673-85 ТУ 14-3-835-79 ГОСТ 23786-79	вертикальный участок
100	232	1 2 3	III295,3 МС-ГВ Калибратор 8 КС 295,3МС УМП ЛБТ 147х11	ГОСТ 20692-75 ТУ 26-02-839-79 ГОСТ 26673-85 ГОСТ 7360-82	участок набора параметров кривизны
232	63	1	III295,3МС-ГВ	ГОСТ 20692-75	стабили-

	0	2 3 4 5	Калибратор 8 КС 295,3МС ТСШ-240 УБТ 178-90 ЛБТ 147х11	ТУ 26-02-839-79 ГОСТ 26673-85 ТУ 14-3-835-79 ГОСТ 23786-79	зация параметров кривизны
630	1875	1 2 3 4 5 6 7 8	ІІІ215,9МС-ГВ Калибратор 9 К 215,9 МС 3ТСШ1 – 195 УБТ – 178 х90 Телесистема «ЗИС – 4» УБТ – 146х74 ТБПВ 127х10 ЛБТ 147х11	ГОСТ 20692-75 ТУ-26-02-963-83 ГОСТ 26673-85 ТУ-39-076-74 ТУ-39-076-74 ГОСТ 23786-79 ГОСТ 23786-79	стабилизация параметров кривизны
1875	2790	1 2 3 4 5 6 7	ІІІ215,9МС-ГВ Калибратор 9 К 215,9 Д2 – 195 УБТ – 178 х90 УБТ – 146х74 ТБПВ 127х10 ЛБТ 147х11	ГОСТ 20692-75 ТУ-26-02-963-83 ГОСТ 26673-85 ТУ-39-076-74 ТУ-39-076-74 ГОСТ 23786-79	снижение зенитного угла

7. Крепление скважины обсадными колоннами

7.1. Расчёт обсадных колонн

Исходные данные для расчета:

1. Длина эксплуатационной колонны L, м 2650;

2. Удельный вес:

- цементного раствора $q_Ц$, Н/м^3 $1{,}83 \cdot 10^4$;
- жидкости в колонне $q_В$, Н/м^3:

(при освоении); $1{,}1 \cdot 10^4$

(в период ввода в эксплуатацию); $0{,}76 \cdot 10^4$

(при окончании эксплуатации); $0{,}95 \cdot 10^4$

- испытательной жидкости $q_Ж$, Н/м^3 $1{,}0 \cdot 10^4$;
- бурового раствора $q_Р$, Н/м^3 $1{,}1 \cdot 10^4$;
- пластовой воды $q_{ГС}$, Н/м^3 $1{,}01 \cdot 10^4$.

3. Расстояние от устья скважины:

- до башмака предыдущей колонны L_0 , м 600;
- до уровня цементного раствора h , м 450;
- до уровня жидкости в колонне Н , м:

при испытании на герметичность 2100

при освоении скважины 1200;

при окончании эксплуатации 920.

7.1.1. Расчет наружных избыточных давлений

На ОК скважины действует давление со стороны кольцевого пространства, называемое $P_Н$ (наружное давление) и действует давление внутри колонны $P_В$ (внутреннее давление), разность этих давлений составляет $P_{НИ}$.

В разные периоды времени наружное избыточное давление достигает наибольших значений. $P_{НИ} = P_Н - P_В$; $P_{НИ} \Rightarrow \max$.

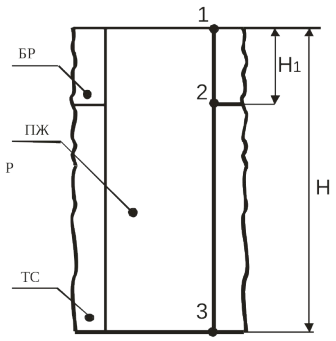
Имеются три таких случая.

1.При цементировании в конце продавки ТС и снятом на устье давлении;

2.При снижении уровня жидкости в колонне (при испытании на герметичность снижением уровня);

3.Конец эксплуатации (снижение уровня флюида для нефтяных скважин).

Конец продавки тампонажного раствора при снятом на устье давлении.



Точка 1→ устье скважины

$P_{НИ} = P_Н - P_В$; $P_Н = 0$; $P_В = 0$; $P_{НИ} = 0$.

Точка 2→ уровень ТС за колонной

$P_{НИ} = P_Н - P_В$; (43)

$P_Н = 10^{-6} \cdot g \cdot H_1 \cdot \rho_{БР}$; (44)

$P_В = 10^{-6} \cdot g \cdot H_1 \cdot \rho_{ПЖ}$; (45)

Схема 7.1. цементирование колон без выхода тампонажного р-ра устье

$P_Н = 10^{-6} \cdot 9{,}81 \cdot 450 \cdot 1100 = 4{,}8$ МПа;

$P_В = 10^{-6} \cdot 9{,}81 \cdot 450 \cdot 1060 = 4{,}6$ МПа;

$P_{НИ} = 4{,}8\text{-}4{,}6 = 0{,}2$ МПа.

Точка 3→ забой скважины

$P_{НИ} = P_Н - P_В$;

$P_Н = 10^{-6} \cdot g \cdot (H_1 \cdot \rho_{БР} + (H\text{-}H_1) \cdot \rho_{ТС})$;

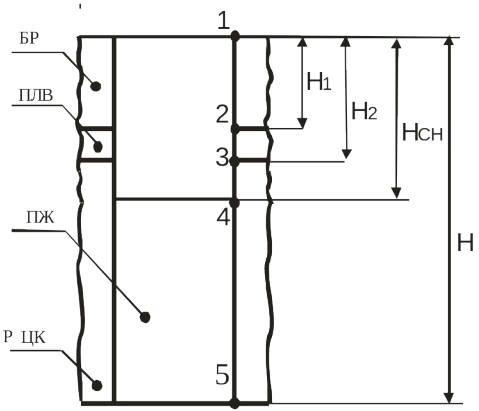
$P_В = 10^{-6} \cdot g \cdot H \cdot \rho_{ПЖ}$;

$P_Н = 10^{-6} \cdot 9{,}81 \cdot (450 \cdot 1100 + (2650\text{-}450) \cdot 1830) = 44{,}3$ МПа;

$P_В = 10^{-6} \cdot 9{,}81 \cdot 2650 \cdot 1060 = 27{,}5$ МПа;

$P_{НИ} = 44{,}3 - 27{,}5 = 16{,}8$ МПа.

Период начала эксплуатации, при котором производят снижение уровня жидкости в колонне.



Точка 1→ устье скважины

$P_{НИ} = P_Н - P_В$;

$P_Н = 0$; $P_В = 0$;

$P_{НИ} = 0$.

Точка 2→ уровень ТС за колонной

$P_{НИ} = P_Н – P_В$;

$P_Н = 10^{-6} \cdot g \cdot H_1 \cdot \rho_{БР}$;

Схема 7.2. снижение уровня жидкости в колонне

$P_В = 0$;

$P_Н = 10^{-6} \cdot 9{,}81 \cdot 450 \cdot 1100 = 4{,}8$ МПа;

$P_{НИ} = 4{,}8 – 0 = 4{,}8$ МПа.

Точка 3→ башмак кондуктора

$P_{НИ} = P_Н – P_В$;

$P_Н = 10^{-6} \cdot g \cdot (H_1 \cdot \rho_{БР} + (H_2 - H_1) \cdot \rho_{ПЛВ})$;

$P_В = 0$;

$P_Н = 10^{-6} \cdot 9{,}81 \cdot (450 \cdot 1100 + (600-450) \cdot 1010) = 6{,}3$ МПа;

$P_{НИ} = 6{,}3 – 0 = 6{,}3$ МПа.

Точка 4→ снижение уровня до 2100 м

$P_{НИ} = P_Н – P_В$;

$P_Н = 10^{-6} \cdot g \cdot (H_1 \cdot \rho_{БР} + (H_2 - H_1) \cdot \rho_{ПЛВ} + (H_{СН} - H_2) \cdot \rho_{ЦК} \cdot (1-К))$;

$P_В = 0$;

$P_Н = 10^{-6} \cdot 9{,}81 \cdot (450 \cdot 1100 + (600-450) \cdot 1010 + (2100-600) \cdot 1830 \cdot (1-0{,}25)) = 21{,}9$ МПа;

$P_{НИ} = 21{,}9 – 0 = 21{,}9$ МПа

Точка 5→ забой скважины

$P_{НИ} = P_Н – P_В$;

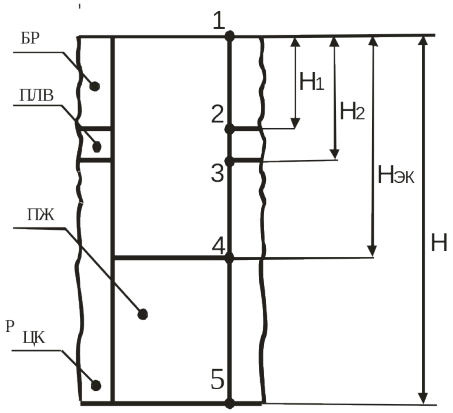
$P_Н = 10^{-6} \cdot g \cdot (H_1 \cdot \rho_{БР} + (H_2 - H_1) \cdot \rho_{ПЛВ} + (H - H_2) \cdot \rho_{ЦК} \cdot (1-К))$;

$P_В = 10^{-6} \cdot g \cdot (H - H_{СН}) \cdot \rho_{ПЖ}$;

$P_Н = 10^{-6} \cdot 9{,}81 \cdot (450 \cdot 1100 + (600-450) \cdot 1010 + (2650-600) \cdot 1830 \cdot (1-0{,}25) = 34{,}5$ МПа;

$P_В = 10^{-6} \cdot 9{,}81 \cdot (2650-2100) \cdot 1060 = 12{,}1$ МПа;

$P_{НИ} = 34{,}5 – 12{,}1 = 22{,}4$ МПа.



Рассмотрим третий случай, соответствующий концу эксплуатации скважины.

Точка 1→ устье скважины

$P_{НИ} = P_Н – P_В$;

$P_Н = 0$; $P_В = 0$;

$P_{НИ} = 0$.

Точка 2→ уровень ТС за колонной

$P_{НИ} = P_Н – P_В$;

$P_Н = 10^{-6} \cdot g \cdot H_1 \cdot \rho_{БР}$;

Схема 7.3. конец эксплуатации

$P_В = 0$;

$P_Н = 10^{-6} \cdot 9{,}81 \cdot 450 \cdot 1100 = 4{,}8$ МПа;

$P_{НИ} = 4{,}8 – 0 = 4{,}8$ МПа.

Точка 3→ башмак кондуктора

$P_{НИ} = P_Н – P_В$;

$P_Н = 10^{-6} \cdot g \cdot (H_1 \cdot \rho_{БР} + (H_2 - H_1) \cdot \rho_{ПЛВ})$;

$P_В = 0$;

$P_Н = 10^{-6} \cdot 9{,}81 \cdot (450 \cdot 1100 + (600-450) \cdot 1010) = 6{,}3$ МПа;

$P_{НИ} = 6{,}3 – 0 = 6{,}3$ МПа.

Точка 4→ уровень нефти в конце эксплуатации

$P_{НИ} = P_Н – P_В$;

$P_Н = 10^{-6} \cdot g \cdot (H_1 \cdot \rho_{БР} + (H_2 - H_1) \cdot \rho_{ПЛВ} + (H_{ЭК} - H_2) \cdot \rho_{ЦК1} \cdot (1-K))$; $P_В = 0$;

$P_{НИ} = 10^{-6} \cdot 9{,}81 \cdot (450 \cdot 1100 + (600-450) \cdot 1010 + (920-600) \cdot 1830 \cdot (1-0{,}25)) = 18{,}6$ МПа;

$P_{НИ} = 18{,}6 – 0 = 18{,}6$ МПа.

Точка 5→ забой скважины

$P_{НИ} = P_Н – P_В$;

$P_Н = 10^{-6} \cdot g \cdot (H_1 \cdot \rho_{БР} + (H_2 - H_1) \cdot \rho_{ПЛВ} + (H - H_2) \cdot \rho_{ЦК} \cdot (1-K))$;

$P_В = 10^{-6} \cdot g \cdot (H - H_{ЭК}) \cdot \rho_Н$;

$P_Н = 10^{-6}\cdot 9{,}81\cdot(450\cdot 1100+(600-450)\cdot 1010+(2650-600)\cdot 1830\cdot(1-0{,}25) = 33{,}9$ МПа;

$P_В = 10^{-6}\cdot 9{,}81\cdot(2650-920)\cdot 831 = 14{,}1$ МПа;

$P_{НИ} = 33{,}9 - 14{,}1 = 23{,}8$ МПа.

Данные расчётов сведены и представлены в табл. 7.1

Таблица 7.1. - Наружные избыточные давления

Случай	№ точки	Давление, МПа.		
		$P_Н$	$P_В$	$P_{НИ}$
Цементирование колонны без выхода ТР на устье	1	0	0	0
	2	4,8	4,6	0,2
	3	44,3	27,5	16,8
Снижение уровня жидкости в колонне	1	0	0	0
	2	4,8	0	4,8
	3	6,3	0	6,3
	4	11,8	0	21,9
	5	34,5	17,16	22,4
Конец эксплуатации	1	0	0	0
	2	4,8	0	4,8
	3	6,3	0	6,3
	4	18,6	0	18,6
	5	33,9	14,1	23,8

Из вышеприведённых расчётов можно сделать вывод, что наибольшие избыточные наружные давления наблюдаются в конце эксплуатации.

7.1.2. Расчет внутренних избыточных давлений

Расчёт внутренних избыточных давлений производится, как и для внешних избыточных давлений для периода времени, когда они достигают максимальных давлений.

$P_{ВИ} = P_В - P_Н$; $P_{ВИ} \Rightarrow \max$.

Имеются два такихслучая.

1 случай: Конец продавки тампонажной смеси при цементировании, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения.

2 случай: Опрессовка колонны с целью проверки её герметичности.

Рассмотрим первый случай, который встречается в период цементирования в конце продавки ТС. Известно, что при цементировании максимальные давления в цементировочной головке $P_{ЦГ}$ возникают в конце процесса при посадке разделительной пробки на стоп-кольцо. Величина этого давления составит:

$$P_{ЦГ} = \Delta P_{ГС} + P_{ГД} + P_{СТ} \qquad (53)$$

где: $\Delta P_{ГС}$ – разность гидростатических давлений, возникающих из-за разности плотностей жидкости в затрубном пространстве и внутри колонны;

$P_{ГД}$ – гидродинамическое давление, необходимое для преодоления гидравлических сопротивлений жидкости при движении её внутри колонны и в затрубном пространстве;

$P_{СТ}$ – дополнительное давление, возникающее при получении сигнала “стоп”.

Гидродинамическое давление ориентировочно может быть найдено по эмпирической формуле:

$P_{ГД} = 0{,}002\ L + 1{,}6$, МПа.

где L- глубина скважины по стволу, м.

$P_{ГД} = 0{,}002 \cdot 2790 + 1{,}6 = 7{,}34$ МПа;

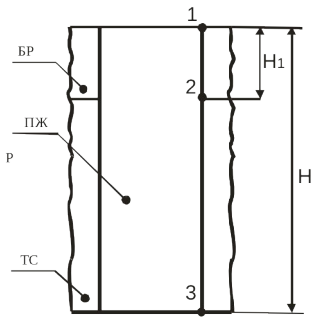


Схема 7.4. – цементировании колонны без выхода тампонажного р-ра на устье

$P_{СТ} = 2{,}5$ МПа;

$$\Delta P_{ГС} = 10^{-6} \cdot g \cdot (H_1 \cdot \rho_{БР} + (H - H_1) \cdot \rho_{ТС} - H \cdot \rho_{ПЖ}); \qquad (46)$$

$\Delta P_{ГС} = 10^{-6} \cdot 9{,}81 \cdot (450 \cdot 1100 + (2650 - 450) \cdot 1830 - 2650 \cdot 1060) = 19{,}2$ МПа;

$P_{ЦГ} = 7{,}34 + 2{,}5 + 19{,}2 = 29{,}04$ МПа.

Точка 1→ устье скважины

$P_{ВИ} = P_В – P_Н$; $P_Н = 0$; $P_В = P_{ЦГ}$; $P_{ВИ} = P_{ЦГ}$; $P_{ВИ} = 29,04$ МПа.

Точка 2→ уровень ТС за колонной

$P_{ВИ} = P_В – P_Н$;

$$P_В=P_Ц+10^{-6}\cdot g\cdot H_1\cdot \rho_{ПЖ}; \quad (47)$$

$$P_Н=10^{-6}\cdot g\cdot H_1\cdot \rho_{БР}; \quad (48)$$

$P_В = 29,04+10^{-6}\cdot 9,81\cdot 450\cdot 1060 = 33,7$ МПа;

$P_Н = 10^{-6}\cdot 9,81\cdot 450\cdot 1100 = 4,8$ МПа;

$P_{ВИ} = 33,7 – 4,8 = 28,9$ МПа.

Точка 3→ забой скважины

$P_{ВИ} = P_В – P_Н$;

$P_В = P_{ЦГ} +10^{-6}\cdot g\cdot H\cdot \rho_{ПЖ}$;

$$P_Н =10^{-6}\cdot g\cdot (H_1\cdot \rho_{БР} + (H-H_1)\cdot \rho_{ТС}); \quad (49)$$

$P_В = 29,04+10^{-6}\cdot 9,81\cdot 2650\cdot 1060 = 56,6$ МПа;

$P_Н =10^{-6}\cdot 9,81\cdot (450\cdot 1100+(2650-450)\cdot 1830) = 44,3$ МПа;

$P_{ВИ} = 56,6 – 44,3 = 12,3$ МПа.

Рассмотрим второй случайвысоких внутренних давлений, характерных для опрессовки скважины.

В соответствии с «Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности» величина давления опрессовки $P_{ОП}$ должна составлять:

$$P_{ОП} = 1,1\ P_У, \quad (50)$$

где $P_У$ – максимальное ожидаемое давление на устье.

Для добывающих скважин максимальное давление на устье возникает в начальный момент эксплуатации при закрытом устье. Для нефтяных скважин это давление составит:

$$P_У = P_{ПЛ} – 10^{-6}g\cdot L\cdot \rho_{Н,} \quad (51)$$

где: $P_{ПЛ}$ – пластовое давление в МПа;

L – глубина измерения пластового давления, м;

$\rho_Н$ – плотность нефти, кг/м^3.

В любом случае, давление опрессовки $P_{ОП}$ не должно быть ниже минимальных $P_{ОПМИН}$, то есть $P_{ОП} \geq P_{ОПМИН}$, которые в инструкции по расчёту об-

садных колонн даны в виде таблицы (для колонны диаметром 168,3 мм $P_{ОП-МИН}$ = 11,5 МПа)

$P_У = 25,7 – 10^{-6}·9,81·2570·831 = 4,7$ МПа, поэтому принимаем $P_{ОП} = 11,5$ МПа.

Точка 1→ устье скважины

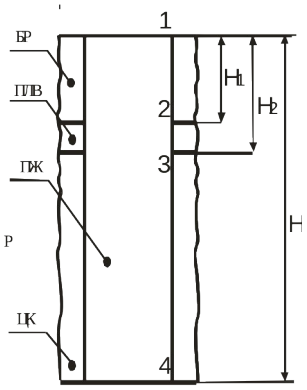
$P_{ВИ} = P_В – P_Н$;

$P_Н = 0$;

$P_В = P_{ОП}$;

$P_{ВИ} = P_{ОП}$;

$P_{ВИ} = 11,5$ МПа.



Точка 2→ уровень ТК за колонной

$P_{ВИ} = P_В – P_Н$;

$P_В = P_{ОП} + 10^{-6} ·g·H_1·ρ_{ПЖ}$;

$P_В = 11,5+10^{-6}·9,81·450·1060 = 16,2$ МПа;

$P_Н = 10^{-6} ·g·H_1·ρ_{БР}$;

Схема 7.5. опрессовка колонны

$P_Н = 10^{-6}·9,81·450·1100 = 4,8$ МПа;

$P_{ВИ} = 16,2 – 4,8 = 11,4$ МПа.

Точка 3→ башмак кондуктора

$P_{ВИ} = P_В – P_Н$;

$P_В = P_{ОП} + 10^{-6}·g·H_2·ρ_{ПЖ}$;

$P_Н = 10^{-6}·g·(H_1·ρ_{БР} + (H_2-H_1)·ρ_{ПЛВ})$;

$P_В = 11,5+10^{-6}·9,81·600·1060 = 17,7$ МПа;

$P_Н = 10^{-6}·9,81·(450·1100 + (600-450)·1010) = 6,3$ МПа.

$P_{ВИ} = 17,7 – 6,3 = 11,4$ МПа.

Точка 4→ забой скважины

$P_{ВИ} = P_В – P_Н$;

$P_В = P_{ОП} + 10^{-6}·g·H·ρ_{ПЖ}$;

$$P_Н = 10^{-6}·g·(H_1·ρ_Б + (H_2-H_1)·ρ_{ПЛВ} + (H-H_2)·ρ_{ЦК}·(1-K)); \quad (52)$$

$P_В = 11,5+10^{-6}·9,81·2650·1060 = 39$ МПа;

$P_Н=10^{-6}\cdot 9{,}81\cdot(450\cdot 1100+(600-450)\cdot 1010+(2650-600)\cdot 1830\cdot(1-0{,}25)) = 33{,}9$ МПа.

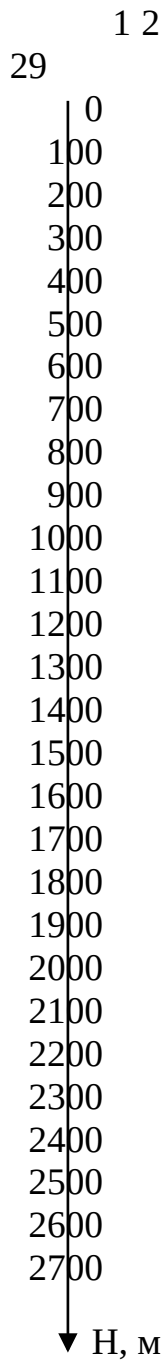
$P_{ВИ} = 39 – 33{,}9 = 5{,}1$ МПа.

Данные расчётов сведены и представлены в табл. 7.2.

Таблица 7.2 - Внутренние избыточные давления

Случай	№ точки	Давление, МПа.		
		$P_В$	$P_Н$	$P_{ВИ}$
Конец продавки ТС	1	29,04	0	29,04
	2	33,7	4,8	28,9
	3	56,6	44,3	12,3
Опрессовка	1	11,5	0	11,5
	2	16,2	4,8	11,4
	3	17,7	6,3	11,4
	4	39	33,9	5,1

Максимальное внутренние избыточное давление наблюдается в период посадки разделительной пробки.



На графике давлений красным цветом показано избыточное максимальное внутреннее давление, синим - избыточное максимальное наружное давление.

Рис. 7.1. Эпюры максимальных внутренних и наружных избыточных давлений

Из этих графиков видно, что наружные избыточные давления достигают максимума на забое скважины. Уровень наружных избыточных давлений, больше внутренних, к тому же, прочность на внутреннее давления выше прочности на смятие (наружные избыточные давления), поэтому, за начало расчета принимаем наружное избыточное давление и расчёт параметров ОК начинается снизу ОК.

Расчёт начинают с определения параметров нижней (1-ой секции).

Для труб с резьбами трапециидального профиля и нормальным диаметром муфт (ОТТМ, ОТТГ, ТБО и импортных труб с резьбой “Батресс”, “Экстрем лайн” и др.) при интенсивности искривления скважин до 5^0 на 10 м для труб диаметром до 168 мм и до 3^0 на 10 м для труб диаметром выше 168 мм расчёт на страгивающие нагрузки проводят также как для вертикальных скважин без учёта изгиба.

1-ая Секция

1) Определяется требуемая прочность трубы на смятие для 1-ой секции $P^1_{см}$, которая удовлетворяет условию:

$$P^1 \geq n_{СМ}\ P^1_{НИ} \qquad (53)$$

где: $P^1_{НИ}$ - величина наружного избыточного давления в начале 1-ой секции (назабое);

$n_{СМ}$ - коэффициент запаса на смятие внешним избыточным давлением (1,0 - 1,3), выбираем $n_{СМ}$ =1,2, т.к. коллектор неустойчивый;

$P^1_{СМ} \geq 23{,}8 \cdot 1{,}2 = 28{,}56$

2) Находим толщину стенки δ^1, которая обеспечивает найденную прочность на смятие или на критические давления (по таблице в Инструкции по расчёту обсадных колонн).

3) Так как по мере удаления от забоя $P^1_{НИ}$ снижается, то на какой-то глубине могут быть установлены трубы с меньшей толщиной стенки.

δ^1=10,6 мм. исполнения А группы прочности Д. (см. таблица 9.5, Калинин).

Находим значение $P^2_{НИ}$, которое обеспечивает прочность трубы со сле-

дующей меньшей толщиной стенки δ^2=8,9 мм из условия:

$$P^2_{НИ} = P^2_{СМ} / n_{СМ} \quad (54)$$

где: $P^2_{СМ}$ - прочность труб на смятие для следующей за δ^1 толщины $\delta^2 < \delta^1$.

$P^2_{СМ}$ =26,9 МПа (см. табл. 9.5 Калинин)

$P^2_{НИ}$ =26,9/1,2=22,4 МПа

4) По обобщённому графику наружных избыточных давлений находим глубину L^1, на которой действует $P^2_{НИ}$ (предварительная глубина установки 1-ой секции).

L^1=2130 м., так как глубина установки первой секции выше кровли продуктивного пласта более 50 метров, то принимаем L^1=2520 м., с учётом кривизны профиля 2650 м.

5) Определяется длина 1-ой секции l^1

$$l^1 = L\text{-}L^1 , \quad (55)$$

где L - глубина скважины.

l^1 =2790-2650=140 м.

6) Рассчитывается вес 1-ой секции G^1

$$G^1 = 1^1 \bullet q^1 \quad (56)$$

где q^1 - вес 1 м. труб 1-ой секции с толщиной стенки δ^1 (находится в таблице основных характеристик выбранных обсадных труб).

q^1=0,413 кН.

G^1 =140·0,413= 57,82 кН.

7) Определяются фактические коэффициенты запаса прочности для

2-ой секции на глубине *L^1 при длине 1-ой секции *l^1

на внутреннее давление:

$$n_Р = P^2_Р / P^2_{ВИ} \quad (57)$$

где: $P^2_Р$ - прочность труб 2-ой секции на внутреннее давление с толщиной стенки δ^2 =8,9 мм, $P^2_Р$=35,1 МПа. (см. табл. 9.8 Калинин)

$P^2_{ВИ}$ - внутреннее избыточное давление на глубине *L^1 (определяется пообобщённому графику избыточных внутренних давлений).

$P^2_{ВИ}$=13,1 МПа

n_P =35,1/12,6=2,8

на страгивание в резьбовом соединении:

$$n_{СТР} = Q^2_{СТР} / *G^1 \quad (58)$$

где $Q^2_{СТР}$ - прочность на страгивающие нагрузки для труб 2-ой секции с толщиной стенки δ^2=8,9 мм , $Q^2_{СТР}$=1078 кН (см. табл. 9.9 Калинин)

$*G^1$ - растягивающая нагрузка на 2 -ую секцию, равная откорректированному весу 1-ой секции.

$n_{СТР}$ =1078/57,82=18,64

Рассчитанные коэффициенты должны быть больше допустимых коэффициентов запаса прочности. Для диаметров труб от 114 до 168 ммn_p=1,15, $n_{СТР}$ =1,15.

8) При соблюдении условий прочности для второй секции параметры 1-ой секции принимаются окончательно группа прочности "Д" толщина стенок δ^1=10,6 мм длина секции $*l^1$=140 м

глубина установки $*L^1$=2650 м

интервал установки L - $*L^1$=2650-2790 м

вес секции $*G^1$=57,82 кН.

2-ая Секция

1) Группа прочности материала труб для 2-ой секции принимается такой же, как для 1-ой. Коэффициент запаса на сминающие нагрузки $n_{СМ}$ = 1.

2) Толщина стенок труб для 2-ой секции принята равной δ^2=8,9 мм при определении параметров 1-ой секции.

Трубы с толщиной стенки δ^2могут быть установлены до глубины, на которой действующее наружное избыточное давление обеспечат трубы со следующей меньшей толщиной стенки $\delta^3 < \delta^2$.

3) Находится значение наружного избыточного давления $P^2_{НИ}$ из условия:

$$P^3_{НИ} = P^3_{СМ} / n_{СМ}$$

где $P^3_{СМ}$ - прочность труб на смятие для толщины труб δ^2=8,0 мм,

$P^3_{СМ}$ =22,1 мм., (см. табл. 9.5 Калинин)

$P^3_{НИ}$ =22,1/1=22,1 МПа.

4) На графике наружных избыточных давлений находим глубину L^2, на которой действует $P^3_{НИ}$ (предварительная глубина установки 2-ой секции).

L^2=2110 м., с учётом кривизны профиля 2230 м.

5) Определяется предварительная длина 2-ой секции l^2

$l^2 = *L^1 - L^2$ где: $*L^1$ - откорректированная глубина установки 1-ой секции.

l^2 =2650-2230=420 м

6) Рассчитывается предварительный вес 2-ой секции G^2

$$G^2 = l^2 q^2$$

где q^2 - вес 1 м труб с толщиной стенки δ^2 , q^2=0,353 кН

G^2 =420*0,353=148,26 кН

7) Корректируется прочность на смятие труб 3-ей секции с толщиной стенок δ^3 в условиях двухосного нагружения

$$*P^3_{СМ} = P^3_{СМ} (1-0,3\ \Sigma G^2 / Q^3_Т),$$

где: $*P^3_{СМ}$ - прочность на смятие труб 3-ей секции при двухосном нагружении;

$P^3_{СМ}$ - прочность на смятие труб 3-ей секции при радиальном нагружении

ΣG^2 - нагрузка растяжения на 3-ю секцию, равная сумме откорректированного веса 1-ой секции $*G^1$ и предварительного веса 2-ой секции;

$Q^3_Т$ - нагрузка растяжения на пределе текучести для труб 3-ей секции,

$Q^3_Т$=1510 кН (см. табл. 9.7. Калинин).

$*P^3_{СМ}$ =22,1*(1-0,3*206,08/1510)=21,2 МПа

8) Находится новое (откорректированное) значение наружного избыточного давления $*P^3_{НИ}$, которое обеспечится прочностью труб с толщиной стенки δ^3, нос учетом двухосного нагружения из условия:

$*P^3_{НИ} = *P^3_{СМ} / n_{СМ}$

$*P^3_{НИ}$ =21,2/1=21,2 МПа

9) На обобщенном графике наружных избыточных давлений находится новая (откорректированная) глубина установки 2-ой секции $*L^2$, на которой действует $*P^3_{НИ}$.

$*L^2$=1880 м. с учётом кривизны 2004 м.

10) Определяется откорректированная длина 2-ой секции.

$$*1^2=*L^1-*L^2 \quad (58)$$

где $*L^1$ - откорректированная глубина установки 1-ой секции

$*1^2$ =2650-2004 =646 м.

11) Рассчитывается откорректированный вес 2-ой секции $*G^2$

$$*G^2 = *l^2 \bullet q^2 \quad (59)$$

$*G^2$ =646 * 0,353=228,04 кН.

и откорректированная сумма весов 2-х секций ΣG^2:

$$\Sigma G^2= *G^1 + *G^2 \quad (60)$$

ΣG^2=57,82+228,04 =285,86 кН

12) Определяются фактические коэффициенты запаса прочности для 3-ой секции на глубине $*L^2$ при откорректированных параметрах 2-х секций

на внутреннее давление:

$n_P = P^3_P / P^3_{ВИ}$

где: P^3_P - прочность труб 2-ой секции на внутреннее давление с толщиной стенки δ^3=8,0 мм., P^3_P=31,6 МПа (см. табл. 9.8 Калинин);

$P^3_{ВИ}$ - внутреннее избыточное давление на глубине $*L^2$ (определяется пообобщённому графику избыточных внутренних давлений).

n_P = 31,6/17,3=1,83

на страгивание в резьбовом соединении:

$n_{СТР} = Q^3_{СТР} / \Sigma *G^2$

где $Q^3_{СТР}$ - прочность на страгивающие нагрузки для труб 2-ой секции с

толщиной стенок δ^3=8,0 мм., $Q^3_{СТР}$=931 кН (см. табл. 9.9 Калинин);

$\Sigma *G^2$ - растягивающая нагрузка на 3 -ую секцию от откорректированного веса 2-х секций.

$n_{СТР}$=931/285,86=3,26

Рассчитанные коэффициенты больше допустимых коэффициентов запаса прочности.

13) При соблюдении условий прочности для третьей секции, откоррек-

тированные параметры 2-ой секции принимаются за окончательные:

группа прочности "Д" толщина

стенок δ^2 =8,9 мм

длина секции $*l^2$ =646 м

глубина установки $*L^2$=2004м

интервал установки $*L^1$ - $*L^2$ =2650-2004 м

вес секции $*G^2$=228,04 кН

суммарный вес 2-х секций $\Sigma*G^2$=285,86 кН

3-я Секция

1) Группа прочности материала труб для 3-ой секции принимается такой же, как для 2-ой.

2) Толщина стенок труб для 3-ой секции принята равной δ^3 при определении параметров 2-ой секции.

Трубы с толщиной стенки δ^3=8,0 ммогут быть установлены до глубины, на которой действующее наружное избыточное давление обеспечат трубы со следующей меньшей толщиной стенки $\delta^4 < \delta^3$. δ^4=7,3 мм

3) Находится значение наружного избыточного давления $P^4_{НИ}$ из условия

$$P^4_{НИ} = P^4_{СМ} / n_{СМ}$$

где $P^2_{СМ}$ - прочность труб на смятие для толщины труб δ^4=7,3 мм;

$P^4_{НИ}$ =18,3 МПа (см. табл. 9.5 Калинин);

$P^4_{НИ}$ =18,3/1=18,3 МПа.

