

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«ИРКУТСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Межотраслевой региональный центр повышения
квалификации и переподготовки специалистов

ДОПУСКАЮ К ЗАЩИТЕ
Заведующий кафедрой

_____ подпись
« _____ » _____ 20 ____ г.

**Технология и техника строительства эксплуатационной
скважины №54 Федоровского месторождения**

наименование темы

**ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
к выпускной квалификационной работе
(уровень бакалавриата)**

Программа бакалавриата

Бурение нефтяных и газовых скважин

наименование программы

по направлению подготовки

21.03.01 Нефтегазовое дело

код и наименование подготовки

обозначение документа

Разработал
студент

шифр группы

подпись

инициалы, фамилия

Руководитель

подпись

инициалы, фамилия

Консультанты:

подпись

инициалы, фамилия

подпись

инициалы, фамилия

Нормоконтролер

подпись

инициалы, фамилия

Иркутск 2023 г.

**Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«ИРКУТСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Межотраслевой региональный центр повышения
квалификации и переподготовки специалистов**

**УТВЕРЖДАЮ
Руководитель (директор) МРЦПК**

_____ (подпись)

_____ (инициалы, фамилия)

«__» _____ 20__ г

ЗАДАНИЕ

на выпускную квалификационную работу студенту

1. Тема работы Технология и техника строительства эксплуатационной скважины №54 Федоровского месторождения

Утверждена приказом по университету от 7.12.2022 № 3289

2. Срок предоставления студентом законченной работы в ГЭК _____

3. Исходные данные материалы преддипломной практики, фондовые материалы

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

4.1. _____

4.2. _____

4.3. _____

4.4. _____

4.5. _____

4.6. _____

5. Перечень графического материала (с указанием обязательных чертежей)

5.1. нет. _____

5.2. _____

5.3. _____

5.4. _____

5.5. _____

5.6. _____

6. Дополнительные задания и указания

6.1. Спец. вопрос (при наличии)

6.2. _____

7. Консультанты по разделам с указанием вопросов, подлежащих решению

Геология « _____ » _____ 20__ г. _____ Л.А. Рапацкая

раздел дата подпись И.О. Фамилия

Экономика « _____ » _____ 20__ г. _____

раздел дата подпись И.О. Фамилия

Остальные разделы « _____ » _____ 20__ г. _____ **руководитель**

ВКР

раздел дата подпись И.О. Фамилия

Календарный план

Разделы	Месяцы (недели)	
	ноябрь	декабрь
Введение		
Глава 1 (Общие сведения по экономике и геологии работ)		
Глава 2 (Профиль и конструкция скважины)		
Глава 3 (Технология процесса бурения скважины)		
Глава 4 (Выбор типа и параметров буровых растворов)		
Глава 5 (Бурильная колонна)		
Глава 6 (Крепление скважины обсадными колоннами)		
Глава 7 (Цементирование скважины)		
Глава 8 (Обвязка устья скважины)		
Глава 9 (Метод заканчивания скважины и вскрытие продуктивного горизонта)		
Глава 10 (Предупреждение и ликвидация осложнений и аварий при бурении и креплении скважины)		
Глава 11 (Специальная часть. Бурение винтовыми забойными двигателями)		
Глава 12 (Выбор бурового оборудования)		
Глава 13 (Вспомогательные цеха и службы)		
Глава 14 (Безопасность жизнедеятельности)		
Глава 15 (Охрана окружающей среды)		
Глава 16 (Экономика и организация работ)		
Заключение		
Список используемых источников		
Оформление работы		

Дата выдачи задания « _____ » _____ 20__ г.

Руководитель работы _____

подпись И.О.Фамилия

Заведующий кафедрой _____

подпись

Задание принял к исполнению студент _____

подпись И.О.Фамилия

План выполнен _____

(полностью, не полностью)

Руководитель работы « _____ » _____ 20__ г. _____

дата подпись И.О. Фамилия

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	7
ГЛАВА 1. Общие сведения по экономике и геологии работ	8
1.1. Географо-экономическая характеристика района работ	8
1.1.1. Географическая характеристика	8
1.1.2. Физико-географическое положение	11
1.1.3. Экономическая характеристика	12
1.1.4. Пути сообщения	12
1.1.5. История открытия месторождения	13
1.2. Геологические условия бурения	15
1.2.1. Стратиграфическое деление разреза скважины	15
1.3. Тектоника	20
1.4. Нефтегазоносность	22
1.5. Физико-химические свойства нефти, газа, воды	25
1.6. Гидрогеологическая характеристика	27
1.7. Возможные осложнения в процессе бурения	28
ГЛАВА 2. Профиль и конструкция скважины	29
2.1. Проектирование профиля и конструкции скважины	29
2.2. Выбор конструкции эксплуатационного забоя	32
2.3. Обоснование конструкции скважины	33
ГЛАВА 3. Технология процесса бурения скважины	36
3.1. Выбор способа бурения	36
3.2. Выбор породоразрушающего инструмента	37
3.3. Расчет параметров режима бурения	37
3.4. Расчет частоты вращения долота	39
3.5. Бурение наклонных и горизонтальных скважин	41
3.6. Технология и технические средства и режимы бурения при отборе керна	43
3.7. Рациональная отработка долот	43
ГЛАВА 4. Выбор типа и параметров буровых растворов	44
4.1. Приготовление и регулирование свойств буровых растворов	44
4.2. Расчет необходимого расхода бурового раствора	45
ГЛАВА 5. Бурильная колонна	48
5.1. Выбор компоновки и расчет бурильной колонны. Проектирование бурильной колонны	48
ГЛАВА 6. Крепление скважины обсадными колоннами	52
6.1. Расчет обсадных колонн	52
6.1.1. Расчет наружных избыточных давлений	52
6.1.2. Расчет внутренних избыточных давлений	55
6.2. Конструирование обсадной колонны по длине	59
6.3. Выбор режима спуска обсадных колонн	67
6.3.1. Обсадные трубы	67
6.3.2. Подготовка ствола скважины	67
6.3.3. Подготовка бурового оборудования	68

6.3.4.Технологический режим спуска колонн	68
6.3.5.Оснастка эксплуатационной колонны	69
ГЛАВА 7.Цементирование скважины	71
7.1.Выбор способа цементирования обсадных колонн	71
7.2.Выбор состава тампонажной смеси	72
7.3.Выбор типа буферной жидкости	73
7.4.Технологический режим цементирования скважины	78
ГЛАВА 8.Обвязка устья скважины	83
8.1.Обвязка устья скважины при бурении, цементировании, испытании	83
ГЛАВА 9.Метод заканчивания скважины и вскрытие продуктивного горизонта.	86
9.1.Вторичное вскрытие продуктивного горизонта	86
ГЛАВА 10.Предупреждение и ликвидация осложнений и аварий при бурении и креплении скважины	87
ГЛАВА 11.Специальная часть. Бурение винтовыми забойными двигателями. 91	
ГЛАВА 12.Выбор бурового оборудования	101
ГЛАВА 13.Вспомогательные цеха и службы	102
13.1.Ремонтная база	102
13.2.Энергетическая база	102
13.3.Водные ресурсы и водоснабжение	102
13.4.Цех по приготовлению и очистке буровых растворов	103
ГЛАВА 14. Безопасность жизнедеятельности	106
14.1 Характеристика места производства работ	106
14.3 Микроклиматические условия труда	108
14.4 Загазованность и запыленность воздуха рабочей зоны	108
14.5 Освещение	110
14.7 Организация работ по охране труда	113
14.8 Обеспечение работающих средствами индивидуальной защиты	114
14.9 Требования безопасности при ведении работ	118
14.9.1 Электробезопасность	118
14.9.2 Расчет устройств молниезащиты зданий и сооружений	119
14.9.3 Безопасность ведения буровых работ	120
14.10 Требования безопасности для предотвращения аварийных ситуаций	122
14.10.2 Действие персонала буровой при возникновении очага возгорания	123
14.11 Ликвидация выбросов и открытого фонтанирования нефти и газа	124
ГЛАВА 15.Охрана окружающей среды	127
15.2 Основные источники загрязнения	127
15.2 Общие природоохранные требования	128
15.3 Охрана почв и поверхностных вод	129

15.4 Охрана атмосферы	130
15.5 Ликвидация объекта и рекультивация земель	130
16 Экономика и организация работ	133
16.1 Проектные данные	133
16.2 Организация работ и заработной платы	133
16.3 Применяются тарифные ставки	136
16.3.2 Материальные затраты	139
16.3.2.1. Электроэнергия	139
16.3.2.2 ГСМ	139
16.3.2.3 Трубы	140
16.3.2.5. Химические реагенты	141
16.4 Техничко-экономические показатели	143
Перечень сокращений, условных обозначений, символов.	146
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	147
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ.....	148

toptem.ru
8 (800) 100-67-87
info@toptem.ru

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 в пределах 5,2-5,6 млрд. т, фактическое потребление на данный период составляет около 4,2 млрд. тонн.

В Западной Сибири сосредоточено 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 40 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 «Сургутнефтегаза». 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 стабильную 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.

ГЛАВА 1. Общие сведения по экономике и геологии работ

1.1. Географо-экономическая характеристика района работ

1.1.1. 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.) 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 кв. 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, С до -2, С. Наиболее высокая температура летом достигает +3 С. Зимой температура падает до -5 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 слабонаселенным. В городе 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 Нефтеюганска, а также от г. Сургута до Федоровского месторождения. Железная дорога связывает г. Сургут с г. Тюменью, г. Нижневартовском и Уренгоем.

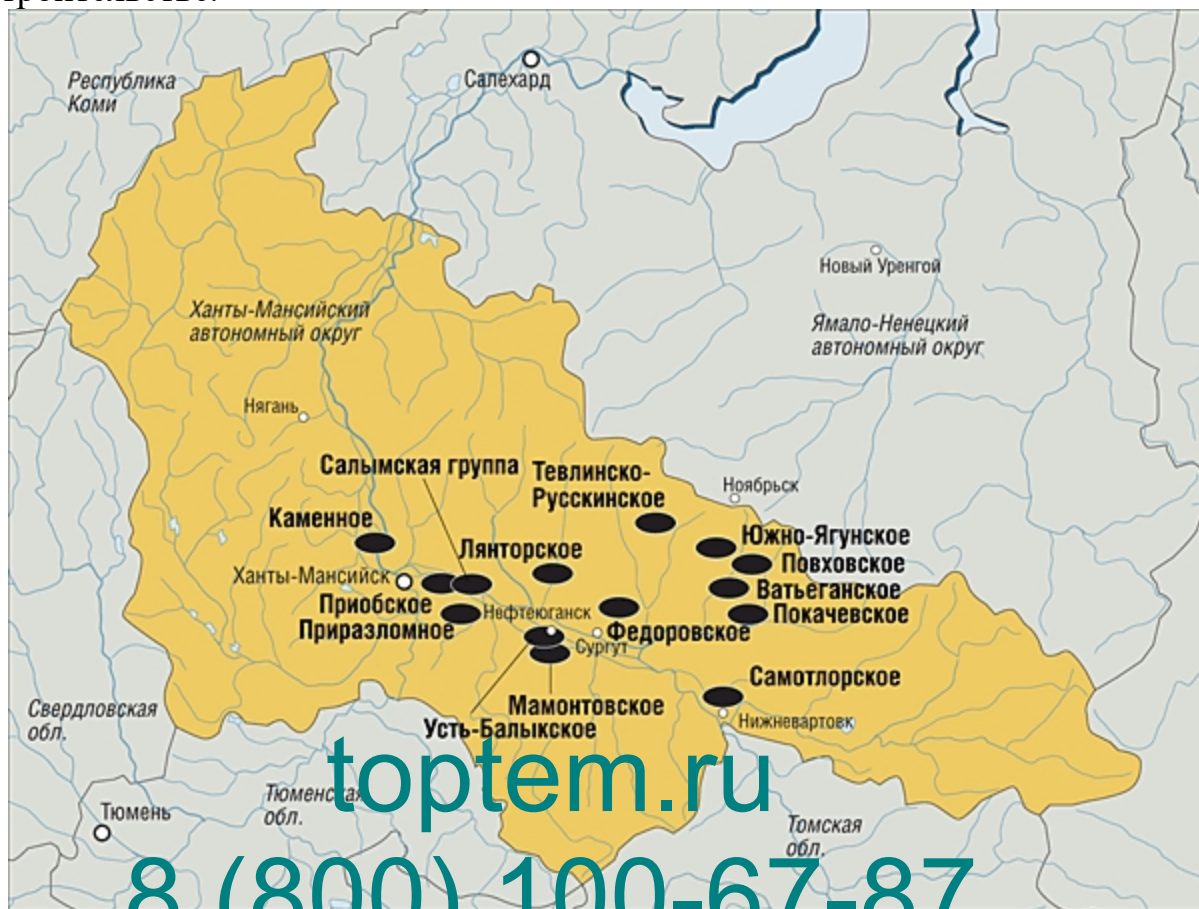
Федоровское месторождение находится на территории Сургутского экономического района, где сосредоточены большие объемы капитального строительства. Интенсивный рост жилищного и промышленного производства требует значительного количества строительных материалов. Поисково-разведочные работы на строительные материалы в Сургутском районе проводились поисковыми партиями Тюменской комплексной геологоразведочной экспедиции Главтюменьсологии.

В результате проведенных работ открыты месторождения керамзитовых и кирпичных глин, строительных песков, песчано-гравийной смеси. Калининское месторождение песчано-гравийной смеси с запасами 11700 тыс. 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. 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., В-2725 тыс., С1-2280 тыс. 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.



toptem.ru
8 (800) 100-67-87

Рисунок 1. Фёдоровское месторождение.

info@toptem.ru

1.1.2. 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 13,5x4,7 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 14 залежей на глубинах 1880-2719 м в доломите, 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_{2,10,6}, БС₁, Ю₁ и Ю₂) – нефтяные. Основной объект по запасам – пласт БС₁₀ с максимальной площадью нефтеносности 856,4 км². Наибольшая газовая залежь в пласте АС₄ – 937,2 км².

Продуктивные пласты сложены преимущественно песчаниками с подчиненным значением алевролитов и глин. Залежи пластовые сводовые, водоплавающие, литологически экранированные. ВНК на а.о. – 1821 (АС₄) – 2825 м (Ю₂), размеры 1,75-51x1-47,25 м, высота 13-70 м. Наиболее крупные по запасам залежи в пласте АС₅₋₆ и БС₁₀. Дебиты от 97,7 (БС₁₀) до 16 м³/сут (БС₁₆) – 167 (АС₄) м³/сут, газа 96,5-183,1 тыс. м³/сут, дебит нефти и пласта (Ю₂) – 13,2 м³/сут. Пластовые давления нормальные гидростатические 18,3 - 28,2 Мпа, 158-8 °С. Плотность нефти 845 (БС₁₀) – 913 (АС₄) кг/м³, вязкость 1,44 (БС₁₀) - 9,39 (БС₂) Мпа*с, содержание серы 1-1,9%. Плотность конденсата 756-762 кг/м³, выход стабильного конденсата 36,2 г/м³.

Основная добыча ведется из пласта БС₁₀. Промышленные скопления нефти приурочены к среднеюрским отложениям (ЮС₂), отложениям валанжина (пласты БС₁₆, БС₁₀, БС'₁₀), готерива (пласты БС₂, БС₁), баррема (пласты АС₉, АС₇₋₈, АС₆, АС₅₋₈, АС₄). Общий этаж нефтеносности составляет

1000 м.

1.1.3.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 завозить.

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 получения легких, конструктивных и конструктивно-изоляционных бетонов. В русловых отложениях р. Лямин выявлены Приустьевское, Горшковское и Горненское месторождения песчано-гравийной смеси, по своим качествам соответствующей требованиям ГОСТа для строительных работ и требованиям СНиП 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 общежитий, для проживания рабочих на буровой завозят балки.

1.1.4.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-ТобольскСургут протяженностью 900 км и Сургут-Уренгой – 650 км.

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

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

Тюмень.

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

На рис.2. представлена обзорная карта района работ.



Рисунок 2. Обзорная карта района работ.

1.1.5. 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 промышленных 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 течение 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 АС₄₋₈, 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 соотносятся с прогнозами. Если начальные дебиты по обычным наклоннонаправленным 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 тридцатипятилетие.

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.

toptem.ru

8 (800) 100-67-87

1.2. Геологические условия бурения
1.2.1. Стратиграфическое деление разреза скважины

info@toptem.ru

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.

Юрская система.

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).

J1-2(тюменская свита).

Тоарский-ааленский-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 темно-серые и серые, алевролитистые, 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).

J3 kl-ox (абалакская свита).

J3 kl-ox (васюганская свита).

J3 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, алевролитов 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.