4) На графике наружных избыточных давлений находим глубину L^3, на которой действует $P^4_{НИ}$ (предварительная глубина установки 3-ой секции).

L^3=920 м., с учётом кривизны профиля профиля 981 м.

5) Определяется предварительная длина 3-ой секции l^3

l^3 =$*L^2$-L^3 где: $*L^2$ - откорректированная глубина установки 2-ой секции.

l^3 =2004-981=1023 м

6) Рассчитывается предварительный вес 3-ой секции G^3

$$G^3 = l^3 q^3$$

где q^3 - вес 1 м труб с толщиной стенки δ^3 , q^3=0,293 кН

G^3 =1023*0,293=300 кН

7) Корректируется прочность на смятие труб 4-ей секции с толщиной стенок δ^4 в условиях двухосного нагружения

$$*P^4_{CM} = P^4_{CM} (1-0,3 \Sigma G^3 / Q^4_T),$$

где: $*P^4_{CM}$ - прочность на смятие труб 4-ей секции при двухосном нагружении;

P^4_{CM} - прочность на смятие труб 4-ей секции при радиальном нагружении

ΣG^3 - нагрузка растяжения на 3-ю секцию, равная сумме откорректированного веса 2-ой секции $*G^2$ и предварительного веса 3-ой секции;

Q^4_T - нагрузка растяжения на пределе текучести для труб 3-ей секциис толщиной стенок δ^3=7,3 мм., Q^4_T=1392 кН (см. табл. 9.7. Калинин);

$*P^4_{CM}$ =18,3(1-0,3*585,86/1392)=15,99 МПа

8) Находится новое (откорректированное) значение наружного избыточного давления $*P^4_{НИ}$, которое обеспечится прочностью труб с толщиной стенки δ^4, нос учетом двухосного нагружения из условия:

$*P^4_{НИ} = *P^4_{CM} / n_{CM}$

$*P^4_{НИ}$ =15,99/1=15,99 МПа

9) На обобщенном графике наружных избыточных давлений находится новая (откорректированная) глубина установки 3-ой секции $*L^3$, на которой действует $*P^4_{НИ}$.

$*L^3$=850 м., с учётом кривизны профиля 906 м.

10) Определяется откорректированная длина 3-ой секции.

$*1^3 = *L^2 - *L^3$

где $*L^2$ - откорректированная глубина установки 2-ой секции

$*1^3$ =2004-906 =1098м.

11) Рассчитывается откорректированный вес 3-ой секции $*G^3$

$*G^3 = *l^3 \bullet q^3$

$*G^3$ =1098 * 0,293=321,7 кН.

и откорректированная сумма весов 3-х секций ΣG^3:

$\Sigma G^3 = *\sum G^2 + *G^3$

$\Sigma G^3 = 285,86+321,7=607,56$ кН

12) Определяются фактические коэффициенты запаса прочности для 4-ой секции на глубине $*L^3$ при откорректированных параметрах 3-х секций

на внутреннее давление:

$$n_P = P^4_P / P^4_{ВИ}$$

где: P^4_P - прочность труб 4-ой секции на внутреннее давление с толщиной стенки δ^4, $P^4_P = 28,8$ (см. табл. 9.8 Калинин)

$P^4_{ВИ}$ - внутреннее избыточное давление на глубине $*L^3$ (определяется пообобщённому графику избыточных внутренних давлений).

$n_P = 28,8/25,7=1,16$

на страгивание в резьбовом соединении:

$n_{СТР} = Q^4_{СТР} / \Sigma *G^3$

где $Q^4_{СТР}$ - прочность на страгивающие нагрузки для труб 3-ой секции столщиной стенок $\delta^3=7,3$ мм., $Q^3_{СТР}=843$ кН (см. табл. 9.9 Калинин);

$\Sigma *G^3$ - растягивающая нагрузка на 4-ую секцию от откорректированного веса 3-х секций.

$n_{СТР}=843/607,56=1,39$

Рассчитанные коэффициенты больше допустимых коэффициентов запаса прочности.

13)При соблюдении условий прочности для четвертой секции, откорректированные параметры 3-ой секции принимаются за окончательные:

группа прочности "Д"

толщина стенок $\delta^3 = 8,0$ мм

длина секции $*l^3 = 1098$ м

глубина установки $*L^3 = 906$ м

интервал установки $*L^2 - *L^3 = 2004-906$ м

вес секции $*G^3 = 321,7$ кН

суммарный вес 3-х секций $\Sigma *G^3 = 607,56$ кН

4-я Секция

1) Группа прочности материала труб для 4-ой секции принимается такой же, как для 3-ей.

2) Толщина стенок труб для 4-ой секции принята равной δ^3 при определении параметров 3-ей секции.

Определяем длину 4-ой секции l^4

$L^4=L^3-L^4$,

где: L^3 - глубина установки 3-ей секции.

$L^4=906-0=906$ м.

Определяем вес 4–ой секции:

$G_4 = l_4 \cdot q_4 = 906*0,293=265,46$ кН

Вес колонны : $G_K = 873,02$ кН

Находим коэффициенты запаса прочности для труб 4-ей секции:

$n_P = 28,8/19,1=1,5>1,15$

$n_{СТР} = 843/873,02=0,97<1,15$

Коэффициент запаса прочности на страгивание больше расчётного.

Поэтому дальнейший расчет ведется по этому виду нагрузок. Для последующих секций толщина стенок увеличивается.

По условию прочности на растяжение длина очередной 4-ой секции определяется из следующего условия:

$$Q^i_{СТР} / n_{СТР} = \Sigma G + G^i,$$

где: $Q^i_{СТР}$ - табличное значение прочности на страгивающие нагрузки в резьбовомсоединении для искомой секции;

ΣG - суммарный вес предыдущих секций;

G^i - вес искомой секции, который может быть выражен:

$G^i= l^i q^i$

где: 1^i - длина искомой секции;

q^i - вес 1 м искомой секции.

Нагрузка растяжения на пределе текучести гладкого тела трубы уменьшится и должна быть рассчитана по формуле:

$$Q^S_T =[1- \lambda_1 * (\alpha_0 – 0,5)] * Q_T,$$

где: Q^S_T – нагрузка растяжения на пределе текучести гладкого тела трубы искривлённой обсадной колонны;

Q_T – нагрузка растяжения на пределе текучести гладкого тела трубы вертикальной обсадной колонны

λ_1 – коэффициент, учитывающий влияние формы тела трубы и её прочностные характеристики (λ_1 = 0,041 для труб группы прочности «Д» определяется из таблицы),

α_0 - интенсивность искривления труб, равная: α_0 = 573 / R, где R – проектный радиус искривления в метрах.

Проектируем трубы с толщиной стенки δ^4 = 8,9 мм исполнения А, группы прочности "Д".

Тогда:

$1^4 = (Q^4_{СТР} / n_{СТР} - \Sigma G) / q^4 = (1078/1,15 - 607,56)/0,293 = 1125$ м, так как рассчитанная длина 4 – ой секции намного превышает расстояние от глубины установки 3 – ей секции до устья, поэтому принимаем длину 4 – ой секции 1^4 = 906 м.

Глубина установки 5 – ой секции:

$L^4 = *L^3 – 1^4 = 906 – 906 = 0$ м

Рассчитываем предварительный вес 5-ой секции G^5

$G^4 = l^4 * q^4$,

где q^4 - вес 1 м труб с толщиной стенки δ^4 (значение из таблицы сортамента выбранных обсадных труб), q^4 = 0,353 кН

G^4 =906*0,353 =319,8 кН.

ΣG^4=927,36 кН.

$Q^{5S}_T = [1- \lambda_1 * (\alpha_0 – 0,5)] * Q^5_T$

Q^{5S}_T – нагрузка растяжения на пределе текучести гладкого тела трубы искривлённой обсадной колонны;

Q^5_T - нагрузка растяжения на пределе текучести для труб 5-ой секции, Q^5_T = 1980 кН, (см. табл. 9.7 Калинин);

$\alpha_0 = 573 / R = 573/573 = 1$;

$Q^{5S}_T = (1 – 0,041*0,5)*1980 = 1939,41$ кН;

Определяем фактический коэффициент запаса прочности *на растяжение по телу трубы:*

$n_{раст} = Q^{5S}_{T} / \Sigma G^{4}$;

$n_{раст} = 1939,41/927,36 = 2,09 > 1,15$

Определяем фактические коэффициенты запаса прочности для 5-ой секции на глубине L^4 при откорректированных параметрах 4-х секций *на внутреннее давление:*

$n_P = P^5_P / P^5_{ВИ}$,

где: P^5_P - прочность труб 5-ой секции на внутреннее давление с толщиной стенки $\delta^5 = 10,6$ мм, $P^5_P = 41,9$ МПа (см. табл. 9.8 Калинин);

$P^5_{ВИ}$ - внутреннее избыточное давление на глубине L^4 (определяется по обобщённому графику избыточных внутренних давлений), $P^5_{ВИ} = 29,04$ МПа

$n_P = 41,9/29,04 = 1,44 > 1,15$

на страгивание в резьбовом соединении:

$n_{СТР} = Q^5_{СТР} / \Sigma * G^5$,

где $Q^5_{СТР}$ - прочность на страгивающие нагрузки для труб 5-ой секции с толщиной стенок $\delta^5 = 10,6$ мм, $Q^5_{СТР} = 1294$ кН

ΣG^5-растягивающая нагрузка на 6 -ую секцию от откорректированного веса 5–ти секций.

$n_{СТР} = 1294/927,36 = 1,39 > 1,15$

Рассчитанные коэффициенты больше допустимых коэффициентов запаса прочности.

Откорректированные параметры 4-ой секции принимаются за окончательные:

группа прочности "Д"

толщина стенок $\delta^4 = 8,9$ мм

длина секции $l^4 = 906$ м

глубина установки $L^4 = 0$ м

интервал установки $*L^3 – L^4 = 906 – 0$ м

вес секции $G^4 = 319,8$ кН

суммарный вес 4 – х секций $\Sigma G^4 = 927,36$ кН

Данные о параметрах секций обсадной колонны приведены в таблице 7.3.

Таблица 7.3 - Данные о параметрах секций обсадной колонны

№ секций	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
				1м трубы	секций	суммарный	
1	Д	10,6	140	0,413	57,82	57,82	2790-2650
2	Д	8,9	646	0,353	228,04	285,86	2650-2004
3	Д	8,0	1096	0,293	321,7	607,56	2004-906
4	Д	8,9	906	0,353	319,8	927,36	906-0

7.3. Подготовка ствола скважины и спуск обсадных колонн

Спуск эксплуатационной колонны один из важных и трудоёмких процессов в строительстве скважин. Для благополучного спуска колонны необходимо провести ряд подготовительных работ таких как: подготовка колонны, ствола скважины и бурового оборудования.

7.3.1. Обсадные трубы

Обсадные трубы, поставленные на буровую, должны иметь комплектовочную ведомость, сертификаты или их копии на завезенные трубы, а также сведения о проверке и подготовке труб (опрессовке, дефектоскопии).

Соответствие внутреннего диаметра трубы номинальному проводится пропуском через трубу жесткого цилиндрического шаблона Диаметр шаблона должен быть меньше номинального на следующие величины:

- для труб 114-219 мм на 3 мм;

На трубах, отбракованных при шаблонировании, устойчивой светлой краской делается надпись "брак", трубы складируются в стороне буровой на отдельный стеллаж.

Необходимо проверять у всех труб группу прочности, толщину стенки, диаметр муфт, тип и состояние резьбы, давление опрессовки на поверхности в соответствии с ведомостью.

Замерять трубы необходимо рулеткой, укладывать на стеллажи (предохраняя от ударов) маркировкой вверх в последовательности, предусмотренной планом работ, муфтовые концы должны располагаться на одной прямой и быть обращены в сторону буровой.

7.3.2. Подготовка ствола скважины

Запрещается проводить подготовку ствола скважины к спуску обсадной колонны при наличии нефтепроявлений или поглощений бурового раствора до их ликвидации.

После окончания бурения скважины до проектного забоя и проведения электрометрических работ ствол скважины необходимо прошаблонировать КНБК, применявшейся при последнем долблении. Спуск КНБК необходимо осуществлять с той же скоростью, которая была при последних СПО, не допуская посадок более 3-5 тс.

Проработку следует производить до полной ликвидации посадок при спуске КНБК без промывок, при скорости не более чем 20-25 м/ч.

Спуск КНБК до и между интервалами проработок необходимо осуществлять с промежуточными промывками. Первая промывка производится перед выходом в открытый ствол.

7.3.3. Подготовка бурового оборудования

Задача подготовки оборудования в обеспечении безотказной работы и создание благоприятных условия для работы буровой бригады. Одновремен-

но на буровую должны быть доставлены весь необходимый инструмент и материалы.

При проверке бурового оборудования буровая бригада проверяет буровое и силовое оборудование. Особое внимание обращают на надежность крепления и исправность буровой лебедки и ее тормозной системы, проверяют исправность буровых насосов и заменяют изношенные детали, проверяют состояние вышки и ее талевой системы, тщательно проверяют стояние крюка, талевого блока, кронблока, проверяют состояние контрольно-измерительных приборов на буровой. Подготавливают рабочее место у устья скважины.

7.3.4. Технологический режим спуска колонн

Технологический режим спуска обсадных колонн зависит от геологических, технических, технологических условий проводки скважины и её конструкции.

Спуск обсадной колонны начинается только после проведения полного комплекса подготовительных операций.

Обсадные трубы должны быть заблаговременно уложены на стеллажи в порядке спуска их в скважину, осмотрены и пронумерованы, ослаблен натяг колец.

Длина каждой трубы, спущенной в скважину, заносится в общую меру обсадной колонны.

При затаскивании обсадных труб на буровую производится шаблонирование внутреннего диаметра труб стандартными шаблонами согласно ГОСТ 632-80.

Под понятием “технологическая оснастка обсадных колонн” подразумевается определённый набор устройств, которыми оснащают обсадную колонну, чтобы создать условия для повышения качества процессов её спуска и цементирования в соответствии с принятыми способами крепления скважин.

7.3.5. Оснастка эксплуатационной колонны

1. Разделительные пробки. Разделительные пробки предназначены для предотвращения смешивания тампонажного раствора с буровым раствором и

продавочной жидкостью при цементировании, а так же получения сигнала о посадки пробки на стоп-кольцо.

Выбираем пробку типа ПЦН-168 (см. табл. 5.9 Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Просёлков Ю.М), с максимально допустимым перепадом давлением в 6 МПа.

2. Обратные клапаны. Обратные клапаны дроссельные типа ЦКОД предназначены для непрерывного самозаполнения буровым раствором обсадной колонны при спуске её в скважину, для предотвращения обратного движения тампонажного раствора из заколонного пространства и для упора разделительной цементировочной пробки.

Выбираем ЦОРД-168-1-ОТТМ (см. табл. 5.11 Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Просёлков Ю.М), с максимальным рабочим давлением 15 МПа. и максимально допустимой температурой 200^0 С.

3. Башмаки колонные. Башмаки колонные предназначены для оборудования низа обсадных колонн с целью направления их по стволу скважины и защиты от повреждений при спуске в процессе крепления нефтяных и газовых скважин с температурой на забое до 250^0 С.

Выбираем башмак типа БКМ диаметром 168 мм (см. табл. 5.13 Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Просёлков Ю.М).

4. Центраторы. Центраторы облегчают процесс спуска обсадной колонны вследствие снижения сил трения между трубами и стенками скважины, увеличивают степень вытеснения бурового раствора тампонажным при цементировании обсадной колонны в результате образования локальных завихрений восходящего потока жидкостей на участках размещения центраторов.

Выбираем центраторы ЦЦ-168/216 – 245-1, максимальная радиальная нагрузка на них составляет 7850 Н (см. табл. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Просёлков Ю.М).

Центраторы (40 шт) устанавливаются:

- над башмаком обсадной колонны – 1 шт;

- в интервале 2620-2720 м (продуктивный горизонт +150 м выше), через 10 м – 20 шт;

- у башмака кондуктора и выше его на 50 м, через 10 м – 6 шт;

- в приустьевой части 3 шт;

- в остальных интервалах – 10 шт.

5. Цементировочные головки. Цементировочные головки относятся к оснастке обсадных колонн и предназначены для создания герметичного соединения обсадной колонны с нагнетательными линиями цементировочных агрегатов.

Для эксплуатационной колонны диаметром 168 мм., (см. табл. 5.7 Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Просёлков Ю.М), выбираем цементировочная головка типа ГУЦ 140-168 с рабочим давлением 40 МПа.

8. Цементирование скважины

8.1. Выбор способа цементирования обсадных колонн

Выбираем одноступенчатый способ цементирования как наиболее оптимальный для данных геологических условий. Необходимым условием для его применения является исключение гидроразрыва горных пород при доставке цементного раствора в затрубное пространство.

Давление при цементировании достигает максимального значения в конце продавки цементного раствора. Давление на горные породы будет складываться из давления столбом жидкости за колонной и давления, необходимого для преодоления гидравлических сопротивлений при её движении в затрубном пространстве.

$$P_{ГС.}+P_{ГД.} \le P_{ГР.}/1,4; \quad (61)$$

где $P_{ГС.}$ – гидростатическое давление цементного раствора за колонной, МПа;

$P_{ГД.}$ – давление необходимое для преодоления гидравлических сопротивлений при движении тампонажного раствора в затрубном пространстве, МПа;

$P_{ГР.}$ – давление гидроразрыва пород, МПа.

$$P_{ГС.}=\gamma_{Ц.Р.}\cdot H_{Э.К.}\cdot 10^{-6}; \quad (62)$$

где $\gamma_{Ц.Р.}$ – удельный вес цементного раствора, Н/м^3;

$H_{Э.К.}$ – длина по вертикали эксплуатационной колонны, м.

$P_{ГС.}$ =1830*2650*9,81*10^{-6}=47,57 МПа

$$P_{ГД.} = (\lambda_{К.П.}\cdot\gamma_{Ц.Р.}\cdot (\vartheta_{В.П.})^2\cdot L_{Э.К.})/ (2\cdot g\cdot (k\cdot D_{С.} - D_{Н.\,ОБ.}) ; \quad (63)$$

где $\lambda_{К.П.}$ – коэффициент гидравлических сопротивлений в затрубном пространстве для цементного раствора, $\lambda_{К.П.}$ = 0,035;

$\gamma_{Ц.Р.}$ – удельный вес цементного раствора, Н/м^3;

k – коэффициент кавернозности, k = 1,25;

$D_{С.}$ – диаметр скважины, м;

$D_{Н.\,ОБ.}$ – наружный диаметр обсадной колонны, м;

$\vartheta_{В.П.}$ – скорость движения восходящего потока в кольцевом пространстве,

м/с, для эксплуатационной колонны $\vartheta_{В.П.}$ = 0,4 м/с;

$L_{Э.К.}$ – длина по стволу эксплуатационной колонны, м.

$P_{ГД.}$ = (0,035·18300*0,16*2790)/(2*9,81*(1,25*0,2159-0,1683)=0,14МПа

Давление гидроразрыва на глубине 2790 м составляет 46,5 МПа

Проверяем выполнение условия $P_{ГС.} + P_{ГД.} \leq P_{ГР.}/1,4$:

47,57 + 0,14 = 47,71МПа > $P_{Г.Р.}$ = 45,6МПа.

Условие не выполняется, поэтому для цементирования верхнего интервала понадобиться цемент с более низкой плотностью. Для этого выбираем облегчённый тампонажный раствортипа ПЦТ- III - Об 5 – 50 с плотностью $\rho_{ОТР}$=1480 кг/м^3.

8.2. Выбор тампонажного материала и расчет цементирования скважин

Таблица 8.1 - Состав и реологические свойства буферной и продавочной жидкостей и тампонажного раствора

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Номер ступени	Характеристика жидкости (раствора)					
			тип или название	плотность, г/см^3	пластическая вязкость, сПз	динамическое напряжение сдвига, дин/см^2	составляющие компоненты	
							название	% к массе сухого вещества (для тампонажного
1	Направление	1	буферная	1,00	-	-	вода	100
		2	цементный	1,83	40	17	ПЦТ-III -100 поГОСТ -1581-96	100
							вода	50
							хлористый кальций	4
		3	продавочная	1,1	20-24	17-23	буровой раствор	100
2	кондуктор	1	буферная	1,00	-	-	вода	100
		2	облегченный	1,48	15	6	портландцемент ПЦТ-III -50 ГОСТ1581-96	86
							глинопорошок ППБ	14
							вода	90
		3	цементный	1,83	40	17	ПЦТ-III -100 поГОСТ-1581-96	100
				1,0			вода	50
							хлористый кальций	4
		4	продавочная	1,1	-	-	буровой раствор	100
3	Эксплуатационная	1	буферная (12 м^3)	1,1	-	-	вода	100
		2	облегченный	1,48	15	6	портландцемент ПЦТ-III -50 ГОСТ1581-96	86
							глинопорошок ППБ	14
				1,00	-	-	вода	90
		3	цементный	1,83	40	17	портландцемент ПЦТ-III -100	100
				1,00	-	-	вода	50
							понизитель водоотдачи	0,25-0,30

8.3. Выбор типа буферной жидкости

Выбираем воду в качестве буферной жидкости при цементировании эксплуатационной колонны. Перед закачкой в скважину в воду добавляется

ПАВ, которые улучшают смывание остатков бурового раствора со стенок скважины.

Определяем необходимый для цементирования объём буферной жидкости по следующей формуле:

$$V_{Б.Ж}=S_{К.}\cdot v_{ВП}\cdot t_{КОН.}; \quad (64)$$

где $S_{К.}$ – площадь кольцевого пространства, м^2;

$v_{ВП}$ - скорость движения восходящего потока в кольцевом пространстве,

м/с^2, для эксплуатационной колонны $v_{ВП}$ = 0,4 м/с^2;

$t_{КОН.}$ – время контакта буферной жидкости со стенками скважины, с,

оптимальное $t_{КОН.}$ = 420 ÷ 480 с.

Площадь кольцевого пространства определяем по формуле:

$$S_К 0{,}785\cdot(\,(\,k\cdot D_{С.}\,)^2 - (D_{Н.\,ОБ})^2); \quad (65)$$

где k – коэффициент кавернозности, k = 1,25 (см. табл. 1);

$D_{С.}$ – диаметр скважины, м;

$D_{Н.\,ОБ.}$ – наружный диаметр обсадной колонны, м;

$S_{К.} = 0{,}785\cdot((1{,}25\cdot 0{,}2159)^2 - 0{,}1683^2) = 0{,}035$ м^2.

$V_{Б.Ж.} = 0{,}035 \cdot 0{,}4 \cdot 480 = 6{,}7$ м^3.

Применяется два вида тампонажных раствора, поэтому необходимо определить объем каждой смеси.

$$V_{НТР} = \pi\,[(D^2_{СКВ}\,k \;- D^2_{ОК})\,(L - H_{ГР}) + d^2_{НОК} h_{СТ}] / 4. \quad (66)$$

$$V_{ОТР} = \pi\,[(D^2_{СКВ}\,k \;- D^2_{ОК})\,(H_{ГР} - H_К) + (d^2_{КОН} \;- D^2_{ОК})\,H_{ЦК}\,] / 4, \quad (67)$$

где $V_{НТР}$ - объем тампонажного раствора нормальной плотности;

$V_{ОТР}$ – объем облегченного тампонажного раствора;

$H_{ГР}$ – расстояние от устья до границы двух тампонажных смесей по стволу.

k – коэффициент кавернозности, k = 1,25 (см. табл.1);

$D_{СКВ}$ – диаметр скважины, м;

$D_{ОК}$ – наружный диаметр обсадной колонны, м;

$d_{КОН}$ – внутренний диаметр кондуктора, м;

$d_{НОК}$ – внутренний диаметр низа обсадной колонны, м;

L – глубина скважины по стволу, в м;

$H_К$ – глубина спуска кондуктора по стволу, м;

$H_{ЦК}$ – высота подъёма цементного раствора от башмака кондуктора по стволу, м;

$h_{СТ}$ – высота цементного стакана в обсадной колонне (расстояние между башмаком обсадной колонны и местом установки кольца “Стоп”, м.

$V_{НТР}$=3,14•((0,2159^2•1,25-0,1683^2)(2790-2330)+0,1471^2*30)/4=11,32 м^3.

$V_{ОТР}$ = 3,14 • ((0,2159^2 • 1,25 - 0,1683^2)(2330 - 630)+(0,2239^2*0,1683^2)•150)/4=36,65м^3

Общий объём тампонажного раствора:

$(V_{ТР})_{ОБЩ}$= $V_{НТР}$ + $V_{ОТР}$ = 49,97 м^3.

Определяем необходимый объём продавочной жидкости, в качестве которой используется солевой раствор, по формуле:

$$V_{П.Ж.} = 0{,}785 \cdot k_{СЖ.} \cdot (d_{Э.К.})^2 \cdot (L_{Э.К.} - h_{СТ}) ; \qquad (68)$$

где $k_{СЖ.}$ – коэффициент сжимаемости, $k_{СЖ.}$ = 1,03 ÷ 1,05;

$d_{Э.К}$ – внутренний диаметр эксплуатационной колонны, м;

$L_{Э.К.}$ - длина по стволу эксплуатационной колонны, м.

$V_{П.Ж.}$ = 0,785·1,05·0,1471^2·(2790 – 30) = 49,23 м^3

Принимаем В/Ц = 0,5 для тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{НТР}$ = 1830 кг/м^3,сплотностью твердой фазы $\rho_{Т.}$=3120 кг/м^3 и В/Ц = 0,8 для облегчённого тампонажного раствора плотностью $\rho_{ОТР}$ = 1480 кг/м^3,сплотностью твердой фазы $\rho_{Т.}$=2400 кг/м^3.

Определяем плотность твёрдой фазы тампонажного раствора по формуле:

$$\rho_{Т.} = \rho_{Ц.Р.} / [1 - m \cdot (\rho_{Ц.Р.} / \rho_{Ж.} - 1)] ; \qquad (69)$$

где $\rho_{Ц.Р.}$ – плотность цементного раствора, г/см^3;

$\rho_{Ж.}$ – плотность жидкости затворения (воды), г/см^3;

m – водоцементное отношение.

- для тампонажного раствора нормальной плотности

$\rho_{Т.}$= 1,83/[1 – 0,5·(1,83/1 – 1)] = 3,12 г/см^3

- для облегчённого тампонажного раствора

$\rho_{Т.}$= 1,48/[1 – 0,8·(1,48/1 – 1)] = 2,4 г/см^3

Масса тампонажного материала G, необходимая для приготовления 1 м^3 раствора:

$$G = \rho_{Т.}\cdot(\rho_{Ц.Р.} - \rho_{Ж.})/(\rho_{Т} - \rho_{Ж.}) ; \qquad (70)$$

- для тампонажного раствора нормальной плотности

G = 3120·(1830 – 1000)/(3120 – 1000) = 1,22 т

- для облегчённого тампонажного раствора

G = 2400·(1480 – 1000)/(2400 – 1000) = 0,822 т

Общая масса сухого тампонажного материала для приготовления требуемого объёма тампонажного раствора:

$$G_{СУХ.} = K_{Ц.}\cdot G\cdot V_{ТР.} ; \qquad (71)$$

где $K_Ц$ – коэффициент, учитывающий потери тампонажного материала,

$K_Ц$ = 1,03 ÷ 1,05;

$V_{ТР.}$ – необходимый объём тампонажного раствора при цементировани, м^3.

- для тампонажного раствора нормальной плотности

$G_{СУХ.}$ = 1,05·1,22·11,32 = 14,5т.

- для облегчённого тампонажного раствора

$G_{СУХ.}$ = 1,05·0,822·36,65 = 31,63т.

Общая масса сухого тампонажного материала:

$G_{СУХ.}^{ОБЩ}$=14,5+31,63=46,13т.

Расход сухого тампонажного материала на 1 м^3 воды затворения:

$$G_1 = \rho_{Т.}\cdot m ; \qquad (72)$$

- для тампонажного раствора нормальной плотности

G_1 = 3120·0,5 = 1,56 т/м^3

- для облегчённого тампонажного раствора

G_1 = 2400·0,8 = 1,92 т/м^3

Полный объём воды для затворения общей массы сухого тампонажного материала:

$$V_{В.}=K_{В.}\cdot (G_{СУХ.}/ G_1) ; \qquad (73)$$

где $K_{В.}$ - коэффициент учитывающий потери.

- для тампонажного раствора нормальной плотности

$V_{В.} = 1,05\cdot(14,5/1,56) = 9,8$ м^3

- для облегчённого тампонажного раствора

$V_{В.} = 1,05\cdot(31,63/1,92) = 17,3$ м^3

Общий объём воды для затворения общей массы тампонажного раствора нормальной плотности и облегчённого тампонажного раствора.

$V_В^{ОБЩ}=9,8+17,3=27,1$ м^3

Определяем максимальное ожидаемое давление на цементировочной головке:

$$P_{Ц.Г.} = \Delta P_{ГС.} + P_{Т.} + P_{К.П.} + P_{СТ.} ; \qquad (74)$$

где $\Delta P_{ГС.}$ – максимальная ожидаемая разность гидростатических давлений в затрубном пространстве и в трубах в конце процессе цементирования, МПа;

$P_{Т.}$, $P_{К.П.}$ – гидравлические сопротивления соответственно в трубах и в затрубном пространстве при принятом значении $\vartheta_{К.П.}$, МПа.

$P_{СТ.} = 2,5 - 3$ МПа. – давление момента “стоп”.

Разность гидростатических давлений цементного раствора определяем по формуле:

$$D P_{ГС} = 10^{-6} \cdot g\cdot(H_1\cdot\rho_{БЖ}+ H_2\cdot\rho_{ТС1}+ H_3\cdot\rho_{ТС2} – h_1\cdot\rho_{ПЖ} – h_2\cdot\rho_{ТС2}), \quad (75)$$

где H_1-высота столба буферной жидкости в затрубном пространстве, м;

H_2-высота столба облегченного тампонажного раствора в затрубном пространстве, м;

H_3-высота столба тампонажного раствора нормальной плотности в затрубном пространстве, м;

h_1- высота столба продавочной жидкости в колонне, м;

h_2-высота цементного стакана в колонне, м.

$DP_{ГС}=10^{-6}\cdot 9,81\cdot(450\cdot 1000+1107\cdot 1480+1093\cdot 1830-2640\cdot 1060-10\cdot 1830)=10,58$МПа

Определяем гидравлические сопротивления внутри обсадной колонны по формуле:

$$P_{Т.} = 8,11\cdot\lambda_{Т.}\cdot\rho_{ПЖ}\cdot Q^2\cdot L_{Э.К.}/(d_{Э.К.})^5 ; \qquad (76)$$

где $\lambda_{Т.}$ - коэффициент гидравлических сопротивлений, $\lambda_{Т.} = 0,02$;

$\rho_{ПЖ}$ – удельный вес продавочной жидкости, г/см^3;

$L_{Э.К.}$ – длина эксплуатационной колонны, м;

$d_{Э.К.}$ – внутренний диаметр эксплуатационной колонны, см.

Q – производительность закачки раствора, л/с.

Производительность закачки цементного и бурового растворов:

$$Q = 0,0785\cdot((k\cdot D_{СКВ.})^2 – (D_{Н.ОК.})^2)\cdot v \qquad (77)$$

где v – скорость подъёма тампонажного раствора в кольцевом пространстве в м/с.

$Q = 0,0785\cdot((1,25\cdot 21,59)^2 – 16,83^2)\cdot 0,4 = 13,9$ л/с.

$P_{Т.} = 8,11\cdot 0,02\cdot 1,06\cdot 13,9^2\cdot 2790/14,71^5 = 0,135$ МПа.

Находим гидравлические сопротивления цементного раствора в кольцевом пространстве:

- для тампонажного раствора нормальной плотности

$$P_{К.П.} = 8,11\cdot\lambda_{К.П.}\cdot Q^2\cdot\rho_{НТР.}\cdot L/(k\cdot D_{СКВ.} – D_{Н.ОК.})^3\cdot(k\cdot D_{СКВ.} + D_{Н.ОК.})^2; \qquad (78)$$

где $\lambda_{К.П}$ – гидравлические сопротивления в кольцевом пространстве.

$P_{К.П.}=8,11\cdot 0,035\cdot 13,9^2\cdot 1,83\cdot 1093/(1,25\cdot 21,59-16,83)^3\cdot(1,25\cdot 21,59+16,83)^2$ $=0,055$МПа

- для облегчённого тампонажного раствора

$$P_{К.П.} = 8,11\cdot\lambda_{К.П.}\cdot Q^2\cdot[\rho_{ОТР}\cdot(L_2 – L_{КОН.})/ (D_{СКВ.}\cdot k – D_{Н.ОК.})^3\cdot(D_{СКВ.}\cdot k +D_{Н.ОК.})^2 + \rho_{ОТР}\cdot L_{КОН.}/ (d_{КОН.}–D_{Н.ОК.})^3\cdot(d_{КОН.} + D_{Н.ОК.})^2] ; \qquad (79)$$

где $L_{КОН.}$ – длина кондуктора, м.

$d_{КОН.}$ – внутренний диаметр кондуктора, см

$P_{К.П.} = 8,11\cdot 0,035\cdot 13,9^2\cdot[1,48\cdot(1107 – 630)/ (1,25\cdot 21,59 –16,83)^3\cdot(1,25\cdot 21,59 +16,83)^2 + 1,48\cdot 630/(22,67 –16,83)^3\cdot(22,67+16,83)^2] = 0,184$ МПа.