J3v (баженовская свита).

Отложения волжского яруса, представленные баженовской свитой (J3v), сложены плотными темносерыми аргиллитами, отчетливо выделяются по всему району. В кровле свиты встречаются прослои глинистых известняков.

Отложения согласно залегают на породах келловей-оксфордкиммериджского возраста. В разрезе свиты прослеживается нефтеносный пласт ЮС0.

Меловая система.

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

Нижний отдел.

Бериасский, валанжинский ярусы(нерасчлененные)

K1 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 BC22, BC19-21, BC18, BC16. В верхней части разреза мегионской свиты прослеживаются четыре нефтеносных пласта BC14, BC12, BC11 и BC10. Кровлей мегионской свиты является чеускинская пачка.

Валанжинский, готеривский, баремский ярусы(нерасчлененные).

K1v-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 - BC7, BC8, BC9. Средняя пачка содержит пять нефтеносных пластов - BC6, BC5, BC4 BC2-3, BC1.

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 прослеживаются восемь нефтеносных пластов - AC12, AC10-11, AC9, AC8, AC7, AC5-6, AC4.

Аптский ярус.

K1ap (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.

K1ap-al-k2sm (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 прослой 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.

K2t (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).

K2 t-sp-s-cr (березовская свита). Березовская свита четко разделяется на две подсвиты - нижнюю опоковидную и верхнюю глинистую. Нижняя сложена опогами, 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 мелкокоралловидным изломом. Встречаются обломки известковой фауны. Мощность достигает 70 м.

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

Нижний – верхний отделы (нерасчлененные).

P1(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.

Нижний, средний, верхний (нерасчлененные).

P21-P31(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). P23-P31 (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.

P31(атлымская свита).

Атлымская свита представлена песками средне- и мелкозернистыми, преимущественно кварцевыми, глинами серыми, коричневыми с прослоями песков и бурого угля. Мощность свиты - 100-115 м.

Средний олигоцен.

P32 (новомихайловская свита).

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

Верхний олигоцен.

P33 (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 озерноаллювиальными образованиями. Современные осадки сложены пойменным аллювием и покровными отложениями.

Складные сараплатилы	Система	Отдел	Ярус	Сургутский свод									
				Сыта	Подсыта	Пычка	Индекс пласта	Толщина	Лито- стратиграфическая колонтка				
Вынгинская, 3	Меловая	Нижний	Алт	Нижневалымская					85				
				Верхняя	Верх- няя	АС4	6	8					
			АС5-8			20	8						
			АС7			12	8						
			АС6			4	8						
			АС8			22	8						
			АС9			10	8						
			Нижняя		АС10	6	8						
					АС11	9	8						
					АС12	12	8						
					АС11	5	8						
					АС12	17	8						
					АС12	20	8						
			Усть-Балыкская, 540	Меловая	Нижний	Готерцов	Вартовская	Верхняя	Пымская пачка				
Нижняя	Усть-Балыкская	БС1							12	8			
		БС2-3							5	8			
		БС4							15	8			
	Тепловская	БС4							11	8			
		БС4							12	8			
		БС5							13	8			
		БС5							12	8			
		БС6							17	8			
		БС6							20	8			
Чускийская	БС7	27							8				
	БС7	7							8				
	БС8	17							8				
	БС8	33							8				
	БС9	15	8										
Усть-Балыкская, 540	Меловая	Нижний	Готерцов	Вартовская	Верхняя	Чускийская					30		
						Нижняя	Усть-Балыкская	БС10	41	8			
								БС11	3	8			
								БС12	19	8			
							Тепловская	БС12	3	8			
								БС12	9	8			
								БС13	18	8			
								БС14	22	8			
								БС15	97	8			
								БС16	32	8			
								БС16	5	8			
								БС17	10	8			
БС17	11	8											
БС18	9	8											
Усть-Балыкская, 540	Меловая	Нижний	Готерцов	Вартовская	Верхняя	Ачинская пачка					27		
						Нижняя	Усть-Балыкская	БС19	4	8			
								БС20	12	8			
								БС21	9	8			
							Тепловская	БС21	28	8			
								БС21	10	8			
								БС22	10	8			
								БС22	9	8			
								БС23	27	8			
								БС24	27	8			
								БС25	30	8			
								БС26	18	8			
БС27	30	8											
БС28	48	8											
Юрская	Верх.	Баженовская	Юрская	Юрская	Юрская	Юрская					30		
						Георгиевская					18		
						Васюганская					30		
Юрская	Нижн.	Тюменская	Юрская	Юрская	Юрская	Тюменская					20		
						Тюменская					220		



Сургутский свод. Сводный литолого-стратиграфический разрез продуктивных отложений: 1- аргиллиты битуминозные; 2 – аргиллиты, глины; 3 – алевролиты; 4 – пески, песчаники; 5 – газо- и нефтенасыщенность.

Рисунок 3. Литолого-стратиграфический разрез

1.3.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. Развита 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.

1.4. 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 среднечюркинскому слою (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 месторождения (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. Максимальная нефтенасыщенная толщина верхней пачки по месторождению 27,5 м.

Нижняя пачка представлена переслаиванием глинистых и песчаных разностей. В некоторых скважинах песчаники нижней пачки целиком замещаются глинами. Нефтенасыщенные толщины изменяются от 0 до 19 м.

Пласт БС10 характеризуется высокой продуктивностью. Уровень ВНК установлен на абсолютной отметке $-2242 (\pm 3)$ м. Коллекторские свойства пласта: пористость 24%, нефтенасыщенность 0,68, коэффициент песчаности от 0,43 до 0,56, проницаемость (443-571) $\times 103$ мкм². Залежь пластово-сводовая высотой 70 м. площадь 38 \times 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 -2198 м. Коллекторские свойства изменяются по площадям. На Федоровской площади коэффициенты пористости от 12 до 24%, нефтенасыщенности 0,65, песчаности 0,34, проницаемости 0,206 мкм², нефтенасыщенные толщины до 10,2 м. На Восточно-Моховой площади нефтенасыщенные толщины достигают 14 м. Пласт БС 101 имеет монолитное строение (в отличие от линзовидного, прерывистого строения на Федоровской площади).

К нижней подсистеме вартговского свита (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. Коллекторские свойства пласта: пористость 27%, нефтенасыщенность 0,66 – 0,71 коэффициент песчаности 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. На большей части площади пласт имеет сравнительно небольшую толщину, преимущественно 2,5 – 4 м. Наибольшие толщины вскрыты на Северо-Сургутской площади до 6 м. Емкостно-фильтрационные свойства пласта: пористость 25 - 26%, нефтенасыщенность 0,66 – 0,71, коэффициент песчаности 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. Уровень ВНК по залежам изменяется в метрах от 1846 до 1861 в абсолютных отметках.

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

Коллекторские свойства пласта: коэффициенты пористость 26 -27%, нефтенасыщенность 0,62 – 0,70, коэффициент песчаности 0,47 – 0,59, проницаемость 0,609 – 0,943 мкм². Нефтенасыщенные толщины по залежам изменяются от 0,4 до 15,2 м. среднее значение 4-5 м. Газонасыщенная толщина 4,1 м.

Залежи пластов АС7-8. Вскрыты всеми пробуренными на месторождении скважинами, имеют толщину 20 м. На Федоровском поднятии в пласте образуются 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 -1835,2 ± 1,1 м. соответственно). На остальных площадях месторождения они объединяются в одну гидродинамическую систему с пластами АС5-6, поэтому выделены в единый подсчетный объект АС5-8.

Пласты АС7-8 по геофизическим данным имеют низкие коллекторские свойства: пористость – 24%, нефтенасыщенность – 0,54, коэффициент песчаности 0,54 – 0,65, проницаемость 0,106 – 0,162 мкм². Нефтенасыщенные толщины достигают 15 м., в среднем составляют 6,3 м (Федоровская площадь) и 5,9 м (Моховая площадь), газонасыщенные - 16 м, в среднем 6,8 м.

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

Коллекторские свойства пласта: пористость 26%, нефтенасыщенность 0,65, коэффициент песчаности 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 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. Начальная нефтенасыщенность пласта 0,61-0,67 пористость 26% коэффициент песчаности 0,47 проницаемость 0,450 мкм² Эффективная газонасыщенная толщина колеблется от 0,4 до 21,6м, нефтенасыщенные толщины изменяются от 0 до 11,1 м. 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.

Характеристика нефтеносности приведена в (таблице 1.5)

1.5. 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 малосмолистая, остальные пласты смолистые. Все нефти вязкие, парафинистые.

Таблица 1- 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 1.2 - Физико-химические свойства и фракционный состав разгазированной нефти.

Характеристика	АС 9	АС 10	АС 11
----------------	------	-------	-------

Плотность нефти (Jн), т/м ³ При 20 град.С	0,878 30,3	0,914 91,15	0,918 104,5
Вязкость нефти (mн, сПз) При 50 град.С	9,0	22,0	25,3
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 хлормagneиевого. Минерализация воды колеблется от 10,4 до 16 г/м. Основными компонентами воды являются ионы натрия и хлора.

Таблица 1.3 - Свойства и состав воды пластов

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

Компонентный состав газа, разгазированной и пластовой нефти (молярной концентрации, %)

Таблица 1.4 - Пласт АС 10

	Газ выделившийся, из нефти при неоднократном разгазировании в стац. условиях	Нефть разгазир. однократно 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 (С7 и выше)			
Молекулярная масса	20,80	243	162
Плотность при станд. условиях (кг/м ³)	0,867	908	850

Таблица 1.5- 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
------	------	---------	-------	-----	----

1.6. Гидрогеологическая характеристика

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 атльмской свиты.

В пределах вскрываемой части Федоровского месторождения выделяются следующие водоносные комплексы:

Валанжин-гоерив-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 СО₂ 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 (РН=6,2-8,9). Воды напорные, их широко используют для законтурного заводнения.

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. Растворка 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.

1.7. 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:

1. глубокая проработка и обоснование конструкции скважины с учетом всех специфических особенностей разреза;

2. 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.

toptem.ru
8 (800) 100-67-87
info@toptem.ru

ГЛАВА 2. Профиль и конструкция скважины

2.1. Проектирование профиля и конструкции скважины

При разбурировании 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 положение 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:

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

На интервалах работы погружных насосов интенсивность искривления ствола не должна превышать 30 на 100 метров длины ствола, в остальных случаях на интервалах допускается интенсивность искривления до 100 на 50 метров, но не более 20 на 10 метров.

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

4. профиль скважины четырех интервальный;
5. отход скважины (смещение забоя) - 850м;
6. глубина скважины по вертикали, НО - 2650м;
7. длина первого вертикального участка, НВ - 100м.

8. 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.

$$R_4 = 57,3/0,0084 = 6815 \text{ м.}$$

3) Параметры второго интервала определяются по формулам:

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

$$l_2 = 0,01745 * 382 * 20,25 = 134,98 \text{ м.}$$

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

$$H_2 = 382 * \sin 20,25 = 132,22 \text{ м.}$$

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

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

Параметры третьего, прямолинейного участка определяем по формуле:

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

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

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

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

$$A = [(2650 - 100 - 382 * \sin 20,25) \cos 20,25] - |850 - 915,58| * \sin 20,25 = 2554,37$$
$$l_3 = 2554,37 - 915,58 = 1638,79 \text{ м.}$$

$$H_3 = l_3 * \cos \Theta_2 \quad (8)$$

$$H_3 = 1638,79 * \cos 20,25 = 1537,5 \text{ м.}$$

$$S_3 = l_3 * \sin \Theta_2 \quad (9)$$

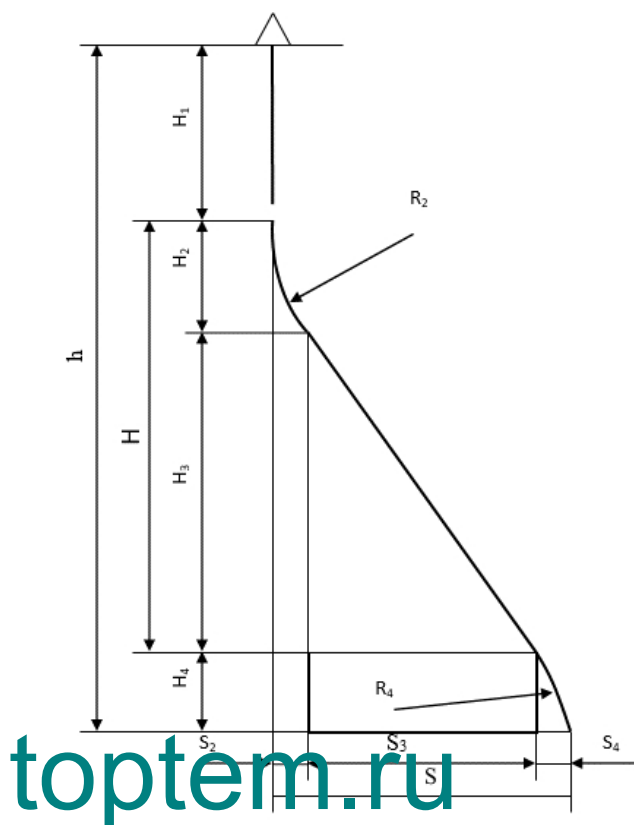


Рисунок 4 - Четырех интервальный профиль
 Четырех интервальный тип профиля включает:
 H1 - вертикальный участок;
 H2 - участок набора зенитного угла;
 H3 - участок стабилизации зенитного угла; H4 - участок уменьшения зенитного угла.

$$S3 = 1638,79 * \sin 20,25 = 567,21 \text{ м.}$$

Определяем зенитный угол на конечной глубине по следующей формуле:

$$\Theta_4 = \Theta_2 - \arctg[C / (R4^2 - C^2)^{0,5}], \quad (10)$$

$$\text{где } C = [2 * R4 * |S - B| * \cos^2 \Theta_2 - (S - B)^2 * \cos^2 \Theta_2]^{0,5} \quad (11)$$

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

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

Параметры четвертого интервала определяем по формулам:

$$l4 = 0,01745 * R4 * (\Theta_2 - \Theta_4) \quad (12)$$

$$l4 = 0,01745 * 6815 * (20,25 - 12,55) = 916,12 \text{ м.}$$

$$S4 = R4 * (\cos \Theta_4 - \cos \Theta_2) \quad (13)$$

$$S4 = 6815 * (\cos 12,55 - \cos 20,25) = 258,49 \text{ м.}$$

Общую длину скважины можно определить по формуле:

$$L = H1 + l2 + l3 + l4 \quad (14)$$

$$L = 100 + 134,98 + 1638,79 + 916,12 = 2790 \text{ м.}$$

Общий отход (смещение) составит:

$$S = S_2 + S_3 + S_4 \quad (15)$$

$$S = 23,61 + 567,21 + 258,49 = 849,31 \text{ м}$$

Все расчетные параметры заносятся в программу на проводку наклонно направленной скважины, отображенной в (таблице 2.1)

Таблица 2.1- Программа на проводку наклонно-направленной скважины.

Интервал, м			Зенитный угол, град		Отклонение, м		Глубина по стволу, м
от	до	длина	нач.	конеч.	на интерв.	всего	
1	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

2.2. Выбор конструкции эксплуатационного забоя

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:

$$\mu = \frac{R_{пл} - \Delta P_{ср.взв}}{\gamma_{гп} \cdot H} \quad (16)$$

Где μ - коэффициент Пуассона, ($\mu = 0,35$);

$\gamma_{гп}$ - удельный вес горной породы, Н/м³, $\gamma_{гп} = (2,4 \cdot 10^4)$;

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

R_{пл}- пластовое давление, МПа;

$$R_{пл} = \Delta P_{ср.взв} \cdot H; \quad (17)$$

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

(18)

$$R_{пл} = 1832 \cdot 0,01 + 28 \cdot 0,01 + 8 \cdot 0,01 + 30 \cdot 0,01 + 50 \cdot 0,0102 = 25,7 \text{ МПа.}$$

R_з – давление столба жидкости на забой скважины, МПа;

$$R_z = \rho \cdot g \cdot h, \quad (19)$$

где g-ускорение свободного падения, м/с²;

ρ -плотность пластового флюида, кг/м³;

h-минимальная высота столба пластового флюида при эксплуатации м;

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

$$g=9,8 \text{ м/с}^2,$$

$$\rho=831 \text{ кг/м}^3$$

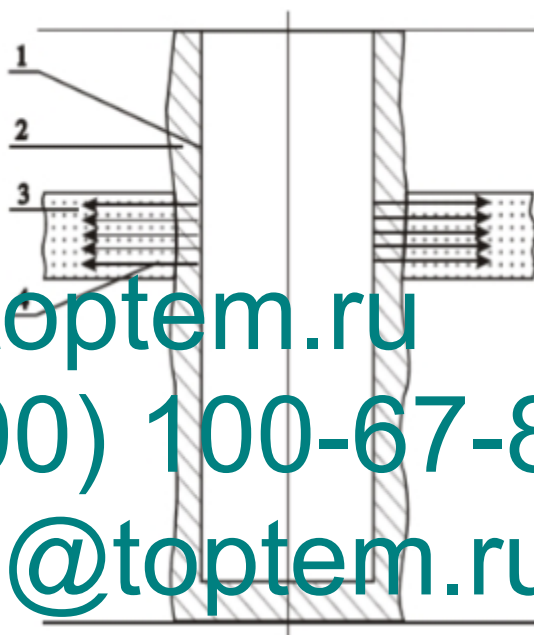
$$P_3=831 * 9,8 * 1730 * 10^{-6}=14,08 \text{ МПа};$$

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

$$\sigma_{сж}=30\text{МПа, для песчаника}$$

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

При бурении данной скважины выбирается следующий способ вскрытия продуктивного пласта: продуктивный пласт перебуривается на 30м, спускается обсадная 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.