Суммарные гидравлические сопротивления в кольцевом пространстве:

$P_{К.П.}$ = 0,055 + 0,184 = 0,239 МПа.

Находим $P_{Ц.Г.}$ по формуле записанной выше:

$P_{Ц.Г.}$= 10,58+0,135+0,239+3 =14 МПа.

Определяем давление на цементировочных насосах цементировочных агрегатов:

$P_{Ц.А.} \geq P_{Ц.Г.}/0,8$ = 17,5 МПа.

По расчетным значениям Q и $P_{Ц.А.}$ выбираем тип цементировочного агрегата (ЦА), количество которых определяем из соотношения:

$$n = Q / q + 1 \qquad (80)$$

где: q — производительность одного ЦА при давлении $P_{ЦА}$;

1 – резервный агрегат.

Такое давление обеспечит цементировочный агрегат типа ЦА – 320Мс диаметром втулки 127 мм, технические характеристики которого представлены в таблице 8.2.

Таблица 8.2 - Технические характеристики цементировочного агрегата ЦА-320М

Скорость агрегата	Подача, л/с	Давление, МПа
II	4,9	18,5
III	8,7	10,7
IV	13,3	7,0
V	20,0	4,7

n = 13,9/4,9 + 1 = 4

Принимаем количество цементировочных агрегатов равным 3, плюс 1 ЦА резервный.

Определим максимальную подачу, которую развивают 3 агрегата на максимальной передаче:

$Q_{МАХ.}$ = 20*3 = 60 л/с

Теперь проверим возможно ли закачать тампонажный раствор до забоя в режиме ускоренной закачкой:$Q_{МАКС} \leq \sqrt{[P_{ГР} / (1,2 \div 1,5) - 0,001\ gL^1\ \rho_{БР}]}$

/8,11 $\lambda_К$ {$\rho_{ТР}$ (L – l)/[($D_{СКВ}$ –$D_{ОК}$)^3

($D_{СКВ}$ + $D_{ОК}$)^2]+ $\rho_{СРВЗВ}$l / [($d_{КОН}$ – $D_{ОК}$)^3($d_{КОН}$ + $D_{ОК}$)^2]} (81)

$Q_{МАКС}$ ≤ √[46,5/1,2 – 0,001·9,81·2650·1,1]/8,11·0.035·{(1,83· 1093+1,48 ·1107)/[(21,59-16,83)^3·(21,59+16,83)^2]+1,1·630/[(23,56-16,83)^3•(23,56+16,83)^2)]}=68,7л/с

60 л/с < 68,7 л/с

Следовательно, до забоя можно закачивать тампонажный раствор в режиме ускоренной закачки.

Проверяем, достаточно ли суммарного объёма мерных баков цементировочных агрегатов $V_{МБ}$ (в м^3) для воды затворения тампонажной смеси:

$$V_{МБ} = 6\ n \geq V_В; \quad (82)$$

где $V_В$=27,4 м^3 (см. 5.3.)

Установка осреднительная УО на шасси КрАЗ-65101 (КрАЗ-65053)

Для обработки тампонажного раствора в процессе его приготовления с целью обеспечения однородности параметров смеси по всему объему выбираем одну установку осреднительную УО на шасси КрАЗ-65101, с 3-мя ЦА для нормальной работы в процессе цементирования (3 ЦА подают на УО, 3 ЦА от УО в скважину, 1 ЦА в резерве).

$V_{МБ}$ = 6·4=24 ≥ 27,4;

условие не выполняется, поэтому суммарного объёма мерных баков цементировочных агрегатов $V_{МБ}$ для воды затворения тампонажной смеси не достаточно, проектируем производить долив в мерные баки из системы водоснабжения буровой установки.

Объём продавочной жидкости равен $V_{ПР}$ = 49,23 м^3, а вместимость мерного бака ЦА равна 6 м^3. Следовательно, вместимость мерных баков 3 – х ЦА равна 6*3 = 18 м^3, 18 м^3< 49,23 м^3 поэтому проектируем производить дозаправку мерных баков продавочной жидкостью из мерных баков ЦА, работающих на осреднительную ёмкость, когда они закончат затворять цемент. Пока 3 ЦА продавливают тампонажный раствор, будет готовится продавочная жидкость в этих мерниках.

Выбираем цементосмесительную машину УС6-30, требуемое количе-

ство которых m определяем по формуле:

$$m =/ q_{CM} \quad (83)$$

где q_{CM} - производительность одной цементосмесительной машины, л/с.

m =60/27=2,2

Выбираем 3 цементосмесительные машины.

Проверяем, достаточно ли суммарной массы тампонажной смеси в бункерах цементосмесительных машин G (в тоннах) для цементирования колонны:

$$G = mG_{Б} \geq G_{СУХ} \quad (84)$$

где $G_{СУХ}$ - требуемая суммарная масса сухого тампонажного материала, $G_{СУХ}$=46,64т (см. 5.3.);

$G_{Б}$ - вместимость бункера смесителя, т; $G_{Б}$=26т [5]

G = 3·26 = 34,5 ₤ 46,64

Так как условие не выполняется, то придется производить дозагрузку-бункеров цементосмесительных машин при цементировании обсадной колонны.

8.4. Оценка качества цементирования скважины и испытание колонн на герметичность

Расчёт режимов закачки растворов начинаем с построения графика изменения давлений на цементировочной головке в зависимости от суммарного объёма закаченных растворов. График строим по трём характерным точкам, между которыми изменение давления на цементировочной головке с некоторой долей условности считаем линейным.

1. точка начала закачки тампонажного раствора в обсадную колонну, в которой давление на цементировочной головке равно сумме гидравлических сопротивлений в колонне и кольцевом пространстве;

2. точка, соответствующая моменту прихода тампонажного раствора на забой, когда давление на цементировочной головке минимально;

3. точка в конце продавки тампонажного раствора, в которой давление на цементировочной головке максимально.

Максимальное давление на цементировочной головке, без учёта давления “Стоп” в конце продавки тампонажной смеси $P_Ц$ находим по формуле:

$$P_Ц = P_{ЦГ} – P_{СТ} \quad (85)$$

$P_Ц$ =14 – 3 = 11 МПа.

Рассчитаем теперь давление, которое возникает на цементировочной головке в момент прихода тампонажной смеси на забой, $P^1_Ц$ (в МПа):

$$P^1_Ц = \Delta P^1_{ГС} + P^1_Т + P^1_К \quad (86)$$

где $\Delta P^1_{ГС}$ - максимальная ожидаемая разность гидростатических давлений в затрубном пространстве и в трубах на момент прихода тампонажной смеси на забой, МПа;

$P^1_{Т,}P^1_К$ - гидравлические сопротивления соответственно в трубах и в затрубном пространстве, МПа;

$\Delta P^1_{ГС}$ можно рассчитать по формуле:

$$\Delta P^1_{ГС} = 0{,}001\ gL^1\ (\rho_{БР} – \rho^1_{СРВЗВ}) \quad (87)$$

где: L^1 - глубина скважины по вертикали, м;

$g = 9{,}81$ м/с^2 - ускорение свободного падения;

$\rho_{БР}$ - плотность бурового раствора, г/см^3 (плотность буферного раствора принимается равной плотности бурового раствора);

$\rho^1_{СРВЗВ}$ – средневзвешенная плотность раствора в обсадной колонне на момент прихода тампонажного раствора на забой, г/см^3. Она равна плотности тампонажного раствора $\rho_{ТР}$, если необходимый объём тампонажного раствора$V_{ТР} \geq V_{ОК}$ -внутреннего объёма обсадной колонны, равного (в м^3):

$$V_{ОК} = \pi\ d^2_{ОК}\ L / 4, \quad (88)$$

где: L – длина обсадной колонны, м;

$d_{ОК}$ – средневзвешенный внутренний диаметр обсадной колонны, м.

$V_{ТР} = 47{,}97$ м^3 ≠ $3{,}14 \cdot 0{,}1577^2 \cdot 2790/4 = 55{,}05$ м^3

$$\rho^1_{СРВЗВ}=(H_1 \cdot \rho_{ТС1} + H_2 \cdot \rho_{ТС2} + H_3 \cdot \rho_{ПЖ}) \cdot 0{,}001/ L \quad (89)$$

где H_3-высота столба продавочной жидкости в обсадной трубе, м;

H_1-высота столба облегченного тампонажного раствора в обсадной трубе, м;

H_2-высота столба тампонажного раствора нормальной плотности в обсадной трубе, м;

L – длина обсадной колонны, м;

$$H_1 = 4 \cdot V_{ОТР} / \pi \cdot d^2_{ОК}; \quad (90)$$

$H_1 = 4 \cdot 36,65/3,14 \cdot 0,1577^2 = 1877$ м;

$$H_2 = 4 \cdot V_{НТР} / \pi \cdot d^2_{ОК}; \quad (91)$$

$H_2 = 4 \cdot 11,32/3,14 \cdot 0,1577^2 = 580$ м;

$$H_3 = 4 \cdot V_{ПЖ} / \pi \cdot d^2_{ОК}; \quad (92)$$

$H_3 = 4 \cdot 49,23/3,14 \cdot 0,1577^2 = 1243$ м; принимаем 333 м, так как на момент прихода тампонажного раствора на забой, не весь объём продавочной жидкости закачан в скважину.

$\rho^1_{СРВЗВ} = (1877 \cdot 1,48 + 580 \cdot 1,83 + 333 \cdot 1,06) \cdot 0,001/2790 = 1,503$ г/см^3.

$\Delta P^1_{ГС} = 0,001 \cdot 9,81 \cdot 2650 \cdot (1,08 - 1,503) = -10,997$ МПа.

Найдём гидравлические сопротивления в трубах $P^1_Т$ (в МПа) для этого случая из формулы:

$$P^1_Т = \Sigma P_Т{}^i P^1_Т{}^i = 8,11 \, \lambda_Т \, \rho^i Q^2_{МАКС} L^i / d^5_{ОК}{}^i \quad (93)$$

где $\lambda_{Т,\,К}$ - коэффициенты гидравлических сопротивлений внутри обсадной колонны и кольцевом пространстве, для практических расчетов принимаются равными 0,02 и 0,035 соответственно;

ρ^i – плотность раствора в секциях обсадной колонны, г/см^3. Она равна плотности тампонажного раствора $\rho_{ТР}$, если необходимый объём тампонажного раствора $V_{ТР} \geq V_{ОК}$;

L^i – длина секций обсадной колонны, м;

$d_{ОК}{}^i$ – внутренние диаметр секций обсадной колонны, см.

$P_Т{}^1 = 8,11 \cdot 0,02 \cdot 1,1 \cdot 60^2 \cdot 140/14,71^5 = 0,13$ МПа;

$P_Т{}^2 = 8,11 \cdot 0,02 \cdot 1,06 \cdot 60^2 \cdot 646/15,05^5 = 0,52$ МПа;

$P_Т{}^3 = 8,11 \cdot 0,02 \cdot 1,655 \cdot 60^2 \cdot 1096/15,23^5 = 1,29$ МПа;

$P_Т{}^4 = 8,11 \cdot 0,02 \cdot 1,655 \cdot 60^2 \cdot 906/15,05^5 = 1,13$ МПа;

$P^1_Т = 0,13 + 0,52 + 1,29 + 1,13 = 3,07$ МПа.

$P^1_К = 8,11 \cdot 0,035 \cdot 60^2 \cdot ((1,83 \cdot (2790 - 1093) + 1,48 \cdot (1093 - 630))/((21,59 - 16,83)^3 \cdot (21,59 + 16,83)^2) + 1,1 \cdot 630/((21,59 - 16,83)^3 \cdot (21,59 + 16,83)^2)) = 4,746$ МПа.

Подставив полученные значения $\Delta P^1_{ГС}$, $P^1_Т$, $P^1_К$ в выражение $P^1_Ц = \Delta P^1_{ГС} + P^1_Т + P^1_К$ найдём величину давления на цементировочной головке в момент прихода тампонажного раствора на забой.

$P_Ц$ = -10,997+3,07+4,746 = -3,18 МПа.

Давление на цементировочной головке в момент начала закачки тампонажного раствора в обсадную колонну $P^0_Ц$ (в МПа) равна сумме гидравлических сопротивлений в секциях обсадной колонны $P^0_Т$ и $P^0_К$, которые рассчитывают по формулам:

$$P^0_Т = \Sigma P_Т^i;\ P_Т^i = 8{,}11\ \lambda_Т\ \rho_{БР} Q^2_{МАКС} L^i / d^5_{ОК}{}^i \qquad (94)$$

$$P_К = 8{,}11\ \lambda_К Q^2_{МАКС}\ \{\rho_{БР}\ (L - l) / [(D_{СКВ} - D_{ОК})^3 (D_{СКВ} + D_{ОК})^2] + \rho_{БР} l / (d_{КОН} - D_{ОК})^3 (d_{КОН} + D_{ОК})^2]\} \qquad (95)$$

где $\lambda_{Т,\ К}$ - коэффициенты гидравлических сопротивлений внутри обсадной колонны и кольцевом пространстве, для практических расчетов принимаются равными 0,02 и 0,035 соответственно;

$D_{СКВ}$, $D_{ОК}$, $d_{КОН}$ - соответственно средний диаметр скважины, наружный диаметр обсадной колонны и внутренний диаметр кондуктора, см;

Q- производительность закачки раствора, л/с;

L- длина обсадной колонны, м;

l - длина кондуктора, м;

$d_{ОК}^i$ - внутренние диаметры секций обсадной колонны, см;

$P_Т^i$ - гидравлические сопротивления внутри секций обсадной колонны, имеющих диаметры $d_{ОК}^i$, МПа;

L^i – длина секций обсадной колонны, м;

$\rho_{БР}$ – плотность продавочной жидкости, г/см^3.

$P_Т^1 = 8{,}11 \cdot 0{,}02 \cdot 1{,}1 \cdot 60^2 \cdot 140 / 14{,}71^5 = 0{,}13$ МПа;

$P_Т^2 = 8{,}11 \cdot 0{,}02 \cdot 1{,}1 \cdot 60^2 \cdot 646 / 15{,}05^5 = 0{,}54$ МПа;

$P_Т^3 = 8{,}11 \cdot 0{,}02 \cdot 1{,}1 \cdot 60^2 \cdot 1096 / 15{,}23^5 = 0{,}86$ МПа;

$P_Т^4 = 8{,}11 \cdot 0{,}02 \cdot 1{,}1 \cdot 60^2 \cdot 906 / 15{,}05^5 = 0{,}75$ МПа;

$P^0_Т$ =0,13+0,54+0,86+0,75=2,28 МПа.

$P_К = 8{,}11 \cdot 0{,}035 \cdot 60^2 \cdot (1{,}1 \cdot 2160) / ((21{,}5916{,}83)^3 \cdot (21{,}59+16{,}83)^2) + 1{,}1 \cdot 630 / ((21{,}59-16{,}83)^3 \cdot (21{,}59+16{,}83)^2)) = 3{,}849$ МПа.

$P^0_Ц$ =2,28+3,849=6,129 МПа.

Давление на цементировочной головке в начале закачки тампонажного раствора в обсадную колонну не должно быть больше давления в конце продавки, по результатам расчёта это условие выполняется.

Таким образом, нашли необходимые для построения графика изменения давления на цементировочной головке величины давлений в моменты начала закачки тампонажной раствора $P^0_Ц$, прихода тампонажного раствора на забой $P^1_Ц$ и конца продавки $P_Ц$ (ординаты графика).

Следующий этап – определие суммарных закачанных объёмов ΣV в скважину при цементировании (абсциссы графика). Эти объёмы рассчитываем без учёта закачки буферной жидкости. На момент начала закачки тампонажного раствора объём $ΣV^0$ равен нулю. В момент прихода тампонажного раствора на забой $ΣV^1$ равна внутреннему объёму обсадной колонны $V_{ОК}$. $ΣV^1 = V_{ОК}$ =55,05 м^3

В конце продавки тампонажного раствора ΣV равен сумме объёмов тампонажного раствора $V_{ТР}$ и продавочной жидкости $V_{ПР}$:

$$ΣV=V_{ТР}+ V_{ПР} \quad (96)$$

ΣV =47,97+49,23=97,2 м^3

Вычисляем время прихода тампонажного раствора на забой скважины в режиме ускоренной закачки, с производительностью $Q_{МАКС,}$ $t_З$ (в мин):

$$t_З = 16,7\ ΣV^1 / (q_{МАКС}• n), \quad (97)$$

где: $q_{МАКС}$- производительность закачки тампонажного раствора в обсадную колонну одним цементировочным агрегатом до забоя в режиме ускоренной закачки на 5-й передаче л/с;

n – число цементировочных агрегатов.

$t_З$ = 16,7•55,05/(20• 3)=11,49 мин

Рассчитаем теперь время продавки тампонажного раствора в заколонное пространство цементирования $t_П$ (в мин) на 5-ой передаче:

$$t_П =16,7(ΣV^{i+1}–ΣV^i) / (q^i (n – 1)), \quad (98)$$

где: q- производительность продавки тампонажного раствора в заколонное пространство одним цементировочным агрегатом л/с.

Т.к. подача насосов цементировочных агрегатов в процессе продавки меняется, то рассчитываем время продавки для каждой подачи и суммируем полученные времена для определения $t_П$.

$t_{П\,V}$= 16,7•(81-55,05) / (20•(4 – 1))=7,223 мин

$t_{П\,IV}$= 16,7•(87-81) / (13,3•(4 – 1))=2,511 мин

$t_{П\,III}$= 16,7•(94- 87) / (8,7•(4 – 1))=4,479 мин

$t_{П\,II}$= 16,7•(98,49-94) / (4,9•(4 – 1))=5,1 мин

$Σt_П$=7,223+2,511+4,479+5,1=19,313 мин

Определяем время цементирования скважины $t_Ц$ (в мин):

$$t_Ц = t_{ЗАК} + 15 \text{ мин} = t_З + t_П + 15 \text{ мин} \quad (99)$$

где: $t_{ЗАК}$ - затраты времени на закачивание тампонажного раствора и его продавку, мин;

15 мин – дополнительное время, необходимое для вывода цементосмесительной машины на режим, освобождения продавочной пробки и получения сигнала “Стоп”.

$t_Ц$=11,49+19,313+15=45,803 мин ≤ 0,75 $t_{ЗАГ}$

45,803 мин ≤ 0,75*80=60 мин

Рассчитываем также число агрегатов, задействованных в закачке буферной жидкости, по формуле:

$$n_{БЖ} = V_{БЖ} / V_{МБ} \quad (100)$$

где: $V_{БЖ}$ – объём буферной жидкости, м^3;

$V_{МБ}$ – объём мерных баков, м^3.

$n_{БЖ}$ = 4,6/ 30=0,15

Принимаем число агрегатов, задействованных в закачке буферной жидкости равным 1.

Время закачки буферной жидкости $t_{БЖ}$ определяем по формуле:

$$t_{БЖ} = 16,7\ V_{БЖ} / (q_{МАКС} n_{БЖ}), \quad (101)$$

где: $V_{БЖ}$ – объём буферной жидкости, м^3;

$q_{МАКС}$- производительность закачки раствора в обсадную колонну одним цементировочным агрегатом в режиме ускоренной закачки л/с.

$t_{БЖ}$ = 16,7•4,6/(20•1)=3,8

9. Обвязка устья скважины

9.1. Схема обьвязки устья скважины при бурении, цементировании, испытании

Критериями выбора ПВО являются максимальное давление, возникающее на устье скважины при полном замещении промывочной жидкости пластовым флюидом при закрытом превенторе и диаметры проходных отверстий превенторов, позволяющих нормально вести углубление скважины или проводить в ней любые работы.

Величина максимального устьевого давления $P_{му}$ рассчитывается по формуле:

$Р_{му}= Р_{пл} - \rho g h$,

где $Р_{пл}$- пластовое давление в кровле продуктивного пласта, МПа ;

ρ - плотность флюида, кг/м^3 ;

g - ускорение свободного падения, м/с^2 ;

h- глубина залегания кровли продуктивного пласта, м.

$P_{му}= 24{,}79-774\cdot 9{,}8\cdot 2479\cdot 10^{-6}=24{,}79-18{,}8=5{,}99$ Мпа,

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

В проекте при освоении скважины принимается оборудование устья скважины малогабаритной превенторной установкой типа ППР 180×21, (диаметр проходного отверстия – 180 мм, рабочее давление – 21 МПа).

Выбираем колонную головку по диаметру обсадных колонн и наибольшему давлению на устье. Давление на устье скважины при опрессовке составит 11,5 МПа. Следовательно, для обвязки устья скважины принимаем колонную головку ОКК1-14-168х245 с рабочим давлением 14 МПа.

10. Метод закачивания скважины и вскрытие продуктивного горизонта

10.1. Вторичное вскрытие продуктивного горизонта

Основная задача вторичного вскрытия – создание совершенной гидродинамической связи между скважиной и продуктивным пластом без отрицательного воздействия на коллекторские свойства призабойной зоны пласта, без значительных деформаций обсадных колонн и цементной оболочки. Решение этой задачи обеспечивается правильным выбором условий перфорации, перфорационной среды, оптимального для данных условий типоразмера стреляющей аппаратуры и оптимальной плотности перфорации..

Выбор перфоратора проводим по табл. 10.1 Наиболее подходит к данным условиям перфоратор кумулятивный бескорпусной ПКС – 105У. Характеристика перфоратора представлена в таблице 10.1.

Таблица 10.1-Техническая характеристика перфоратора ПКС – 105У

Техническая характеристика	
Максимальное гидростатическое давление, МПа	50;80
Максимальная температура, C^0	100;150
Минимальное гидростатическое давление в скважине, МПа	10
Минимальный внутренний диаметр обсадной колонны, мм	118
Число труб в интервале перфорации	1-3
Средний диаметр канала, мм	12

Интервал перфорации считается по формуле:

$$H = n/m, \quad (102)$$

где: m – плотность перфорации, отверстие на 1м., n – кол-во перфорированных отверстий;

$$S_{тр} \le n*S_{пер}, \quad (103)$$

где: $S_{тр}$ – площадь трубы, n – кол-во перфорированных отверстий, $S_{пер}$ – площадь перфорации;

$$n \geq S_{тр}/ (S_{пер}*K_{Р}), \quad (104)$$

где: $S_{тр} = \pi d^2/4$, d – внутренний диаметр колонны, $S_{пер} = \pi d^2/4$, d – диаметр перфорационного канала;

$n \geq (3,14*0,1471^2/4)/ ((3,14*0,012^2/4)*0,62)$

$n \geq 0,017/0,0000682$

$n \geq 249$

Интервал перфорации:

H = 249/18 = 13,8 м;

Спускаем 1 перфоратор кумулятивный бескорпусной ПКС – 105У.

Устье скважины перед проведением перфорации оборудуется малогабаритной превенторной установкой типа ППР 180х21.

Перфорационную среду представляет раствор CaCl, плотностью 1,06 г/см^3, которым производили продавку тампонажных растворов. Вторичное вскрытие пласта на проектной репрессии в 2-3 МПа.

11. Предупреждение и ликвидация осложнений и аварий при бурении и креплении скважины

Главные причины аварий в скважине происходят в результате несоблюдения утвержденного режима бурения, неисправности бурильного инструмента и бурового оборудования, недостаточной квалификации или халатности членов буровой бригады.

Для предупреждения поглощений выполняются следующие мероприятия:

- ограничение скорости спуска бурильного инструмента и постоянный контроль вытесняемого бурового раствора из скважины;

- проведение промежуточных промывок не менее 1-ой на 500 м спуска труб с продолжительностью не менее 1 цикла;

- восстановление циркуляции на забое при минимальной производительности буровых насосов с расхаживанием бурильного инструмента 2-3 мин и вращением ротором;

- контроль уровня раствора в приемных емкостях.

Для предотвращения обвалов необходимо выполнять следующие мероприятия:

- Для предотвращения резких колебаний на стенки скважины при СПО обязательно производят, долив скважины через каждые 5 – 7 свечей.

- Перед подъемом инструмента делается промывка скважины, обрабатывается и производится очистка промывочной жидкости по циклу. Не допускается подъем инструмента при повышенных значений вязкости и СНС.

- Подъем инструмента с сальником, в интервале затяжек производится на пониженной скорости, до 0,4 м/с.

- После подъема с затяжками на значительном интервале, запрещается спускать в скважину компоновки с отклонителями, а также жесткие компоновки, включающие УБТ, калибраторы большого диаметра, центраторы и т.п.

Для предотвращения прихватов следует проводить следующие технологические операции:

- Промывка ствола скважины должна обеспечить скорость восходящего потока бурового раствора в кольцевом пространстве не ниже = 1,8м/с;

- Не допускать длительной (свыше 30 минут) промывки ствола скважины с пониженной подачей;

- При выборе плотности бурового раствора необходимо учитывать пластовое давление. В прихватоопасных интервалах, расположенных на глубине 1200м. и представленных хорошо проницаемых отложениях (песчаниками и трещиноватыми известняками), гидростатическое давление не должно быть больше пластового более чем на 5 – 10 %, в этих же условиях показатель фильтрации должен быть не более 3-4 $см^3$ / 30 мин по прибору ВМ- 6.

- для повышения смазочной способности необходимо в течении всего цикла бурения скважины поддержать в промывочной жидкости определенное содержание смазочных веществ: нефти, СМАД- 1, ОЖК и др. Установлено, что добавка 2- 5 % этих веществ к объему циркулирующего раствора эквивалентна по смазочному действию добавке 10 % нефти.

- для предупреждения прихватов, которые вызваны поглощением бурового раствора, необходимо уменьшить гидродинамическое давление при спуске инструмента, снижением структурно – механических свойств бурового раствора и ограничением скорости спуска труб.

- при временном прекращении циркуляции бурового раствора, колонну бурильных труб поднимают с забоя на длину ведущей трубы, периодически колонну расхаживают и проворачивают ротором.

- нельзя углублять скважину, когда колонна труб движется в ней с затяжками, посадками, подклиниваниями вызванные осыпями, обвалами, пластическими деформациями пород. Эти осложнения ликвидируются тщательной проработкой ствола скважины и регулированием свойств бурового раствора.

Мероприятия по предупреждению газонефтеводопроявлений (ГНВП) и открытых фонтанов при бурении скважин:

- После цементирования кондуктора на устье скважины устанавливается противовыбросовое оборудование (ПВО) ОП5 – 280/80 – 35.

- Перед установкой ПВО на устье скважины устанавливается колонная головка ОКК1-21-168х245 с рабочим давлением 21 МПа.

- Запрещается углубление скважины и подъем инструмента, если параметры бурового раствора не соответствуют параметрам, указанным в геолого-техническом наряде.

- Бурение в интервалах с возможными газонефтеводопроявлениями необходимо осуществлять с установкой под рабочей трубой шарового крана или обратного клапана.

- Должен быть обеспечен объем запаса бурового раствора равный двум объемам скважины.

- При подъеме бурильной колонны следует обеспечить непрерывный долив скважины и контроль за объемом доливаемой жидкости, пользуясь уровнемером.

- При наличии признаков сальникообразования запрещается подъем инструмента из скважины до полной ликвидации сальника путем интенсивной промывки и расхаживания инструмента.

- При простоях скважины без промывки более 48 часов, перед подъемом инструмента необходимо произвести выравнивание раствора в соответствии с параметрами, указанными в ГТН.

- При простоях скважины более 48 часов, спуск бурильной колонны должен производится с промежуточными промывками через 300 м и замером параметров бурового раствора, выходящего из скважины.

- При наличии вскрытых пластов, склонных к ГНВП, подъем инструмента следует производить на пониженных скоростях, до 1,0 м/с.

- Опрессовку обсадных колонн, цементного камня, противовыбросового оборудования необходимо производить в соответствии с требованиями «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности » и

«Инструкцией по монтажу и эксплуатации противовыбросового оборудования на буровой».

- При спуске обсадных колонн необходимо ограничивать скорость спуска в целях предотвращения гидроразрыва пластов.

- Запрещается бурение скважин при незагерметизированном устье ранее пробуренных на кусте скважин.

- К работам на скважинах с возможными ГНВП не допускаются специалисты и бурильщики, не прошедшие обучение в специализированных учебно-курсовых комбинатах по курсу «Контроль скважины. Управление скважиной при ГНВП».

- С членами буровых бригад проводится инструктаж по предупреждению ГНВП и открытых фонтанов согласно программы, утвержденной главным инженером предприятия.

- При появлении признаков ГНВП первым закрывается универсальный превентор.

- После герметизации устья скважины дальнейшие работы по ликвидации ГНВП проводятся под руководством мастера или ответственного инженерно-технического работника.

Основными признаками поломки долота во время бурения являются прекращение углубления скважины и сильная вибрация бурильной колонны. Чаще всего происходит заклинивание шарошек, поломка (разрушение) подшипников у долота.

Для предотвращения аварий, связанных с поломкой долота необходимо:

- Перед спуском долота в скважину проводить его проверку кольцевым шаблоном, проверить замковую резьбу, сварочные швы лап и корпуса и промывочные отверстия – наружным осмотром, насадку шарошек на цапфах – вращением шарошек от руки;

- Производить процесс бурения в соответствии с указаниями геолого-технического наряда;

- Поднятое долото из скважины отвинчивать при помощи специальной отворотной доски вставленной в ротор, промывать долото водой, подвергать наружному осмотру и замеру, информация об износе долот и характере повреждения кодируется и регистрируется в специальном журнале. Это позволяет в будущем принимать решение об эксплуатации долот в данном интервале в последующих скважинах.

- Периодически очищать забой скважины от металла магнитным фрезом или магнитным шламоуловителем.

Поломки турбобура происходят вследствие разъедания промывочной жидкостью, развиньчивания и вырывания верхней резьбы корпуса из нижней резьбы переводника и отвинчивания ниппеля с оставлением в скважине турбины. Признаком таких поломок является резкое падение давления на буровых насосах и прекращение проходки.

Для предотвращения аварий с турбобуром надо проверять крепление гайки, переводника, ниппеля и вращение вала каждого турбобура. Перед спуском в скважину нового турбобура или турбобура поступившего из ремонта, необходимо проверять плавность его запуска при подаче насосов, соответствующей нормальному режиму его работы, осевого люфта вала, перепад давления, герметичность резьбовых соединений и отсутствие биения вала.

Предупреждение аварий с бурильной колонной достигается выполнением следующих мероприятий:

- Бурильные трубы (комплекты), ведущие, утяжеленные бурильные трубы, переводники и опорно-центрирующие элементы бурильной колонны должны иметь выписанные паспорта до начала эксплуатации бурильного инструмента, которые заполняются в течение всего срока эксплуатации до их списания;

- Свинчивание замковых рузьб бурильных, ведущих и утяжеленных бурильных труб, переводников и элементов КНБК должно проводиться в соответствии с рекомендуемыми заводами-изготовителями величинами моментов и использованием для контроля манометров;

- Необходимо иметь специальные средства для «левого» разворота бурильных труб в скважине при аварийных работах;

- Строго соблюдаться режим бурения и использования КНБК по интервалам бурения и конструкции бурильных колонн, предусмотренные в проекте;

- При длительных остановках или простоях скважин бурильный инструмент должен быть поднят в башмак обсадной колонны; периодически следует проводить шаблонировку открытого ствола, а при необходимости проработку до забоя.

12. Специальная тема.

Бурение винтовыми забойными двигателями

Забойные двигатели

Источником энергии забойных двигателей является поток бурового раствора. Существуют два основных типа забойных двигателей. Турбина, принцип действия которой подобен принципу осевого или центробежного насоса и винтовой забойный двигатель (ВЗД).

Турбобуры

Это гидравлическая машина, в которой для преобразования гидравлической энергии потока промывочной жидкости в механическую энергию вращательного движения использована многоступенчатая осевая турбина Рабочий элемент турбобура - турбина. Каждая ступень турбины состоит из статора и ротора.

Турбобуры предназначены для привода алмазными и шарошечнымидолот и долот режущего типа при проведении работ по капитальному ремонту скважин, при бурении прямолинейных и искривленных участков стволов нефтяных и газовых скважин. Благодаря высоким энергетическим параметрам, турбобуры эффективно работают как при разбуривании цементных мостов, так и при бурении горных пород.

В бурении нашли применение лопастные гидродвигатели - гидравлические турбины (гидротурбины). Гидротурбина - это гидромашина, обратная лопастному насосу, которая служит для преобразования механической энергии потока жидкости в механическую энергию на валу. Гидротурбины по исполнению бывают: радиальные, радиально-осевые, диагональные. У осевых гидротурбин поток жидкости движется параллельно оси вращения турбины; у радиально-осевых - перпендикулярно оси вращения, а выходит из турбины параллельно оси вращения. В диагональных гидротурбинах лопасти лопаток уста-

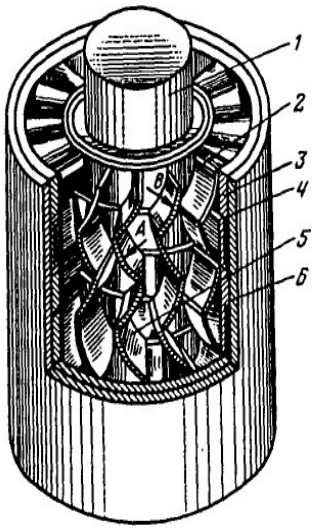


Рис. 12.1. Принцип действия турбины и турбобу-

навливаются под углом 45 - 60^{o} к оси вращения, а жидкость движется под углом вращения турбины. При бурении скважин на нефть и газ широко применяются турбобуры (рис.12.1.) - забойные гидравлические двигатели с многоступенчатыми турбинами осевого типа. Каждая ступень турбобура состоит из неподвижного направляющего колеса (статора) 1 с лопатками 2 и насаженного на вал 3 вращающего рабочего колеса (ротора) 4 с лопатками 5. Лопатки статора по конструкции являются зеркальным отражением лопаток ротора.