Рисунок 5 - Схема конструкции эксплуатационного забоя скважины

2.3. 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 K_a и коэффициента гидроразрыва $K_{гр}$.

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.

(20)

Где - Пластовое давление, Мпа,

$P_{пл} = \text{grad}P_{пл} * H$, ρ_v – плотность воды, кг/м³

H_i – текущая глубина скважины, м;

$\text{grad}P_{пл}$ – градиент пластового давления, Мпа/м

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

(21)

Где $P_{гр}$ -давление гидроразрыва, МПа,

$P_{гр} = \text{grad}P_{гр} * H$,

(22)

Результаты расчетов приведены в (таблице 2.2)

Таблица 2.2 Результаты расчёта коэффициентов K_a , $K_{гр}$

Интервал, м.		$P_{пл}$, Мпа		$P_{гр}$; Мпа		K_a	$K_{гр}$
от	до	от	до	от	до		
0	500	0	5	0	10	0,97	1,95
500	960	5	9,6	10	19,2	0,97	1,95
960	1720	9,6	17,2	19,2	30,96	0,97	1,76
1720	2650	17,2	26,7	30,96	42,4	0,97	1,56

Значения относительной плотности рассчитываются:

(23)

k_z - коэффициент запаса значения приведены в (таблице 2.3),

Таблица 2.3- Значения рекомендуемой минимальной репрессии на пласт в зависимости от глубины Интервал

Интервал глубин, м	<1200	1200–2500	>2500
Значение P , 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:

(24)

$$\rho_{отн500} = 1.10 * 97 = 1.06 \text{ (г/см}^3\text{)}$$

$$\rho_{отн960} = 1.10 * 97 = 1.06 \text{ (г/см}^3\text{)}$$

$$\rho_{отн1720} = 1.05 * 0,97 = 1.01 \text{ (г/см}^3\text{)}$$

$$\rho_{отн2650} = 1.04 * 0,98 = 1.01 \text{ (г/см}^3\text{)}$$

Для того чтобы наглядно определить распределение давлений по стволу скважины, а также выявить интервалы несовместимые по условиям бурения, график совмещенных давлений (рисунок 6).

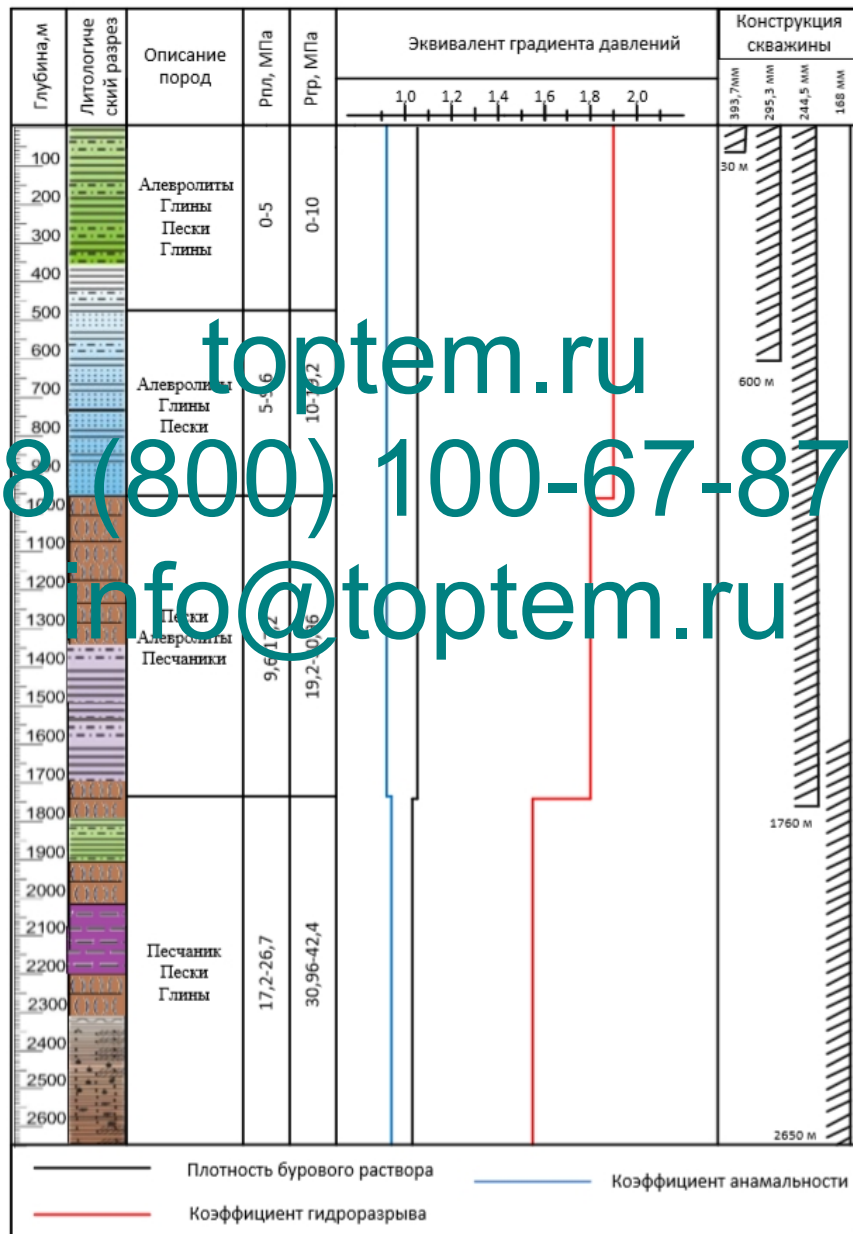


Рисунок 6. График совмещенных давлений

ГЛАВА 3. Технология процесса бурения скважины

3.1. Выбор способа бурения

Наиболее широкое применение получили следующие способы бурения скважин (Таблица. 3.1).

Таблица 3.1

	Роторный способ бурения	Гидравлическими забойными двигателями		Электробурами
		Турбинный способ	Бурение винтовыми забойными	
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 3040 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 искривлением 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, выбираются следующие способы бурения:

- под направление – роторный;
- под кондуктор – турбинный;
- под эксплуатационную колонну – турбинный.

3.2.Выбор породоразрушающего инструмента

За основу выбора долот положены физико - механические свойства пород (Таблица 1.3) и литологический разрез (Таблица 1.2). 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 3.2

Таблица 3.2 Типоразмер долот по интервалам бурения

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

3.3. Расчет параметров режима бурения

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

$$P_d = \alpha P_{ш} F_k, \quad (25)$$

где $P_{ш}$ – твердость горных пород, МПа;

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

F_k – площадь контакта зубьев долота с забоем, м².

$$(26)$$

где D_d – диаметр долота;

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

Π – притупление зубьев, мм.

Интервал 0-30м.

$P_{ш}=100$ МПа; $\alpha=0,7$; $\Pi=1$; $K_p=1,21$; $D_d=0,3937$ м.

$F_k = 0,3937/2 * 1 * 1,21 * 10^{-3} = 2,381 * 10^{-4}$ м²,

$P_d = 0,7 * 100 * 2,381 * 10^{-4} = 0,0166$ МН = 16,6кН

Интервал 30-600м

$P_{ш}=100-500$ МПа; $\alpha=0,7$; $\Pi=2$; $K_p=1,3$; $D_d=0,2953$ м

$F_k = 0,2953/2 * 2 * 1,3 * 10^{-3} = 3,839 * 10^{-4}$ м²

$P_d^{MIN} = 0,7 * 100 * 3,839 * 10^{-4} = 0,0268$ МН = 26,8кН

$P_d^{MAX} = 0,7 * 500 * 3,839 * 10^{-4} = 0,1343$ МН = 134,3кН

Интервал 600-1760м

$P_{ш}=100-500$ МПа; $\alpha=0,7$; $\Pi=1,5$; $K_p=0,9$; $D_d=0,2159$ м.

$F_k = 0,2159/1,5 * 0,9 * 10^{-3} = 1,457 * 10^{-4}$ м²

$P_d^{MIN} = 0,7 * 100 * 1,457 * 10^{-4} = 0,0254$ МН = 10,2кН

$P_d^{MAX} = 0,7 * 500 * 1,457 * 10^{-4} = 0,1019$ МН = 50,9кН

Интервал 1760-2650м

$P_{ш}=250-1000$ МПа; $\alpha=0,7$; $\Pi=1,5$; $K_p=1,9$; $D_d=0,2953$ м.

$F_k = 0,2953/2 * 2 * 1,3 * 10^{-3} = 3,839 * 10^{-4}$ м²

$P_d^{MIN} = 0,7 * 100 * 3,839 * 10^{-4} = 0,0268$ МН = 26,8кН

$P_d^{MAX} = 0,7 * 500 * 3,839 * 10^{-4} = 0,1343$ МН = 101,9кН

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

$$P_d = P_{уд} * D_d, \quad (27)$$

где $P_{уд}$ – удельная нагрузка на долото, кН/мм;

D_d – диаметр долота, мм.

Значение удельной нагрузки даны в (таблице 3.3)

Таблица 3.3 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

$R_d = 393,7 * 0,2 = 78,74$ кН=7,87т.

Интервал 30-600м

$R_d = 295,3 * 0,2 = 59,06$ кН=5,9т.

Интервал 600-1760м

$R_d = 215,9 * 0,2 = 43,18$ кН=4,31т.

Интервал 1760-2650м

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

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

Исходя из условия создания объемного разрушения пород, с учетом рекомендуемой удельной нагрузки на долото, окончательно принимаем следующие осевые нагрузки (таблица 3.4)

Таблица 3.4 Осевая нагрузка по интервалам бурения

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

3.4. 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:

$$n_1 = 60 * V_{л} / \pi * D_{д} \quad (28)$$

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

$V_{л}$ – рекомендуемая линейная скорость на периферийном венце шарошки, м/с; (Для пород типа М и МЗ $V_{л} = 3,4 \dots 2,8$ м/с, типа МС и МСЗ $V_{л} = 2,8 \dots 1,8$ м/с, типа С и СЗ $V_{л} = 1,8 \dots 1,3$ м/с.)

$D_{д}$ – диаметр долота, м;

$\pi = 3,14$

Интервал от 0 до 30 м

$V_{л} = 2,8-3,4$ м/с

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

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

Интервал от 30 до 600 м

$V_{л} = 2,8-3,4$ м/с

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

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

Интервал от 600 до 1760 м

$V_{л} = 2,8-3,4$ м/с

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

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

Интервал от 1760 до 2650 м

$V_{л} = 1,8-2,8$ м/с

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

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

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

$$n_2 = 39 / t_{к} * z \quad (29)$$

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

z – число зубьев.

Интервал от 0 до 30 м

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

Интервал от 30 до 600 м

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

Интервал от 600 до 1760 м

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

Интервал от 1760 до 2650 м

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

3. Расчет частоты вращения по стойкости опор:

$$n_3 = T_0 / 0,02 (a + 2) = 0,0935 * D_{д} / 0,02 * (a + 2) \quad (30)$$

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

$D_{д}$ – диаметр долота, мм;

T_0 – константа для данного долота, характеризующая стойкость опор.

Интервал от 0 до 30 м

$$n_3 = 0,0935 * 393,7 / 0,02 * (0,9 + 2) = 635 \text{ об/мин}$$

Интервал от 30 до 600 м

$$n_3 = 0,0935 * 295,3 / 0,02 * (0,8 + 2) = 493 \text{ об/мин}$$

Интервал от 600 до 1760 м

$$n_3 = 0,0935 * 215,9 / 0,02 * (0,8 + 2) = 360 \text{ об/мин}$$

Интервал от 1760 до 2650 м

$$n_3 = 0,0935 * 215,9 / 0,02 * (0,7 + 2) = 374 \text{ об/мин}$$

Результаты расчета заносим в (таблицу 3.5)

Таблица 3.5 - Частота вращения долот

Интервал, м.	Дд, мм	Частота вращения, об/мин			
		По рекомендуемой линейной скорости	По времени контакта зуба долота с породой	По стойкос ти опор	Оконча- тельно
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	259-247	361	374	280

8 (800) 100-67-87

3.5. Бурение наклонных и горизонтальных скважин

info@toptem.ru

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 нефти 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 параллельными 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.

3.6. Технология и технические средства и режимы бурения при отборе кернa

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

3.7. Рациональная отработка долот

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

- Проходка на долото L – длины ствола скважины, пробуренная данным долотом;
- Долговечность долота, t_d – время бурения скважины данным долотом до его полного выхода из строя;
- Механическая скорость бурения, V_M ;
- Рейсовая скорость, V_r .

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.

ГЛАВА 4. Выбор типа и параметров буровых растворов

4.1. 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 определяем по формуле:

при бурении под направление и кондуктор:

$$\rho = \frac{R_{пл} + \gamma_{ад} R_{пл} * H}{1000} \quad (31)$$

где $R_{пл}$ – пластовое давление, МПа; при бурении под эксплуатационную колонну:

$$\rho = \frac{R_{пл} + \gamma_{ад} R_{пл} * H}{1000} \quad (32)$$

$$\rho = \frac{R_{пл} + \gamma_{ад} R_{пл} * H}{1000} \quad (40)$$

H – глубина скважины, м.

Интервал от 0 до 30 м

$$\rho = (9,3 + 0,3 * 9,15) / (0,01 * 30) = 1,15 \text{ г/см}^3$$

$$\text{Интервал от 30 до 600 м } \rho = (6 + 0,15) / (0,01 * 600) = 1,15 \text{ г/см}^3$$

Интервал от 600 до 2650 м

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

Условную вязкость бурового раствора определяем по формуле

$$УВ = 21 * \rho_{пж} * 10^{-3}; \quad (33)$$

где $\rho_{пж}$ – плотность промывочной жидкости, кг/м³.

Интервал от 0 до 30 м

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

Интервал от 30 до 600 м

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

Интервал от 600 до 2650 м

$$УВ = 21 * 1100 * 10^{-3} = 23 \text{ сек}$$

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

$$\rho_{пж} > \rho_{пг} \quad (34)$$

$$k > \frac{\rho_{пж} - \rho_{пг}}{\rho_{пж}} \quad (35)$$

где d – диаметр частиц шлама, м;

$\rho_{пг}$ – плотность горной породы, кг/м³;

$\rho_{пж}$ – плотность промывочной жидкости, кг/м³;

k – коэффициент = 1,5.

Интервал от 0 до 30 м

$СНС1 = 0,5 (2 - e^{-110+0,01}) 0,01 (2400 - 1150) = 17$ дПа;

$СНС10 = (0,01 (2400 - 1150) 9,8 1,5) / 6 = 36$ дПа.

Интервал от 30 до 600 м

$СНС1 = 0,5 (2 - e^{-110+0,01}) 0,01 (2400 - 1150) = 17$ дПа; $СНС10 = (0,01 (2400 - 1150) 9,8 1,5) / 6 = 36$ дПа.

Интервал от 600 до 2650 м

$СНС1 = 0,5 (2 - e^{-110+0,005}) 0,01 (2400 - 1100) = 7$ дПа;

$СНС10 = (0,005 (2400 - 1100) 9,8 1,5) / 6 = 18$ дПа.

Показатель водоотдачи определяется:

(36)

пж 10 где $\rho_{пж}$ – плотность промывочной жидкости, кг/м³.

Интервал от 0 до 30 м

$\Phi (6 \cdot 10^4) / (1,15 \cdot 10^4) = 8$ см³/ 30мин

Интервал от 30 до 600 м

$\Phi (6 \cdot 10^4) / (1,15 \cdot 10^4) = 8$ см³/ 30мин

Интервал от 600 до 2650 м

$\Phi (6 \cdot 10^4) / (1,10 \cdot 10^4) = 8$ см³/ 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 см³/30 мин. Содержание песка не должно превышать 1 %. Водородный показатель в пределах рН=7 – 8.