Поток жидкости, двигаясь по криволинейным каналам между лопатками, действует на них с силами А и В. Силы А создают вращающий момент на валу турбобура, который передается долоту, а силы В - реактивный момент, воспринимаемый корпусом 6 и колонной бурильных труб. В зависимости от назначения различают турбобуры: для сплошного бурения шарошечными и алмазными долотами; колонковые турбодолота КТД; специальные для бурения стволов большого диаметра методом РТБ (реактивно-турбинного бурения), для наклонного бурения (турбинный - отклонитель), для бурения вставными долотами. Турбобуры одинакового назначения отличаются по диаметру корпуса (240, 215, 195, 172, 164, 127, 104,5 мм) и по числу секций: односекционные типа Т12М3 и Т12РТ с числом ступеней до 160, двухсекционные типа ТС и А, трёхсекционные типов 3ТС и А. По устройству нижняя секция секционного турбобура аналогична односекционному турбобуру и может применяться самостоятельно. Верхние секции могут иметь собственную (независимую) подвеску вала на осевой опоре (в турбобурах типа А6КЗС) или же передавать осевую нагрузку, действующую на ротор, валу нижней секции. Для соединения валов служат конусно-шлицевые муфты. Основной парк действующих турбобуров составляют шпиндельные машины.

Перетекая из ступени в ступень, буровой раствор отдает часть своей гидравлической мощности каждой ступени. В результате вращающие моменты всех ступеней суммируются на валу турбобура и передаются долоту. Создаваемый при этом в статорах реактивный момент воспринимается корпусом турбобура и бурильной колонной.

Работа турбины характеризуется частотой вращения вала n , вращающим моментом на валу M, мощностью N, перепадом давления ΔP и коэффициентом полезного действия η. Зависимость момента от частоты вращения ротора почти прямолинейная. Следовательно, чем больше n, тем меньше M, и наоборот.

В этой связи различают два режима работы турбины:

1. тормозной, когда $n = 0$, а M достигает максимального значения
2. холостой, когда n достигает максимального, а $M = 0$.

Режим, при котором мощность турбины достигает максимального значения называется экстремальным. Все технические характеристики турбобуров даются для значений экстремального режима. В этом режиме работа турбобура наиболее устойчива, так как небольшое изменение нагрузки на вал турбины не приводит к сильному изменению n и, следовательно, к возникновению вибраций, нарушающих работу турбобура. Режим, при котором коэффициент полезного действия η турбины достигает максимального значения, называется оптимальным. При работе на оптимальном режиме, т.е. при одной определенной частоте вращения ротора турбины для данного расхода бурового раствора Q, потери напора на преодоление гидравлических сопротивлений в турбине ΔP минимальны.

Турбина турбобура включает несколько десятков (и сотен) отдельных турбинок состоящих из статора и ротора. Применяются пропеллерные турбинки лопастного типа. В роторе и статоре по окружности размещено одинаковое количество (до 30) лопаток с определенным изгибом (разные и высотой). Турбинки обычно изготавливаются полностью из стали путем кокильного или точного литья. Лопатки турбинок отливаются отдельно или совместно с корпусом турбинки. Разработаны безободные турбинки и пластмассовые, полностью или частично. Специальная конструкция турбинок разработана для турбобуров с плавающими статорами (обод статора разрезной, имеется стопорное устройство, торцы турбинки профильные). У турбины А7ПЗ лопатки имеют поджатие с боков. Лопатки турбинок ГТ (гидрорешетки торможения) прямые. Таким образом, турбина, являясь частью турбобура,

выполняет функцию преобразователя энергии, тогда как турбобур представляет собой машинный агрегат, работающий совместно с бурильным инструментом, поэтому характеристики турбобура и турбины отличаются.

Для упрощения регулировки люфта турбобура с одновременным увеличением числа турбинок и мощности турбобура разработаны турбобуры типа ТПС с «плавающими» статорами турбинок. Появилась возможность получать те же величины «М» «Q» и пониженных частотах вращения вала турбобура, а при тех же «Q» - большие «М», ограничения на величину люфта турбобура в 5 - 10 мм здесь сняты, так как в осевом направлении статоры перемещаются свободно. Наличие шпоночного соединения исключает проворот статоров вокруг оси турбобура, а силы трения при опоре статора на ротор турбинки снижены благодаря специальной конструкции торцевой поверхности турбинок. Статор турбинки разрезной, чтобы он плотней вписывался внутри корпуса двигателя, при этом стопорное устройство свободно перемещается в шпоночном пазу корпуса.

Для бурения с пониженными «n» разработано несколько конструкций ГЗД с редукторами, которые называют редукторными турбобурами. Наиболее работоспособными по времени отработки признан двигатель ТРМ-195 (турбобур редукторный с маслонаполненным редуктором)

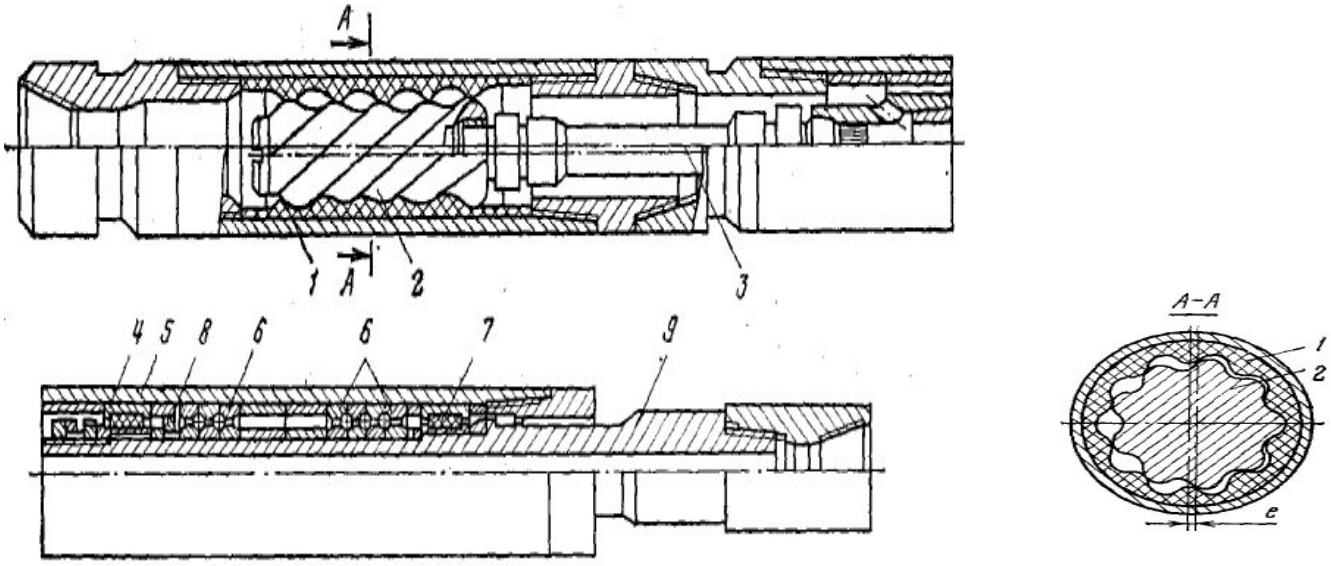
С целью изменения направления оси скважины в процессе ее углубления (в основном для увеличения зенитного угла) применяют турбинные отклонители - ТО, состоящие из турбинной и шпиндельной секций, корпусы которых соединены муфтой с перекошенной резьбой. Валы шпинделя и турбины имеют специальное соединение, предотвращающее их слом. Шпиндель у ТО укорочен, для проводки направленно-искривленных скважин разработана конструкция укороченного турбобура типа Т12М3К.

При отборе керна применяют специальные турбобуры с полым валом, которые в сборке с керноприемным устройством принято называть «колонковым турбо - долотом» - КТД (в основном КТД3 и КТД4). Последняя модель применяется в двухсекционном исполнении для повышения мощности турбины.

С целью стабилизации направления оси скважины и замеров зенитного и азимутального углов вблизи забоя разработано также несколько конструкций забойных двигателей. В одной из последних конструкций: ТВК - 240 (турбобур с вращающимся корпусом) предусмотрены вращение корпуса, турбобура и полый вал для пропуска инклинометра ближе к долоту. Инклинометр при замерах располагается в немагнитной вставке пологого вала ТВК. Часть потока промывочной жидкости, пройдя через турбину, отводится в затрубное пространство, а часть - через полый вал и долото поступает на забой скважины для очистки ее нижней части.

Винтовые забойные двигатели

Винтовой забойный двигатель можно рассматривать как шестеренный насос с косозубыми шестернями, число зубьев которых уменьшено до числа заходов винтовой нарезки. Одновинтовой насос имеет в качестве рабочих органов: неподвижную обойму (статор, он же замыкатель) и винт, совершающий планетарное движение вокруг оси обоймы, и представляет собой механизм с гипоциклоидным зацеплением и кинематическим отношением $z_2/z_1=9/10$. Гидравлический винтовой двигатель гидробура (рис.12.2.) состоит



1 - статор; 2 - ротор; 3 - шарнирное соединение; 4, 7 - радиальные опоры; 5 - корпус шпинделя; 6 - осевая опора; 8 - торцовое уплотнение; 9 - вал шпинделя

Рис. 12.2. Винтовой забойный двигатель

из статора 1 и эксцентрично расположенного ротора 2, представляющего собой как бы зубчатую пару с внутренним зацеплением с винтовыми зубьями. Число зубьев статора на один больше зубьев ротора (признак героторного механизма), что позволяет емусовершать планетарное движение, как бы об, ось ротора при этом движется по окружности с диаметром, равным двойному эксцентриситету «е». При качении окружности внутри образуется гипоциклоида с ветвями очерчивающими «скелеты» венца и шестерни, находящиеся в зацеплении. Кроме того, имеется точка контакта на впадинах зубьев, благодаря чему внутри венца образуется ряд разобщенных ячеек, площадь которых изменяется от максимальной - до нуля. Винтовые поверхности статора и ротора делят рабочий объем двигателя на ряд полостей. Полости, связанные с областями высокого и низкого давлений, называются камерами, а замкнутые полости - шлюзами. Двигатель и шпиндель связаны двухшарнирным соединением 3, компенсирующим эксцентриситет. В поперечном сечении забойного двигателя (8, А-А) имеются десять полостей, являющихся сечениями рабочих камер (шлюзов), разделенными контактными линиями. Каждая камера про мере вращения переодически связывается с полостями высокого и низкого давлений и становится шлюзом. Под действием перепада давления жидкости на ведущем винте образуется вращающий момент, передаваемый навал шпинделя. Чем больше перепад давления на двигателе, тем больше вращающий момент. По принципу действия винтовой двигатель можно сравнить с поршневым гидравлическим двигателем, снабженным поршнем, перемещающимся вдоль оси ротора по винтовой линии. Роль поршня выполняют отсекающие поверхности винтового ротора.

Объемный двигатель представляет собой разновидность забойной гидравлической машины, в которой для преобразования гидравлической энергии потока промывочной жидкости в механическую энергию вращательного движения использован героторный винтовой механизм (отсюда второе название двигателей этого типа – «винтовой»). По принципу действия ВЗД являются объемной (гидростатической) машиной, многозаходные рабочие органы ко-

торой представляют собой планетарно-роторный механизм с внутренним косозубым зацеплением.

Выпускаемые в России ВЗД общего назначения выполняются по единой схеме, имеющей неподвижный статор и вращающийся ротор, соединяемые со шпинделем, и охватывают диапазон диаметров корпуса от 127 до 240 мм и предназначены для привода долот шарошечных и безопорных, бурголовок, фрезеров и райберов диаметром от 139,7 до 295,3 мм. ВЗД эксплуатируются с использованием воды и буровых растворов плотностью до 2000 кг/м^3, включая аэрированные растворы и пены, с содержанием песка не более 1 % по весу, максимальным размером частиц не более 1 мм, при забойной температуре не выше +100 °С.

Забойный двигатель типа Д включает две секции: двигательную и шпиндельную. Основная часть двигательной секции - пара статор и ротор.

Статор изготовлен нанесением специальной резины на внутреннюю поверхность стального корпуса. Внутренняя поверхность статора имеет вид многозаходной винтовой поверхности. В двигателях правого вращения винтовая линия имеет левое направление. У двигателя Д2-172 статор имеет 10 заходов.

Ротор изготовляют из стали в виде многозаходного винта. Количество винтовых линий ротора на одну меньше, чем у статора (у ротора двигателя Д2-172 их девять). Наружную поверхность ротора покрывают износостойким металлом (хромируют). Ротор расположен в статоре с эксцентриситетом «е» равным половине высоты зуба (рис. 12.3.)

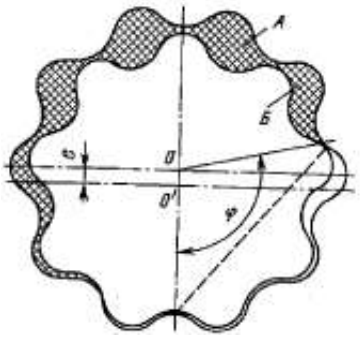


Рис. 12.3. Контуры сечений рабочих поверхностей статора (А) и ротора (Б) винтового двигателя. Заштрихованы шлюзовые камеры высокого давления

Вследствие разницы чисел заходов в винтовых линиях статора и ротора их контактирующие поверхности образуют ряд замкнутых полостей - шлюзов между камерами высокого давления у верхнего конца ротора и пониженного давления у нижнего. Свободный ток жидкости через двигатель как бы перекрыт шлюзами, в которых действие давления жидкости приводит к появлению результирующего момента.

За счет специального профиля зубьев обеспечивается непрерывный контакт между поверхностями ротора и статора, что является принципиальной основой рабочего процесса винтового двигателя. Под действием неуравновешенных гидравлических сил ротор двигателя совершает планетарное движение, обкатываясь по зубьям статора: ось ротора 0 движется вокруг оси статора 0^1 против часовой стрелки по окружности радиуса «е», а сам ротор поворачивается по часовой стрелке.

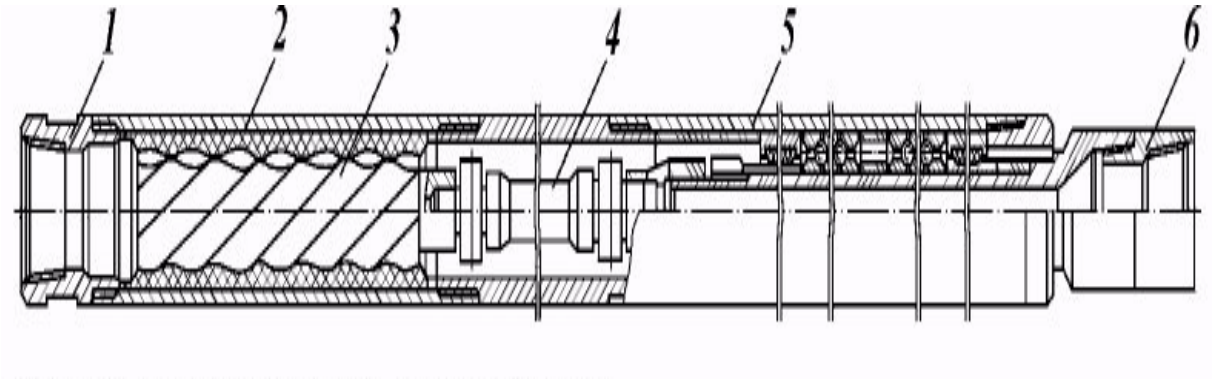
За счет разности в числах зубьев происходит редуцирование частоты вращения ротора: за один полный оборот ротора по часовой стрелке происходит столько оборотов его оси 0 относительно оси статора 0^1 против часовой стрелки, сколько имеется зубьев на роторе (например семь для пары с заходностью 7/8 и т.д.).

Планетарное движение ротора преобразуется в соосное вращение вала шпиндельной секции при помощи торсиона шарнирного, передающего момент силы и гидравлическую осевую нагрузку от ротора на вал.

Шпиндельная секция содержит корпус, переводник с регулируемым углом искривления, торсион шарнирный, вал, осевую опору, верхнюю твердосплавную радиальную опору и нижнюю твердосплавную радиальную опору. В качестве осевой опоры служит многорядный радиально-упорный шариковый подшипник повышенной грузоподьемности.

Двигатели общего назначения для бурения выпускаются под шифрами типов Д, ДО, Д1, Д2, Д3, Д4 и Д5.

Односекционные ВЗД типа Д (рис 12.4.) включают двигательную и шпиндельную секции и переливной клапан, корпусы которых соединяются между собой с помощью конической резьбы. Рабочими органами двигательной секции являются многозаходные винтовые ротор и статор. Внутри стального статора привулканизирована резиновая обкладка с винтовыми зубьями левого направления. На наружной поверхности стального ротора нарезаны зубья того же направления. Число зубьев ротора на единицу меньше числа зубьев статора, а отношение шагов винтовых линий пропорционально числу зубьев. Узел соединения ротора и выходного вала шпинделя, который может быть выполнен в виде двухшарнирного карданного соединения или гибкого вала, предназначен для пребразования планетарного движения ротора во вращение вала шпинделя и передачи осевой гидравлической силы с ротора на подшипник шпинделя.



1,6-переходник соединительный; 2-статор; 3-ротор; 4-торсион; 5-шпиндель

Рис. 12.4. Винтовой забойный двигатель типа Д

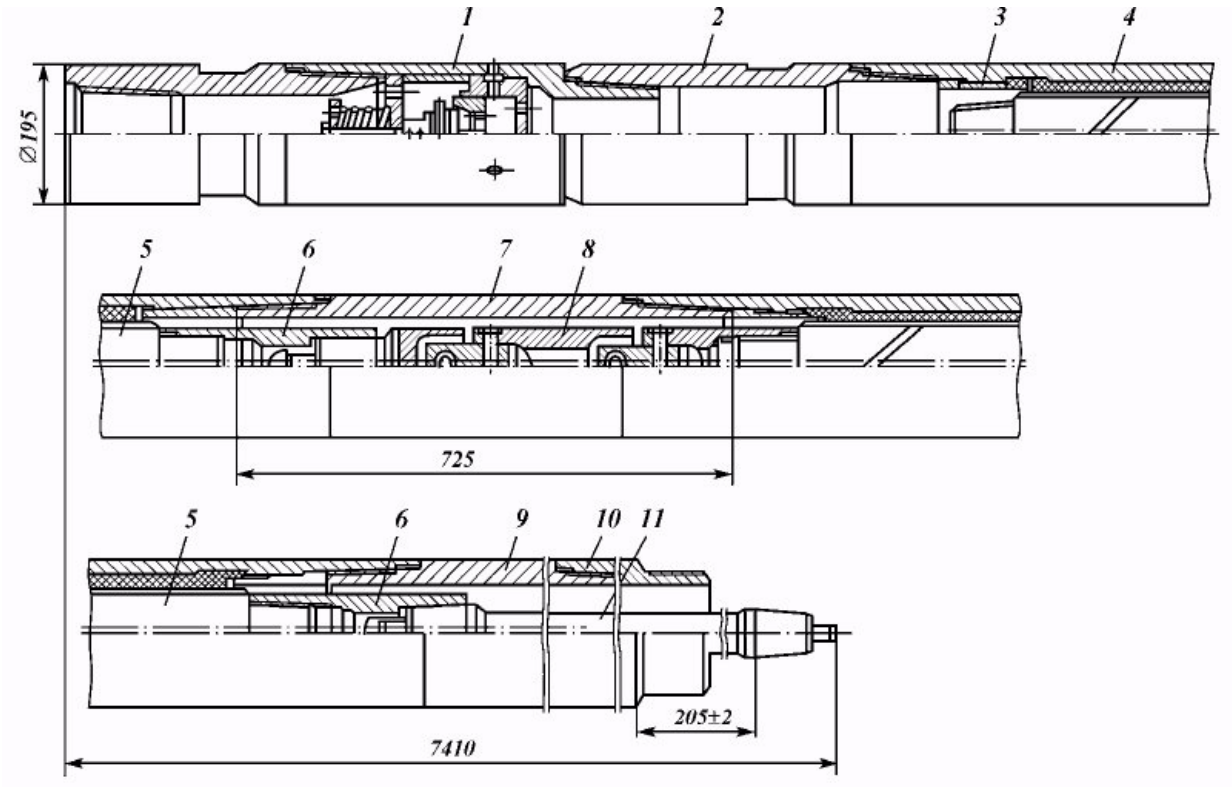
С целью уменьшения угла перекоса шарниры разнесены по длине и соединены между собой по конусным поверхностям посредством промежуточной (соединительной) трубы. Присоединение карданного вала к ротору и валу шпинделя достигается с помощью конусно-шлицевых соединений. Благодаря такой конструкции на выходной вал двигателя передается высокий момент силы при низкой частоте вращения, а также обеспечивается высокая долговечность и надежность работы двигателя, что позволяет эффективно использовать его в сочетании с современными конструкциями высокопроизво-

дительных долот с герметизированными маслонаполненными опорами при сравнительно высоких осевых нагрузках.

Шпиндельная секция ВЗД включает корпус, выходной вал, осевую опору - многорядный упорно-радиальный подшипник качения и радиальные резинометаллические опоры. На нижнем конце выходного вала установлен наддолотный переводник для соединения вала с долотом.

Для применения гидромониторных долот с целью снижения утечек бурового раствора в опорном узле двигателя монтируется уплотнение (сальниковое устройство торцевого типа с твердосплавными уплотняющими элементами), обеспечивающее бурение при перепадах давления на долоте до 8=10 МПа. Переливной клапан служит для сообщения внутренней полости бурильной колонны с затрубным пространством в процессе проведения спуско-подъемных операций в скважине с целью снижения гидродинамического воздействия на разбуриваемые породы при спуске и подъеме бурильной колонны, исключения холостого вращения вала двигателя и потерь бурового раствора при проведении указанных операций.

Поскольку энергетическая характеристика односекционного ВЗД ухудшается по мере износа рабочих винтовых пар и при зазоре в них свыше 1,0 мм, то целесообразно секционирование рабочих органов.



1-клапан; 2-переходник; 3-втулка распорная; 4-статор; 5-ротор; 6-муфта; 7,9,10-переводники; 8-шарнир; 11-вал

Рис. 12.5. Двигательная секция двухсекционного двигателя типаД1-195 с соединением ротора при помощи шарнира

Секционный забойный двигатель типа ДС-195 собирается в промысловых условиях из двух или трех двигательных секций, состоящих из винтовых пар серийных двигателей типа Д1-195 (рис.12.5.) и одной шпиндельной секции с шаровой или резинометаллической опорой. Для секционирования рабочих органов двигателя разработаны различные варианты сочленения роторов и статоров и приспособления для осуществления их сборки.

Применение большого количество модификаций ВЗД объясняется многообразием задач, решаемых с помощью этого двигателя: бурение вертикальных, наклонно-направленных, горизонтальных скважин, капитальный ремонт скважин и бурение боковых стволов, использование двигателей при работе колтюбинговых установок и установок по прокладке подземных коммуникаций, применение в качестве привода керноотборного снаряда.

Основным направлением совершенствования двигателей является использование многозаходных винтовых рабочих пар «ротор-статор» увеличен-

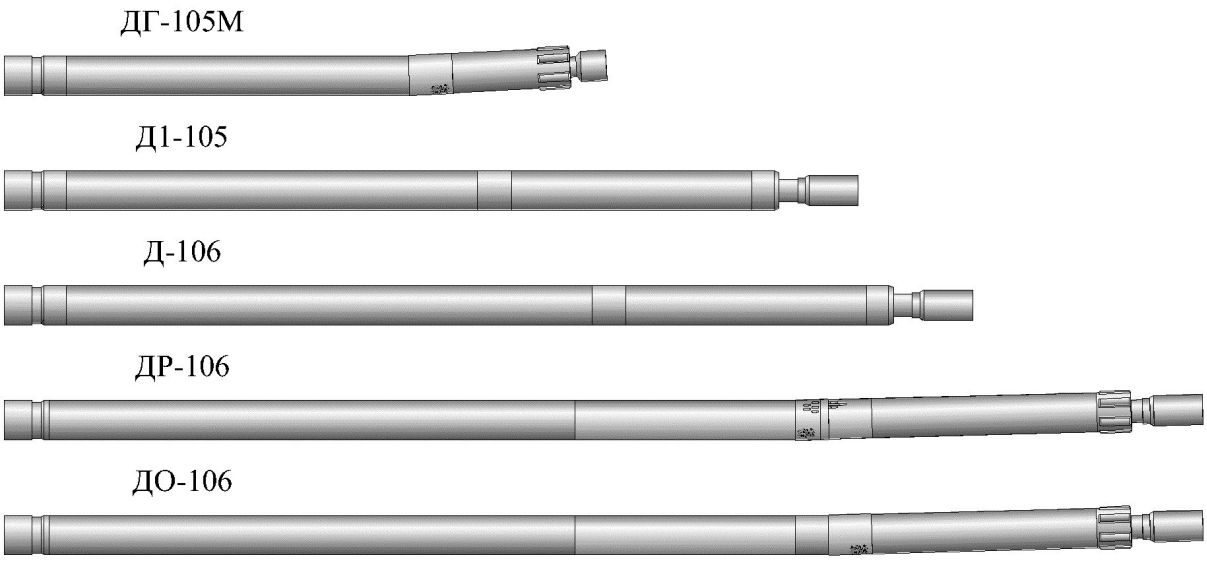
ной длины. Это позволяет развивать большие моменты на выходном валу двигателя и мощность, необходимые для эффективной работы современных долот. Кроме повышенной мощности и момента, применение удлиненных рабочих пар позволяет уменьшить контактные напряжения, снизить темп износа рабочих поверхностей, а также создает возможность отработки пар до больших зазоров. Применяются ВЗД с длиной активной части статора (длиной резиновой обкладки) 2400 мм, 3000 мм, 3600 мм.

Роторы всех новых винтовых забойных двигателей нарезаются червячными фрезами повышенной точности, упрочняются твердым износостойким хромом толщиной до 0,25мм на вершинах зубьев, с выполнением полирования зубьев до и после наложения хрома, обеспечивая необходимую точность профиля и чистоту поверхности.

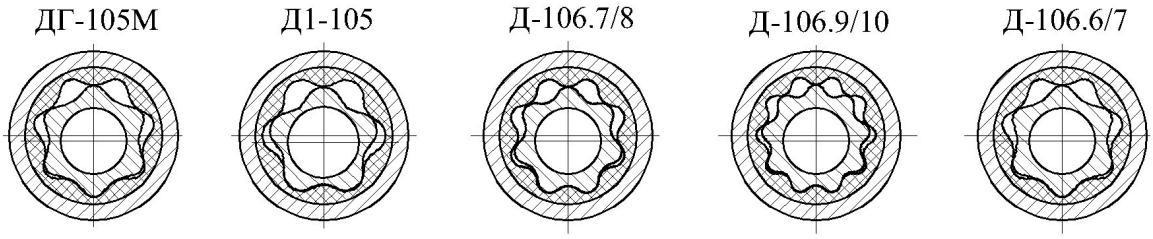
В двигателях применяются рабочие пары с различным кинематическим отношением (числом зубьев ротора и статора). Основное преимущество таких ВЗД - возможность в производственных условиях собирать двигатели с различной скоростью вращения. Так, двигатель диаметром 195 мм с кинематическим отношением 9:10, 7:8 и 6:7 при работе на расходе 35 л/с в рабочем режиме (при моментной нагрузке 600 кг·м) развивает частоту вращения вала 140, 200 и 240 оборотов в минуту соответственно.

Применение двигателей Д5-195, Д4-195 и ДВ-195 (длина активной части статора 2400мм) по сравнению с двигателем Д2-195 (1800мм) позволяет увеличить механическую скорость бурения на 20-40%, проходку на рабочую пару - на 60-100%., а применение двигателей (длина активной части статора 3000мм) вдвое превосходит показатели Д5-195.

Средний ресурс рабочей пары ВЗД Д3-195 (3000мм) составляет около 250 часов. Проходка на пару в нижних интервалах бурения более 1500м,



Сечения рабочих органов



стойкость рабочей пары достигает 660час.Производства ВЗД осуществляется следующих типоразмеров: ∅42, 55, 63, 76, 88, 95, 106, 120, 127, 145, 176, 195, 240 мм. В каждом типоразмере, в основном, требуется иметь несколько вариантов конструктивного исполнения двигателей. Для большинства типоразмеров ВЗД разработаны и применяются варианты прямого двигателя (типа Д) двигателя - отклонителя (типа ДО), регулируемого двигателя-отклонителя (типа ДР), специальных двигателей, например, двигателей с укороченным шпинделем (типа ДГ).

Для бурения вертикальных и наклонно-направленных скважин, в нижних интервалах бурения, применяют двигатели с низкооборотными долотами с маслонаполненными герметизированными опорами.

Для бурения наклонно-направленных и горизонтальных скважинис-пользуются двигатели-отклонители с жестким кривым переводником ДО-

240, ДГЗ-195, ДГ-176М, ДОЗ-127, ДГЗ-127 или двигатели (типа ДР) с механизмом изменения угла искривления от 0 до 3 градусов непосредственно на буровой. Соединение ротора с валом шпинделя в двигателях-отклонителях осуществляется при помощи двухшарнирного карданного вала или торсиона с шарниром, размещенного в месте искривления оси двигателя.

Специальные ВЗД для бурения горизонтальных скважин имеют, как правило, укороченный шпиндель с усиленными радиальными опорами. Нижняя радиальная опора в новых двигателях максимально приближена к долоту, выполняется в виде пары “металл-металл” с армированием сопряженных поверхностей твердым сплавом. Верхняя радиальная опора - резинометаллическая с покрытием втулки твердым износостойким хромом. Шпиндель оснащается сменным центратором.

Двигатели для ремонта скважиниспользуются при бурении песчаных и цементных пробок, разбуривания элементов оснастки, райбирования и фрезерования эксплуатационной колонны, выполнения других ремонтных работ. Относительно новой областью применения малогабаритных ВЗД в последнее десятилетие стало бурение под хвостовики с выходом из под башмака бурильной колонны. Особенно широко распространено в настоящее время бурение боковых стволов при восстановлении бездействующего фонда скважин, в том числе и боковых стволов с горизонтальным окончанием. Многообразие задач привело к созданию большого количества вариантов ВЗД диаметром от 42 до 127 мм, условно названных как двигатели для ремонта скважин.

Наибольший объем применения имеют двигатели диаметром 106 мм. Для бурения прямых участков скважин используются двигатели Д1-105, Д-106 в которых торсион размещается внутри ротора, что сокращает длину и массу двигателя. Для бурения участков скважин с радиусом искривления 70 и более метров используются двигатели-отклонители ДО-106 с жестким кривым переводником и ДР-106 с регулируемым механизмом искривления. Двигатели ДГ-105М, ДО1-88 позволяют бурить участки скважины с малым радиусом искривления (от 30 метров).

Винтовые забойные двигатели фирмы «Радиус-сервис»

• Прямые двигатели (типов Д, ДОТ) и двигатели-отклонители с регулятором угла (ДРУ) габаритов 43, 54, 63, 73, 75, 85, 95, 120, 127, 172, 195, 210, 240 мм.



• Секции двигательные:

• Габариты - 43, 54, 63, 73, 75, 85, 95, 120, 127, 172, 195, 210, 240 мм

• Заходности - 2/3, 3/4, 4/5, 5/6, 6/7, 7/8, 9/10.

• Длина – до 6 500 мм.

• Секции двигательные с профилированным статором с тонкой резиной (технология R-Wall) габаритов 95, 106, 172мм с длиной активной части до 4 000 мм.

Основные узлы ВЗД:

Двигательная секция предназначена для преобразования энергии движущегося потока промывочной жидкости во вращательное движение ротора. В состав рабочей пары входят ротор и статор. Статор выполнен в виде стального корпуса, к внутренней поверхности которого привулканизирована резиновая обкладка с внутренними винтовыми зубьями левого направления. Стальной ротор имеет наружные винтовые зубья, на один меньше чем у статора. Величина хода винтовых линий зубьев ротора и статора пропорциональна числу их зубьев. Зубья статора и ротора, находясь в непрерывном контакте, образуют замыкающиеся по длине статора единичные камеры. Промывочная жидкость, нагнетаемая насосами буровой установки, поступает к долоту, проворачивая при этом ротор внутри статора.

Карданный вал состоит из шарнира верхнего и нижнего и служит для передачи планетарного вращения эксцентрично расположенного ротора, в осевое вращение вала шпиндельной секции,

передачи гидро-весовой нагрузки и силы зацепления.

Регулятор угла или косой переводникпредназначены для придания двигателю необходимого угла искривления. Регулятор угла состоит из двух переводников, сердечника и зубчатой муфты, которая для повышения износостойкости в месте контакта со стенкой скважины армирована твердосплавными зубками. На косом переводнике в месте контакта со стенкой скважины выполнена наплавка износостойким материалом.

Шпиндельная секцияслужит для восприятия гидравлических нагрузок, реакции забоя и радиальных нагрузок от долота при бурении. Включает в себя упорно-радиальный многорядный шарикоподшипник или многорядную резинометаллическую пяту и радиальные опоры скольжения.



Рис. 12.6. Секция шпиндельная

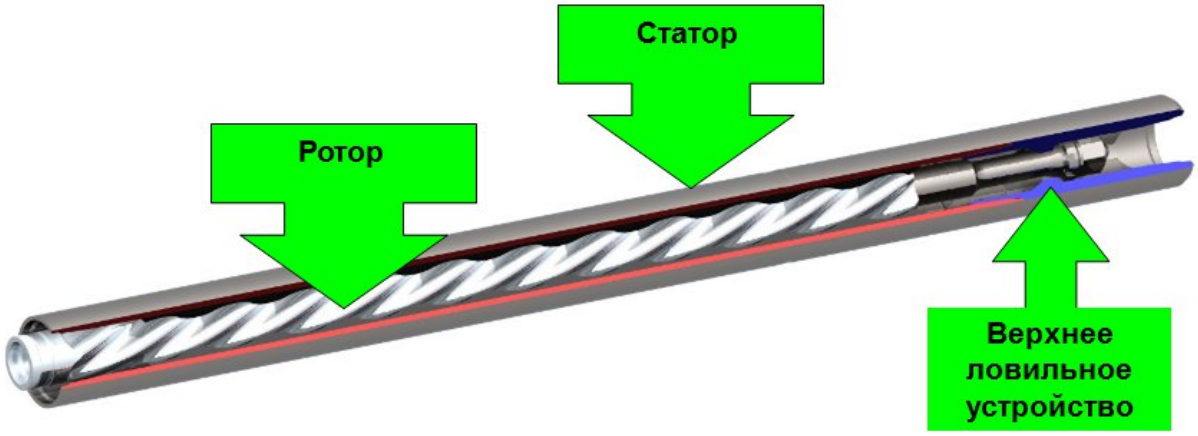


Рис.12.6. Секция двигательная

Двигатель оснащен верхним и нижним противоаварийными устройствами. *Верхнее противоаварийное устройство* (рис. 12.7.) предназначено для исключения оставления в скважине частей двигателя при поломке его корпусных деталей. Устройство состоит из верхнего переводника, расположенного выше статора двигателя, шпильки ввёрнутой в верхний конец ротора, шайбы, установленной на шестигранник шпильки и гайки, поджимающей шайбу, навёрнутой на шпильку. В случае поломки каких-либо корпусных деталей, вес частей двигателя ниже слома передаётся последовательно на вал шпинделя, карданный вал, ротор, шпильку, шайбу, гайку и торец верхнего переводника, при этом переток раствора сохраняется и происходит рост давления.

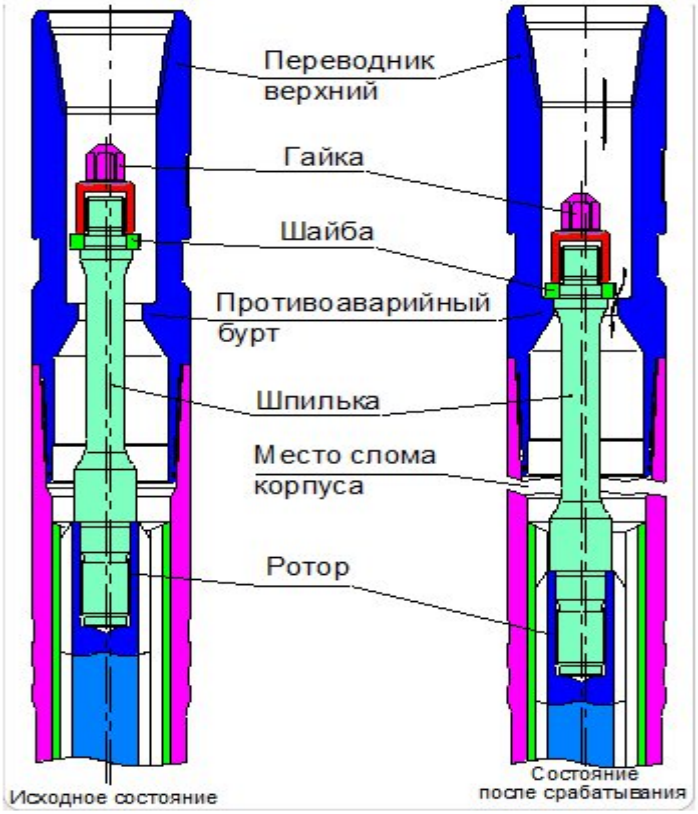


Рис. 12.7. Верхнее противоаварийное устройство

Нижнее противоаварийное устройство(рис.12.8) предназначено для исключения оставления в скважине частей двигателя при поломке вала шпиндельной секции. Устройство состоит из противоаварийных буртов вала и корпуса. При поломке вала выше резьбового соединения вал – гайка вала противоаварийный бурт вала опускается на противоаварийный бурт корпуса

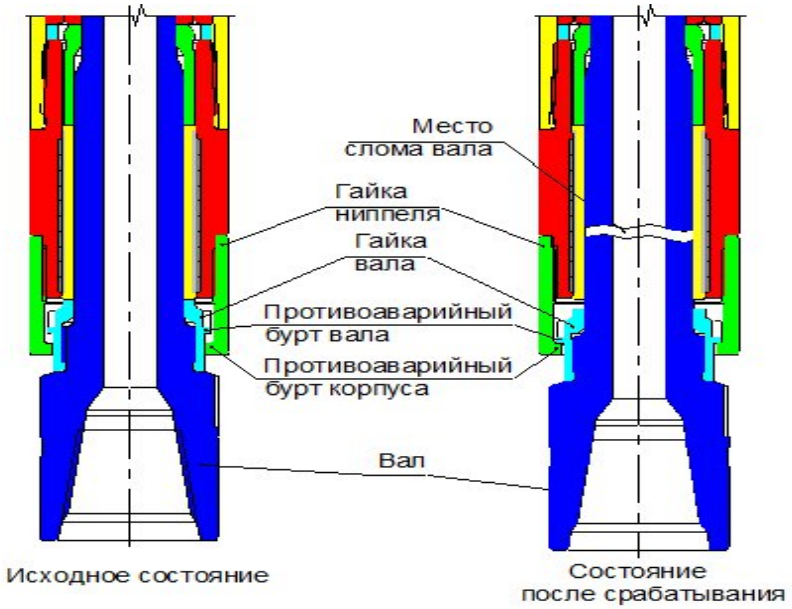


Рис. 12.8. Нижнее противоаварийное устройство

Таблица 12.1 - Назначение двигателей «Радиус-сервис»

Условный габарит, мм	Назначение двигателя
43, 54, 60	Для проведения ремонтно-восстановительных работ в эксплуатационных колоннах, бурения на минеральные полезные ископаемые.
73, 75, 85, 95, 98, 106	Для проведения ремонтно-восстановительных работ в эксплуатационных колоннах, бурения бокового ствола из эксплуатационной колонны, бурения горизонтальных, наклонно-направленных и вертикальных нефтяных и газовых скважин.
120, 127, 172, 195, 210, 240	Для бурения горизонтальных, наклонно-направленных и вертикальных нефтяных и газовых скважин.

Преимущества двигателей «Радиус-сервис»:

- Высоконадежные твердосплавные радиальные опоры
- Оптимальное расположение опор и хорошая управляемость двигателя при бурении
- Эффективные противоаварийные устройства шпиндельной и двигательной секций
- Маслонаполненные карданные валы высокой надежности
- Отработанная в жестких условиях горизонтального бурения конструкция регулятора угла
- Комплектование двигателя центраторами, калибраторами, фильтрами, переливными и обратными клапанами
- Использование надежных клеевых составов для фиксации резьбовых соединений, подверженных раскреплению в процессе работы двигателя

13. Выбор бурового оборудования

Выбор буровой установки

Эксплуатационные характеристики бурового оборудования и их конструкция закладывается таким образом, чтобы обеспечить оптимальные условия при бурении определенной глубины установками соответствующего класса. Выбор буровой установки проводится по ее максимальной грузоподъемности, исходя из веса наиболее тяжелой колонны бурильных или обсадных труб. Расчет максимальных нагрузок действующих на крюк производим из учета, что при прихватах и затяжках в процессе спуска и подъема колонны бурильных труб необходимо приложить дополнительные усилия при подъеме колонны. Расчет производим по следующей формуле:

$$P = K \cdot Q; \quad (105)$$

где Q – масса наиболее тяжелой КБТ, кН;

K – коэффициент учитывающий увеличения веса колонны при ликвидации прихвата, K = 1,3

$P = 1,3 \cdot 927,36 = 1205,57$кН

Исходя из того, что район обеспечен электроэнергией, и глубина скважин не превышает 3000 м, выбираем буровую установку типа БУ 3000 – ЭУК, технические характеристики которой приведены в табл. 13.1.

Таблица 13.1 - Техническая характеристика БУ 3000 – ЭУК.

Условная глубина бурения, м	3000
Допустимая нагрузка на крюке, кН	2000
Оснастка талевой системы	5×6
Ротор	Р-560
Клиновой захват	ПКР-560
Тип бурового насоса	УНБ-600
Мощность бурового насоса, кВт	600
Буровой вертлюг	УВ-250
Компрессор	АВШ6/10
Талевый блок	УТБК-5×200
Буровая лебедка	ЛБ-750
Объем емкости для долива, $м^3$	12

14. Вспомогательные цеха и службы

14.1. Ремонтная база

К вспомогательному производству относится база производственного обслуживания (БПО) которая состоит из:

1) прокатно-ремонтных цехов

- бурового оборудования (ПРЦБО),

- электроснабжения (ПРЦЭЭ),

- турбобуров и труб (ПРЦТТ),

2) цеха пароводоснабжения (ЦПВС);

3) цеха промывочной жидкости (ЦПЖ),

4) цеха автоматизации производства (ЦАП).

14.2. Энергетическая база

Источник электроснабжения – энергосистема, находящаяся на расстоянии 2 км от буровой установки. Протяженность линии электропередачи составляет 2 км., мощность ЛЭП составляет 6 кВ. Заявленная мощность трансформаторов с учетом коэффициента запаса (Кз = 0,78) составляет: 1000*2*0,78=1560 кВт, суммарная мощность системы электроснабжения буровой (Кф=0,9) составит 1400 кВт.

Количество потребляемой электроэнергии при сооружении скважины представлено в табл. 14.1.

Таблица 14.1 - Количество потребляемой энергии

Электроприборы и электрооборудование	Кол-во	Мощность единицы, кВт	Рабочее время, часы	Итого мощность, кВт
Буровая лебедка	1	550	40,79	22434,5
Буровой ротор (привод ротора)	1	180	40,79	7342,2
Буровой насос (1й)	1	600	407,98	244788
Буровой насос (2й)	1	600	40,18	24108
Циркуляционная система	1	405	407,98	165231,9
Освещение вагонов	24	0,1	576	57,6
Плиты в столовой	3	5	576	2880
Обогрев вагонов	12	2	576	1152

Наружное освещение				7,065
Итого				468001,27

14.3. Водные ресурсы и водоснабжение

Район месторождения представляет собой равнинную, слабовсхолмленную местность, сильно заболоченную с большим количеством рек и озёр.

Для технических целей планируется возвести водозаборную скважину с дебитом 7,08 м^3/ч, глубиной 187 метров, проектный горизонт – четвертичные отложения. Артезианская скважина возводится на кустовой площадке, расстояние до буровой 75 м. Диаметр водопровода 50мм.Объем запасных емкостей для воды составляет 50м^3. Потребность в технической воде: в летний период 65,2 м^3/сут, в зимний период – 135,94 м^3/сут.

После окончания эксплуатации скважины УБР ликвидирует артскважину в соответствии с РД 08-492-02.

Питьевая вода завозится каждые сутки в объеме 200 литров.

14.4. Цех по приготовлению и очистке буровых растворов

Приготовление и очистка буровых растворов производится с помощью циркуляционной системы ЦС 2900 ВЗБТ, которая скомпонована в виде цельнометаллических блок-модулей. Блок-модули снабжены: системой освещения, системой приточно-вытяжной вентиляции, люками для очистки емкостей, желобной системой для перетока бурового раствора по емкостям, донными клапанами для слива отработанного бурового раствора, пароподогревателями в донной части емкостей, паровыми калориферами для обогрева помещений ЦС.

Таблица 14.2 - Характеристика ЦС БМ 3000ДЭПК

Характеристика	Значение
Пропускная способность средств очистки , $м^3$/сут, не менее:	
Вибросит при очистке бурового раствора на водной основе плотностью 1100-1200 кг/м3 при установке кассет с сеткой с размером ячеек:	
0,4х0,4 мм	0,12
0,16х0,16мм	0,06
пескоотделителей ГЦК – 360М при очистке бурового раствора плотностью 1100-1200 кг/$м^3$	0,09
илоотделителя ИГ-45М при очистке бурового раствора плотностью 1100-1200 кг/$м^3$	0,045
Минимальный размер частиц (плотностью 2600кг/$м^3$), удаляемых из бурового раствора, мм, не более:	
виброситами ВС-11	0,16
пескоотделителем ГЦК-360М	0,09
илоотдеоителем ИГ-45М	0,05
Пропускная способность оборудования для удаления газа, $м^3$/с не менее	0,04
Допустимое остаточное содержание газа в буровом растворе, % не более	2,0
Установленная мощность электрооборудования, вВт, не более	405
Масса, кг, не более	175

Таблица 14.3 - Комплектность ЦС БМ 3000ДЭПК

Оборудование	Количество
Блок очистки	
Комплектующее оборудование:	
вибрационное сито ВС-11	2
пескоотделитель ГЦК-360М	2
илоотделитель ИГ-45М	1
дегазатор «Каскад-40»	1
Блоки приготовления и обработки бурового раствора	
Комплектующее оборудование:	
системы приготовления жидких реагентов из порошкообразных материалов	1
системы приготовления утяжеленного бурового раствора	1
Блок хранения бурового раствора (Тип I) объемом 46м3 в комплекте с подпорным насосом ГРА 170/40	1
Блок хранения бурового раствора (Тип II) объемом 46м3 без подпорного насоса	1(2)
Блок хранения бурового раствора (Тип III) объемом 46м3 в комплекте с подпорным насосом ГРА 170/40	1
Емкость объемом 3,2м^{3}для хранения жидких химреагентов	2
Перемешиватели:	
лопастной	7(9)
гидравлический	7(9)
Емкость объемом 50м^3 для воды	1
Емкость объемом 10м^{3}для долива скважины	1
Емкость для сбора технологических сточных вод	1
Блок-модуль хранения сыпучих материалов в таре	-
Насос ВШН-150 для циркуляции бурового раствора при забуривании скважины	1
Тамбуры для укрытия вне блоков затворов и других распределительных устройств трубопроводов	-
Приборы контроля уровня и плотности бурового раствора в приемной емкости	1

15. БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ

15.1. Введение

По своему характеру буровые работы имеют немало специфических особенностей:

- буровые работы в Сургутском УБР производятся непрерывно на протяжении суток в различных погодных условиях;

- находящийся на буровой персонал лишь частично защищен от воздействия погодных факторов и внешней среды;

- отдельные процессы и операции цикла строительства скважины такие, как спускоподъемные отличаются высокой интенсивностью и создают повышенную напряженность в работе членов буровой бригады;

- определенное нервно-психическое напряжение вызывает бурение скважин в осложненных условиях, сопровождающееся повышением нагрузок на буровое оборудование до предельных величин;

- возможность возникновения чрезвычайных ситуаций при бурении скважин в мало изученных районах, особенно при вскрытии нефтегазоносных интервалов с высоким пластовым давлением;

- при вскрытии продуктивных пластов и газонефтесодержащих интервалов имеетместо воздействия на организм человека паров нефти и газов. При проведении буровых работ могут возникнуть следующие основные виды отрицательного воздействия на окружающую среду:

1) отчуждение и вывод из строя плодородных земель;

2) нарушение почвенного слоя и уменьшение продуктивности почв на месте ведения буровых работ;

3) поступление в водоносные горизонты и продуктивные пласты химических реагентов;

4) переток подземных вод из одного горизонта в другой;

загрязнение поверхностных вод различными маслами, нефтепродуктами и химическими веществами;

б) загрязнение подземных вод при использовании таких технических средств при бурении эксплуатационных скважин на нефть и газ, как торпеди-

рование, солянокислотная обработка призабойной зоны и гидроразрыв пласта. Организация обеспечения безопасности и экологичности при строительстве скважин в Сургутском УБР ведется по трем направлениям:

1. Обеспечение производственной безопасности и охрана труда при строительстве скважин;

2. Защита рабочих и служащих предприятия в чрезвычайных ситуациях;

3. Охрана окружающей природной среды.

Главная задача служб организация работ по устранению причин несчастных случаев при строительстве скважин, разработка мероприятий по предупреждению травматизма и повышению культуры производства с учетом достижений науки и техники.

Для предотвращения загрязнения окружающей среды буровыми растворами, компонентами для его приготовления и обработки предусмотрено централизованное приготовление раствора. Опасность загрязнения углеводородами минимальная, так как в разрезе скважины отсутствуют горизонты с аномально высоким пластовым давлением, а бурение с превышением гидростатического давления над пластовым на 9% исключает нефтегазопроявления в процессе углубления скважины. На эксплуатационную колонну, при бурении ниже которых возможны нефтегазопроявления, устанавливается противовыбросовое оборудование ОП-5 280/80х35МПа.

Цементирование всех обсадных колонн предусматривается на всю длину.

Раздел «безопасность жизнедеятельности» составлен с учетом правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности разработанных в соответствии с Федеральным законом от 21.07.1997 г. №116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» [26].

15.2. Анализ условий труда на проектируемых работах

15.2.1. Неблагоприятные природные факторы условий труда

Район работ представляет собой слабо пересеченную, сильно заболоченную, неравномерно залесенную равнину, приуроченную к широтному течению р. Оби.

Абсолютные отметки рельефа изменяются от +25 м до +75 м.

Основная водная артерия района - р. Обь. Течение реки медленное (0,3-0,5 м/сек), спокойное. Ширина реки колеблется от 850 м до 1300 м, глубина 8-18 м. Река судоходная в течение всей навигации, со второй половины мая до конца октября.

На всей территории наблюдается большое количество болот и озер. Самое крупное озеро Пильтон-Лор имеет площадь около 100 км^2. Болота непроходимые, замерзают лишь к концу января.

Растительность представлена смешанным лесом с преобладанием на водоразделах хвойных деревьев и тальниковыми кустарниками по берегам рек и протоков.

Климат резко континентальный с продолжительной холодной зимой, теплым непродолжительным летом и короткой весной и осенью.

По данным многолетних наблюдений среднегодовая температура низкая и колеблется от -3,2^{0}С до -2,6^{0}С. Наиболее высокая температура летом достигает +30^{0}С. Зимой температура падает до -50^{0}С. Количество осадков достигает 400 мм в год. Максимальное количество осадков приходится на май-август.

Снеговой покров устанавливается в конце октября и сходит в конце апреля. Толщина снегового покрова в лесах достигает 2 м. Грунт промерзает до 1,5 м, на болотах до 0,20 м. Толщина льда на больших реках до 40-80 см, на озерах до 40 см.

15.2.2. Основные опасные и вредные производственные факторы

Таблица 15.1-Классификация опасных и вредных производственных факторов

Опасные и вредные производственные факторы подразделяются по природе действия на следующие группы:		
Физические:	**Химические:**	**Психофизио-логические:**
Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; передвигающиеся изделия, заготовки, материалы; разрушающиеся конструкции; обрушивающиеся горные породы; повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны; повышенная или пониженная температура поверхностей оборудования, материалов; повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны; повышенный уровень шума на рабочем месте; повышенный уровень вибрации; повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека; повышенный уровень статического электричества; отсутствие или недостаток естественного света; недостаточная освещенность рабо-	По характеру воздействия на организм человека на: - токсические; - канцерогенные; - влияющие на репродуктивную функцию; По пути проникания в организм человека через: - органы дыхания; - желудочно-кишечный тракт; - кожные покровы и слизистые оболочки.	а) физические перегрузки; б) нервно-психические перегрузки. Физические перегрузки подразделяются на: - статические; - динамические. Нервно-психические перегрузки подразделяются на: - умственное перенапряжение; - перенапряжение анализаторов; - монотонность труда; - эмоциональные перегрузки.

чей зоны; повышенная яркость света; пониженная контрастность; острые кромки, заусенцы и шероховатость на поверхности заготовок, инструментов и оборудования; расположение рабочего места на значительной высоте относительно поверхности земли (пола).		

При соблюдении правил безопасности и использовании защитных средств, опасных и вредных производственных факторов на производстве можно избежать.

15.3. Безопасность производственных процессов

15.3.1. Электробезопасность

Основные причины электротравматизма на геологоразведочных работах:

- ✓ использование неисправного оборудования;
- ✓ допуск к работе с электрооборудованием лиц, не имеющих на это право.

Лицо, допускаемое к работе с электрооборудованием, должно иметь IV квалификационную группу по технике безопасности (для электроустановок до 1000 В).

Безопасность обслуживающего персонала обеспечивается путем применения следующих методов и способов защиты: диэлектрические перчатки, инструмент с изолированными рукоятками, указатели напряжения; дополнительные защитные средства (применяются в электроустановках напряжением до 1000 В): диэлектрические галоши, резиновые коврики, изолирующие подставки. Выбор тех или иных изолирующих средств, для применения при оперативных переключениях или ремонтных работах регламентирован правилами эксплуатации установок и техники безопасности, специальными инструкциями, а также определяется местными условиями на основании требований этих правил и инструкций.Все основные изолирующие защитные средства рассчитаны на применение их в закрытых или открытых распределительных устройствах и на воздушных линиях электропередачи только в сухую погоду.

Предупреждение на объектах электротравматизма достигается выполнением следующих мероприятий:

- изоляция токопроводящих частей (проводов) и её непрерывный контроль;
- применение блокировочных устройств;
- применение защитного заземления буровой установки;
- применение изолирующих, защитных средств (резиновые перчатки, боты, инструмент с изолированными ручками) при обслуживании электроустановок.

Расчет контура заземления.

При расчете пользуются схемой для расчета контура заземления представленной на рис. 15.1.

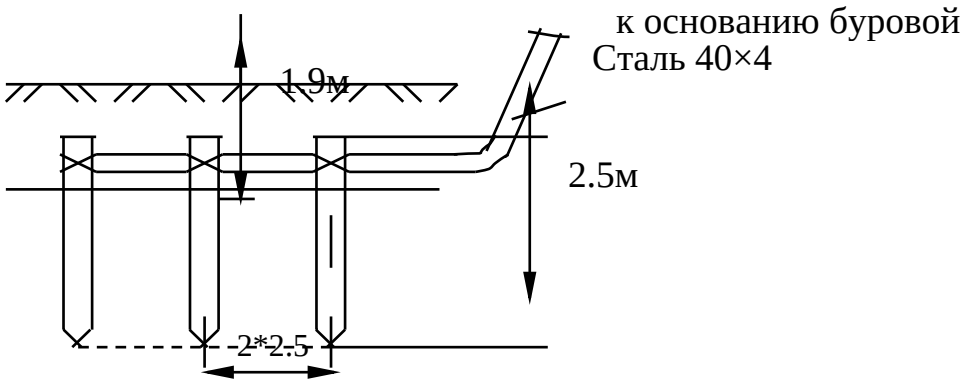


Рис. 15.1. Схема для расчета контура заземления

Сопротивление контура на буровой $R_З \leq 4$ Ом.

Рассчитывается сопротивление одного электрода (длина которого l=2,5 м, диаметр d =0,05 м, заложенного в грунт на глубину h =1,9 м до середины электрода) по формуле:

$$R_Т = 0{,}366 \cdot \rho / l \cdot (\lg 2 \cdot l/d + 1/2 \cdot \lg(4 \cdot h + l) / (4 \cdot h - l)), \text{ Ом}; \quad (106)$$

где ρ – удельное сопротивление почвы, Ом·м, (ρ = 70 Ом·м);

l – длина электрода;

h – глубина до половины электрода, м;

d – диаметр электрода, м.

$R_Т$=0,366 · 70/ 2,5·(lg 2·2,25/0,05 + 1/2·lg(4·1,9+2,5)/(4·1,9-2,5)) = 22 Ом.

Необходимое число электродов n определяется по формуле

$$n = (R_Т \cdot \eta_С)/(R_З \cdot \eta_{ЭТ}); \quad (107)$$

где $R_З$ – допустимое сопротивление заземления, Ом ($R_З$= 4 Ом);

$\eta_С$ – коэффициент сезонности ($\eta_С$ =2);

$\eta_{ЭТ}$ – коэффициент экранирования труб (электродов), (0,2< $\eta_{ЭТ}$<0,9).

n = (22 · 2) /(4 · 0,55) = 20.

Сопротивление соединительной полосы по формуле

$$R_П=0,366 \cdot \rho / l_П \cdot \lg (2 \cdot l_П^2 / 1 \cdot h_П) \text{ Ом}; \quad (108)$$

где $l_П$ – длина соединительной полосы, м;

$h_П$ – ширина соединительной полосы, м.

Длина соединительной полосы определяется по формуле:

$$l_П=(n - 1) \cdot a \cdot 1,05 \text{ м}; \quad (109)$$

где n – необходимое число электродов; а – расстояние между электродами

$l_П = (20 - 1) \cdot 2 \cdot 2,5 \cdot 1,05 = 99,75$ м.

По формуле (128):

$R_П = 0,366 \cdot 70 / 99,75 \cdot \lg (2 \cdot 99,75^2 / 2,5 \cdot 0,04) = 1,36$ Ом.

Находим общее заземление контура по формуле:

$$R_К = 1 / (\eta_{ЭТ} / R_Т \cdot n + \eta_{ЭП} / R_П) \text{ Ом}; \quad (110)$$

где$\eta_{ЭП}$– коэффициент экранирования полосы, ($\eta_{ЭП}$= 0,15).

$R_К = 1 / (0,55 / 22 \cdot 20 + 0,15 / 1,36) = 1,64$ Ом < 4 Ом, условие выполняется.

Расчетное сопротивление контура соответствует требованиям ПУЭ, так как $R_К = 1,64 < 4$ Ом.

Из расчета следует, что требования правил устройства электроустановок соблюдены. А это значит, что безопасность обслуживающего персонала обеспечена. Риск получения электротравматизма снижен к нулю.

Для индивидуальной защиты используются:

Основные:

- диэлектрические перчатки;

- инструмент с изолированными ручками;

- указатели напряжения.

Вспомогательные:

- резиновые коврики;

- диэлектрические боты;

- изолированные подставки.

15.3.2. Обеспечение безопасности производственного оборудования, технических устройств, инструмента

Управление буровой лебедкой осуществляться с пульта бурильщика. Пуск буровых насосов в работу производится с местного поста управления, а регулирование их работы и остановка - с пульта бурильщика и местного поста управления.

Работы на приемном мосту буровой установки по затаскиванию и выбросу труб, а также работы по обслуживанию (замене) гидравлических блоков буровых насосов механизируются, а управление грузоподъемными механизмами для работы на приемном мосту - дистанционным.

Конструкция вспомогательной лебедки проектируется таким образом, чтобы обеспечивать плавное перемещение и надежное удержание груза на весу. С пульта управления лебедкой оператору обеспечивается обзор места работы и перемещение груза

Буровая установка укомплектовывается:

- ограничителем высоты подъема талевого блока;

- ограничителем допускаемой нагрузки на крюке;

- блокирующими устройствами по отключению привода буровых насосов при превышении давления в нагнетательном трубопроводе на 10-15% выше максимального рабочего давления насосов для соответствующей цилиндровой втулки;

- приемным мостом с горизонтальным участком длиной не менее 14м, шириной - не менее 2 м и стеллажами. Запрещается укладка труб на стеллажах в штабели высотой более 1,25 м;

- устройством для осушки воздуха, подаваемого в пневмосистему управления буровой установки;

- успокоителем ходового конца талевого каната;

- системами обогрева рабочих мест;

- блокирующими устройствами по предупреждению включения ротора при снятых ограждениях и поднятых клиньях ПКР;

- системой запасных и приемных емкостей, оборудованных уровнемерами и автоматической сигнализацией уровня жидкости в них;

- градуированной мерной емкостью для контролируемого долива скважины, оснащенной уровнемером.

Вышка оборудуется площадками для обслуживания кронблока и замены бурового шланга. При ручной расстановке свечей вышки оборудуются площадкой верхового рабочего с устройством для его эвакуации в случае возникновения аварийной ситуации. Устройство располагается за пределами вышки и обеспечивает эвакуацию верхового рабочего за пределы внутривышечного пространства.

Вышка оснащается лестницами-стремянками с устройствами инерционного или другого типа, для безопасного подъема и спуска верхового рабочего, или лестницами тоннельного типа с переходными площадками через каждые 6 м, или маршевыми лестницами до рабочей площадки верхового рабочего (балкона) с переходными площадками через каждые 6 м, а выше - лестницей тоннельного типа или лестницей-стремянкой с устройством для безопасного подъема и спуска. Вышки для мобильных установок оборудоваться лестницами тоннельного типа без переходных площадок.

На буровых насосах устанавливаются компенсаторы давления, заполняемые воздухом или инертным газом, с приспособлениями для контроля давления в компенсаторах.

Система противофонтанной арматуры включает не менее двух встроенных шаровых задвижек. Одна из задвижек оснащается дистанционным управлением с пульта.

В процессе работы контролируются:

- скорость вращения бурильной колонны;
- величина крутящего момента при свинчивании и бурении;
- положение элементов трубного манипулятора;
- положение системы противофонтанной арматуры.

В системе управления автоматическим ключом предусматривается возможность полного отключения механизмов от линии питания рабочего агента, а также блокировка с целью предотвращения случайного включения.

Пневматическая система буровой установки (трубопроводы, краны, соединения и т.д.) испытывается на заводах-изготовителях на давление, превышающее рабочее в 1,5 раза. После монтажа на месте производства работ, а также после ремонтных работ пневмосистема испытывается давлением в 1,25 раза превышающее рабочее, но не менее чем на 0,3 МПа.

Буровые насосы оборудуются предохранительными устройствами. Конструкция этих устройств обеспечивает их надежное срабатывание при установленном давлении независимо от времени контакта с буровыми растворами и содержания в них абразивной твердой фазы, длительности воздействия, перепада температур. Предохранительные устройства при их срабатывании предусматриваются для исключения возможности загрязнения оборудования и помещения насосной.

Диафрагма, устанавливаемая в предохранительных устройствах насоса, проектируется такой, чтобы обеспечить срабатывание при давлении, превышающем на 10% рабочее давление насоса, соответствующее диаметру установленных цилиндровых втулок.

На нагнетательном трубопроводе насосов устанавливается задвижка с дистанционным управлением, позволяющая пускать буровые насосы без нагрузки с постепенным выводом их на рабочий режим (при контроле за давле-

нием). Выкид от пусковой задвижки осуществляется прямолинейно и надежно закрепляется с уклоном в сторону слива.

Нагнетательные трубопроводы, их детали и арматура после сборки на заводе, а также после ремонта с применением сварки подлежат опрессовке пробным давлением, в остальных случаях давление опрессовки равно рабочему, умноженному на коэффициент запаса прочности. Продолжительность выдержки под давлением составляет не менее 5 мин.

Испытание манифольда буровыми насосами запрещается.

Буровой шланг обматывается мягким стальным канатом диаметром не менее 12,5 мм с петлями через каждые 1,0-1,5 м по всей длине. Концы каната крепятся к вышке и к корпусу вертлюга.

Машинные ключи подвешиваются горизонтально на стальных канатах диаметром не менее 12,5 мм и оборудуются контргрузами, для легкости регулирования высоты. Механизмы уравновешивания машинных ключей ограждаются.

Машинные ключи, кроме рабочих канатов, оснащаются страховыми канатами диаметром не менее 18 мм, которые одними концами крепятся к корпусу ключей, а другими - к основанию вышечного блока или ноге вышки.

15.4. Безопасность специальных геологоразведочных работ

15.4.1. Буровые работы

Для бурения можно использовать лишь полностью исправленную буровую установку, допустимая грузоподъемность вышки и талевой системы которой превышает максимальную ожидаемую нагрузку в период сооружения данной скважины, а оборудование, оснащение и электрическое освещение соответствует нормам правил безопасности. Вышку необходимо укреплять оттяжками из стального каната, число, диаметр и места, крепления которых проектируются соответствующими технической документации на данную установку. Всё оборудование располагается на буровой площадке так, чтобы была обеспечена возможность удобного и безопасного его обслуживания и ремонта. Оборудование, которое может оказаться под напряжением электрического тока, должно быть надежно заземлено.

В период эксплуатации, состояние бурового оборудования буровой мастер и механик, проверяют не реже одного раза в два месяца, а также перед спуском каждой обсадной колонны, перед началом и окончанием ловильных работ, связанных с расхаживанием колонны труб, после выбросов и открытых фонтанов, после сильного ветра, до начала и после окончания перебазирования буровой установки на новую точку. Не реже одного раза в шесть лет вышка испытывается по утверждённой методике специальной комиссией. Результат осмотра заносят в «Журнал проверки состояния ТБ».

Каждый член буровой бригады ежедневно перед началом работы проверяет состояние своего рабочего места и исправность механизмов, инструментов, приборов и приспособлений по технике безопасности и в случае обнаружения неисправностей принимает меры по их устранению. Бурильщик при сдаче вахты на рабочем месте, предупреждает своего сменщика об имеющихся неисправностях оборудования, приборов, инструментов и делает запись в буровом журнале. Если при бурении скважины возможны газонефтепроявления, на устье её устанавливается противовыбросовое оборудование, рабочее давление которого больше максимального, ожидаемого при проявлении. Количество и типы превенторов, а так же схема обвязки этого оборудования согласуются с территориальным органом Ростехнадзора. Управление превенторами предусматривается дистанционным, механизированным и дублировано ручным. Исправность и работоспособность превенторов нужно проверять ежевахтно. До начала бурения такой скважины, необходимо установить ёмкости с запасом промывочной жидкости в объёме, не менее регламентированного правилами безопасности, а так же ёмкость для самотечного долива промывочной жидкости при подъёме бурильной колонны. В зимний период все емкости, очистные механизмы и противовыбросовое оборудование необходимо обогревать.