Рассчитанные параметры бурового раствора сведены в (таблице 4.1)

Таблица 4. Параметры бурового раствора

Интервал бурения, м		Плотность бур. раствора, г/см ³	СНС1, дПа	СНС10, дПа	УВ,сек	Показатель фильтрации, см ³ /30 мин	рН	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

4.2.Расчёт необходимого расхода бурового раствора

При бурении промывочная жидкость прежде всего должна: - очищать скважину от обломков выбуренной породы (шлама) и выносить их на поверхность;

- охлаждать 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:

$$Q = 0,785 DД; \quad (37)$$

где а– коэффициент удельного расхода жидкости равный 0,3...0,65 м3/сек на 1 м2 забоя, принимается а =0,65;

DД – диаметр долота, мм;

Интервал от 0 до 30 м

$$Q = 0,65 \cdot 0,785 \cdot 0,39372 = 0,079 \text{ м}^3/\text{сек};$$

Интервал от 0 до 30 м

$$Q = 0,65 \cdot 0,785 \cdot 0,29532 = 0,044 \text{ м}^3/\text{сек};$$

Интервал от 0 до 30 м

$$Q = 0,65 \cdot 0,785 \cdot 0,21592 = 0,023 \text{ м}^3/\text{сек};$$

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

$$Q = V_{\text{ВОСХ}} * S_{\text{КП}}; \quad (38)$$

где VВОСХ – скорость восходящего потока; рекомендуемая скорость согласно промышленной классификации горных пород находится в пределах: M=0,9 1,3 м/сек, C=0,7 0,9 м/сек.

S_{КП} – площадь кольцевого пространства, м².

Интервал от 0 до 30 м

VВОСХ =0,9 м/сек;

$$Q = 0,9 \cdot 0,785 \cdot (0,39372^2 - 0,1683^2) = 0,089 \text{ м}^3/\text{сек}.$$

Интервал от 30 до 600 м

VВОСХ =0,9 м/сек,

$$Q = 0,9 \cdot 0,785 \cdot (0,29532^2 - 0,1683^2) = 0,042 \text{ м}^3/\text{сек}.$$

Интервал от 600 до 1760 м

VВОСХ =0,9 м/сек;

$$Q = 0,9 \cdot 0,785 \cdot (0,21592^2 - 0,1683^2) = 0,013 \text{ м}^3/\text{сек}.$$

Интервал от 1760 до 2650 м

VВОСХ =0,7 м/сек;

$$Q = 0,7 \cdot 0,785 \cdot (0,21592^2 - 0,1683^2) = 0,010 \text{ м}^3/\text{сек}.$$

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

$$Q = V_{\text{КПМАХ}} * S_{\text{МИН}}, \text{ м}^3/\text{сек}, \quad (39)$$

где S_{МИН} – 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

$$Q = 1,5 \cdot 0,785 \cdot (0,39372^2 - 0,240^2) = 0,115 \text{ м}^3/\text{сек}$$

Интервал от 30 до 600 м

$$Q = 1,5 \cdot 0,785 \cdot (0,29532^2 - 0,240^2) = 0,035 \text{ м}^3/\text{сек}$$

Интервал от 600 до 2650 м

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

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

$$Q = V_{\text{КПММН}} * S_{\text{МАХ}} \text{ м}^3/\text{сек}, \quad (40)$$

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

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

Интервал от 0 до 30 м

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

Интервал от 30 до 600 м

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

Интервал от 600 до 2650 м

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

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

$$Q = m * n * Q_{\text{Н}} \quad (41)$$

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

n – число насосов;

$Q_{\text{Н}}$ – производительность насоса.

В расчете принимается производительность бурового насоса УНБ-600, с диаметром втулок равным 170 мм $Q_{\text{Н}} = 0,033 \text{ м}^3/\text{сек}$.

Интервал от 0 до 600 м

$$Q = 0,8 \cdot 2 \cdot 0,033 = 0,059 \text{ м}^3/\text{сек}$$

Интервал от 600 до 2650 м

$$Q = 0,8 \cdot 1 \cdot 0,033 = 0,029 \text{ м}^3/\text{сек}$$

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 4.2).

Таблица 4.2 - 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

ГЛАВА 5. Бурильная колонна

5.1. Выбор компоновки и расчет бурильной колонны. Проектирование бурильной колонны

Определение типа и диаметра основной ступени УБТ.

Условия бурения нормальные, поэтому при диаметре долота 215,9 мм согласно таблице 1 [2] принимаем наружный диаметр (D_{01}) основной ступени УБТ 178 мм со следующими характеристиками: диаметр внутренний (d_{01}) равен 90 мм, вес 1 п. 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:

$$\frac{D_{ок}}{\delta_{01}} \geq 1,059 > 0,817 \quad (42)$$

где $D_{ок}$ и δ_{01} - соответственно наружный диаметр и толщина стенки обсадной колонны, мм.

Условие соблюдается.

Наружный диаметр БТ (D_1) берется согласно рекомендуемым табл. 2 [2]. D_1 127мм.

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

$$D_{оп} < 1,33 D_1, \quad (43)$$

где $D_{оп}$ - диаметр последней ступени УБТ, мм.

$$178 \leq 1,33 * 127 \text{ или } 178 \leq 169$$

Условие не соблюдается. Поэтому компоновка УБТ должна быть ступенчатой. Требования к УБТ второй ступени удовлетворяют УБТ146×74. Для них q_{02} 97,6кгс/ м. Выбираем согласно рекомендациям длину этой ступени $l_{02} = 8$ м.

Расчет длины ступени УБТ и КНБК проводится по формуле:

$$l_{02} = \frac{Q_d}{q_{01} K_d} \left(1 - \frac{\rho_{ж}}{\rho_{УБТ}} \right) + Q_c \quad (43)$$

где Q_d - осевая нагрузка, на долото, кгс;

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

K_d - коэффициент нагрузки на долото, для турбинного бурения K_d 1,175;

$\rho_{УБТ}$ - удельный вес материала УБТ, гс/см³;

$\rho_{ж}$ - удельный вес бурового раствора, гс/см³;

$Q_{зд}$ - 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.

$101 * 1451,4 + 11,1751,114500/7,85 (1100 + 24397,68) \approx 122\text{м}$,

Длина основной ступени принимается $12 \times 10 = 120$ м. Вес КНБК в скважине:

$$Q_{KH} = (Q_{зд} + Q_0) * (1 - u_M / y_0), \quad (45)$$

$$Q_{KH} = (1100 + 243 + 97,6 * 8 + 145,4 * 120) * (11,1 / 7,85) = 16831,748 \text{ кгс.}$$

Общая длина КНБК

$$l_{KH} = 120 + 8 + 6,5 = 134,5 \text{ м}$$

Расчет на прочность первой секции КБТ

Расчет запаса прочности при статическом нагружении первой секции.

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

$$[\delta] = \delta_T / n, \quad (46)$$

где T - предел текучести материала, кгс/мм².

$$[\delta] = 38,0 / 1,4 = 27,14 \text{ кгс/мм}^2$$

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

Растягивающая нагрузка Q_0 определяется по формуле (32), вес первой секции бурильной колонны (Q_1) по формуле (31):

$$Q_1 = 40,6250 (11,1 / 7,85) = 8728 \text{ кгс.} \quad (47)$$

где m - число ступеней КБТ до рассматриваемого сечения;

l_i - длина i -й секции, м;

$u_{ж}$ - удельный вес бурового раствора, гс/см²;

u_i - удельный вес материала, гс/см² (табл. 7, 2);

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

$$Q_1 = 40,6250 (11,1 / 7,85) = 8728 \text{ кгс.} \quad (48)$$

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

m - порядковый номер от УБТ секции КБТ;

Q_{KH} - вес КНБК, кгс;

Q_{KH} - вес КНБК, кгс;

P - перепад давления в забойном двигателе и долоте, кгс/мм², $P = 1,10$;

F_K - площадь поперечного сечения канала трубы m -й секции, мм²,

$$Q_P = 1,15 * (8728 + 16831,748) + 0,6 * 8107 = 34257,91 \text{ кгс} \quad (49)$$

где F - площадь поперечного сечения тела трубы, мм², $F = 4560 \text{ мм}^2$;

$$Q_P = 1,15 * (8728 + 16831,748) + 0,6 * 8107 = 34257,91 \text{ кгс} \quad (50)$$

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 $M_{зт} = 1575 \text{ кгс/м}$

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

$$(51)$$

где u_m - удельный вес материала трубы, гс/см³;

u_j - удельный вес бурового раствора, гс/см³;

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

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

Предельная осевая нагрузка на трубу в клиновом захвате определяется по формуле:

$$(52)$$

где $1TK Q$ - предельная осевая нагрузка на трубу в клиновом захвате при коэффициенте охвата, равном единице, кгс;

C – коэффициент охвата, $C=0,9$.

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:

$$l_2=2790-l_{кн}-l_1, \quad (53)$$

$$l_2=2790 - 135-250 = 2405 \text{ м.}$$

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

Конструкция и компоновка буровой колонны приведены в (таблице 5.1)

Таблица 5.2- Компоновка низа буровой колонны

Интервал		Элементы КНБК			Назначение
от	до	№	Типоразмер, шифр	ГОСТ, ОСТ, ТУ на изготовление	
0	30	1	Ш293,7М-ГВ	ГОСТ 20692-75	направление
		2	Калибратор 8 КС 295,3МС	ТУ 26-02-839-79	
		3	ТСШ – 240	ГОСТ 26673-85	
		4	УБТ 178-90	ТУ 14-3-835-79	
30	100	1	Ш295,3МС-ГВ	ГОСТ 20692-75	Вертикальный участок
		2	Калибратор 8 КС 295,3МС	ТУ 26-02-839-79	
		3	ТСШ-240 УБТ 178-90	ГОСТ 26673-85	
		4	ЛБТ 147х11	ТУ 14-3-835-79	
		5		ГОСТ 23786-79	
100	232	1	Ш295,3 МС-ГВ	ГОСТ 20692-75	Участок набора параметров кривизны
		2	Калибратор 8 КС 295,3МС	ТУ 26-02-839-79	
		3	УМП ЛБТ 147х11	ГОСТ 26673-85 ГОСТ 7360-82	
232	630	1	Ш295,3МС-ГВ	ГОСТ 20692-75	Стабилизация параметров кривизны
		2	Калибратор 8 КС 295,3МС	ТУ 26-02-839-79	
		3	ТСШ-240	ГОСТ 26673-85	
		4	УБТ 178-90	ТУ 14-3-835-79	
		5	ЛБТ 147х11	ГОСТ 23786-79	
630	1875	1	Ш215,9МС-ГВ	ГОСТ 20692-75	Стабилизация параметров кривизны
		2	Калибратор 9 К 215,9 МС	ТУ-26-02-963-83	
		3	ЗТСШ – 195	ГОСТ 26673-85	

		4	УБТ – 178 х90	ТУ-39-076-74	
		5	Телесистема «ЗИС – 4»		
		6	УБТ – 146х74	ТУ-39-076-74	
		7	ТБПВ 127х10	ГОСТ 23786-79	
		8	ЛБТ 147х1	ГОСТ 23786-79	
1875	2790	1	Ш215,9МС-ГВ	ГОСТ 20692-75	Снижение зенитного угла
		2	Калибратор 9 К 215,9	ТУ-26-02-963-83	
		3	Д2 – 195	ГОСТ 26673-85	
		4	УБТ – 178 х90	ТУ-39-076-74	
		5	УБТ – 146х74		
		6	ТБПВ 127х10	ТУ-39-076-74	
		7	ЛБТ 147х11	ГОСТ 23786-79	

toptem.ru
 8 (800) 100-67-87
info@toptem.ru

ГЛАВА 6. Крепление скважины обсадными колоннами

6.1. Расчёт обсадных колонн

Исходные данные для расчета:

1. Длина эксплуатационной колонны L , м – 2650;
2. Удельный вес:
 - 1) цементного раствора $q Ц$, Н/м³ – $1,83 \cdot 10^4$;
 - 2) жидкости в колонне $q В$, Н/м³:
 - 3) при освоении – $1,1 \cdot 10^4$
 - 4) в период ввода в эксплуатацию – $,76 \cdot 10^4$
 - 5) при окончании эксплуатации – $0,95 \cdot 10^4$
 - 6) испытательной жидкости $q Ж$, Н/м³ – $1,0 \cdot 10^4$;
 - 7) бурового раствора $q Р$, Н/м³ – $1,1 \cdot 10^4$;
 - 8) пластовой воды $q ГС$, Н/м³ – $1,01 \cdot 10^4$.
3. Расстояние от устья скважины:
 - 1) до башмака предельной колонны L_0 , м – 600;
 - 2) до уровня цементного раствора h , м – 450;
 - 3) до уровня жидкости в колонне H , м.
 - при испытании на герметичность – 1100
 - при освоении скважины – 1200;
 - при окончании эксплуатации – 920.

6.1.1. Расчет наружных избыточных давлений

На ОК скважины действует давление со стороны кольцевого пространства, называемое $PН$ (наружное давление) и действует давление внутри колонны $PВ$ (внутреннее давление), разность этих давлений составляет $PНИ$.

В разные периоды времени наружное избыточное давление достигает наибольших значений.

$$PНИ = PН - PВ; PНИ \max.$$

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

$$P_{НИ} = P_H - P_B; P_H = 0; P_B = 0; P_{НИ} = 0.$$

Точка 2 – уровень ТС за колонной

$$P_{НИ} = P_H * P_B; \tag{54}$$

$$P_H = 10^{-6} * g * H_1 * \rho_{БР}; \tag{55}$$

$$P_B = 10^{-6} * g * H_1 * \rho_{ПЖ}; \tag{56}$$

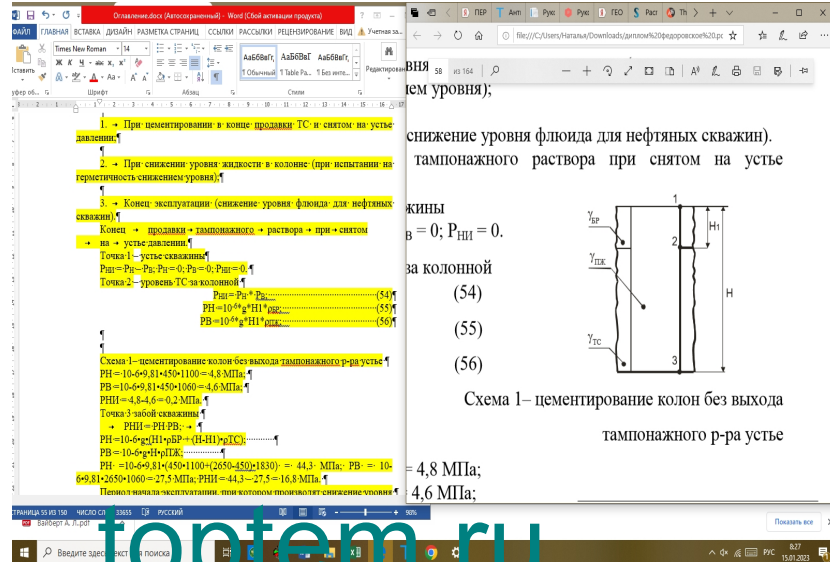


Схема 1 – цементирование колон без выхода тампонажного р-ра устье

$$P_H = 10^{-6} * 9,81 * 450 * 1100 = 4,8 \text{ МПа};$$

$$P_B = 10^{-6} * 9,81 * 450 * 1060 = 4,6 \text{ МПа};$$

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

Точка 3 - забой скважины

$$P_{НИ} = P_H * P_B;$$

$$P_H = 10^{-6} * g * (H_1 * \rho_{БР} + (H - H_1) * \rho_{ТС});$$

$$P_B = 10^{-6} * g * H * \rho_{ПЖ};$$

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

$$P_B = 10^{-6} * 9,81 * 2650 * 1060 = 27,5 \text{ МПа};$$

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

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

Точка 1 устье скважины

$$P_{НИ} = P_H - P_B;$$

$$P_H = 0; P_B = 0; H$$

$$P_{НИ} = 0.$$

Точка 2 уровень ТС за колонной

$$P_H = 10^{-6} * g * H_1 * \rho_{БР};$$

Схема 2 – снижение уровня

$$P_B = 0; \text{ жидкости в колонне}$$

$$P_H = 10^{-6} * 9,81 * 450 * 1100 = 4,8 \text{ МПа}; P_{НИ} = 4,8 - 0 = 4,8 \text{ МПа}.$$

Точка 3 башмак кондуктора

$$P_{НИ} = P_H - P_B;$$

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

$PВ = 0;$
 $PН = 10^{-6} * 9,81 * (450 * 1100 + (600 - 450) * 1010) = 6,3 \text{ МПа}; PНИ = 6,3 - 0 = 6,3 \text{ МПа}.$

Точка 4 снижение уровня до 2100 м $PНИ = PН - PВ;$
 $PН = 10^{-6} * g * (H1 * \rho_{БР} + (H2 - H1) * \rho_{ПЛВ} + (HCH - H2) * \rho_{ЦК} * (1 - K));$
 $PВ = 0;$
 $PН = 10^{-6} * 9,81 * (450 * 1100 + (600 - 450) * 1010 + (2100 - 600) * 1830 * (1 - 0,25)) = 21,9$
МПа;

$PНИ = 21,9 - 0 = 21,9 \text{ МПа}$
Точка 5 забой скважины
 $PНИ = PН - PВ;$
 $PН = 10^{-6} * g * (H1 * \rho_{БР} + (H2 - H1) * \rho_{ПЛВ} + (H - H2) * \rho_{ЦК} * (1 - K));$
 $PВ = 10^{-6} * g * (H - HCH) * \rho_{ПЖ};$
 $PН = 10^{-6} * 9,81 * (450 * 1100 + (600 - 450) * 1010 + (2650 - 600) * 1830 * (1 - 0,25)) = 34,5$

МПа;
 $PВ = 10^{-6} * 9,81 * (2650 - 2100) * 1060 = 12,1 \text{ МПа}; PНИ = 34,5 - 12,1 = 22,4$
МПа.