Полы вышки, насосного сарая, площадки для приготовления промывочной жидкости, настилы вдоль желобов, площадку у устья скважины под полом буровой и подход к ней в случае загрязнения следует промывать сильной струёй воды, а места, загрязненным маслом или мазутом, засыпать пес-

ком или землёй. Вокруг территории, где расположены вышка, буровые насосы, очистная система, оборудование для приготовления промывочной жидкости, ёмкости для хранения её и нефтепродуктов, сооружаются дренажные канавки для отвода сточных и ливневых вод, а вокруг нефтехранилищ – также и земляная обваловка.

На буровой следует иметь аптечку с набором перевязочных средств и медикаментов, необходимых для оказания первой помощи при несчастных случаях. Члены буровой бригады обучаются приёмам оказания первой медицинской помощи.

15.4.2. Пожарная безопасность

Буровая установка — пожароопасный объект. Незнание причин возникновения пожара на скважине и несоблюдение правил пожарной безопасности рабочими буровой бригады может привести к пожарам, взрывам и несчастным случаям.

Причины возгорания могут быть различны. Например, при дизельном приводе:

а) пропуски дизельного топлива из топливных линий, разливы нефтепродуктов и горючих веществ;

б) нарушение герметичности выхлопных коллекторов, двигателей, при касание их к сгораемым конструкциям, неисправность искрогасителей;

в) применение открытого огня, курение, проведение электрогазосварочных работ вблизи мест хранения горюче-смазочных материалов, сгораемых конструкций и горючих веществ.

При электроприводе:

а) неисправности в электрооборудовании, вызывающие искрение, короткое замыкание, нагрев проводов;

б) прокладка силовой и осветительной сети с нарушением правил – непосредственно по сгораемым конструкциям и по местам, где возможно соприкосновение с горюче-смазочными материалами;

в) перегрузка электропроводок.

Опасность пожаров и взрывов на производственных объектах нефтегазодобывающей промышленности характерна для всех технологических процессов начиная от добычи нефти, газа или конденсата и заканчивая их переработкой. Вероятность возникновения этих явлений, возможные масштабы и последствия их воздействия на здоровье и жизнь работающих зависят от объемов и свойств горючих материалов и веществ, условий поступления, распространения и накопления их в воздухе. По взрыво- и пожароопасности объекты нефтяной и газовой промышленности относятся к категории «**А**» . К взрывоопасности категории «А» относятся производства на которых применяются:

- вещества, способные взрываться и гореть при взаимодействии с водой, воздухом и друг с другом;

горючие газы, нижний предел воспламенения которых равен 10% и меньше по отношению к объему воздуха;

- жидкости, с температурой вспышки паров до 28 °С, исключительно при условии, что указанные газы и жидкости могут образовывать взрывоопасные смеси в объеме, превышающем объем помещения на 5 %.

Причины взрывов и пожаров могут быть различны:

пропуски дизельного топлива, разливы нефтепродуктов и горючих веществ;

- нарушение герметичности выхлопных коллекторов двигателей, неисправность искрогасителей;

- применение открытого огня, курение, проведение сварочных работ вблизи мест хранения нефти, горюче-смазочных материалов, сгораемых конструкций и горючих веществ;

- неисправности электрооборудования, вызывающие искрение, короткое замыкание, нагрев проводов;

- прокладка силовой осветительной сети с нарушениями;

- перегрузка электрических приборов, оборудования.

Оборудование буровой, территории вокруг буровой и работы связанные с бурением проектируются согласно требованиям Федерального закона

от 21.12.1994 N 69-ФЗ (ред. от 30.11.2011) "О пожарной безопасности" [34] и Федерального закона от 22.07.2008 N 123-ФЗ (ред. от 10.07.2012) "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности" [34]. Буровая оборудуется всеми противопожарными средствами в соответствии с требованиями “Правил пожарной безопасности для геологоразведочных организаций и предприятий”.

Правилами предусматривается:

- ✓ назначение на буровой ответственного лица за пожарную безопасность;
- ✓ прохождение вновь принимаемым на работу противопожарных инструктажей;
- ✓ молнизащита.

Вокруг буровой установки в радиусе 50 м выкашивается трава, а территория очищается от валежника и листьев.

Территория склада ГСМ очищается от сухой травы, пней и сучьев, окружается земляной обваловкой согласно требований. На видном месте устанавливается четкая надпись “ОГНЕОПАСНО”. Цистерны заземляются и окрашиваются в белый цвет.

Не допускается разлив нефтепродуктов на территории участка ведения буровых работ.

Нормы пожарной безопасности для буровых установок указаны в таблице 12.8.

На территории буровой проектируется необходимое количество единиц пожарной техники (таблица 15.2).

На буровой установке запрещается:

- ✓ курить, применять факел и другие источники открытого огня для освещения и других нужд;

отогревать замершие трубопроводы и оборудование, а также разогревать в зимнее время емкости с буровым раствором при помощи открытого огня (только паром или горячей водой);

Таблица 15.2 - Нормы пожарной безопасности буровых установок

Наименование параметров	Нормы
Территория очищенная вокруг буровой в радиусе не менее, м	50
Расстояние от буровой установки до (м, не менее): - мест хранение топлива (дров, угля) - мест хранения ГСМ - площади разведения огня	 8 50 15
Зазор между трубами и горючими конструкциями здания буровой, м (неменее)	0,15
Размер отверстий в металлической сетке искрогасителя, мм (не более).	5·5
Кол-во выходов из буровой, не менее	2
Емкость пожарного ящика для песка, $м^3$ (не менее)	0,2
Ширина окантовки пожарного щита красной краской, м	0,02-0,05

Таблица 15.3 - Количество пожарной техники на буровой установке

Наименование	Количество, шт	Объекты
1	**2**	**3**
Огнетушитель	2	Стационарная буровая установка с приводом от ДВС
химический пенный (ОХП-	2	Жилой поселок на буровой
10)	1	Котельная установка
Углекислотный или порошковый (ОП-10, ОУ-5)	1	Передвижная электростанция
	1	Жилой поселок на буровой
	1	Котельная установка
Ящик с песком вместимостью 0,2 $м^2$ и лопатой	2	Стационарная буровая установка с приводом от ДВС
	1	Передвижная электростанция
	2	Жилой поселок на буровой
	1	Котельная установка
Ящик с песком вместимостью 0,4 $м^2$ и лопатой	1	Склад ГСМ
Комплект шанцевого инструмента	2	Стационарная буровая установка с приводом от ДВС
	1	Передвижная электростанция
	1	Склад ГСМ

	1	Жилой поселок на буровой
Бочка с водой (250 л)	1	Стационарная буровая установка с приводом от ДВС
Ведра пожарные	2	Стационарная буровая установка с приводом от ДВС
	2	Склад ГСМ
	2	Жилой поселок на буровой
Войлок, асбестовое полотно или кошма (2×2) м^2	1	Передвижная электростанция
	1	Склад ГСМ
	1	Котельная установка

В местах возможного скопления и выделения паров углеводородов устанавливается контроль за воздушной средой с помощью стандартных или переносных газоанализаторов.

Для создания естественной вентиляции рекомендуется предусмотреть на обшивках рабочей площади и насосного сарая буровой открывающиеся окна, фрамуги и.т.п.

При монтаже буровой установки предусмотреть достаточную естественную вентиляцию под полом буровой с целью уменьшения скопления паров углеводородов.

15.4.3. Обеспечение безопасности в аварийных ситуациях

Аварии, возникающие при бурении скважин: выбросы, открытое фонтанирование, падение инструмента (буровых труб и УБТ) при подъеме, разрушение элементов конструкции вышки, обрыв канатов и падение талевого блока, прихват инструмента, пожар на буровой.

Работы по ликвидации аварий проводятся под руководством лица, имеющего право ответственного ведения буровых работ (буровой мастер, инженер по бурению, технический руководитель). Сложные аварии в скважинах ликвидируются по плану, утвержденному главным инженером.

До начала работ по ликвидации аварий буровой мастер и бурильщик обязаны проверить исправность вышки, оборудования, талевой системы, спускоподъемного инструмента и контрольно-измерительной аппаратуры.

При ликвидации аварий связанных с прихватом труб в скважине запрещается создавать нагрузки одновременно лебедкой станка и домкратом (гид-

равлическими цилиндрами подачи станка). При работе с домкратами обеспечить их правильную установку.

15.5. Ликвидация выбросов и открытого фонтанирования нефти и газа

К наиболее опасным авариям относятся нефтегазовые выбросы и открытое фонтанирование. Для их предупреждения, бурение осуществлять в строгом соответствии с ГТН и техническим проектом, ЕТП ведения работ при бурении скважины на нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождениях, ПВ в НГДП и «Инструкцией по предупреждению открытого фонтанирования при бурении скважин».

При спуске колонны 146 мм в превенторе устанавливают плашки диаметром 146 мм. В период ОЗЦ (колонны диаметром 219 и 146 мм) превентор закрыт.

Монтаж буровых установок производить по типовой схеме и обеспечивать ее привязку к рельефу местности, с учетом расположения ПВО по высоте и ширине, беспрепятственное обслуживание, замена и т.д., соблюдением безопасных расстояний от рек, лесов зданий и сооружений.

Буровая установка до начала бурения обеспечивается емкостями с запасной промывочной жидкостью. Установка вакуумных дегазаторов обязательная для газовых и нефтяных скважин с высоким газовым фактором.

Крепление скважин обсадными колоннами с установкой противовыбросового оборудования удовлетворяющими по прочности условиям герметизации устья при открытом фонтанировании и смонтированными в соответствии с типовой схемой. Необходимо постоянно иметь однократный от объема скважин запас промывочной жидкости, который участвует в циркуляции. Кроме того, на скважине держат запас соли, утяжелителя, глинопорошка и химреагентов. Время создания этого запаса и его объем соответствует техническому проекту на строительство скважин и указываться в ГТН и режимно-технологической карте.

Превенторная установка и ее обвязка независимо от состояния и сроков работы, перед установкой и после установки на устье скважины, должны быть опрессованы. Данные опрессовки оформляются актом.

Плашки превентора, установленного на устье скважины, соответствуют диаметру бурильных труб.

В случае применения колонны бурильных труб разных диаметров на буровой необходимо иметь опрессованную бурильную трубу под плашки превентора с переводником под бурильный инструмент и окрашенным в белый цвет (полосами).

В зимний период ПВО и его обвязка, а также емкости (амбары) с запасом бурового раствора обогреваются.

Перед вскрытием продуктивных горизонтов на буровой предусматривается в наличии два опрессованных обратных клапана с приспособлением для их открытия, комплект ключей для докрепления фланцевых соединений устьевого оборудования и выкидных трубопроводов, ловильный инструмент, штуцерные задвижки, задвижки высокого давления на манифольде, грязевый шланг, сменные запчасти к буровым насосам, КИП и приборы для замеров параметров промывочной жидкости.

Вскрытие продуктивных горизонтов при соответствии конструкции скважины, исправной обвязки ПВО на устье, способа бурения, производительности и давления насосов, проектов документации, соблюдение заданной механической скорости, разбуривании продуктивных горизонтов, скорости СПО при вскрытии продуктивных горизонтов, периодичности, продолжительности промывок перед подъемом инструмента, постоянном доливе скважины при подъеме бурильного инструмента (в соответствии с объемом поднятия труб) и регистрацией долива в буровом журнале, наличие промывочного переводника в компоновке бурильной колонны и наличии газокаротажной станции с момента забуривания, а также необходимого запаса промывочной жидкости в соответствии с параметрами ГТН и проектной документации.

Буровая обеспечивается Инструкцией по предупреждению аварий при бурении скважины, «Типовым планом по ликвидации нефтегазопроявлений и

открытых фонтанов», а также согласованными с ИВЧ по ПВ и ЛОНГФ планами на вскрытие продуктивных горизонтов, работ по ликвидации аварий (осложнений) при наличии в скважине вскрытых продуктивных горизонтов, графиков круглосуточного дежурства ответственных ИТР, протоколов на изменение конструкции скважины, параметров промывочной жидкости и прочности спускаемых в скважину обсадных труб.

Буровые вахты инструктируются и обучаются мерам, необходимым при газопроявлениях внезапных газонефтяных выбросах из скважины. На буровой составляется аварийное расписание по действию буровых вахт, в случае внезапного нефтегазопроявления и открытого фонтанирования.

Буровой мастер лично не реже одного раза в неделю проверяет работоспособность установленных превенторов и задвижек, результаты проверок заносить в журнал проверки технического состояния оборудования. При прохождении пластов с нефтегазопроявлениями исправность превенторов и задвижек проверять перед каждым спуском и подъемом бурильного инструмента.

Буровой мастер и ИТР не реже одного раза в декаду, согласно утвержденному графику, проводят учебные тревоги по сигналу «Выброс» с буровыми вахтами, а также инструктажи и практические обучения производственного персонала необходимым приемам и методам предупреждения возникновения и ликвидации нефтегазопроявлений и открытых фонтанов.

На буровой всегда присутствует следующая техническая документация:

- ✓ технический паспорт на превенторную установку, фактическая схема обвязки устья скважины, а также чертежи нестандартных элементов обвязки; акты опрессовок обсадных колонн, бурильного инструмента и НКТ, обратных клапанов, ПВО его обвязки колонной головкой, цементного кольца за колонной, запасной бурильной трубы, фонтанной арматуры, прочности, герметичности цементного моста перед перфорацией очередного объекта;
- ✓ акт готовности скважины к промыслово-геофизическим исследованиям, вскрытие продуктивных горизонтов и перфорации объекта; протоко-

лы на измерение конструктивных скважин, параметрам промывочной жидкости, прочности обсадных труб, спускаемых в скважину и др.;

- ✓ журналы: вахтенный, по технике безопасности для, параметров ПЖ, коллекторский контрольных замеров бурильного инструмента; планы: на вскрытие продуктивных горизонтов по ликвидации аварий, (осложнений) при вскрытых горизонтах, на установку цементных мостов, на испытание продуктивных горизонтов и ИП в процессе бурения, на консервацию скважин и вывод из консервации с обязательным согласованием этих планов с ИВЧ по ПВ и ЛОНГФ.
- ✓ ГТН, режимно-технологическая карта и мероприятия по безаварийной проводке скважины.

В случае открытого фонтанирования скважины необходимо отключить все линии электропередачи; потушить технические и бытовые топки и другие огни, находящиеся поблизости от скважины; закрыть движение на прилегающих к скважине проезжих дорогах; соорудить амбар для приёма конденсата, установить насосы и проложить трубопровод для перекачки конденсата в закрытую ёмкость; вызвать работников пожарной охраны, военизированного отряда и медицинский персонал; устроить вокруг фонтанирующей скважины канавы для стока конденсата, воды и промывочной жидкости. Доступ к фонтану проектируется со стороны, не занятой амбарами.

Работы у устья по ликвидации открытого фонтана выполняются работниками специальных военизированных отрядов и пожарной части; к этим работам могут быть допущены также специально обученные и проинструктированные рабочие, снабженные необходимыми средствами защиты и соответствующей спецодеждой.

Во всех случаях руководство буровой организации, заранее (не позднее, чем за двое суток до начала работы) ставит в известность руководство ИВЧ по ПВ и ЛОНГФ, для получения разрешения на проведения в скважинах следующих работ: дальнейшее углубление скважины после обвязки устья, монтажа и опрессовки ПВО; испытание продуктивных горизонтов в процессе бурения с помощью испытателей пластов; разбуривание цементно-

го моста при вскрытом продуктивном горизонте; установку нефтяной, кислотной или водяной ванн при вскрытом продуктивном горизонте; покрытие продуктивного горизонта и перфорацию при испытании первого объекта после обследования скважины специальной комиссией и составления акта готовности; дальнейшее производство работ после устранения нарушений отмеченных в ранее выданных запрещениях.

15.6. Организация работ по охране труда

Охрана труда регулируется Разделом X Трудового Кодекса Российской Федерации, который закрепляет государственные нормативные требования охраны труда, обязанности работодателя по обеспечению безопасных условий и охраны труда, обязанности работника в области охраны труда, обеспечение работников средствами индивидуальной защиты, санитарно-бытовое и лечебно-профилактическое обслуживание работников, несчастные случаи, подлежащие расследованию и учету и т.д. [27]

Все члены буровой бригады и другие лица, которые будут принимать участие в работе по сооружению или испытанию скважины, обучаются безопасным методам работы по своим профессиям и до начала работы на данной скважине инструктируются как по общим правилам безопасности на предприятии, так и по специальным вопросам техники безопасности и противопожарной техники, связанным с выполнением конкретных видов работ на данной скважине. Каждому рабочему необходимо вручить инструкцию по безопасным приёмам работы по его профессии. Ежегодно знания каждого рабочего проверяет специальная комиссия, назначаемая приказом по предприятию.

Буровая установка БУ 3000-ЭУК оснащается техническими средствами (приспособлениями и устройствами), позволяющими устранить опасные и трудоёмкие производственные факторы. Необходимо обеспечить рабочий и инженерно – технический персонал необходимой нормативно – технической документацией по безопасности труда. Для обеспечения безопасности работающих на случай пожара буровая обеспечивается первичными средствами

пожаротушения и нормативно – технической документацией по пожарной безопасности.

Руководители работ отвечают за обучение рабочих, в том числе:

- ✓ предварительное обучение рабочих при приеме на работу;
- ✓ профессиональное обучение и знание ТБ;
- ✓ инструктивное обучение-проведение работнику инструктажа (первичного на рабочем месте, периодического, внепланового);
- ✓ специальное обучение - предопределяет получение особых знаний (проведение работы на высоте, электроустановках, сосудах, работающих под давлением, умение преодолевать водные преграды, работать в охранной зоне воздушных, наземных, подземных коммуникаций).

Контроль знаний проводится либо в устной, либо в письменной форме с выставлением оценки.

Руководители работ отвечают за:

- ✓ техническое состояние используемого на объекте оборудования, аппаратуры, инструмента;
- ✓ ведение и хранение технической документации;
- ✓ своевременную поставку, хранение и поддержание в работоспособности средств индивидуальной защиты;
- ✓ комплектность и рабочее состояние противопожарных средств;
- ✓ своевременное расследование несчастных случаев, аварий и ДТП;
- ✓ использование на объекте транспортных средств, складов ГСМ и других средств, необходимых для выполнения работ;
- ✓ соблюдение на производстве трудовой дисциплины.

Основными документами по охране труда на буровой являются:

- ✓ технические документы на все оборудование и приборы;
- ✓ схема участка работ с указанием расположения объектов работ;
- ✓ журнал инструктажа на рабочем месте;
- ✓ схема электроснабжения участка или объекта работ;
- ✓ инструкции по ПТБ, пожарной безопасности, медицинскому инструктажу;

✓ текущая документация по испытанию различного оборудования, аппаратуры, инструмента, оборудования (заземлители, проводники и т.п.).

Специальные документы, используемые при бурении скважины:

✓ геолого-технический наряд;

✓ акт приемки буровой в эксплуатацию;

✓ буровой журнал.

✓ Для создания безопасных условий труда при строительстве скважин необходимо соблюдать требования и мероприятия, соответствующие:

✓ нормативам оснащения объектов нефтяной и газовой промышленности механизмами и приборами, повышающими безопасность и технический уровень их эксплуатации;

✓ единым нормам техники безопасности на разработку основных видов нефтегазодобывающего оборудования;

✓ правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности.

15.6.1. Инструкция по охране труда при работе на установках горизонтально направленного бурения

15.6.1.1. Общие требования охраны труда

1.1. К самостоятельной работе на установках горизонтально направленного бурения (УГНБ) допускаются лица не моложе 18 лет, имеющие профессиональную подготовку и прошедшие:

– медицинский осмотр при приеме на работу и не имеющие медицинских противопоказаний;

– вводный и первичный на рабочем месте инструктажи по охране труда;

– обучение безопасным методам и приемам работы (стажировка на рабочем месте);

– проверку знаний требований охраны труда;

– обучение правилам и приемам первой медицинской помощи;

1.2. При работе на УГНБ на персонал установки могут воздействовать следующие опасные и вредные производственных факторы:

– движущиеся машины, механизмы и их подвижные части;

– разрушающиеся конструкции;

– повышенное напряжение электрической сети;

– повышенный уровень шума и вибрации на рабочем месте;

– физические и эмоциональные перегрузки;

– повышенная и пониженная температура на рабочем месте.

1.3. При работе на УГНБ персонал установки обязан:

– хорошо знать правила безопасности и надежной работы на УГНБ и с локационными приборами, включая порядок укладки матов заземления и процедуру самого заземления;

– полностью соблюдать нормы, правила и инструкции по охране труда и инструкции по эксплуатации УГНБ, Правила внутреннего трудового распорядка, а также соблюдать и выполнять в обязательном порядке все мероприятия, указанные в проекте производства работ (ППР);

– выполнять требования по обеспечению пожаро- и взрывобезопасности:

а) правильно организовать рабочее место, содержать рабочее место в чистоте и порядке;

б) не допускать загромождения рабочего места, проходов и проездов посторонними предметами;

в) строго соблюдать технологии выполнения работ, не допускать действий, которые могут привести к взрыву, пожару или возгоранию;

г) курить только в специально установленных, обозначенных и оборудованных местах;

д) промасленная ветошь, производственные отходы должны храниться в специально отведенных местах;

– запрещается уборка помещений с применением бензина, керосина, других легковоспламеняющихся жидкостей;

– запрещается оставлять после окончания работы включенные в электросеть оборудование и электроприборы (за исключением оборудования непрерывного действия);

– поддерживать порядок на рабочих местах, очищать их от мусора, снега, наледи, не допускать нарушений правил складирования материалов и конструкций;

– правильно применять коллективные и индивидуальные средства защиты, бережно относиться к выданной спецодежде, спецобуви и другим средствам индивидуальной защиты (куда входит защитная одежда и обувь, перчатки, каски, яркие жилеты, перчатки диэлектрические, инструмент с изолирующими ручками и индикатором напряжения, защитные очки);

– немедленно сообщать своему непосредственному руководителю о несчастном случае, произошедшем на строительном участке, либо о признаках профессионального заболевания, а также о ситуации, которая создает угрозу жизни и здоровью людей;

– в процессе самого бурения уметь точно определять местонахождение буровой головки и отслеживать ее на протяжении всего рабочего цикла.

1.4. Запрещается выполнять работу, находясь в состоянии алкогольного опьянения либо в состоянии, вызванном употреблением наркотических средств, психотропных или токсичных веществ, в болезненном состоянии, связанном с болезнью, препятствующем выполнении работы, а также распивать спиртные напитки, употреблять наркотические средства, психотропные или токсические вещества по месту работы или в рабочее время, курить в неустановленных местах.

1.5. В процессе производства работ персонал установки должен:

– применять оборудование по назначению, в соответствии с инструкциями заводов- изготовителей;

– поддерживать оборудование в технически исправном состоянии, не допуская работу с неисправностями, при которых эксплуатация запрещена;

– быть внимательным во время работы и не допускать нарушений требований безопасности труда и пожарной безопасности;

– не допускать к работе на установках ГНБ посторонних лиц.

1.6. Запрещается располагаться во время перерывов в траве, кустарниках и в других не просматриваемых местах вблизи работающего оборудования и транспортных средств.

1.7. Запрещается заходить за ограждения опасных зон.

1.8. Запрещается находиться под поднятым грузом. Места, где проходят работы на высоте, нужно обходить на безопасном расстоянии, так как возможно падение предметов с высоты.

1.9. Во избежание заболеваний глаз не смотреть на пламя электросварки.

1.10. Запрещается прикасаться к электрооборудованию и электропроводам (особенно остерегаться оголенных или оборванных приводов).

1.11. Запрещается снимать ограждения и защитные кожухи с токоведущих частей оборудования.

1.12. Верхолазные работы (на высоте более 5 м от поверхности грунта, перекрытия или рабочего настила, если основным средством предохранения работающего от падения с высоты является предохранительный пояс) выполнять только при наличии медицинского допуска, специального обучения, наряда-допуска.

1.13. Работы на высоте (1,3 м и более от поверхности грунта, перекрытия или рабочего настила) при отсутствии специальных ограждений производить с применением предохранительного пояса в соответствии с правилами.

1.14. Персонал, занятый работой на строительном участке (буровом) участке должен быть обеспечен помещениями для обогрева и отдыха, для сушки спецодежды. Иметь аптечки для оказания первой медицинской помощи и средства пожаротушения.

1.15. Обустройство жилых помещений (вагончиков) должно осуществляться на расстоянии не менее 300м от подземных коммуникаций газопроводов. В местах расположения жилых вагончиков должны быть оборудованы места общего пользования (уборные), места для курения. Все жилые вагончики должны быть заземлены.

1.16. Проходы на рабочих местах и к рабочим местам должны быть не менее 0,6 м в ширину.

15.6.1.2. Требования охраны труда перед началом работы

2.1. По прибытии на объект, персонал установки ГНБ обязан:

– явиться к руководителю работ, получить производственное задание и пройти инструктаж на рабочем месте по специфике выполняемых работ;

– уточнить последовательность выполнения работы и необходимые мероприятия по обеспечению сохранности подземных сооружений и коммуникаций;

– осмотреть схему прокладки коммуникаций, получить от руководителя работ информацию о фактических местах расположения подземных сооружений и коммуникаций, которые должны быть обозначены флажками или вешками.

2.2. Надеть спецодежду, спецобувь и др. средства индивидуальной защиты в соответствии с видами работ. Все работающие на буровой установке должны быть в защитных касках. Одежда должна быть застегнута на все пуговицы и заправлена так, чтобы не было свисающих концов. Не допускается засучивать рукава спецодежды. Защитная каска должна быть застегнута на подбородный ремень. Не закалывать одежду булавками, иголками, не держать в карманах одежды острые, бьющиеся предметы.

2.3. Провести погрузочно-разгрузочные работы всего оборудования механизированным способом, согласно проекту производства работ (ППР) и инструкции по охране труда при проведении погрузочно-разгрузочных работ.

2.4. Площадку для погрузочно-разгрузочных работ следует содержать в чистоте и порядке, не загромождать и не захламлять ее. На ней необходимо обеспечить и обозначить проезды, разъезды и развороты транспорта.

2.5. Кран и другую тяжелую технику необходимо устанавливать на все опоры. Под опоры подкладывать подкладки, являющиеся инвентарной принадлежностью.

2.6. При разгрузке оборудования необходимо соблюдать следующие требования:

– поставить передвижное средство на тормоза и подложить под колеса инвентарные башмаки;

– следить, чтобы не было посторонних лиц в зоне погрузки и выгрузки;

– ЗАПРЕЩАЕТСЯ во время транспортировки механизма кому-либо перемещаться на самом механизме;

– погрузочно-разгрузочные работы в зоне действующей линии электропередачи, а также в зоне действующей железной дороги должны производиться под непосредственным руководством ответственного лица за безопасное производство работ при наличии письменного разрешения организации владельца линии и наряда-допуска, определяющего безопасные условия работы.

2.7. Перед установкой машины ГНБ на месте работы машинист обязан проверить выполнение следующих требований:

– грунт под установку машины должен быть спланирован и утрамбован;

– территория расположения машины должна быть достаточной для ее маневрирования;

– уклон площадки не должен превышать допустимый по паспорту машины;

2.8. Произвести настройку сигнализации предупреждения подземного столкновения с электрическими сетями, находящимися под напряжением, размещение защитных «зануляющих» матов (заземление), а также соединение матов корпуса УГНБ, смесителя и системы сигнализации кабелями, тестирование всей системы перед началом работ.

2.9. Произвести визуальный осмотр УГНБ на предмет неисправности, проверить работоспособность двигателя на холостом ходу и его исправность, а также осветительных и контрольно-измерительных приборов и механизмов управления;

2.10. Произвести рытье амбара (котлована) для отвода бентонитового раствора. Земляные работы в охранной зоне (полосе ограниченной расстоянием 2 м по обе стороны от трубопроводов) производятся только вручную. Механизированное рытье амбаров в охранных зонах производится при условии выдачи машинисту экскаватора наряда-допуска, определяющего безопасные условия проведения этих работ.

2.11. Произвести ограждение места работы сигнальными лентами по всему периметру проведения буровых работ, так, чтобы исключить падение людей.

15.6.1.3. Требования охраны труда во время работы

3.1. Персонал, занятый обслуживанием установки ГНБ, должен изучить инструкцию по эксплуатации УГНБ в полном объеме и особенно хорошо знать раздел Правила безопасности при работе на установке. Особенно это касается персонала, не занятого работой на установке постоянно, например, выполняющего только операции по подготовке к эксплуатации или техническое обслуживание.

3.2. Во время работы на установке ГНБ весь персонал установки должен использовать спецодежду и средства индивидуальной защиты. Одежда должна быть застегнута, чтобы не было свободно свисающих концов, во избежание затягивания в движущиеся и вращающиеся механизмы установки.

3.3. Во время работы персонал установки должен использовать только исправный инструмент и приспособления.

3.4. Каждый раз перед началом работы производить осмотр всех шлангов, трубопроводов, электропроводку и проверять затяжку ответственных резьбовых соединений.

3.5. Применять смазочные материалы, рекомендованные заводом изготовителем.

3.6. Новый или проходящий обучение персонал может работать на установке только под постоянным присмотром квалифицированных специалистов.

3.7. Не приближаться к движущимся частям установки во избежание опасности затягивания и придавливания.

3.8. Не касаться штанг во время вращения бурового става и при его наращивании и разборке.

3.9. Не открывать защитные кожухи, дверцы и т.п. до тех пор, пока установка не будет выключена и полностью не остановится.

3.10. Не изменять установленную технологию выполнения работ без разрешения ответственного лица (руководителя работ) бригадира или начальника бурового участка.

3.11. Не загромождать материалами и оборудованием рабочие места и проходы.

3.12. Эксплуатация бурового оборудования должна вестись строго в соответствии с проектом, паспортом и инструкцией завода-изготовителя.

3.13. Присоединение каждой буровой штанги к буровому ставу во избежание возникновения аварийной ситуации, должно сопровождаться тщательным осмотром всей поверхности штанги и особенно резьбовых соединений. Отбракованные штанги (наличие трещин и сколов на трубе и резьбовом соединении) отбраковываются и в производстве работ не применяются.

3.14. Соединение напорных рукавов растворных линий должны выполняться хомутами при помощи штуцеров с кольцевой нарезкой.

3.15. Движущие части механизмов бурового агрегата должны быть ограждены.

3.16. Обязательное ведение журнала производства и учета работ, согласно установленным требованиям.

3.17. Персонал установки не должен отвлекаться от выполнения своих прямых обязанностей и быть очень внимателен.

3.18. **ЗАПРЕЩАЕТСЯ** допускать к работе на установках ГНБ посторонних лиц.

3.19. При проведении смены оборудования, а также при работах связанных с работой буровых штанг, работы проводить строго при помощи гидравлических ключей.

3.20. Все монтажные работы должны вестись согласно инструкции или паспорту завода-изготовителя и под руководством руководителя работ. При монтаже буровой установки грузоподъемность используемых подъемных средств должна соответствовать массе поднимаемых грузов.

3.21. При производстве работ по подъему, перемещению и укладке труб необходимо соблюдать следующие правила:

– лицам, не имеющим прямого отношения к работе, запрещается находиться на месте производства работ и на кранах;

– по окончании строповки труб такелажники должны удалиться в безопасное место;

– трубы перед подъемом следует предварительно приподнять на высоту 20-30 см для проверки правильности строповки и надежности действия тормоза крана;

– запрещается переносить трубы над людьми, и находится под стрелой крана в радиусе менее чем плюс 5м;

– не разрешается находиться в кабине кузова автомобиля или прицепе во время опускания труб на платформу, при этом шофер должен отойти на безопасное расстояние и следить за погрузкой;

– перемещать трубы в горизонтальном направлении следует, предварительно подняв их на высоту 0,5м выше встречающихся на пути препятствий;

– машинист крана не должен опускать трубы одновременно с поворотом стрелы, не разрешается их резко бросать;

– при подъеме и опускании труб между поднимаемой трубой и штабелем, трубовозом не должно быть людей, в том числе и лиц, производящих строповку;

– при развороте поднятых труб в нужное положение такелажники обязаны пользоваться специальными устройствами на захватах и закрепленными на них оттяжками;

– не выполнять преждевременную расстроповку труб, не убедившись при этом в надежном их закреплении в штабеле или на трубовозе;

– транспортировка грузов, кранами или трубоукладчиками разрешается только в пределах строительного участка.

3.22. При подаче и накручивании буровых штанг на лафете, машинисту буровой следует быть предельно внимательным при выполнении работы.

3.23. Все грузозахватные приспособления должны подвергаться периодическому осмотру ответственным лицом за содержание подъемных сооружений в исправном состоянии.

3.24. Скорость движения автотранспорта на строительных площадках не должна превышать 5 км/ч.

3.25. При монтаже плетей трубопровода и выполнении изоляционно-укладочных работ следует соблюдать следующие требования:

– перед началом работ проверить состояние троллейных подвесок, мягких полотенец, канатов, блоков, тормозных устройств кранов-трубоукладчиков;

– в процессе работы строго соблюдать схему расстановки механизмов, не превышать величины допустимых нагрузок, выноса стрелы и подъема трубопровода каждым кранов-трубоукладчиков;

– в случае выхода из строя одного из кранов-трубоукладчиков немедленно прекратить работу колонны;

– при прикручивании «плети» штанг работники установки должны находиться на безопасном расстоянии от колоны;

– монтаж трубопроводов в ночное и темное время суток допускается только при достаточном освещении зоны работ, наличии соответствующей сигнализации при непосредственном руководстве производителя работ;

– при монтаже и укладке трубопровода к работе на кранах-трубоукладчиках допускаются только лица, прошедшие специальное обучение работам на ГПМ, имеющие право на управление и производственный стаж не менее 1 года.