Рассмотрим третий случай, соответствующий концу эксплуатации скважины.

Точка 1 – устье скважины

$PНИ = PН - PВ;$

$PН = 0; PВ = 0; PНИ = 0.$

$PНИ = 0.$

Точка 2 уровень ГС за колонной

$PНИ = PН - PВ;$

$PН = 10^{-6} * g * H1 * \rho_{БР};$

$PВ = 0;$

$PН = 10^{-6} * 9,81 * 450 * 1100 = 4,8 \text{ МПа}; PНИ = 4,8 - 0 = 4,8 \text{ МПа}.$

Точка 3 башмак кондуктора $PНИ = PН - PВ;$

$PН = 10^{-6} * g * (H1 * \rho_{БР} + (H2 - H1) * \rho_{ПЛВ});$

$PВ = 0;$ Схема 3–конец эксплуатации

$PН = 10^{-6} * 9,81 * (450 * 1100 + (600 - 450) * 1010) = 6,3 \text{ МПа}; PНИ = 6,3 - 0 = 6,3 \text{ МПа}.$

Точка 4 уровень нефти в конце эксплуатации

$PНИ = PН - PВ;$

$PН = 10^{-6} * g * (H1 * \rho_{БР} + (H2 - H1) * \rho_{ПЛВ} + (HЭК - H2) * \rho_{ЦК1} * (1 - K)); PВ = 0;$

$PНИ = 10^{-6} * 9,81 * (450 * 1100 + (600 - 450) * 1010 + (920 - 600) * 1830 * (1 - 0,25)) = 18,6 \text{ МПа}; PНИ = 18,6 - 0 = 18,6 \text{ МПа}.$

Точка 5 забой скважины

$PНИ = PН - PВ;$

$PН = 10^{-6} * g * (H1 * \rho_{БР} + (H2 - H1) * \rho_{ПЛВ} + (H - H2) * \rho_{ЦК} * (1 - K));$

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

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

$$= 33,9$$

МПа;

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

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

Данные расчётов сведены и представлены в (таблице 6.1.)

Таблица 6.1- Наружные избыточные давления.

Случай	№ точки	Давление, МПа.		
		PH	PB	PНИ
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 расчетов можно сделать вывод, что наибольшие избыточные наружные давления наблюдаются в конце эксплуатации.

6.1.2. Расчет внутренних избыточных давлений

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

$$P_{ВИ} = P_B - P_H; P_{ВИ} - \max.$$

Имеются два таких случая.

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 РЦГ возникают в конце процесса при посадке разделительной пробки на стоп-кольцо. Величина этого давления составит:

$$P_{ЦГ} = \Delta P_{ГС} + P_{ГД} + P_{СТ} \quad (57)$$

где: $\Delta P_{ГС}$ – разность гидростатических давлений, возникающих из-за

разности плотностей жидкости в затрубном пространстве и внутри колонны;

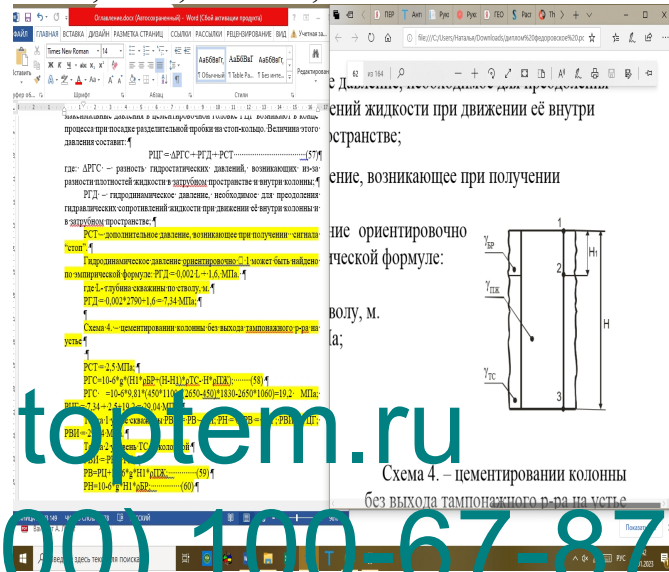
РГД – гидродинамическое давление, необходимое для преодоления гидравлических сопротивлений жидкости при движении её внутри колонны и в затрубном пространстве;

РСТ – дополнительное давление, возникающее при получении сигнала «стоп».

Гидродинамическое давление ориентировочно может быть найдено по эмпирической формуле: $RGD = 0,002 L + 1,6$, МПа.

где L- глубина скважины по стволу, м.

$$RGD = 0,002 * 2790 + 1,6 = 7,34 \text{ МПа};$$



8 (800) 100-67-87

Схема 4. – цементирования колонны без выхода тампонажного р-ра на устье

info@toptem.ru

$$P_{СТ} = 2,5 \text{ МПа};$$

$$P_{ГС} = 10^{-6} * g * (H1 * \rho_{БР} + (H - H1) * \rho_{ТС} - H * \rho_{ПЖ}); \quad (58)$$

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

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

Точка 1 устье скважины $P_{ВИ} = P_{В} - P_{Н}$; $P_{Н} = 0$; $P_{В} = P_{ЦГ}$;

$$P_{ВИ} = P_{ЦГ}; P_{ВИ} = 29,04 \text{ МПа}.$$

Точка 2 уровень ТС за колонной

$$P_{ВИ} = P_{В} - P_{Н};$$

$$P_{В} = P_{Ц} + 10^{-6} * g * H1 * \rho_{ПЖ}; \quad (59)$$

$$P_{Н} = 10^{-6} * g * H1 * \rho_{БР}; \quad (60)$$

$$P_{В} = 29,04 + 10^{-6} * 9,81 * 450 * 1060 = 33,7 \text{ МПа};$$

$$P_{Н} = 10^{-6} * 9,81 * 450 * 1100 = 4,8 \text{ МПа};$$

$$P_{ВИ} = 33,7 - 4,8 = 28,9 \text{ МПа}.$$

Точка 3 забой скважины $P_{ВИ} = P_{В} - P_{Н}$;

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

$$P_{Н} = 10^{-6} * g * (H1 * \rho_{БР} + (H - H1) * \rho_{ТС}); \quad (61)$$

$$P_{В} = 29,04 + 10^{-6} * 9,81 * 2650 * 1060 = 56,6 \text{ МПа};$$

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

$$P_{ВИ} = 56,6 - 44,3 = 12,3 \text{ МПа.}$$

Рассмотрим второй случай высоких внутренних давлений, характерных для опрессовки скважины.

В соответствии с «Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности» величина давления опрессовки РОП должна составлять:

$$P_{ОП} = 1,1 P_y, \quad (62)$$

где P_y – 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:

$$P_y = P_{ПЛ} - 10^{-6} g * L * \rho_H, \quad (63)$$

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

L – глубина измерения пластового давления, м;

ρ_H – плотность нефти, кг/м³.

В любом случае, давление опрессовки РОП не должно быть ниже минимальных РОПМИН, то есть $РОП \geq РОПМИН$, которые в инструкции по расчёту обсадных колонн даны в виде таблицы (для колонны диаметром

168,3 мм $P_{ОПМИН} = 11,5$ МПа)

$P_y = 25,7 - 10^{-6} * 9,81 * 2570 * 831 = 4,7$ МПа, поэтому принимаем $РОП = 11,5$ МПа.

Точка 1 устье скважины

$$P_{ВИ} = P_B - P_H;$$

$$P_H = 0;$$

$$P_B = РОП;$$

$$P_{ВИ} = РОП;$$

$$P_{ВИ} = 11,5 \text{ МПа.}$$

Точка 2 уровень ТК за колонной

$$P_{ВИ} = P_B - P_H;$$

$$P_B = РОП + 10^{-6} * g * H_1 * \rho_{ПЖ};$$

$$P_B = 11,5 + 10^{-6} * 9,81 * 450 * 1060 = 16,2 \text{ МПа};$$

$$P_H = 10^{-6} * g * H_1 * \rho_{БР};$$

$$P_H = 10^{-6} * 9,81 * 450 * 1100 = 4,8 \text{ МПа};$$

$$P_{ВИ} = 16,2 - 4,8 = 11,4 \text{ МПа. Точка 3 башмак кондуктора}$$

$$P_{ВИ} = P_B - P_H;$$

toptem.ru

8 (800) 100-67-87

info@toptem.ru

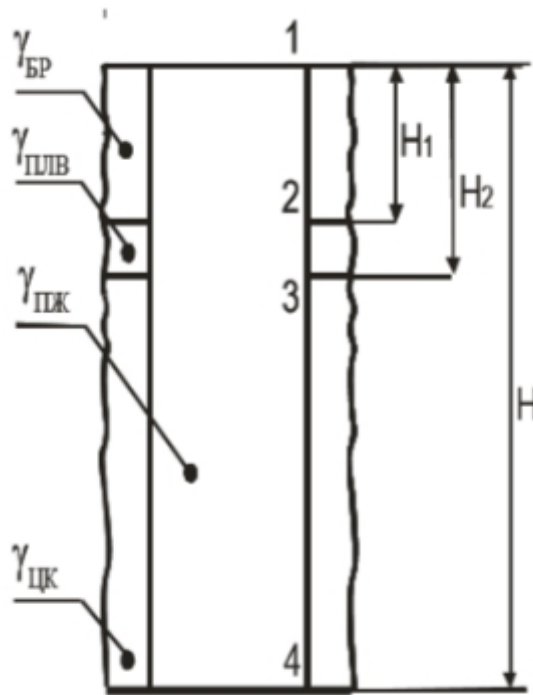


Схема 5. – опрессовка колонны

$$P_B = P_{OP} + 10^{-6} * g * H_2 * \rho_{ПЖ};$$

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

$$P_B = 11,5 + 10^{-6} * 9,81 * 600 * 1060 = 17,7 \text{ МПа};$$

$$P_H = 10^{-6} * 9,81 * (450 * 1100 + (600 - 450) * 1010) = 6,3 \text{ МПа.}$$

$$P_{ВИ} = 17,7 - 6,3 = 11,4 \text{ МПа.}$$

Точка 4 забой скважины

$$P_{ВИ} = P_B - P_H;$$

$$P_B = P_{OP} + 10^{-6} * g * H * \rho_{ПЖ};$$

$$P_H = 10^{-6} * g * (H_1 * \rho_{БР} + (H_2 - H_1) * \rho_{ПЛВ} + (H - H_2) * \rho_{ЦК} * (1 - K)); \quad (64)$$

$$P_B = 11,5 + 10^{-6} * 9,81 * 2650 * 1060 = 39 \text{ МПа};$$

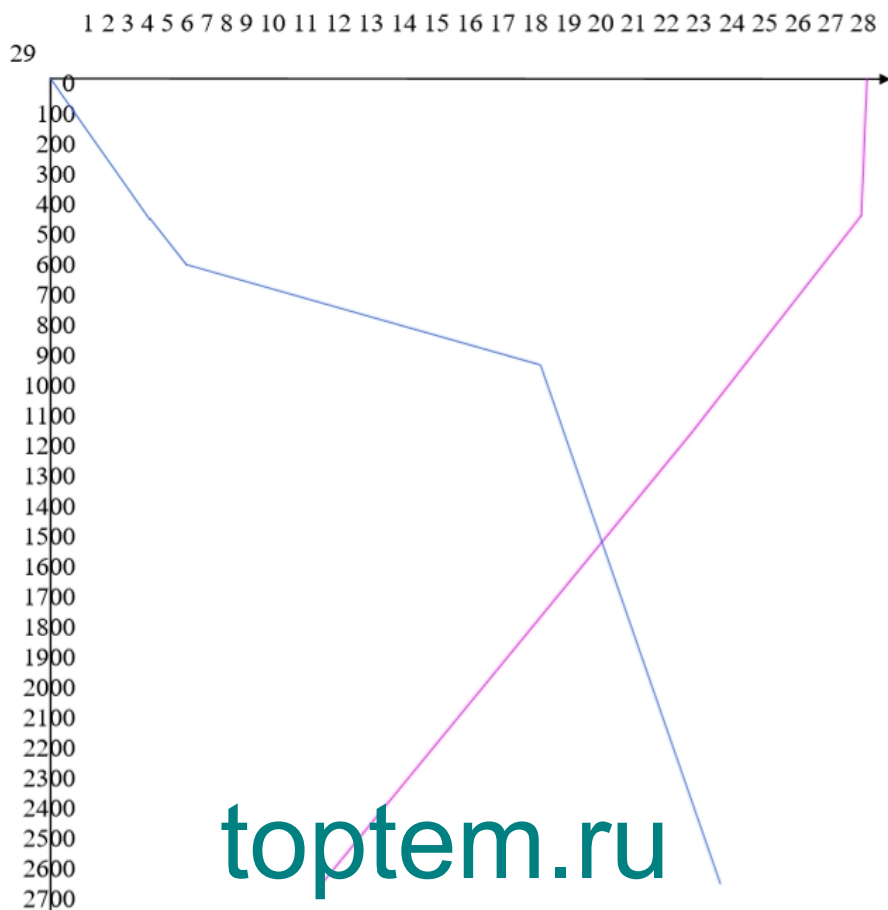
$$P_H = 10^{-6} * 9,81 * (450 * 1100 + (600 - 450) * 1010 + (2650 - 600) * 1830 * (1 - 0,25)) = 33,9 \text{ МПа} \quad P_{ВИ} = 39 - 33,9 = 5,1 \text{ МПа.}$$

Данные расчётов сведены и представлены в (таблице 6.2)

Таблица 6.2 Внутренние избыточные давления

Случай	№ точки	Давление, МПа.		
		P_B	P_H	$P_{ВИ}$
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 внутреннее избыточное давление наблюдается в период посадки разделительной пробки.



toptem.ru
 8 (800) 100-67-87

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

Рисунок 7 - Эпюры максимальных внутренних и наружных избыточных давлений

6.2. Конструирование обсадной колонны по длине

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 трапецидального профиля и нормальным диаметром муфт (ОТТМ, ОТТГ, ТБО и импортных труб с резьбой “Батресс”, “Экстрем лайн” и др.) при интенсивности искривления скважин до 50 на 10 м для труб диаметром до 168 мм и до 30 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 $P1_{см}$, которая удовлетворяет условию:

$$P1 \geq n_{CM} P1_{НИ} \quad (65)$$

где: $P1_{НИ}$ - величина наружного избыточного давления в начале 1-ой секции (на забое);

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

$$P1_{CM} \geq 23,8 * 1,2 = 28,56$$

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 $P1_{НИ}$ снижается, то на какой-то глубине могут быть установлены трубы с меньшей толщиной стенки.

$\delta_1 = 10,6$ мм. исполнения А группы прочности Д. (см. таблица 9.5, Калинин).

Находим значение $P2_{НИ}$, которое обеспечивает прочность трубы со следующей меньшей толщиной стенки $\delta_2 = 8,9$ мм из условия:

$$P2_{НИ} = P2_{CM} / n_{CM} \quad (66)$$

где: $P2_{CM}$ - прочность труб на смятие для следующей за δ_1 толщины $\delta_2 < \delta_1$.

$$P2_{CM} = 26,9 \text{ МПа (см. табл. 9.5 Калинин)}$$

$$P2_{НИ} = 26,9 / 1,2 = 22,4 \text{ МПа}$$

4) По обобщённому графику наружных избыточных давлений находим глубину L_1 , на которой действует $P2_{НИ}$ (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

$$l_1 = L - L_1, \quad (67)$$

где L - глубина скважины. $l_1 = 2790 - 2650 = 140$ м.

6) Рассчитывается вес 1-ой секции G_1

$$G_1 = l_1 * q_1 \quad (68)$$

где q_1 - вес 1 м. труб 1-ой секции с толщиной стенки δ_1 (находится в таблице основных характеристик выбранных обсадных труб).

$$q_1 = 0,413 \text{ кН.}$$

$$G_1 = 140 * 0,413 = 57,82 \text{ кН.}$$

7) Определяются фактические коэффициенты запаса прочности для 2-ой секции на глубине $*L_1$ при длине 1-ой секции $*l_1$ на внутреннее давление:

$$n_P = P2_P / P2_{ВИ} \quad (69)$$

где: $P2_P$ - прочность труб 2-ой секции на внутреннее давление с толщиной стенки $\delta_2 = 8,9$ мм, $P2_P = 35,1$ МПа. (см. табл. 9.8 Калинин)

$P2_{ВИ}$ - внутреннее избыточное давление на глубине $*L_1$

(определяется по обобщённому графику избыточных внутренних давлений).

$R_{2ВИ}=13,1$ МПа $n_P = 35,1/12,6=2,8$ на страгивание в резьбовом соединении:

$$n_{СТР} = Q_{2СТР} / *G_1 \quad (70)$$

где $Q_{2СТР}$ - прочность на страгивающие нагрузки для труб 2-ой секции с толщиной стенки $\delta_2=8,9$ мм, $Q_{2СТР}=1078$ 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 мм $n_P=1,15$, $n_{СТР} = 1,15$.

8) При соблюдении условий прочности для второй секции параметры 1-ой секции принимаются окончательно группа прочности «Д» толщина стенок $\delta_1=10,6$ 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 $\delta_2=8,9$ мм при определении параметров 1-ой секции.

Трубы с толщиной стенки δ_2 могут быть установлены до глубины, на которой действующее наружное избыточное давление обеспечат трубы со следующей меньшей толщиной стенки $\delta_3 < \delta_2$.

3) Находим значение наружного избыточного давления $R_{2НИ}$ из условия: $R_{2НИ} = R_{3СМ} / n_{СМ}$

где $R_{3СМ}$ - прочность труб на смятие для толщины труб $\delta_2=8,0$ мм, $R_{3СМ} = 22,1$ МПа, (см. табл. 9.5 Калинин) $R_{2НИ} = 22,1/1=22,1$ МПа.

4) На графике наружных избыточных давлений находим глубину L_2 , на которой действует $R_{2НИ}$ (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

$$G_2 = 420 * 0,353 = 148,26 \text{ кН}$$

7) Корректируется прочность на смятие труб 3-ей секции с толщиной стенок δ_3 в условиях двухосного нагружения

$$*R_{3СМ} = R_{3СМ} (1 - 0,3 \Sigma G_2 / Q_{3Т}),$$

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

$R_{3СМ}$ - прочность на смятие труб 3-ей секции при радиальном

нагрузении ΣG_2 - нагрузка растяжения на 3-ю секцию, равная сумме откорректированного веса 1-ой секции $*G_1$ и предварительного веса 2-ой секции;

Q_{3T} - нагрузка растяжения на пределе текучести для труб 3-ей секции, $Q_{3T}=1510$ кН (см. табл. 9.7. Калинин).

$$*P_{3CM} = 22,1 * (1 - 0,3 * 206,08 / 1510) = 21,2 \text{ МПа}$$

8) Находится новое (откорректированное) значение наружного избыточного давления $*P_{3НИ}$, которое обеспечится прочностью труб с толщиной стенки δ_3 , но с учетом двухосного нагружения из условия:

$$*P_{3НИ} = *P_{3CM} / n_{CM} \quad (71)$$

$$*P_{3НИ} = 21,2 / 1 = 21,2 \text{ МПа}$$

9) На обобщенном графике наружных избыточных давлений находится новая (откорректированная) глубина установки 2-ой секции $*L_2$, на которой действует $*P_{3НИ}$.

$$*L_2 = 1880 \text{ м. с учётом кривизны } 2004 \text{ м.}$$

10) Определяется откорректированная длина 2-ой секции.

$$*l_2 = *L_1 - *L_2 \quad (67)$$

где $*L_1$ - откорректированная глубина установки 1-ой секции $*l_2 = 2650 - 2004 = 646$ м.

11) Рассчитывается откорректированный вес 2-ой секции $*G_2$

$$*G_2 = *l_2 * q_2 \quad (72)$$

$$*G_2 = 646 * 0,353 = 228,04 \text{ кН.}$$

и откорректированная сумма весов 2-х секций ΣG_2

$$G_2 = *G_1 + *G_2 \quad (73)$$

$$\Sigma G_2 = 57,82 + 228,04 = 285,86 \text{ кН}$$

12) Определяется коэффициент n для 2-х на $*L_2$ откорректированных 2-секций на давление:

$$n = P_{3P} / P_{3ВИ}$$

где: P_{3P} - прочность 2-секции на с стенки $\delta^3 = 8,0$, $P_{3P} = 31,6$ МПа (9.8 Калинин);

$P_{3ВИ}$ - внутреннее на глубине $*L^2$ (обобщенному внутренних давлений). $n_P = 31,6 / 17,3 = 1,83$ на резьбовом соединении: $n_{СТР} = Q_{3СТР} / \Sigma *G_2$

где $Q_{3СТР}$ - страгивающие труб 2-с толщиной стенок $\delta^3 = 8,0$, $Q_{3СТР} = 931$ (см. 9.9 Калинин); $\Sigma *G_2$ - нагрузка 3 -секцию веса 2-

$$n_{СТР} = 931 / 285,86 = 3,26$$

Рассчитанные допустимых коэффициентов

13) При прочности третьей откорректированные 2-секции окончательные:

группа прочности	"Д"
толщина стенок	$\delta^2 = 8,9$
секции	$*l^2 = 646$ м
глубина установки	$*L^2 = 2004$
интервал установки	$*L^1 - *L^2 = 2650 - 2004$ м

секции $*G_2=228,04$
 суммарный 2-секций $\Sigma *G^2=285,86$ кН
 3-
 1) Группа прочности для 3-принимается как 2-
 2) Толщина стенок 3-ой равной δ^3 определении 2-ой
 с $\delta^3=8,0$ мм могут до которой наружное давление со толщиной стенки
 $\delta^4 < \delta^3$. $\delta^4=7,3$
 3) Находится наружного давления $P^4_{НИ}$ из
 $P^4_{НИ} = P^4_{СМ} / n_{СМ}$
 где $P^2_{СМ}$ - на толщины труб $\delta^4=7,3$ мм; $P^4_{НИ} = 18,3$ (табл. 9.5 Калинин);
 $P^4_{НИ} = 18,3/1=18,3$
 4) На наружных находим L^3 , которой действует $P^4_{НИ}$
 (предварительная 3-ой секции).
 $L^3=920$ м., учёкривизны профиля 981
 5) Определяется предварительная 3-секции l^3 $l^3 = *L^2 - L^3$ где: $*L^2$ -
 установки 2-ой $l^3 = 2004 - 981 = 1023$
 6) Рассчитывается предварительный 3-секции G^3
 $G^3 = l^3 q^3$
 q^3 - 1 м толщиной стенки δ^3 , $q^3=0,293$
 $G^3 = 1023 * 0,293 = 300$
 7) Корректируется прочность труб 4-с стенок δ^4 условиях
 двухосного
 $*P^4_{СМ} = P^4_{СМ} (1 - 0,1 \Sigma G^3 / Q^4_T)$,
 (74)
 где: $*P^4_{СМ}$ - на 4-ей двухосном нагружении;
 $P^4_{СМ}$ - смятие 4-секции нагружении
 ΣG^3 - нагрузка на 3- секцию,
 откорректированного 2-секции $*G^2$ и 3-ой секции;
 Q^4_T - на для труб 3-ей толщиной стенок $\delta^3=7,3$, $Q^4_T=1392$ (см. 9.7.
 Калинин);
 $*P^4_{СМ} = 18,3(1 - 0,3 * 585,86 / 1392) = 15,99$
 8) Находится новое (откорректированное) избыточного $*P^4_{НИ}$,
 обеспечится с стенки δ^4 , с двухосного из условия:
 $*P^4_{НИ} = *P^4_{СМ} / n_{СМ}$
 $*P^4_{НИ} = 15,99 / 1 = 15,99$ М
 9) На графике давлений новая (откорректированная) установки
 3- $*L^3$, на которой $*P^4$.
 $*L^3=850$ м., учёкривизны профиля 906 10) откорректированная
 3-секции.
 $*l^3 = *L^2 - *L^3$
 $*L^2$ - глубина установки 2- $*l^3 = 2004 - 906 = 1098$ м.
 11) вес 3-ой $*G^3$ $*G^3 = *l^3 \cdot q^3$
 $*G^3 = 1098 * 0,293 = 321,7$
 и весов 3- ΣG^3 :

$$\Sigma G_3 = \Sigma G_2 + G_3$$

$$\Sigma G^3 = 285,86 + 321,7 = 607,56 \text{ кН}$$

12) коэффициенты запаса 4-ой глубине L^3 откорректированных 3-х на внутреннее давление:

$$n = R^4_P / R^4_{ВИ}$$

где: R^4_P - прочность 4-секции на с стенки δ^4 , $R^4_P = 28,8$ (табл. 9.8 Калинин)

$R^4_{ВИ}$ - давление глубине L^3 (по обобщённым внутренним давлений).

$$n = 28,8 / 25,7 = 1,16 \text{ на страгирование в резьбовом соединении:}$$

$$n_{СТР} = Q^4_{СТР} / \Sigma G^3$$

где $Q^4_{СТР}$ - на для 3-секции стенок $\delta^3 = 7,3$ мм., $Q^3_{СТР} = 843$ (табл. 9.9 Калинин);

ΣG^3 - на 4-от откорректированного 3-секций.

$$n_{СТР} = 843 / 607,56 = 1,39$$

больше допустимых прочности.

13) условий четвертой секции, 3-ой за окончательные:

группа прочности «Д»

толщина стенок $\delta^3 = 8,0$

длина секции $L^3 = 1098$

глубина установки $L^3 = 906$ м

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

вес секции $G = 321,7$

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

4-я Секция

1) Группа прочности материала труб 4-ой секции принимается такой для 3-

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

длину 4-ой L^4

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

где: L^3 - установки 3-

$$L^4 = 906 - 0 = 906 \text{ м.}$$

Определяем 4-секции:

$$G_4 = l_4 q_4 = 906 * 0,293 = 265,46 \text{ кН}$$

$$: G_K = 873,02 \text{ кН}$$

запаса прочности 4-ей секции: $n = 28,8 / 19,1 = 1,5 > 1,15$ $n = 843 / 873,02 = 0,97 < 1,15$

Коэффициент запаса страгивание больше расчётного. расчет этому Для последующих стенок

условию растяжение очередной 4-секции следующего условия:

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

где: $Q^i_{СТР}$ - прочности нарузки соединении секции;

ΣG - суммарный секций;

G^i - вес который быть выражен:

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

где: l^i - искомой секции; q^i - вес 1 искомой

Нагрузка растяжения текучести трубы должна быть формуле:

$$Q^{ST} = [1 - \lambda_1 * (\alpha_0 - 0,5)] * Q_T,$$

где: Q^{ST} - нагрузка растяжения текучести трубы искривлёобсадной колонны;

Q_T - растяжения пределе гладкого вертикальной колонны

λ_1 - учитывающий влияние трубы её характеристики ($\lambda_1 = 0,041$ группы «Д» из таблицы), α_0 - труб, равная: $\alpha_0 = 573 / R$, R - радиус метрах.

с толщиной $\delta^4 = 8,9$ мм А, прочности "Д".

Тогда:

$l^4 = (Q^4_{СТР} / n_{СТР} - \Sigma G) / q^4 = (1078/1,15 - 607,56)/0,293 = 1125$ так рассчитанная 4 - ой превышает глубины 3 - ей до принимаем 4 - секции $l^4 = 906$ установки 5 - ой секции:

$$L^4 = *L^3 - l^4 = 906 - 906 = 0$$

предварительный 5-секции G^5

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

q^4 - 1 м толщины стенки δ^4 - значение таблицы сортамента выбранных обсадных труб), $q^4 = 0,353$ $G^4 = 906 * 0,353 = 319,8$

$$\Sigma G^4 = 927,36 \text{ кН.}$$

8 (800) 100-67-87

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

Q^{5ST} - нагрузка растяжения на пределе текучести гладкого тела трубы искривлёобсадной колонны;

Q^5_T - на пределе трубы 5. $Q^5_T = 1980$ кН, (97 Калинин); $\alpha_0 = 573 / R = 573/573 = 1$;

$$Q^{5ST} = (1 - 0,041 * 0,5) * 1980 = 1939,41 \text{ кН};$$

Определяем запаса растяжение по трубы: $n_{раст} = Q^{5ST} / \Sigma G^4$;

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

Определяем коэффициенты для 5-на L^4 откорректированных 4-секций на давление:

$$n = P^5_P / P^5_{ВИ},$$

где: P^5_P - прочность 5-секции на с стенки $\delta^5 = 10,6$ $P^5_P = 41,9$ МПа (9.8 Калинин);

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

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

на страгирование в резьбовом соединении: $n = Q^5_{СТР} / \Sigma * G^5$,

где Q^5 - прочность нагрузки для 5-секции стенок $\delta^5 = 10,6$ мм, $Q^5 = 1294$ ΣG^5 -растягивающая 6 -ую секцию веса 5-ти секций.

$$n = 1294 / 927,36 = 1,39 > 1,15$$

коэффициенты допустимых запаса

параметры 4-ой секции принимаются окончательные:

группа прочности "Д"
толщина стенок $\delta^4 = 8,9$
длина секции $L^4 = 906 \text{ м}$
глубина установки $L^4 = 0$
интервал установки $*L^3 - L^4 = 906 - 0 \text{ м}$
вес секции $G^4 = 319,8$
вес 4 – х секций $\Sigma G^4 = 927,36$

Данные о параметрах колонны (таблице 6.3)

Таблица 6.3 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	288,04	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

toptem.ru

6.3.Выбор режима спуска обсадных колонн

8 (800) 100-67-87

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.

6.3.1.Обсадные трубы

Обсадные трубы, поставленные на буровую, должны иметь комплектную 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 складываются 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.

6.3.2. 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 промывки, 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.

6.3.3 Подготовка бурового оборудования

Задача подготовки оборудования в обеспечении безотказной работы и создание благоприятных условия для работы буровой бригады. Одновременно 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 талевого системы, тщательно проверяют состояние крюка, талевого блока, кронблока, проверяют состояние контрольно-измерительных приборов на буровой. Подготавливают рабочее место у устья скважины.

6.3.4. 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.

6.3.5. 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 посадке пробки на стоп-кольцо.

Выбираем пробку типа ЦДН-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 2000 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 2500 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 ЦЦ-140-168 с рабочим давлением 40 МПа.

8 (800) 100-67-87

info@toptem.ru

ГЛАВА 7. Цементирование скважины

7.1. 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.

$$P_{ГС} + P_{ГД} \cdot P_{ГР} / 1,4; \quad (75)$$

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

МПа;

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

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

$$P_{ГС} = \rho \cdot P \cdot H \cdot K \cdot 10^{-6}; \quad (76)$$

где ρ – удельный вес цементного раствора, Н/м³;

H – длина по вертикали эксплуатационной колонны, м.

$$P_{ГС} = 1830 \cdot 2650 \cdot 9,81 \cdot 10^{-6} = 47,57 \text{ МПа}$$

$$P_{ГД} = (K \cdot \rho \cdot \rho \cdot (V \cdot P)^2 \cdot L \cdot \Delta K) / (2g (kDC - DN \cdot OB); \quad (77)$$

где $K \cdot P$ – коэффициент гидравлических сопротивлений в затрубном пространстве для цементного раствора, $K \cdot P = 0,035$;

$\rho \cdot P$ – удельный вес цементного раствора, Н/м³;

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

DC – диаметр скважины, м;

$DN \cdot OB$ – наружный диаметр обсадной колонны, м;

$V \cdot P$ – скорость движения восходящего потока в кольцевом пространстве, м/с, для эксплуатационной колонны $V \cdot P = 0,4$ м/с ;

$L \cdot \Delta K$ – длина по стволу эксплуатационной колонны, м.