3.26. Во время протаскивания путь движения трубопровода и тягового троса должен быть освобожден от посторонних предметов (труб, бревен, камней, инструментов и т.п.)

3.27. При буксировке плети трубопровода к месту укладки необходимо:

– иметь по одному буксировщику в головной и хвостовой части трубопровода;

– обеспечить надежность крепления трубопровода к буксирующим плавучим средствам;

– не зачаливать шлюпки к трубопроводам.

3.28. При протаскивании трубопровода по дну водной преграды с помощью тяговой лебедки необходимо:

– надежно прикрепить лебедку к анкерной опоре, рассчитанной на максимальное усилие;

– находиться на расстоянии не менее 20 см от тягового, и якорного канатов;

– использовать систему дистанционного управления лебедкой;

– проверить надежность тягового троса, в случае необходимости испытать его на разрывное усилие;

– следить за показаниями динамометра лебедки, не допуская перегрузки троса выше расчетной величины;

– наматывать трос на барабан лебедки равномерно, без рывков (прикладывать нагрузку к тросу допускается только после того, как будет выбрана вся слабина троса);

– обеспечивать синхронную работу тяговой лебедки и тормозного устройства.

3.29. Понтоны, используемые для укладки трубопроводов, должны быть в исправном состоянии, проверены на герметичность и прочность давления, соответствующим полуторной глубине опускания. Понтоны, имеющие устройство автоматической строповки, следует отсоединять после вывода судов и плавучих средств за пределы зоны всплытия понтонов. При определении зоны всплытия, указанной в проекте производства работ, учитывать скорость течения.

3.30. При испытании магистральных трубопроводов в части охраны труда при проведении работ следует руководствоваться СНиП 12-04-2002.

3.31. Для проведения работ по испытанию трубопроводов устанавливается охранная зона в обе стороны от оси трубопровода по 150 м, которая обозначается предупредительными знаками и плакатами.

3.32. На месте производства работ бригада постоянно должна иметь вахтовый автотранспорт. Транспортные средства, предназначенные для перевозки людей, должны быть исправными и подвергаться ежедневному техническому осмотру. Ответственность за выпуск машин возлагается на начальника участка, мастера. Все машины должны эксплуатироваться в соответствии с инструкциями по их эксплуатации.

3.33. Во избежание подскальзывания работников при проливах масла, бурового раствора и других технических жидкостей следует немедленно засыпать место пролива песком или опилками, затем сгрести и убрать в контейнер.

15.6.1.4. Электробезопасность при обслуживании
МАШИН И МЕХАНИЗМОВ

4.1. Персонал УГНБ, обслуживающий электрическую часть оборудования напряжением до 1000 В, должен пройти специальное обучение и проверку знаний в квалификационной комиссии с присвоением ему квалификационной группы по электробезопасности не ниже II.

4.2. Последующая проверка знаний производится не реже 1 раза в год.

4.3. Персонал УГНБ должен иметь:

– элементарное техническое знакомство с электроустановками;

– отчетливое представление об опасности приближении к токоведущим частям;

– знание основных мер предосторожности при работе в электроустановках;

– практическое знакомство с правилами оказания первой помощи.

4.4. Машинисту разрешается единолично открывать для осмотра дверцы щитов пусковых устройств, пультов управления и др. При таком осмотре следует соблюдать осторожность, не касаться токоведущих частей, открытой аппаратуры. Во время работы машинист должен следить за исправностью электроустановок, показанием приборов, степенью нагрева электродвигателей. При работе с рукоятками управления, не покрытыми изоляционным материалом, машинист обязан пользоваться диэлектрическими перчатками.

4.5. Во избежание поражения электрическим током запрещается:

– прикасаться к открытым токоведущим частям электрооборудования или оголенным проводам, находящимся под напряжением; самовольно исправлять или подключать электропроводку или электрооборудование;

– использовать электрооборудование не по назначению;

– пользоваться неисправным электрооборудованием или неисправными предохранительными и защитными средствами;

– включать электрооборудование и электроинструмент без защитного заземления или с неисправным заземлением;

– включать в электросеть электрифицированные инструменты и другие токоприемники без применения предназначенных для этих цели устройств;

– снимать предупреждающие плакаты, ограждения или включать отключенные электроустановки без разрешения соответствующих лиц;

– устранять неисправности или регулировать электрооборудование и инструмент во включенном состоянии;

– оставлять электрооборудование, электроинструмент, осветительные и электронагревательные приборы во включенном состоянии без присмотра;

– тушить загоревшую электропроводку, электроустановку и кабель, находящуюся под напряжением, водой или пенным огнетушителем.

15.6.1.5. Проведение буровых работ в зимний период

5.1. При использовании бурового оборудования в зимнее время производится его ТО:

– замена масла в двигателе, замена дизельного (с летнего на зимнее);

– замена фильтров грубой и тонкой очистки.

5.2. Проведение буровых работ в зимний период при температуре воздуха -10^0С запрещается.

5.3. Основным условием проведения буровых работ при температуре воздуха до -8^0С является наличие и использование горячей воды ($t = 50^0$С).

5.4. Перед началом проведения буровых работ при низкой температуре воздуха произвести прогрев оборудования (вначале проводится прогрев двигателя, а затем гидравлики).

5.5. Ориентировочное время прогрева оборудования 20 минут.

5.6. Отогревается участок точки бурения (при помощи теплого песка, паяльной лампы)

5.7. Произвести приготовление бентонитовой смеси с использованием горячей воды.

5.8. На этапе расширения канала используются чистые (или разогретые) расширители.

5.9. По окончании проведения буровых работ (при длительных остановках в работе) необходимо пролить бентонитовый насос и мотопомпу тосолом (антифризом), чтобы исключить замерзание оборудования.

15.6.1.6. Требования охраны труда в аварийных ситуациях

6.1. При обнаружении в процессе работы неисправностей, при которых согласно инструкции завода-изготовителя не допускается эксплуатация УГНБ, работу следует прекратить и сообщить лицу, ответственному за технически исправное состояние машины.

6.2. При возникновении пожара машинисты УГНБ должны принять меры для его тушения подручными средствами и сообщить в пожарную охрану по телефону 101.

6.3. При авариях и несчастных случаях машинист должен остановить работу буровой установки и немедленно принять меры по оказанию потерпевшему первой помощи, при необходимости вызвать бригаду скорой помощи по телефону 103, поставить в известность руководителя работ, по возможности сохранить обстановку, если это не приведет к аварии или травмированию других людей.

6.4. В случае аварийной обстановки (повреждение трубопровода, балласта, обрыв тягового троса и т.п.) сигнальщик должен немедленно подать сигнал о прекращении укладки трубопровода.

6.5. В случае появления аварийной ситуации, связанной с опасностью для своего здоровья и здоровья окружающих людей, отключить установку, покинуть опасную зону и сообщить об опасности непосредственному руководителю.

15.6.1.7.Требования к безопасности по окончанию работы

7.1. После завершения операции прокладки необходимо:

– осмотреть гидросистему;

– «реанкерировать» бурильную установку;

– при выключенном двигателе очистить и промыть весь инструмент;

– отсоединить все шланги и кабели;

– отсоединить «зануляющие» кабели и скатать «зануляющий» мат;

– закатить установку на трейлер и приготовить ее к транспортировке.

– снять средства индивидуальной защиты и убрать их в предназначенное для них место.

7.2. Если буровая жидкость не будет использоваться в течение текущего дня, ее нужно слить, промыть насосную станцию струей воды или антифриза (тосола), чтобы предотвратить их заледенение (в зимний период).

7.3. Перед экскавацией грунта из котлованов, которые предназначены для сбора бентонита, откачать бентонитовый раствор и вывозиться на утилизацию.

7.4. На заключительном этапе работ необходимо заровнять все проделанные экскавации грунта, убрать ограждения и восстановить озеленение.

7.5. Сообщить руководителю работ или лицу ответственному за исправное состояние машины обо всех неполадках, возникших во время работы.

7.6. В зимний период по завершению расширения канала, штанги, находящиеся в канале должны быть пустыми (без бентонитового раствора).

7.7. Произвести демонтаж строительной площадки.

7.8. Произвести уборку мусора на месте проведения буровых работ (бытовой мусор, обрезки трубы, мешки из-под бентонита).

15.6.2 Лечебно-профилактическое и санитарно-бытовое обслуживание рабочих

Вахтовый метод - особая форма осуществления трудового процесса вне места постоянного проживания работников, когда не может быть обеспечено ежедневное их возвращение к месту постоянного проживания.

Вахтовый метод применяется при значительном удалении места работы от места постоянного проживания работников или места нахождения работодателя в целях сокращения сроков строительства, ремонта или реконструкции объектов производственного, социального и иного назначения в необжи-

тых, отдаленных районах или районах с особыми природными условиями, а также в целях осуществления иной производственной деятельности.

Работники, привлекаемые к работам вахтовым методом, в период нахождения на объекте производства работ проживают в специально создаваемых работодателем вахтовых поселках, представляющих собой комплекс зданий и сооружений, предназначенных для обеспечения жизнедеятельности указанных работников во время выполнения ими работ и междусменного отдыха, либо в приспособленных для этих целей и оплачиваемых за счет работодателя общежитиях, иных жилых помещениях.

К работам, выполняемым вахтовым методом, не могут привлекаться работники в возрасте до восемнадцати лет, беременные женщины и женщины, имеющие детей в возрасте до трех лет, а также лица, имеющие противопоказания к выполнению работ вахтовым методом в соответствии с медицинским заключением, выданным в порядке, установленном федеральными законами и иными нормативными правовыми актами Российской Федерации.

При вахтовом методе работы устанавливается суммированный учет рабочего времени за месяц, квартал или иной более длительный период, но не более чем за один год.

Учетный период охватывает все рабочее время, время в пути от места нахождения работодателя или от пункта сбора до места выполнения работы и обратно, а также время отдыха, приходящееся на данный календарный отрезок времени.

Работодатель обязан вести учет рабочего времени и времени отдыха каждого работника, работающего вахтовым методом, по месяцам и за весь учетный период.

Все рабочие перед выходом на работу проходят медицинский осмотр, инструктаж по санитарии и гигиене. Буровая обеспечивается медицинскими аптечками из расчета 5-7 человек на одну аптечку.

Для обеспечения безопасных условий труда при строительстве и выполнении основных требований, рабочий персонал обеспечивается средствами защиты работающих: санитарно-бытовыми помещениями, средствами ин-

дивидуальной защиты, средствами контроля воздушной среды и необходимым уровнем освещенности.

В соответствии со СНиП 2.09.04-87 “ «Административные и бытовые здания» [ ] и РД 39-22-719-01 “Нормативы санитарно-бытового оснащения бригад, занятых бурением и ремонтом скважин” при вахтовом методе организации труда буровая оснащается:

✓ Санитарно–бытовыми помещениями, которые необходимо ежедневно убирать и проветривать;

✓ Гардеробные, душевые и другие санитарно – бытовые помещения, которые должны периодически дезинфицироваться;

✓ Помещения для обогрева и отдыха, рабочих, которые необходимо сооружать на расстоянии, превышающем высоту вышки не менее чем на 10 м;

✓ Помещением с бачком с питьевой водой (предварительно подвергшейся анализу), аптечкой с полным набором медикаментов первой помощи, носилками и мебелью;

✓ Эмалированными и алюминиевыми бачками для питьевой воды, снабженными кранами. Крышки бачков должны запираться на замок и закрываться брезентовым чехлом. Температура питьевой воды должна быть в пределах +8…+20 ^{0}C;

✓ Туалетами, которые соответствуют санитарным нормам;

✓ Выгребными ямами с устройствами, не допускающими загрязнения почвы.

Список санитарно-бытовых помещений приведен в таблице 15.4.

Таблица 15.4 - Санитарно-бытовые помещения

Наименование	Количество
Вагон-домик с кабинетом мастера и комнатой отдыха, оборудованной устройствами для обогревания и охлаждения, умывальником, баком для питьевой воды	1
Вагон-домик с гардеробной, сушилкой для спецодежды и обуви, душевой кабинкой	1
Вагон-домики или брусовые дома – общежития для буровой бригады	5

Банно-прачечный комплекс	1
Вагон-столовая	1
Наружная уборная, выполненная в виде деревянной будки с выгребной ямой с двумя санитарными приборами	1

Для предупреждения инфекционных заболеваний питьевая вода соответсвует ГОСТ-2874-01, что обеспечивается централизованным водоснабжением. Применение воды разрешается только после кипячения. Суточный расход воды на питьевые нужды одного человека составляет 2-2,5 л. На время полевых работ устанавливается трехкратное питание с промежутками между приемами пищи не более 5-6 часов. Обеспечение продуктами питания предусматривается со складов базы экспедиции.

*15.7. Обеспечение работающих средствами индивидуальной защит**ы***

Применение средств индивидуальной защиты предусмотрено Трудовым кодексом РФ. Выдача спецодежды, спецобуви и других средств защиты регламентированы Приказом Минздравсоцразвития России от 9 декабря 2009 г. N 970н, г. Москва «Об утверждении Типовых норм бесплатной выдачи специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты работникам нефтяной промышленности, занятым на работах с вредными и (иди) опасными условиями труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением» (Зарегистрировано в Минюсте РФ 27.01.2010 N 16089) [28].

Учитывая наличие паров органических веществ в воздухе рабочей зоны: углеводородов, эфиров, альдегидов в соответствии с каталогом “промышленные противогазы и респираторы” члены буровой бригады и бригады опробования скважины для защиты органов дыхания обеспечиваются противогазами марки А (время защитного действия – 120 мин при максимальном содержании вредных веществ в воздухе в диапазоне 24000-26000 мг/м^3).

Перечень средств защиты представлен в таблице 15.5.

Таблица 15.5 - Средства индивидуальной защиты, спецодежда

Профессия	**Средства защиты**	**Норма выдачи на год (единицы или комплекты)**
1	2	3
	Костюм для защиты от воды из синтетической ткани с пленочным покрытием	1 на 2 года
	Комбинезон для защиты от токсичных веществ из нетканых материалов	1 до износа
	Костюм из смесовых тканей для защиты от общих производственных загрязнений и механических воздействий	2 на 2 года
	Футболка	4 на 2 года
	Головной убор	1
	Ботинки или сапоги кожаные с жестким подноском	1 пара
	Сапоги резиновые или сапоги резиновые болотные с жестким подноском	1 пара
	Перчатки с полимерным покрытием	6 пар
	Каска защитная	1 на 2 года
	Подшлемник под каску (с однослойным или трехслойным утеплителем)	2 на 2 года
	На наружных работах зимой дополнительно:	
	Костюм из смесовых тканей на утепляющей прокладке	1
	Белье нательное утепленное	2 комплекта
	Жилет утепленный	1
	Жилет меховой в IV и особом поясах	1 на 4 года
	Ботинки или сапоги, утепленные с жестким подноском	(по поясам)
	Валенки	(по поясам)
	Галоши на валенки	1 пара
	Шапка-ушанка	1 на 3 года
	Перчатки с защитным покрытием, нефтеморозостойкие	6 пар
	Перчатки шерстяные	6 пар
	Рукавицы меховые в IV и особом поясах	1 на 2 года
Бурильщик и помощ-	Костюм для защиты от воды из синтетической ткани с пленочным покрытием	1 на 2 года
	Костюм из хлопчатобумажной ткани с огнезащитной пропиткой или из огнестойкой ткани на осно-	2 на 2 года

	ве полиарамидных волокон или костюм из смесовых тканей для защиты от нефти и нефтепродуктов	
	Костюм противоэнцефалитный	1
	Комбинезон для защиты от токсичных веществ из нетканых материалов	1 до износа
	Футболка	4 на 2 года
	Головной убор	1
	Ботинки или сапоги кожаные с жестким подноском	1 пара
	Сапоги резиновые болотные с жестким подноском	1 пара
	Нарукавники из полимерных материалов	6 пар
	Перчатки с полимерным покрытием	12 пар
	Каска защитная	1 на 2 года
	Подшлемник под каску (с однослойным или трехслойным утеплителем)	2 на 2 года
	Очки защитные открытые	1 до износа
	На наружных работах зимой дополнительно:	
	Костюм из хлопчатобумажной ткани с огнезащитной пропиткой или из огнестойкой ткани на основе полиарамидных волокон на утепляющей прокладке или костюм из смесовых тканей для защиты от нефти и нефтепродуктов на утепляющей прокладке	(по поясам)
	Белье нательное утепленное	2 комплекта
	Жилет утепленный	1
	Жилет меховой в IV и особом поясах	1 на 4 года
	Ботинки или сапоги, утепленные с жестким подноском	(по поясам)
	Валенки	(по поясам)
	Галоши на валенки	1 пара
	Шапка-ушанка	1 на 3 года
	Перчатки с защитным покрытием, нефтеморозостойкие	6 пар
	Перчатки шерстяные	6 пар
	Рукавицы меховые в IV и особом поясах	1 пара на 2 года
	При выполнении работ с кислотой дополнительно:	
	Костюм из смесовых тканей с кислотозащитной пропиткой	1 на 2 года
	Фартук защитный из полимерных материалов	2 на 2 года

	Перчатки с полимерным покрытием	4 пары
Инженер по растворам, лаборант	Очки защитные закрытые	1 до износа
	Халат из смесовых тканей	2
	Футболка	4 на 2 года
	Головной убор	1
	Полуботинки кожаные	1 пара
	Фартук защитный из полимерных материалов	2
	Нарукавники из полимерных материалов	6 пар
	Перчатки трикотажные с точечным покрытием	12 пар
	Перчатки резиновые или из полимерных материалов	6 пар
	Респиратор	1 до износа
	Лаборанту химического анализа, занятому отбором проб воздушной среды на объектах нефтедобычи и подготовки нефти, дополнительно:	
	Костюм из смесовых тканей для защиты от общих производственных загрязнений и механических воздействий	2 на 2 года
	Сапоги резиновые с жестким подноском	1 пара
	Перчатки с полимерным покрытием	6 пар
	Очки защитные закрытые	1 до износа
	Зимой дополнительно:	
	Костюм из смесовых тканей на утепляющей прокладке	(по поясам)
	Жилет утепленный	1
	Ботинки или сапоги, утепленные с жестким подноском	(по поясам)
	Валенки	(по поясам)
	Галоши на валенки	1 пара
	Шапка-ушанка	1 на 3 года
	Перчатки с защитным покрытием, нефтеморозостойкие	3 пары
	Перчатки шерстяные	3 пары
	Рукавицы меховые в IV и особом поясах	1 пара на 2 года

15.8. Нормализация санитарно-гигиенических условий труда

15.8.1. Загазованность и запыленность воздуха рабочей зоны

При проведении буровых работ на человека оказывает вредное воздействие следующие виды факторов:

1. *Токсичность.*К источникам воздействия токсичных веществ на орга-

низм человека являются применяемые промывочные жидкости, обработанные химическими реагентами. При бурении на Фёдоровском месторождении используютполигликолевый буровой раствор (ПБР), который обрабатывается следующими химическими реагентами: кальцинированная сода, КМЦ, полигликоль.

Проникновение токсичных веществ в организм может происходить тремя путями:

1) через органы дыхания;
2) через желудочно-кишечный тракт;
3) через кожу.

Воздействие токсичных веществ на организм человека зависит от их свойства и количества. При отравлении вредными химическими веществами наблюдается головокружение, тошнота, слабость, потеря сознания, удушье, нарушение сердечной деятельности. При больших концентрациях воздействие на организм усиливается и приводит к хроническим заболеваниям, инвалидности и даже к смертельным случаям.

Наиболее вредным веществом является кальцинированная сода и при работе с ней наблюдается изъязвления слизистой носа. Вдыхание пыли может вызвать раздражения дыхательных путей, коньюктивит, также она оказывает сильное воздействие на глаза: вызывает ожог, а в последующим помутнение роговицы. Для защиты следует применять специальную одежду из плотной ткани, перчатки и обувь. Для защиты органов дыхания от летучих выделений и пыли следует применять респираторы. Для защиты глаз очки.

Характерной особенностью данной площади является содержание в пластовых водах сероводорода. Сероводород также может выходить на дневную поверхность в смеси с углеводородами. [29]

С целью охраны здоровья членов буровой бригады и охраны окружающей среды от загрязнения предлагается следующий комплекс мероприятий:

а) если в пластовой воде или углеводородной жидкости содержится H_2S необходимо изолировать такой пласт. Изоляция пласта может быть осуществлена такими способами как: 1) установка ванны с содержани-

ем 5 - 10% водорастворимых солей меди, железа, магния - для гранулярных коллекторов; 2) для кальматации трещинных пород применяется ванна из водорастворимых силикатов.

Таблица 15.6 - Предельно - допустимые концентрации некоторых веществ

№ п/п	Наименование веществ	ПДК, мг/м^3	Класс опасности	Пути попадания в организм
1	2	3	4	5
1	КМЦ	0,3	2	Кожа и органы дыхания
2	$CaC1_2$	3,0	3	Кожа и органы дыхания
3	Нефтяные масла	5,0	3	Кожа и органы дыхания
4	Нефть сырая	3,0	3	Кожа и органы дыхания
5	Сероводород	10	3	Органы дыхания
6	Сероводород в смеси с углеводородами Ci - C_2	3	3	Органы дыхания
7	Гипан	0,2	2	Кожа и органы дыхания

б) для нейтрализации сероводорода в промывочную жидкость следует
вводить водорастворимые гидроокислы двухвалентных металлов.

в) в период ведения работ по нейтрализации сероводорода членов буровой вахты необходимо обеспечить средствами для защиты дыхательных путей (противогазами, респираторами).

15.8.2. Освещение производственных помещений

Для создания необходимого и достаточного уровня освещенности на рабочих местах с целью обеспечения безопасных условий труда необходимо руководствоваться “Отраслевыми нормами проектирования искусственного освещения предприятий нефтяной и газовой промышленности” ВСХ 34-01, а также соблюдать требования СНиП 23.05-95 ,“Инструкции по проектированию силового и осветительного электрооборудования промышленных предприятий”, “Правилами устройства электроустановок” (ПУЭ-00). Нормы освещенности приведены в таблице 15.7.

Таблица 15.7 - Нормы искусственной освещённости

Место подлежащее освещению	Нормы освещенности, лк	Место установки светильников
1	2	3
Рабочее место бурильщика	100	Сбоку от механизмов на высоте 2,2-2,5 м
Рабочее место помощника	40	По обоим сторонам от устья

бурильщика		на высоте 2,2-2,5 м
Насос	25	Над механизмом на высоте 2,2-2,5 м
КИП	150	Перед приборами
Подходы к буровой	10	На высоте 2,2-2,5 м
Вышка	25	Площадка кронблока, на ярусах

Помещения, имеющие естественное освещение днем и искусственное в темное время суток:

- ✓ буровая вышка (естественное и местное комбинированное);
- ✓ насосно-компрессорный блок (боковое естественное и местное искусственное);
- ✓ ДВС (боковое естественное и местное искусственное);
- ✓ склад химических реагентов (боковое естественное и местное искусственное);
- ✓ склад ГСМ (верхнее естественное и общее искусственное);
- ✓ помещения в поселке (боковое естественное и общее искусственное).

Для улучшения условий видимости и уменьшения ослепляемости, световые приборы на буровых вышках снабжаются жалюзийными насадками или козырьками, экранирующими источниками света или отражателями от бурильщика или верхнего рабочего.

Выбор типа светильников производится с учетом характера светораспределения, окружающей среды и высоты помещения. Для общего освещения помещений основного производственного назначения (вышечно-лебедочный блок, силовое и насосное помещение, циркуляционная система, противовыбросовое оборудование и т. д.) следует применять газозарядные источники света, для подсобных и административных помещений – лампы накаливания или люминесцентные лампы. Для освещения производственных площадок, неотапливаемых производственных помещений, проездов следует также применять газозарядные источники света.

На буровой освещение обеспечивается во взрыво- и пожаробезопасном исполнении.

В производственных помещениях, в которых прекращение освещения может привести к взрыву или пожару или же недопустимо длительному расстройству технологического процесса, предусматривают аварийное освещение, которое составляет не менее 10 % от общего.

15.8.3. Шум, вибрация

Источниками интенсивного шума и вибрации являются машины и механизмы с неуравновешенными вращающимися массами, также технологические установки и аппараты в которых движение газов и жидкостей происходит с большими скоростями и сопровождается пульсацией. При бурении к таким источникам относятся: компрессоры, буровые и шламовые насосы, буровые ключи. Шум и вибрация при длительном воздействии снижает остроту слуха, изменяет кровяное давление, ухудшает зрение. Особенно неблагоприятное воздействие шум оказывает на нервную и сердечно - сосудистую системы. Вибрация может вызвать разрушение механической прочности и герметичности аппаратов и коммуникаций, является причиной аварий.

Вредное воздействие вибрации выражается в виде повышенного утомления, головной боли, боли в суставах и т.д.

Основной мерой борьбы с шумом является подавление его в таких источниках как ротор (масляная ванна), роторная цепь (натяжение, смазка, центрирование), элементы пневмосистемы (установка звукопоглощающего кожуха на клапан разрядник), лебёдка (натяжение и постоянная смазка цепей).

В процессе бурения работающие подвергаются воздействию повышенного уровня шума и вибрации, следовательно, в соответствии с требованием ГОСТ 12.1.012-2004 по ограничению действующих уровней шума и вибрации, буровая установка оснащается коллективными средствами снижения уровня шума и вибрации. [30]

Шум и вибрация возникают в следствии работы дизелей и механизмов трансмиссии. Для уменьшения шума и вибрации необходимо:

- ✓ строго соблюдать правила монтажа и крепления оборудования для предотвращения повышенного уровня шума и вибрации;

- ✓ регулярно осуществлять профилактические осмотры и плановые ремонты оборудования во избежание возникновения дополнительного шума вследствие повышенного износа деталей и узлов;
- ✓ после ремонтов обязательно проводить контроль параметров шума и вибрации, не допускать эксплуатацию неисправного бурового оборудования. Нормы шума и вибрации приведены в таблицах (15.8 и 15.9).

Таблица 15.8 - Уровень звукового давления на буровой

Уровни звукового давления дБ в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
ПДУ для буровых установок, дБ	95	87	82	78	75	73	71	69

Таблица 15.9 - Предельно допустимые уровни виброскорости

Вибрация	Направление формирования вибрации	*Среднегеометрические частоты октавных полос, Гц*									
		1	2	4	8	16	31,5	63	125	250	500
Общая	вертикальное (по оси)	20 132	7,1 123	2,5 114	1,3 108	1,1 107	1,1 107	1,1 107	1,1 107	-	-
Локальная	по каждой оси	-	-	-	5,0 120	5,0 120	3,5 117	2,5 114	1,8 111	1,3 108	0,9 105

Замеры уровня шума проведенные в июне-августе 2012 года, показали, что уровень шума на основных рабочих местах не превышает ПДУ согласно ГОСТ 12.1.003-01, СН 2.2.4/2.1.8 562-96, замер уровня вибрации также удовлетворяет нормативным в соответствии с ГОСТ 12.1.012-01, СН 2.2.4/2.1.8 566-96.

Средства индивидуальной защиты (СИЗ) от вибрации по методу контакта оператора с вибрирующим объектом подразделяют на СИЗ рук, ног и тела оператора. На буровой предусматривается применение следующих СИЗ от вибрации:

- ✓ для рук: рукавицы; перчатки; полуперчатки; наладонники.
- ✓ для ног: специальная обувь; стельки (вкладыши); наколенники.
- ✓ для тела: нагрудники; пояса; специальные костюмы.

16. Охрана окружающей среды

16.1. Основные источники загрязнения

Главным нормативно-правовым актом, регламентирующим охрану окружающей среды является Федеральный закон от 10.01.2002 N 7-ФЗ (ред. от 25.06.2012) "Об охране окружающей среды" [35]

Основные загрязняющие вещества, их источники по соответствующим этапам представлены в таблице 16.1

Таблица 16.1 - Загрязняющие вещества, образующиеся при строительстве скважин и их источники

Наименование этапов работ	Источники выделения вредных веществ в атмосферу	Перечень вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу	Примечания
I. Этап Строительно-монтажные работы (Планировка и обустройство площадки под буровую, установка вышки и оборудования, продуктопроводов и т.д.)	Транспорт, спецтехника, дизель-электростанция, материалы (цемент и пр.), емкости хранения ГСМ, сварочные работы	Оксид углерода, оксиды азота, углеводороды (диз.т.), сажа (в пересчете на С), диоксид серы, глинопорошок, цемент, КМЦ, недифферен-цированный остаток, окись марганца, окись хрома, фториды	
II. Этап Бурение, крепление	Дизельная электростанция, ДВС, транспорт (ДВС), емкости ГСМ, емкости мазута, котельная (котлы), материалы, циркуляционная система, шламовый амбар	Оксид углерода, оксиды азота, углеводороды, сажа, (в пересчете на С), диоксид серы, глинопорошок, цемент, барит, КМЦ, сероводород, сажа (в пересчете на V2O5)	При использовании бурового оборудования с электроприводом перечень выбрасываемых в атмосферу веществ уменьшится
III. Этап Испытание скважины (сжигание газа на факеле)	Сепаратор (факел), дизельная электростанция, котельная (котлы), емкости ГСМ, склад материалов и реагентов, транспорт	Оксид углерода, оксиды азота, углеводороды (метан), сажа, диоксид серы, углеводороды (в пересчете на С)	

IV. Этап Демонтаж установки, консервация и ликвидация скважины	Транспорт, дизельная электростанция, газорезательный аппарат, емкости хранения ГСМ, котельная, циркуляционная система, шламовый амбар.	Оксид углерода, оксиды азота, углеводороды (метан), углеводороды (диз.т. и бензин), сажа (в пересчете на С), диоксид серы, сероводород, цемент, пыль (барит)	Выделение сероводорода возможно при консервации и ликвидации скважин в период строительства

16.2. Общие природоохранные требования

Сооружение глубоких скважин связано с использованием земельных отводов и сопровождается неизбежным техническим воздействием на объекты природной среды. Для устранения отрицательного влияния процессов строительства скважин на природную среду предусмотрен комплекс мероприятий, направленных на ее охрану и восстановление. Эти мероприятия соблюдают основные правила экологически безопасного ведения работ на всех этапах строительства скважин, включая проведение подготовительных и вышкомонтажных работ, бурение, испытание, а также ликвидацию и консервацию скважин. Они направлены на охрану водных ресурсов, атмосферного воздуха, почвы, биосферы, недр и восстановление природно-ландшафтных комплексов.

Площадка, где будет находиться скважина № 53, располагается на сухом, относительно приподнятом участке местности. Грунт на площадке представлен песчаными породами, с невысокой влажностью. Технологическая площадка выполняется с уклоном в пределах 1-2 см на 1 м в сторону амбара для обеспечения водостока. При подготовке буровой площадки будет снят и складирован верхний плодородный слой почвы.

Во избежание загрязнения буровой площадки на металлических емкостях предусматриваются предохранительные устройства от перелива. В целях рационального использования воды и снижения объема образования сточных вод применяется оборотное водоснабжение.

Прокладка трасс временных подъездных дорог предусматривается с максимальным использованием существующей дорожной сети, просек, ло-

кальных условий рельефа и, в случае необходимости – их оборудования водопропускными устройствами.

После окончания бурения и испытания скважин проводятся работы по восстановлению земельного участка. Если по климатическим условиям эти работы не могут быть выполнены немедленно, срок может быть продлен, но не выше одного года после демонтажа оборудования на скважине.

16.3. Охрана почв и поверхностных вод

Для выполнения экологических требований по обеспечению охраны окружающей среды будет организована система сбора, хранения и обезвреживания производственных и бытовых отходов.

Предусматриваются специфические меры безопасности для хранения токсичных буровых шламов и пластовых рассолов. В частности, будут сооружаться специально отведенные площадки для хранения материалов, реагентов, буровых растворов, содержащих токсичные и водорастворимые компоненты. Специальные емкости предусматриваются для сбора и хранения отходов бурения и хозяйственно-бытовых стоков. Отдельно проектируются резервуары для хранения минерализованных пластовых вод на случай их проявления. Предусматриваются работы по гидроизоляции мест размещения емкостей для хранения материалов, реагентов, бурового раствора, сбора всех видов отходов.

Для предупреждения истощения источников водопотребления будет проведен расчет норм водопотребления и водоотведения. Планируется организовать учет забора свежей воды, определение состава сточных вод и соответствие их качества требованиям к сбросу в водные объекты, канализационные системы, подземные горизонты или на рельеф.

Использование воды для охлаждения механизмов на буровой предусматривается по замкнутой циркуляционной системе. С целью сокращения объемов образования токсичных производственных отходов предусматривается повторное использование части отработанного бурового и избыточного бурового раствора на других скважинах.

Предусматривается строительство прискважинного амбара для сбора, хранения, обезвреживания и захоронения отходов бурения, а также на случай непредвиденных проявлений флюидов. При строительстве, эксплуатации, ликвидации и рекультивации шламового амбара следует руководствоваться "Регламентом на организацию работ по ликвидации и рекультивации шламовых амбаров...". Конструкция амбара выбрана с учётом зависимости от гидрогеологических условий и рельефа местности. Переполнение шламовых амбаров не допускается.

Емкости ГСМ обносятся сплошным валом. Ширина вала по верху - 0,5 м, высота – 1 м, откосы 1:1, расстояние от стенок емкостей до нижней кромки внутренних откосов – 3 м.

Во избежание загрязнения пресноводного комплекса и окружающей среды пластовыми жидкостями и межпластовых перетоков, обеспечить качественное цементирование обсадных колонн с подъемом тампонажного раствора за колонной до устья.