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

Давление гидроразрыва на глубине 2790 м составляет 46,5 МПа Проверяем выполнение условия $P_{ГС} + P_{ГД} \cdot P_{ГР} / 1,4$:

$$47,57 + 0,14 = 47,71 \text{ МПа} > P_{ГР} = 45,6 \text{ МПа.}$$

Условие не выполняется, поэтому для цементирования верхнего интервала понадобится цемент с более низкой плотностью. Для этого

выбираем облегчённый тампонажный раствор типа ПЦТ- III - Об 5 – 50 с плотностью ОТР=1480 кг/м3.

7.2.Выбор состава тампонажной смеси

Таблица 7.1- Состав и реологические свойства буферной и продавочной жидкостей и тампонажного раствора

Но	На	Номер	Характеристика жидкости (раствора)
ме	зва		
р	ни		
ко	е		
ло	ко		
нн	ло		
ы в	нн		
по	ы		
ря			
дк			
е			
сп			
уск			
а			

toptem.ru
 8 (800) 100-67-87
info@toptem.ru

		с т у п ени	тип или название	пло тно сть, г/с м3	пла сти чес кая вяз кос ть, сПз	дин ами чес кое нап ряж ени е сдв ига	составляющие компоненты	
							название	% к мас се сух ого ве ще ств а
1	На пр ав ле ни е	1	Буферная	1,0 0	-	-	Вода	100
		2	Цементный	1,8 3	40	17	ПЦТ-III -100 по ГОСТ -1581-96	100
		3	Продавочна я	1,1	20-24	17-23	вода хлористый кальций буровой раствор	50 4 100
2	Ко нд ук то р	1	Буферная облегченная	1,0 1,48	- 15	- 6	вода портландцемент	100 86
		2					ПЦТ III -50 ГОСТ1581-96 Глино порошок к ППБ	14
		3	Цементный	1,8 3 1,0	40	17	вода ПЦТ-III 100 по ГОСТ 1581-96	90 100
		4	Продавочна я	1,1	-	-	вода хлористый кальций буровой раствор	50 4 100
3	Эк сп лу ата ци он на я	1	Буферная (12м ³) облегченны й	1,1 1,4 8	- 15	- 6	Вода Портландцемент ПЦТ-III -50 ГОСТ 1581-96 Глино порошок к ППБ	100 86 14
		2						
		3	цементный	1,0 0 1,8 3 1,0 0	- 40	- 17	Вода Портландцемент ПЦТ-III -100 Вода Понизитель водоотдачи	90 100 50 0,25- 0,30

7.3.Выбор типа буферной жидкости

Выбираем воду качестве буферной жидкости цементирования эксплуатационной колонны. Перед закачкой в скважину воду ПАВ, смывание раствора стенок

Определяем цементирования объём по формуле:

$$V_{\text{ж}} = S_{\text{к}} \cdot v_{\text{ВП}} \cdot t; \quad (78)$$

$S_{\text{к}}$ – кольцевого м^2 ;

$v_{\text{ВП}}$ – скорость движения в $\text{м}/\text{с}^2$, для $v_{\text{ВП}} = 0,4 \text{ м}/\text{с}^2$;

$t_{\text{кон}}$ – буферной стенками оптимальное $t = 420 \text{ } 480$

Площадь определяем по формуле:

$$S_{\text{к}} = 0,785 \cdot (k \cdot D_{\text{с}})^2 - (D_{\text{об}})^2; \quad (79)$$

k – коэффициент $k = 1,25$ (табл. 1);

$D_{\text{с}}$ – м;

$D_{\text{н}}$ – диаметр м;

$$S_{\text{к}} = 0,785 \cdot ((1,25 \cdot 0,2159)^2 - 0,1683^2) = 0,035 \text{ м}^2.$$

$$V = 0,035 \cdot 0,4 \cdot 480 = 6,7 \text{ м}^3.$$

Применяется тампонажных поэтому определить смеси.

$$V_{\text{НТР}} = \pi [(D_{\text{СКВ}}^2 \cdot k - D_{\text{ОК}}^2) (L - H_{\text{ГР}} + d_{\text{НОК}}^2 \cdot h_{\text{СТ}})] / 4. \quad (80)$$

$$V_{\text{ОТР}} = \pi [(D_{\text{СКВ}}^2 \cdot k - D_{\text{ОК}}^2) (H_{\text{ГР}} - H_{\text{К}}) + (d^2 - D_{\text{ОК}}^2) H_{\text{ЦК}}] / 4, \quad (81)$$

$V_{\text{НТР}}$ – раствора нормальной плотности;

$V_{\text{ОТР}}$ – тампонажного раствора;

$H_{\text{ГР}}$ – устья границы тампонажных стволу.

k – $k = 1,25$ (см. 1);

$D_{\text{СКВ}}$ – скважинь, м;

$D_{\text{ОК}}$ – обсадной м; $d_{\text{кон}}$ – диаметр м;

$d_{\text{НОК}}$ – диаметр обсадной м;

L – глубина стволу, м;

$H_{\text{К}}$ – спуска по м;

$H_{\text{ЦК}}$ – высота подъёма от по стволу, м;

$h_{\text{СТ}}$ – цементного в (расстояние обсадной местом установки “Стоп”,

$$V_{\text{НТР}} = 3,14 \cdot ((0,2159^2 \cdot 1,25 - 0,1683^2) \cdot (2790 - 2330) + 0,1471^2 \cdot 30) / 4 = 11,32 \text{ м}^3.$$

$$V_{\text{ОТР}} = 3,14 \cdot ((0,2159^2 \cdot 1,25 - 0,1683^2) \cdot (2330 - 630) + (0,2239^2 \cdot 0,1683^2) \cdot 150) / 4 = 36,65 \text{ м}^3$$

Общий объёраствора:

$$(V_{\text{ТР}})_{\text{ОБЩ}} = V_{\text{НТР}} + V_{\text{ОТР}} = 49,97 \text{ м}^3.$$

Определяем объёпродавочной качестве солевой формуле:

$$V_{\text{п}} = 0,785 \cdot k \cdot (d_{\text{к}})^2 \cdot (L_{\text{к}} - h_{\text{СТ}}); \quad (82)$$

k – коэффициент сжимаемости, $k = 1,03 \text{ } 1,05$;

$d_{\text{к}}$ – внутренний диаметр м;

$L_{\text{к}}$ – по стволу м.

$$V = 0,785 \cdot 1,050 \cdot 1,471^2 \cdot (2790 - 30) = 49,23 \text{ м}^3$$

Принимаем $V = 0,5$ тампонажного раствора нормальной $\rho_{ТР} = 1830$ кг/м³, с твердой $\rho = 3120$ кг/м³ и $V = 0,8$ облегченного плотностью $\rho_{ТР} = 1480$ кг/м³, с фазы $\rho = 2400$ кг/м³.

Определяем плотность твёрдотампонажного раствора формуле:

$$\rho = \rho_{ц} / [1 - m(\rho_{п} / \rho - 1)]; \quad (83)$$

Где $\rho_{ц}$ – цементного г/см³;

$\rho_{п}$ – плотность (воды), г/см³;

m – водоцементное для раствора нормальной

$= 1,83 / [1 - 0,5(1,83/1 - 1)] = 3,12$ г/см³ для облегчёраствора

$= 1,48 / [1 - 0,8(1,48/1 - 1)] = 2,4$ г/см³

тампонажного G , для приготовления 1 м³ раствора:

$$G = (\rho_{п} - \rho) / (\rho_{п} - \rho_{р}); \quad (84)$$

для нормальной плотности $G = 3120(1830 - 1000) / (3120 - 1000) = 1,22$

облегченного $G = 2400(1480 - 1000) / (2400 - 1000) = 0,822$ т

сухого для приготовления объёмтампонажного раствора:

$$G = K_{ц} V_{ТР}; \quad (85)$$

где $K_{ц}$ – потери тампонажного

$K_{ц} = 1,03 \text{ } 1,05$;

V – необходимый объёмраствора м³.

- для нормальной плотности и

$G = 1,051,2211,32 = 14,5$

- для облегчёраствора

$G = 1,050,8220,65 = 31,63$

Общая тампонажного материала:

$G_{\text{ОБЩ}} = 14,5 + 31,63 = 46,13$

Расход сухого на м³ затворения:

$$G_1 = m; \quad (86)$$

для тампонажного нормальной плотности $G_1 = 31200,5 = 1,56$ т/м³
облегченного

$G_1 = 24000,8 = 1,92$ т/м³

Полный объём затворения сухого материала:

$$V = K_{в} (G / G_1); \quad (87)$$

где $K_{в}$ – коэффициент потери

- для тампонажного нормальной плотности $V = 1,05(14,5/1,56) = 9,8$ м³

- для облегченного

$V_{в} = 1,05(31,63/1,92) = 17,3$ м³

объёмы общей массы нормальной плотности облегчётампонажного

$V_{\text{в}}^{\text{ОБЩ}} = 9,8 + 17,3 = 27,1$ м³

максимальное на цементировочной головке:

$$P = P_{ГС} + P_{п} + P; \quad (88)$$

где P – максимальная гидростатических давлений в и в процессе МПа;

$P_{Г}$, $P_{п}$ – гидравлические в трубах и пространстве принятом $K_{в}$,

$P_{СТ} = 2,5 - 3$ – момента “стоп”.

Разность гидростатических раствора формуле:

$$P_{ГС} = 10^{-6} \cdot g \cdot (H_1 \cdot \rho_{БЖ} + H_2 \cdot \rho_{ТС1} + H_3 \cdot \rho_{ТС2} - h_1 \cdot \rho_{ПЖ} - h_2 \cdot \rho_{ТС2}), \quad (89)$$

H_1 -столба в затрубном м;

H_2 -столба тампонажного в м;

H_3 -высота раствора нормальной затрубном м;

h_1 - высота столба продавочной жидкости в колонне, м;

h_2 -высота в

$$P_{ГС} = 10^{-6} \cdot 9,81 \cdot (450 \cdot 1000 + 1107 \cdot 1480 + 1093 \cdot 1830 - 2640 \cdot 1060 - 10 \cdot 1830) = 10,58 \text{ МПа}$$

Определяем внутри обсадной формуле:

$$P_{Т.} = 8,11 \cdot \rho_{ПЖ} \cdot Q^2 L_{К.} / (d)^5 ; \quad (90)$$

где - гидравлических = 0,02;

$\rho_{ПЖ}$ – удельный жидкости, г/см³;

L – длина эксплуатационной м;

$d_{К.}$ – эксплуатационной см.

Q – производительность закачки л/

Производительность и бурового растворов:

$$Q = 0,0785 \cdot ((kD)^2 - (D_{ок.})^2) v \quad (91)$$

v – подъёма в кольцевом м/с.

$$Q = 0,0785 \cdot ((1,2521,59)^2 - 16,83^2) \cdot 0,4 = 13,9 \text{ л/}$$

$$P = 8,110,021,0613,9^2 \cdot 2790 / 14,71^5 = 0,135 \text{ МПа.}$$

сопротивления цементного в кольцевом пространстве: тампонажного нормальной

$$P_{К.} = 8,11 \lambda_{П.} Q^2 \lambda_{П.} / ((kD - D_{Н.})^3 (kD + D_{Н.})^2) ; \quad (92)$$

где $\lambda_{П.}$ – гидравлические кольцевом

$$P_{П.} = 8,110,03513,9^2 \cdot 1,831093 / (1,2521,59 - 16,83)^3 (1,2521,59 + 16,83)^2 = 0,055$$

облегчённого

$$P_{К.} = 8,11 \lambda_{П.} Q^2 [\frac{O_{TP}(L_2 - L)}{(D_{К.} - D_{Н.})^3 (D_{К.} + D_{Н.})^2} + \frac{O_{TP}L}{(d_{КОН.} - D)^3 (d_{КОН.} + D)^2}] ; \quad (93)$$

где L – кондуктора, м .

d – диаметр кондуктора,

$$P_{П.} = 8,110,03513,9^2 [1,48(1107 - 630) / (1,2521,59 - 16,83)^3 (1,2521,59 + 16,83)^2 + 1,48630 / (22,67 - 16,83)^3 (22,67 + 16,83)^2] = 0,184 \text{ МПа.}$$

гидравлические в пространстве:

$$P_{П.} = 0,055 + 0,184 = 0,239$$

$P_{Ц.}$ формуле выше:

$$P_{Г.} = 10,58 + 0,135 + 0,239 + 3 = 14$$

давление насосах цементирувочных агрегатов:

$$P \geq P_{Ц.} / 0,8 = 17,5$$

По Q и R выбираем тип (ЦА), количество из соотношения:

$$n = Q / q + 1 \quad (94)$$

где: q — производительность при РЦА; 1 – агрегат.
 обеспечит цементировочный ЦА – 320с втулки 127 технические
 которого таблице 7.2.

7.2 характеристики цементировочного агрегата ЦА-320М

Скорость агрегата	Подача, л/	Давление, МПа
II	4,9	18,5
III	8,7	10,7
IV	13,3	7,0
V	20,0	4,7

$$n = 13,9/4,9 + 1 = 4$$

количество агрегатов 3, 1 ЦА

максимальную развивают 3 максимальной передаче: $Q = 20 \cdot 3 = 60$ л/

Теперь ли закачать до режиме закачкой:

$$Q_{\text{МАКС}} \leq \sqrt{[P / (1,2 \div 1,5) - 0,001 g L^1 \rho_{\text{БР}}]$$

$$/ 8,11 \lambda_{\text{К}} \{ \rho_{\text{ТР}} (L - 1) / [(D_{\text{СКВ}} - D_{\text{ОК}})^3$$

$$(D_{\text{СКВ}} + D_{\text{ОК}})^2] + \rho_{\text{СРВЗВ}} l / [(d_{\text{КОН}} - D_{\text{ОК}})^3 (d_{\text{КОН}} + D_{\text{ОК}})^2] \} \quad (95)$$

$$Q \cdot 9,81 \cdot 2650 \cdot 1,1 \cdot 0,035 \cdot 1093 + 1,48$$

$$\cdot 1107 / [(21,59 - 16,83) \cdot (21,59 + 16,83)] + 1,1 \cdot 630 / [(23,56 -$$

$$16,83)^3 \cdot (23,56 + 16,83)^2] = 68,7 \text{ л/с}$$

$$60 \text{ л/с} < 68,7 \text{ л/}$$

до закачивать тампонажный режиме

Проверяем, ли объёма цементировочных $V_{\text{МБ}}$ (м^3) для тампонажной смеси:

$$V_{\text{МБ}} = 6 \cdot n \geq V_{\text{В}}; \quad (96)$$

$$V_{\text{В}} = 27,4 \text{ м}^3 \text{ (5.3.)}$$

Установка на КрАЗ-65101 (КрАЗ-65053)

обработки тампонажного процессе с однородности параметров всему одну УО на КрАЗ-65101, 3мя нормальной процессе

(3 подают 3 ЦА в 1 в резерве). $V_{\text{МБ}} = 6 \cdot 4 = 24 \geq 27,4$;

выполняется, объёма мерных агрегатов $V_{\text{МБ}}$ затворения не достаточно, долив баки системы буровой

Объём продажной равен $V_{\text{ПР}} = 49,23 \text{ м}^3$, а мерного равна 6 м^3 . мерных 3 – х равна $6 \cdot 3 = 18 \text{ м}^3$, $18 \text{ м}^3 < 49,23 \text{ м}^3$ поэтому проектируем мерных жидкостью мерных ЦА, осреднительную ёмкость затворять Пока 3 тампонажный готовится продажная этих

цементосмесительную УС6-30, количество m по формуле:

$$m = / q_{\text{СМ}} \quad (97)$$

$q_{\text{СМ}}$ - одной цементосмесительной л/ $m = 60/27 = 2,2$ Выбираем 3

Проверяем, ли массы в машин G (в тоннах) колонны:

$$G = m G_{\text{Б}} \geq G_{\text{СУХ}} \quad (98)$$

где $G_{\text{СУХ}}$ - требуемая сухого

$$G_{\text{СУХ}} = 46,64 \text{ т (5.3.)};$$

$$G_{\text{Б}} - \text{бункера т}; G_{\text{Б}} = 26[5]$$

$$G = 3 \cdot 26 = 34,5 \quad 46,64$$

Так не придется производить дозагрузку бункеров при обсадной

7.4. Технологический режим цементирования скважины

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 РЦ находим по формуле:

$$P_{Ц} = P_{1Т} - P_{1К} \quad (99)$$

$$P_{Ц} = 14 - 3 = 11 \text{ МПа.}$$

Рассчитаем теперь давление, которое возникает на цементировочной головке в момент прихода тампонажной смеси на забой, РЦ (в МПа):

$$P_{Ц} = \Delta P_{1ГС} - P_{1Т} + P_{1К} \quad (100)$$

где $\Delta P_{1ГС}$ - максимальная ожидаемая разность гидростатических давлений в затрубном пространстве и в трубах на момент прихода тампонажной смеси на забой, МПа;