Для сбора аварийных разливов нефти, технологических жидкостей и жидких отходов будут применяться сорбенты (опилки, пеносорбенты, цеолиты и др.), а для окончательной очистки - микробиологические препараты. С целью локализации загрязнения предусмотрены соответствующие технические сооружения.

16.4. Охрана атмосферы

Качество атмосферного воздуха будет обеспечиваться соблюдением установленных нормативов предельно допустимых выбросов вредных веществ в атмосферу. Для обеспечения поддержания уровня загрязнения атмосферного воздуха в пределах ПДК разработана система мероприятий по соблюдению утвержденных нормативов ПДВ, запланирован отвод отработанных газов от дизелей через гидрозатвор.

В ходе прогноза воздействия на атмосферный воздух провести оценки загрязнения в районе бурения не только при работе в штатном режиме, но и при осложнениях и аварийных ситуациях, возникновении газопроявлений.

Контроль состояния воздушной среды осуществляться с применением газосигнализаторов Н-120а, Ес-80Н, А-5100, УГ-2, ГХХ-04, ПТФ-2М, ИВП.

16.5. Ликвидация объекта и рекультивация земель

При ликвидации скважин необходимость и глубина установки цементных мостов определяется из расчета перекрытия нефтегазонасыщенных пластов, зон водонапорных комплексов или зон, содержащих токсичные компоненты. Цемент для установки цементных мостов и ведения ремонтно-изоляционных работ соответствует геолого-техническим условиям, и обладает коррозионной устойчивостью к агрессивным средам.

После демонтажа оборудования необходимо проводить мероприятия, направленные на ликвидацию последствий загрязнения природной среды при строительстве скважин, включающие в себя:

- вывоз бурового раствора из емкостей для повторного использования;
- очистку площадки от оборудования, металлолома, мусора, засыпка ям санитарных узлов;
- рытье амбара для уничтожения путем сжигания и захоронения замазученного и захламленного грунта;
- срезку замазученного и захламленного грунта и захоронение в земляном амбаре;
- утилизацию отходов бурения и ликвидацию шламового амбара;
- планировку площадки.

Рекультивации подлежат нарушенные земли всех категорий. Рекультивация земель предусматривает выполнение двух этапов:

1) технического, состоящего из приведения нарушенных площадей в порядок с приданием им требуемых уклонов, планировки, нанесения плодородного слоя;

2) биологического, состоящего из восстановления структуры и плодородия почвы.

Верхний плодородный слой почвы, снятый перед установкой буровой, вновь размещается на старом месте. Основной и наиболее трудоемкой рабо-

той по рекультивации является утилизация отходов бурения (БСБ, ОБР и БШ) и ликвидация шламового амбара. Когда отходы бурения, находящиеся в амбарах, содержат нефть или нефтепродукты, предусматривается откачать наиболее обогащенный нефтепродуктами верхний слой отстоявшихся отходов бурения с помощью цементировочного агрегата или насоса, установленного для откачки БСФ в нефтесборную емкость. При этом всасывающая линия насоса укрепляется на поплавке и оборудуется сетчатым фильтром.Опыт показывает, что содержимое земляных амбаров не высыхает в течение нескольких лет. Поэтому без подготовки прямую засыпку амбаров трудно осуществить.

Работы по ликвидации шламового амбара выполнять в следующей последовательности:

1. Откачка жидких отходов бурения.

2. Химическая обработка для последующего отделения жидкой фазы от твердой, откачка жидкой фазы и покрытия амбара слоем глинистого грунта толщиной не менее 0,5 м с уплотнением.3. Засыпка минеральным грунтом.

Таким образом, можно сделать вывод о том что, на буровой обеспечены все меры безопасности предусмотренные законодательством. Это является немаловажным условием эффективности всего производства. Необходимо понимать, что эта деятельность может быть источником негативных воздействий на окружающую среду или вреда, приводящих к травматизму, заболеваниям, а порой к полной потере работоспособности или смерти. Для того чтобы избежать производственных травм, необходимо не пренебрегать инструкциями и правильно использовать средства индивидуальной защиты.

Обеспечение работающих средствами индивидуальной и коллективной защиты, обучение их правильному применению и пользованию этими средствами является важным этапом в комплексе защитных мероприятий, направленных на уменьшение вредного влияния производственных факторов. При этом изначальное соблюдение всех производственных нормативов, таких как уровень шума на предприятиях нефтегазовой промышленности, освещение, уровень вибрации, пожарная безопасность, электробезопасность

является обязательным, т.к. необходимо не нарушать трудовые права работников, в частности право на труд в условиях, отвечающих требованиям охраны труда.

Что касается охраны окружающей природной среды, то на буровой были анализированы источники выделения и перечень вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу, почву и поверхностные воды; созданы все условия для минимизации влияния источников загрязнения на экосистему в данной местности.

17. Экономика и организация работ

17.1. Проектные данные

Основные проектные данные по строящейся скважине приведены в таблице 17.1.

Таблица 17.1 - Основные проектные данные

Наименование данных	Значение (величина)
1. Район строительства скважины	РФ, Тюменская обл., Ханты-Мансийский АО, Сургутский р-н.
2. Номер скважины	Скважина № 986
3. Площадь (месторождение)	Федоровское
4. Расположение (суша, море)	Суша
5. Цель бурения и назначение скважин	Эксплуатация
6. Проектная глубина, м	2650
7. Вид скважин (вертикальные, наклонно-направленные, кустовые)	Наклонно-направленные, кустовые
8. Тип профиля	Четырехинтервальный
9. Способ бурения	Турбинно-роторный
10. Вид привода	Дизельный
11. Вид монтажа (первичный, повторный)	Первичный
12. Тип буровой установки	БУ-3000 ЭУК
13. Продолжительность строительства скважины всего, сут., (мес.)	108 (3,6 мес.)
в том числе:	
подготовительные работы и рекультива-	27 (0,9 мес.)
строительно-монтажные работы	42 (1,4 мес.)
подготовительные работы к бурению	3 (0,1 мес.)
бурение и крепление	15+7=22 (0,73 мес.)
испытание	14 (0,47 мес.)

17.2. Организация труда и заработной платы

Работы по строительству скважины выполняет ОАО «Сургутнефтегаз», Сургутское управление буровых работ №1.

Общая численность подразделения, выполняющего работы составляет 80 человек.

На рабочую площадку будут завезены жилые вагон-дома, рассчитанные на 6 человек с электрическим отоплением, раковиной, оборудован вагон-столовая для питания работающих, вагон-сауна. Доставка персонала осуществляется автобусами до станции, далее вахтовками.

Строительство скважины на Федоровском месторождении будет осуществляться специализированными бригадами, вахтовым методом с кругло-

суточным режимом работы по 12 часов. Вахта будет меняться через 15 дней (Таблица 17.2).

Таблица 17.2 - График выходов буровой бригады

Бригада	Звенья	Месяц																												
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
1я вахта	1е звено	Д	Д	Д	Д	Д	Д	Д	Н	Н	Н	Н	Н	Н	Н	Н	отдых														
	2е звено	Н	Н	Н	Н	Н	Н	Н	Д	Д	Д	Д	Д	Д	Д	Д															
2я вахта	3е звено	отдых															Н	Н	Н	Н	Н	Н	Н	Н	Д	Д	Д	Д	Д	Д	Д
	4е звено																Д	Д	Д	Д	Д	Д	Д	Д	Н	Н	Н	Н	Н	Н	Н

Условные обозначения: Д – дневная смена; **Н** – ночная смена.

Монтаж и демонтаж буровой установки будет выполнять бригада монтажников. Бурение и крепление скважины будет вести буровая бригада. Испытание и опробование скважины – бригада испытателей. Монтаж, демонтаж, цементаж, освоение будут проводиться в одну смену с 8 до 17 час.

Для осуществления бесперебойной и безаварийной проходки скважины проектом предусматривается следующий состав бригады (Таблица 14.3).

При работах по скважине предусматривается сдельно-премиальная форма оплаты труда для рабочих основного состава и ИТР.

Вспомогательные работы оплачиваются по повременно-премиальной форме.

ИТР - по штатно-окладной форме.

Премирование рабочих 20% от тарифной ставки (ежемесячно), премирование ИТР 40% за работу без простоев, за безаварийное проведение работ.

Условия премирования рабочих:

- за выполнение норм выработки
- отсутствие нарушений технологического процесса и ТБ

Предусматриваются компенсационные доплаты ИТР и рабочим за работу в ночные часы, вечерние, праздничные дни, вредность (отдельным категориям рабочих).

Таблица 17.3 - Численно-квалификационный состав бригады.

Наименование профессии	**Разряд**	**Число рабочих**
Вышкомонтажная бригада		
Прораб	VI	2
Монтажник	V	4
Монтажник	IV	8
Тракторист	IV	4
Тракторист	III	2
Сварщик	V	4
Электрик	IV	2
Основной состав буровой бригады		
Бурильщик	VI	4
Помощник бурильщика	V	8
Помощник бурильщика	IV	8
Вспомогательный состав буровой бригады		
Разнорабочий (Повар)	III	2
Разнорабочий (Кухонный работник)	II	2
Сварщик	V	2
Тракторист	V	2
Машинист ЦА-320, СМН-20	VI	2
Электрик	V	2
Машинист котельной	III	4
Бригада испытателей		
Мастер	-	2
Бурильщик	V	4
Помощник бурильщика	IV	8
Дизелист	V	4

Машинист ЦА-320, СМН-20	VI	2
Всего		80

17.3. Применяются тарифные сетки

-Тарифная сетка №1 применяется при расчете с рабочими основного состава буровой бригады (Таблица 17.4)

Таблица 17.4 - Тарифная сетка №1

Основной персонал	Наименование структурного подразделения	Разряд					
Рабочие буровых (основной состав)	Бригады бурения	1	2	3	4	5	6
		34,7	46,0	49,4	100	110	125

-Тарифная сетка №2 применяется при расчете с рабочими основного состава вышкомонтажных бригад и бригад по испытанию и исследованию скважин (Таблица 17.5)

Таблица 17.5 - Тарифная сетка № 2

Основной персонал	Наименование структурного подразделения	Разряд					
Рабочие вышкомонтажных бригад и бригад по испытанию (основной состав)	Вышкомонтажная бригада и бригада по испытанию	1	2	3	4	5	6
		32,1	42,6	45,7	57,0	59,9	68,8

-Тарифная сетка №3 применяется при расчете с рабочими вспомогательного состава (Таблица17.6)

Таблица 17.6 - Тарифная сетка № 3

Вспомогательный персонал	Наименование структурного подразделения	Разряд					
Буровая бригада, бригада монтажников, бригада по испытанию	Бригада бурения, испытания скважин, ПНБ, ВМБ	1	2	3	4	5	6
		30,0	39,8	42,7	53,3	56,0	64,3

Расчет сметной стоимости

С учетом тарифных ставок, производим расчет заработной платы (Таблица 17.7).

Затра-ты труда	Наимено-ваниепрофессии	Кол-во чел.	Раз-ряд	Часовая тариф-кации	Стои-мость вахта-часа	Месяч-ный тариф(720)	До-плата за веч. вре-мя 20%	Доплата за ночное время 40%	Праз-дни-чные едни 3%	Итого с допла-тами	Итогос премия-ми	Срайон-нымкоэф.	С север-нымкоэф.	Вахтасутки (15)	Итого начис-ленно	Время раб. в мес.	Зарплата всего
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
ОСНОВНОЙ СОСТАВ БУРОВОЙ БРИГАДЫ																	
1	Бурильщик	4	6	125	125	90000	18000	36000	2700	146700	220050	69638		12000	301733	0,83	1001604,
2	Помбур	8	5	110	110	79200	15840	31680	2613	129333	193999	57118		24000	275117	0,83	1826780,
2	Помбур	8	4	100	100	72000	1440	28800	2376	117576	176364	51256		24000	25162	0,83	1670756
	Итого	**20**				**24120**	**4824**	**96480**	**7689**	**393609**	**590413**	**178012**		**60000**	**82847**		**4499141**
ОСНОВНОЙ СОСТАВ БРИГАДЫ ИСПЫТАТЕЛЕЙ																	
	Мастер	2	-	-	-	38000	7600	-	1140	46740	77140	49400		6000	13254	0,47	62293,8
1,0	Бурильщик	4	5	59,9	59,9	43128	8626	-	1294	53048	87550	56066		12000	155616	0,47	73139,52
2,0	Помбур	8	4	57,0	114,0	82080	16416	-	2462	100958	166622	106704		24000	297326	0,47	139743,2
1,0	Дизелист	4	5	59,9	59,9	43128	8626	-	1294	53048	87550	56066		12000	15561	0,47	73139,52
0,5	Машинист УА-320	2	6	68,8	34,4	24768	4954	-	743	30456	50270	32198		6000	88468	0,47	41579,96
	Итого	**20**				**231104**	**46222**	**-**	**6933**	**284250**	**469132**	**300434**		**60000**	**829566**		**398896,02**

ОСНОВНОЙ СОСТАВ ВЫШКОМОНТАЖНОЙ БРИГАДЫ																
0,5	Прораб	2	6	68,8	34,4	24768	4954	-	743	30456	50270	2198	6000	88468	1,4	123855
1,0	Монтажник	4	5	59,9	59,9	43128	8626	-	1294	53048	87550	56066	12000	155616	1,4	217862,
2,0	Монтажник	8	4	57,0	114,0	82080	16416	-	2462	100958	166622	106704	24000	297326	1,4	416256
1,0	Тракторист	4	5	59,9	59,9	43128	8626	-	1294	53048	87550	56066	12000	155616	1,4	217862
0,5	Тракторист	2	4	57,0	28,5	20520	4104	-	616	25240	41656	26676	6000	74332	1,4	104064
1,0	Сварщик	4	5	59,9	59,9	43128	8626	-	1294	53048	87550	56066	12000	155616	1,4	217862
0,5	Электрик	2	4	57,0	28,5	20520	4104	-	616	25240	41656	26676	6000	74332	1,4	104064
	Итого	**26**				**277272**	**55456**	**-**	**8319**	**341038**	**562854**	**360452**	**78000**	**1001306**		**140182**
ВСПОМОГАТЕЛЬНЫЙ СОСТАВ БУРОВОЙ БРИГАДЫ																
0,5	Повар	2	4	53,3	26,65	19188	3837	-	576	23601	38951	24944	6000	69895	0,83	58012,8
0,5	Кухонный	2	2	39,8	19,9	14328	2866	-	430	17624	29086	18626	6000	53712	0,83	44580,9
0,5	Сварщик	2	5	56,0	28	20160	4032	-	605	24797	40925	26208	6000	73133	0,83	60700,3
0,5	Тракторист	2	5	56,0	28	20160	4032	-	605	24797	40925	26208	6000	73133	0,83	60700,3
0,5	Машинист ЦА-	2	6	64,3	32,15	23148	4630	-	694	28472	46990	30092	6000	83082	0,83	68958,0
1,0	Машинист	4	3	42,7	42,7	30744	6149	-	922	37815	62410	39967	12000	114377	0,83	94932,9
	Итого	**14**				**127728**	**25546**	**-**	**3832**	**157106**	**259287**	**166045**	**42000**	**467332**		**387885,**
	Итого	**80**														**668775**

2.Рассчитываемдополнительную заработную плату:

Доп. ЗП=7,9% отосновной. (111)

Доп.ЗП=0,079*6687751,1=528332,33руб.

3. Фонд оплаты труда=Осн.ЗП+доп. ЗП:(112)

ФОТ=6687751,1+528332,33=7216083,44руб.

4.РассчитаемотчисленияналСоц. страхование=34%отФОТ:

Соц.страх.=0,34*7216083,44=2453468,37 руб. (113)

17.3.2. Материальные затраты

17.3.2.1. Электроэнергия

Таблица 17.8 -Затраты электроэнергии

Электроприборы и электрооборудование	Кол-во	Мощность единицы, кВт	Рабочее время, часы	Итого мощность, кВт
Буровая лебедка	1	550	40,79	22434,5
Буровой ротор (привод ротора)	1	180	40,79	7342,2
Буровой насос (1й)	1	600	407,98	244788
Буровой насос (2й)	1	600	40,18	24108
Циркуляционная система	1	405	407,98	165231,9
Освещение вагонов	24	0,1	576	57,6
Плиты в столовой	3	5	576	2880
Обогрев вагонов	12	2	576	1152
Наружное освещение				7,065
Итого				468001,27

Издержки на электроэнергию = 468001,27 * 1,85 = 865 802,35 рублей (114)

17.3.2.2. ГСМ

Таблица 17.9 - Затраты ГСМ

Оборудование и материал	Число литров	Цена 1 литра, р.	Итого, руб
Топливо для ЦА400(258кВт) 2шт + 1 запасной, (52,5 л/час)	1050	38	39900
Масло 1050*5%=52,5л; 300л для редуктора буровой.	352,5	200	70500
Итого:			110 400 рублей

17.3.2.3. Трубы

Таблица 17.10 -Затраты на трубы

Трубы	Вес одного метра труб, кг	Длина труб, м	Вес труб, кг	Цена 1 килограмма труб, руб	Цена труб, руб
БТ 168	41	250	10250	250	2562500
УБТ 178	145,4	108	15703,2	250	3925800
ЛБТ 147	16,45	2535	41700,8	320	13344256
D 324x11	85,6	80	6848	200	1369600
D 245x10	58,8	710	41748	200	8349600
D168x10	41,4	2650	121012	200	24202400
Итого:					53 754 156 рублей

17.3.2.4. Долота

Таблица 17.11- Затраты на долота

Долота	Количество	Цена долота, руб.	Итого, руб
III 393,7 М-ГВ	0,16	293500	46960
III 295,3 М-ГВ	1,4	230000	322000
III 215,9 М-ГВ	1	200000	200000
III 215,9 МС-ГВ	3,62	195000	705900
III 215,9 С-ГВ	7,76	36500	283240
Итого:			1 558 100 рублей

17.3.2.5. Хим. реагенты

Таблица 17.12 - Затраты на хим. реагенты

Материал	Вес, кг	Цена единицы веса, руб.	Цена итого, руб.
1	2	3	4
Бентонит (2100напр + 11970 конд)	14070	0,9	12663
Гивпан	426	140	59640
Графит (284+796+127+306)	1513	140	211820
Кальцинированная сода	213	7	1491
Kem Pas (16+150+115)	281	126	35406
1	2	3	4
Poly Kem D (25+50)	75	126	9450
Kem X	494	378	186732
НТФ (12+4+9)	25	12	300
ПЦТ 100 (20,07+44,03 экспл + 83,57 конд + 28,02 напр)	175690	8	140520
Итого:			1 923 022 рублей

На основании таблиц 17.8 - 17.10 составляется сводная таблица материальных затрат (Таблица 17.12)

Таблица 17.12 - Материальные затраты

Вид затрат	Значение затрат, руб
Электроэнергия	865 802,35
ГСМ	110 400
Трубы	53 754 156
Долота	1 558 100
Хим. реагенты	1 923 022
Итого:	58 211480,35 рублей

17.3.4. Амортизация

Таблица 17.13 - Амортизационные отчисления

Основные сревства		кол-во	стоимость тыс.руб	Стои-мость общая тыс. руб	Время норматив-ное, лет	НА (%)	Траб обор. (мес)	Амортизационноые отчисления
								В мес. тыс. руб.
Бульдозер		1	1400	1400	15	6,67	0,73	7,781
Экскаватор		1	1400	1400	12	8,33	0,83	9,718
Трактор		1	1200	1200	15	6,67	2,4	6,67
Кран		1	2000	2000	12	8,33	3,6	13,883
Буровая установка		1	40000	40000	15	6,67	3,6	222,33
Автобус вахтовый		1	1500	1500	10	10	3,6	12,5
Автомобиль для транспортировки грузов		3	2000	6000	10	10	3,6	16,67
Вагон-дом, вагон мастера		6	300	1800	10	10	3,6	2,5
Вагон-баня		1	250	250	10	10	3,6	2,083
Вагон-столовая		1	310	310	10	10	3,6	2,583
Вагон-сушилка		1	200	200	10	10	3,6	1,67
Цем.агрегат		3	2100	6300	12	8,33	0,05	14,578
Итого:		**21**	**52660**	**62360**	**141**	**84,99**	**76,37**	**312,966**

17.4. Прочие затраты

∑=7216083,44+2453468,37 +58 211 480,35 +312966=68193998,1 руб. (115)

Пр.зат. 68193998,1*10%=6819399,81 руб.

17.5. Итого прямые затраты

∑=68193998,1+6819399,81 = 75013397,9 руб. (116)

17.6. Накладные расходы

Н.Р.=12% от (117)

Н.Р.= 75013397,9 *12%=9001607,75 руб

17.7. Плановые накопления

Рассчитываются на итог прямых затрат по главам (7-8)

∑ =75013397,9 +9001607,75=84015005,6 руб. (118)

Пл.н. 75013397,9 *8%=6001071,83руб.

17.8. Компенсационные затраты(119)

Охрана окружающей среды

ООС=1,5% от (6)

ООС=75013397,9 *1,5%=1125200,97 руб.

17.9. Резерв на непредвиденные виды работ(5%)

Непредвиденные расходы составят 5% от издержек производства от

∑ (6-7-8) (120)

∑=75013397,9 +9001607,75+6001071,83=90016077,5 руб.;

Непред.р=90016077,5 *5% =4500803,88 руб.

17.10.Всего по расчѐту

Итого=1125200,97 +90016077,5 +4500803,88 =**95642082,3** (121)

17.11.Налог на добавленную стоимость(НДС)

Налог на добавочную стоимость составит 18% от сметного расчета,

НДС =95642082,3*0.18=17215574,8 руб.

17.12. С учѐтом НДС

С учетом НДС: 95642082,3+17215574,8 =112857657 руб. (122)

Результаты расчетов заносятся в сводный сметный расчет и приведены в таблице 17.14

Таблица 17.14

Наименование затрат	Стоимость строительства скважины, тыс. руб.
Затраты на оплату труда	**7216083,44**
Отчисления с/с(34%)	**2453468,37**
Материальные затраты	**58 211480,35**
Амортизация	**312966**
Прочие затраты	**6819399,81**
Накладные расходы	**9001607,75**
Плановые накопления	**6001071,83**
Компенсационные затраты: -ООС	**1125200,97**
Резерв (непредвиденные расходы)	**4500803,88**
Стоимость работ(всего)	**95642082,3**
НДС 18 %	**17215574,8**
Итого по сводному сметному расчету	**112857657**

Расчет чистой прибыли. Налог на имущество (НИ)
Ни =1% в год от стоимости работ(всего),
Ни=95642082,3*1%=956420,823 руб.
Прибыль к налогообложению

Пн=6001071,83-956420,823=5044651,01 руб.
Налог на прибыль(НП)

Нп=20% от налогооблагаемой прибыли
Нп=5044651,01*0,2=1008930,2 руб.
Сумма налогов.

∑н=956420,823+1008930,2=1965351,02 руб.
Чистая расчетная прибыль.
Пч=Пвал- ∑н

Пч=6001071,83-1965351,02 =4035720,81руб.

Технико-экономические показатели

Расчет

П.т показатель, отражающий степень плодотворно ститруда, эффективность целенаправленной деятельности людей при строительстве нефтяных и газовых скважин.

а)Показатель объема работ(выработка)в стоимостном выражении и на одного работника:

Ps=S/L,

ГдеS–сметная стоимость объема работ по строительству скважины, руб.

L– среднесписочная численность работников производственного персонала.

Ps=95642082,3/80=1195526,03

б)Показатель объема работ(выработка) в натуральном выражении на одного работника:

$Р_н$ =H/L,

Где H–объем проходки, м;

$Р_н$ =2650/ 80=33,125м.

в)коммерческая стоимость бурения:

V_vкоммер=Q*720/$V_{испбурст}$*1.05Тбур+кр=2650*720/1200*1,05=1669,5 м/мес.

г) Определяем техническую скорость бурения:

V_vтехнич = Q* 720/Тбур+кр=2650*720/1669,5=1142,86м/мес.

где Q-объем работ ,м

д)Сметная себестоимость строительства скважины:

S=95642082,3-6001071,83=89641010,5

е) Сметная себестоимость одного метра проходки

$$С_{1м} = \frac{С_{СКВ} - ПН}{Н}$$

Где $С_{скв}$. – полная сметная стоимость строительства скважины; ПН– плановые накопления;

$$С_{1м} = \frac{89641010,5}{2650} = 33826,8 \text{ руб.}$$

ж)Фонд заработной платы составляет 7216083,44

Отчисления:

На соц. Страхование(34%) =7216083,44*0,34=2453468,37 руб.

В томчисле:ПФР(26%) =7216083,44*0,26=1876181,,69 руб.

ФСС(2,9%) =7216083,44*0,029=209266,42 руб.

ФОМС(5,1%) =7216083,44*0,051= 360804,172 руб.

Таблица - 14.15 Сводная таблица технико-экономических показателей

Наименование	Ед.изм.	Показатель
1	2	3
См.стоимость строительства скважины. Без НДС	тыс.руб.	95642,08
Объѐмработ	м.	2650
Продолжительность строительства скважины	сут.	108
Продолжительность бурения и крепления скважины	сут.	22
Техническая скорость	м/ст.мес.	1142,86
Коммерческаяскорость	м/ст.мес.	1669,5
Плановая численность буровой бригады	чел.	80
Выработка	тыс.руб/чел	1100,49
Нормативная прибыль	тыс.руб.	6001,07
Расчетная прибыль	тыс/руб.	4035,72
ФОТ бур. бригады	тыс/руб.	7216,08
Отчисления -на соц.Страх.(34%), Вт.ч.- ПФР (26%) -ФСС(2,9%) -ФОМС (5,1%)	тыс/руб.	 2453,46 1876,18 209,26 360,80
Налог на имущество 1%	тыс.руб.	956,42
Налог наприбыль 20%	тыс.руб.	1008,93
Сметная себестоимость одного метра проходки	тыс.руб.	33,826
Сметная себестоимость строительства скважины	тыс.руб.	89641,01

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

На основании геологической информации и опыта работы на буровом предприятии был спроектирован технический проект на строительство скважины, в котором были рассмотрены вопросы конструкции скважины, технология ее бурения и заканчивания и вопросы, связанные с выбором бурового оборудования.

В общей и геологической части приведены географо – экономический обзор района работ и особенности геологического строения Фёдоровкого месторождения.

В технологической части были решены типовые задачи с целью проектирования эксплуатационной скважины.

В части описывающей вспомогательные цехи и службы дана характеристика ремонтной и энергетической баз, водоснабжения и приготовления раствора. Также транспортного сообщения, связи и диспетчерской службы, культурно-бытового обслуживания.

Описаны вопросы безопасности жизнедеятельности и конкретно безопасности в рабочей зоне, охраны окружающей среды, действия при чрезвычайных ситуациях.

В организационно-экономической части описаны структура и организационные формы работы СУБР№1 ОАО «Сургутнефтегаз», проведен анализ ТЭП и баланса рабочего времени, предложен план организационно-экономических мероприятий по повышению ТЭП, приведены расчеты экономической эффективности разработанных ОТМ.

В специальной части дипломного проекта была предложена работа с винтовыми забойными двигателями фирмы «Радиус-сервис»

Все рассмотренные вопросы показывают технические и технологические решения, направленные на повышение качества строительства скважины

Список использованной литературы

1. Абубакиров В.Ф. Буровое оборудование: справочник в 2х томах / Абубакиров В.Ф., Архангельский В.А., Буримов Ю.Г., Малкин И.Б. - М.: Недра, 2000.

2. Агзамов Ф.А. Заканчивание скважин: Учебно-методическое пособие по выполнению курсового проекта / Агзамов Ф.А., Акбулатов Т.О., Сакаев Р.М. - Уимский Государственный Нефтяной Университет, 2002.

3. Басарыгин Ю.М. Заканчивание скважин: учебник / Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. - М.: ООО «Недра - Бизнесцентр», 2000. - 670 с.

4. Басарыгин Ю.М. Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин: учебник / Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. - М.: ООО «Недра - Бизнесцентр», 2000.

5. Басарыгин Ю.М. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: учебник / Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. – М.: ООО «Недра - Бизнесцентр», 2001. – 679 с.

6. Булатов А.И. Справочник инжинера по бурению: В 4-х кн. / Булатов А.И., Аветистов А.Т.- М.: Недра, 1996-1997.

7. Вадецкий Ю.В. Бурение нефтяных и газовых скважин: учебник / Вадецкий Ю.В. - М.: Издательский центр "академия", 2004. - 352 с.

8. В.И. Вяхирева. Трубы нефтяного сортамента: учебник / Под науч. ред. В.И. Вяхирева, В. Я. Кершембаума. - М.: Наука и техника, - 1997. - 344 с.

9. Ганджумян Р.А. Инженерные расчеты при бурении глубоких скважин: учебник / Ганджумян Р.А., Калинин А.Г., Никитин Б.А. - М.: Недра, 2000.

10. Ганджумян Р.А. Расчеты в бурении: учебник / Ганджумян Р.А., Калинин А.Г., Сердюк Н.И. - М.: РГГРУ, 2007.

11. Заливин В.Г. Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин «Методические рекомендации по выполнению практических занятий» / Заливин В.Г. - ИрГТУ, 2007.

12. Заливин В.Г. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Методические указания по проведению практических заданий / Заливин В.Г. - ИрГТУ, 2007.

13. Иогансен К.Б. Спутник буровика: Справочник / Иогансен К.Б. -М.: Недра, 1990.

14. Калинин А.Г. Практическое руководство по технологии бурения скважин на жидкие и газообразные полезные ископаемые: Справочное пособие / Под ред. А.Г. Калинина. Калинин А.Г., Левицкий А.З., Мессер А.Г., Соловьев Н.В. - М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 2001.

15. Калинин А.Г. Технология бурения разведочных скважин на нефть и газ: Учеб. для вузов. / Калинин А.Г., Левицкий А.З., Никитин Б.А. - М.: Недра 1998.

16. Куцый П.В. Охрана труда в нефтяной и газовой промышленности: учебник / Куцый П.В. - М.: Недра 1987.

17. Перчик И.А. Экономика нефтегазодобывающей промышленности: Словарь-справочник / Перчик И.А. - М.: Недра, 1990.

17. Семенюк И.А. Экономика и организация геологоразведочных работ: Методическое пособие / Семенюк И.А. - Иркутск, ИрГТУ, 2002 - 21с.

19. Чубик П.С. Тампонажные материалы: практикум / Чубик П.С. - Томск: Изд. ТПУ, 1999. - 82 с.

20. Безопасность жизнедеятельности: Методические указания к дипломному проектированию для студентов факультета геологии, геоинформатики и геоэкологии – Иркутск, 2007.

21. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. - М., Недра, 2003.

22. Противопожарные нормы проектирования объектов Западно-Сибирского нефтегазового комплекса. - ВНТП 03/170/567-87.

23. Петухов Ю.А. Справочное руководство по техническим средствам

для наклонно-направленного бурения / Юртаев С.Л. Петухов Ю.А.

24. Фондовые материалы ОАО «Сургутнефтегаз».

25. РязановВ.И. Расчет колонн бурильных труб: Учебное пособие / Борисов К.И., Рязанов В.И. – Томск Изд. ТПУ, 2002. – 66с.

26. Федеральный закон от 21.07.1997 N 116-ФЗ (ред. от 25.06.2012) "О промышленной безопасности опасных производственных объектов" опубл. "Собрание законодательства РФ", 28.07.1997, N 30, ст. 3588.

27. СП 44.13330.2011. Свод правил. Административные и бытовые здания. Актуализированная редакция СНиП 2.09.04-87 / утв. Приказом Минрегиона РФ от 27.12.2010 N 782.

28. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 28.07.2012) опубл. Парламентская газета", N 2-5, 05.01.2002.

29. Приказ Минздравсоцразвития России от 9 декабря 2009 г. N 970н, г. Москва «Об утверждении Типовых норм бесплатной выдачи специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты работникам нефтяной промышленности, занятым на работах с вредными и (иди) опасными условиями труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением» (Зарегистрировано в Минюсте РФ 27.01.2010 N 16089.

30. Постановление Главного государственного санитарного врача РФ от 30.04.2003 N 76 (ред. от 12.07.2011) "О введении в действие ГН 2.2.5.1313-03" (вместе с "ГН 2.2.5.1313-03. Химические факторы производственной среды. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. Гигиенические нормативы", утв. Главным государственным санитарным врачом РФ 27.04.2003) (Зарегистрировано в Минюсте РФ 19.05.2003 N 4568.

31. ГОСТ 12.1.012-2004 «Система стандартов безопасности труда. Вибрационная безопасность. Общие требования» (введен Приказом Ростехрегулирования от 12.12.2007 N ст - 362.

32. СН 2.2.4/2.1.8.562-96. 2.2.4. Физические факторы производственной среды. 2.1.8. Физические факторы окружающей природной среды. Шум на

рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки. Санитарные нормы" (утв. Постановлением Госкомсанэпиднадзора РФ от 31.10.1996 N 36.

33. Федеральный закон от 10.01.2002 N 7-ФЗ (ред. от 25.06.2012) "Об охране окружающей среды" / опубл. Российская газета", N 6, 12.01.2002.

34. Федеральный закон от 21.12.1994 N 69-ФЗ (ред. от 30.11.2011) "О пожарной безопасности" / опубл. Российская газета", N 3, 05.01.1995.

35. Федеральный закон от 22.07.2008 N 123-ФЗ (ред. от 10.07.2012) "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности" опубл. "Собрание законодательства РФ", 28.07.2008, N 30 (ч. 1), ст. 3579.

36. Шеметов В.Ю. Охрана окружающей среды в нефтегазовой промышленности: учебник / Шеметов В.Ю. Булатов А.И., Макаренко П.П., – М.: Недра, 1997. – 483 с.