$P_{1Т}$, $P_{1К}$ - гидравлические сопротивления соответственно в трубах и в затрубном пространстве, МПа;

$\Delta P_{1ГС}$ можно рассчитать по формуле:

$$\Delta P_{1ГС} = 0,001 g L_1 (\rho_{БР} - \rho_{1СРВЗВ}) \quad (101)$$

где: L_1 - глубина скважины по вертикали, м; $g = 9,81 \text{ м/с}^2$ - ускорение свободного падения;

$\rho_{БР}$ - плотность бурового раствора, г/см³ (плотность буферного раствора принимается равной плотности бурового раствора);

$\rho_{1СРВЗВ}$ – средневзвешенная плотность раствора в обсадной колонне на момент прихода тампонажного раствора на забой, г/см³. Она равна плотности тампонажного раствора $\rho_{ТР}$, если необходимый объём тампонажного раствора $V_{ТР} \geq V_{ОК}$ -внутреннего объёма обсадной колонны, равного (в м³):

$$V_{ОК} = \pi d_{ОК}^2 L / 4, \quad (102)$$

где: L – длина обсадной колонны, м;

d_{OK} – средневзвешенный внутренний диаметр обсадной колонны, м.
 $V_{TP} = 47,97 \text{ м}^3 \cdot 3,14 \cdot 0,15772 \cdot 2790 / 4 = 55,05 \text{ м}^3$

$\rho_{1CPB3B} = (H_1 \cdot \rho_{TC1} + H_2 \cdot \rho_{TC2} + H_3 \cdot \rho_{ПЖ}) \cdot 0,001 / L$ (103) 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;

$$H_1 = 4 \cdot V_{OTP} / \pi \cdot d_{2OK}; \quad (104)$$

$$H_1 = 4 \cdot 36,65 / 3,14 \cdot 0,15772 = 1877 \text{ м};$$

$$H_2 = 4 \cdot V_{HTP} / \pi \cdot d_{2OK}; \quad (105)$$

$$H_2 = 4 \cdot 11,32 / 3,14 \cdot 0,15772 = 580 \text{ м};$$

$$H_3 = 4 \cdot V_{ПЖ} / \pi \cdot d_{2OK}; \quad (106)$$

$H_3 = 4 \cdot 49,23 / 3,14 \cdot 0,15772 = 1243 \text{ м}$; принимаем 333 м, так как на момент прихода тампонажного раствора на забой, не весь объём продавочной жидкости закачан в скважину.

$$\rho_{1CPB3B} = (1877 \cdot 1,48 + 580 \cdot 1,83 + 333 \cdot 1,06) \cdot 0,001 / 2790 = 1,503 \text{ г/см}^3.$$

$$\Delta P_{1ГС} = 0,001 \cdot 9,81 \cdot 2650 \cdot (1,08 - 1,503) = -10,997 \text{ МПа}.$$

Найдём гидравлические сопротивления в трубах P_{1T} (в МПа) для этого случая из формулы:

$$P_{1T} = \sum P_{1Ti} \quad P_{1Ti} = 8,11 \lambda T \rho_i Q_{2МАКС}^2 L_i / d_{5OKi}^5 \quad (107)$$

где λ , K – 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/см³. Она равна плотности тампонажного раствора ρ_{1P} , если необходимый объём тампонажного раствора $V_{TP} \geq V_{OK}$;

L_i – длина секций обсадной колонны, м;

d_{5OKi} – внутренние диаметр секций обсадной колонны, см.

$$P_{T1} = 8,11 \cdot 0,02 \cdot 1,1 \cdot 602^2 \cdot 140 / 14,715^5 = 0,13 \text{ МПа};$$

$$P_{T2} = 8,11 \cdot 0,02 \cdot 1,06 \cdot 602^2 \cdot 646 / 15,055^5 = 0,52 \text{ МПа};$$

$$P_{T3} = 8,11 \cdot 0,02 \cdot 1,655 \cdot 602^2 \cdot 1096 / 15,235^5 = 1,29 \text{ МПа};$$

$$P_{T4} = 8,11 \cdot 0,02 \cdot 1,655 \cdot 602^2 \cdot 906 / 15,055^5 = 1,13 \text{ МПа};$$

$$P_{1T} = 0,13 + 0,52 + 1,29 + 1,13 = 3,07 \text{ МПа}.$$

$$P_{1K} = 8,11 \cdot 0,035 \cdot 602^2 \cdot ((1,83 \cdot (2790 - 1093) + 1,48 \cdot (1093 - 630)) / ((21,59 - 16,83)^3 \cdot (21,59 + 16,83)^2) + 1,1 \cdot 630 / ((21,59 - 16,83)^3 \cdot (21,59 + 16,83)^2)) = 4,746 \text{ МПа}.$$

Подставив полученные значения $\Delta P_{1ГС}$, P_{1T} , P_{1K} в выражение $P_{1Ц} = \Delta P_{1ГС} + P_{1T} + P_{1K}$ найдём величину давления на цементировочной головке в момент прихода тампонажного раствора на забой. $P_{1Ц} = -10,997 + 3,07 + 4,746 = -3,18 \text{ МПа}$.

Давление на цементировочной головке в момент начала закачки тампонажного раствора в обсадную колонну $P_{0Ц}$ (в МПа) равна сумме гидравлических сопротивлений в секциях обсадной колонны P_{0T} и P_{0K} ,

которые рассчитывают по формулам:

$$P_{0T} = \sum P_{Ti}; P_{Ti} = 8,11 \lambda_T \rho_{БР} Q_{2МАКС} L_i / d_{5OK_i} \quad (108)$$

$$P_K = 8,11 \lambda_K Q_{2МАКС} \{ \rho_{БР} (L - l) / [(D_{СКВ} - D_{ОК})^3 (D_{СКВ} + D_{ОК})^2] + \rho_{БР} l / [(d_{КОН} - D_{ОК})^3 (d_{КОН} + D_{ОК})^2] \} \quad (109)$$

где λ_T, K - 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_{OK_i} - внутренние диаметры секций обсадной колонны, см;

P_{Ti} - гидравлические сопротивления внутри секций обсадной колонны, имеющих диаметры d_{OK_i} , МПа; L_i - длина секций обсадной колонны, м; $\rho_{БР}$ -

плотность продавочной жидкости, г/см³. $P_{T1} = 8,11 * 0,02 * 1,1 * 602 * 140 / 14,715 = 0,13$ МПа;

$$P_{T2} = 8,11 * 0,02 * 1,1 * 602 * 646 / 15,055 = 0,54 \text{ МПа};$$

$$P_{T3} = 8,11 * 0,02 * 1,1 * 602 * 1096 / 15,235 = 0,86 \text{ МПа}; \quad P_{T4} = 8,11 * 0,02 * 1,1 * 602 * 906 / 15,055 = 0,75 \text{ МПа};$$

$$P_{0T} = 0,13 + 0,54 + 0,86 + 0,75 = 2,28 \text{ МПа.}$$

$$P_K = 8,11 * 0,035 * 602 * (1,1 * 2150) / ((21,59 + 16,83)^3 * (21,59 + 16,83)^2) + 1,1 * 630 / ((21,59 + 16,83)^3 * (21,59 + 16,83)^2) = 3,849 \text{ МПа.}$$

$$P_{0K} = 2,28 + 3,849 = 6,129 \text{ МПа.}$$

Давление на цементировочной головке в начале закачки тампонажного раствора в обсадную колонну не должно быть больше давления в конце продавки, поэтому для расчета это условие выполняется.

Таким образом, нашли необходимые для построения графика изменения давления на цементировочной головке величины давлений в моменты начала закачки тампонажного раствора $P_{0Ц}$, прихода тампонажного раствора на забой $P_{1Ц}$ и конца продавки $P_{Ц}$ (ординаты графика).

Следующий этап – определите 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_{OK} . $\Sigma V_1 = V_{OK} = 55,05$ м³

В конце продавки тампонажного раствора ΣV равен сумме объёмов тампонажного раствора $V_{ТР}$ и продавочной жидкости $V_{ПР}$:

$$\Sigma V = V_{ТР} + V_{ПР} \quad (110)$$

$$\Sigma V = 47,97 + 49,23 = 97,2 \text{ м}^3$$

Вычисляем время прихода тампонажного раствора на забой скважины в режиме ускоренной закачки, с производительностью $Q_{МАКС}$, t_3 (в мин): $t_3 = 16,7 \Sigma V_1 / (q_{МАКС} * n)$, (111)

где: $q_{МАКС}$ - производительность закачки тампонажного раствора в

обсадную колонну одним цементирующим агрегатом до забоя в режиме ускоренной закачки на 5-й передаче л/с; n – число цементирующих агрегатов. $t_3 = 16,7 * 55,05 / (20 * 3) = 11,49$ мин

Рассчитаем теперь время продавки тампонажного раствора в заколонное пространство цементирования $t_{П}$ (в мин) на 5-ой передаче:

$$t_{П} = 16,7 (\sum V_{i+1} - \sum V_i) / (q_i (n - 1)), \quad (112)$$

где: q – производительность продавки тампонажного раствора в заколонное пространство одним цементирующим агрегатом л/с.

Т. к. подача насосов цементирующих 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

$$t_{П II} = 16,7 * (98,49 - 94) / (4,9 * (4 - 1)) = 5,1 \text{ мин}$$

$$\sum t_{П} = 7,223 + 2,511 + 4,479 + 5,1 = 19,313 \text{ мин}$$

Определяем время цементирования скважины $t_{Ц}$ (в мин):

$$t_{Ц} = t_{ЗАК} + 15 \text{ мин} = t_3 + t_{П} + 15 \text{ мин} \quad (113) \text{ где: } t_{ЗАК} - \text{затраты}$$

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». $t_{Ц} = 11,49 + 19,313 + 15 = 45,803 \text{ мин} \leq 0,75 t_{ЗАГ}$

$$45,803 \text{ мин} < 0,75 * 80 = 60 \text{ мин}$$

Рассчитать также число агрегатов, задействованных в закачке буферной жидкости, по формуле:

$$n_{БЖ} = V_{БЖ} / V_{МБ} \quad (114) \text{ где: } V_{БЖ} - \text{объем буферной жидкости, м}^3; V_{МБ} - \text{объем мерных баков, м}^3. n_{БЖ} = 4,6 / 30 = 0,15$$

Принимаем число агрегатов, задействованных в закачке буферной жидкости равным 1.

Время закачки буферной жидкости $t_{БЖ}$ определяем по формуле:

$$t_{БЖ} = 16,7 V_{БЖ} / (q_{МАКС} n_{БЖ}), \quad (115) \text{ где: } V_{БЖ} - \text{объем}$$

буферной жидкости, м³;

$q_{МАКС}$ – производительность закачки раствора в обсадную колонну одним цементирующим агрегатом в режиме ускоренной закачки л/с. $t_{БЖ} = 16,7 * 4,6 / (20 * 1) = 3,8$

ГЛАВА 8.Обвязка устья скважины

8.1.Обвязка 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:

$$P_{му} = P_{пл} - \rho gh, \quad (116)$$

$P_{пл}$ - давление кровле пласта, ;

ρ - флюида, кг/м³;

g - падения, м/с²;

h - кровли м.

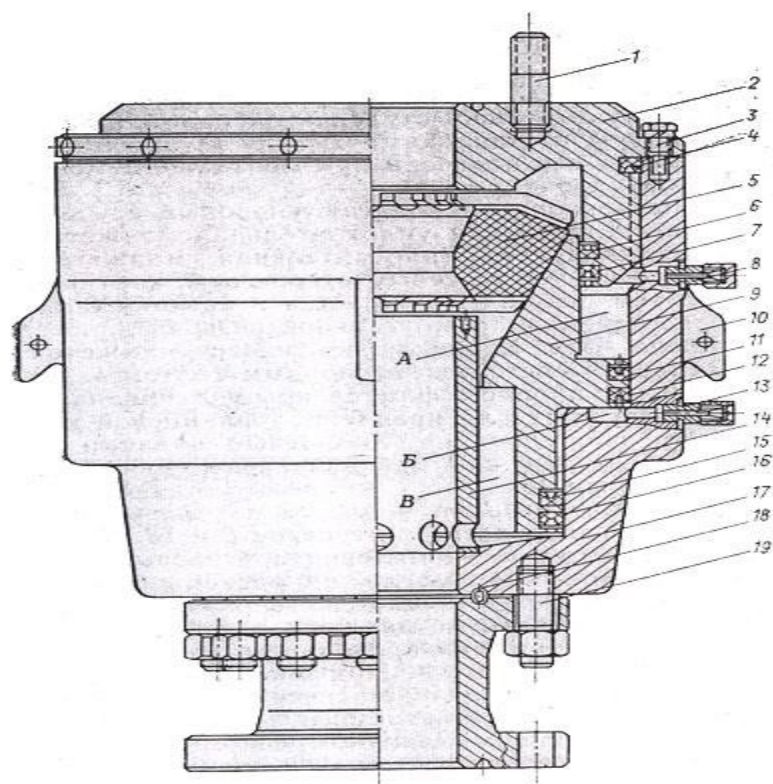
$$P_{му} = 24,79 - 7749,82479 \cdot 10^{-6} = 24,79 - 18,8 = 5,99$$

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 ОКК1-14-168x245 с рабочим давлением 14 МПа.

Таблица 8.1.- Характеристика ОП5 - 280/80×35

Условный проход ОП, мм	Рабочее давление ПР, Мпа	Условный проход манифольда, мм		Номинальное давление станции гидропривода (для схем 3 – 10), Мпа	Наибольший диаметр трубы, проходящий с трубодержателем (подвеской) через ОП, мм
		для бурения	для ремонта		
280	35	80	50; 65; 80	16; 25; 32; 40	273



1 – шпильки; 2 – крышка; 3 – стопорный болт; 4 – манжета; 5 – резинометаллическая уплотнительная манжета; 6, 7, 11, 12, 15, 16 – самоуплотняющиеся манжеты; 8, 13 – штуцеры; 9 – полый ступенчатый поршень; 10 – пружины; 14 – предохранительная втулка; 17 – корпус; 18 – металлические уплотнительные кольца; 19 – шпильки.

Рисунок 8 – Универсальный превентор

Таблица 8.2- Технические характеристики превентора ППР 180/21

Параметр технической характеристики, размерность	МОДИФИКАЦИЯ, ВЕЛИЧИНА
	ППР 180/21
Рабочее давление, (Мпа)	21
Диаметр проходного отверстия корпуса, (мм)	180
управление	Ручной
Масса,(кг)	550



toptem.ru
8 (800) 100-67-87
info@toptem.ru



10 - монтажа

ГЛАВА 9. Метод заканчивания скважины и вскрытие продуктивного горизонта.

9.1. 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. 9.1 Наиболее подходит к данным условиям перфоратор кумулятивный бескорпусной ПКС – 105У. Характеристика перфоратора представлена в (таблице 9.1)

Интервал перфорации считается по формуле:

$$H = n/m, \quad (117)$$

где: m – плотность перфорации – отверстие на 1 м., n – кол-во перфорированных отверстий,

$$Стр \leq n * Спер, \quad (118)$$

где: $Стр$ – площадь трубы, n – кол-во перфорированных отверстий, $Спер$ – площадь перфорации;

$$n \geq Стр / (Спер * КР), \quad (119)$$

где: $Стр = \pi d^2 / 4$, d – внутренний диаметр колонны, $Спер = \pi d^2 / 4$, d – диаметр перфорационного канала;

$$n \geq (3,14 * 0,14712^2 / 4) / ((3,14 * 0,0122^2 / 4) * 0,62) \quad n \geq 0,017 / 0,0000682 \quad n \geq 249$$

Интервал перфорации:

$$H = 249 / 18 = 13,8 \text{ м};$$

Спускаем 1 перфоратор кумулятивный бескорпусной ПКС – 105У. Устье скважины перед проведением перфорации оборудуется малогабаритной превенторной установкой типа ППР 180x21.

Перфорационную среду представляет раствор $CaCl_2$ плотностью 1,06 г/см³, которым производили продавку тампонажных растворов. Вторичное вскрытие пласта на проектной репрессии в 2-3 МПа.

ГЛАВА 10. 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 производить доливы 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 значениях 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 прихватопасных интервалах, расположенных на глубине 1200м. и представленных хорошо проницаемыми отложениями (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 см³ / 30 мин по прибору ВМ- 6.

Для повышения смазочной способности необходимо в течении всего цикла бурения скважины поддерживать 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 производиться 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 инженера-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 геологотехнического 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, развинчивания 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 рубцов 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.

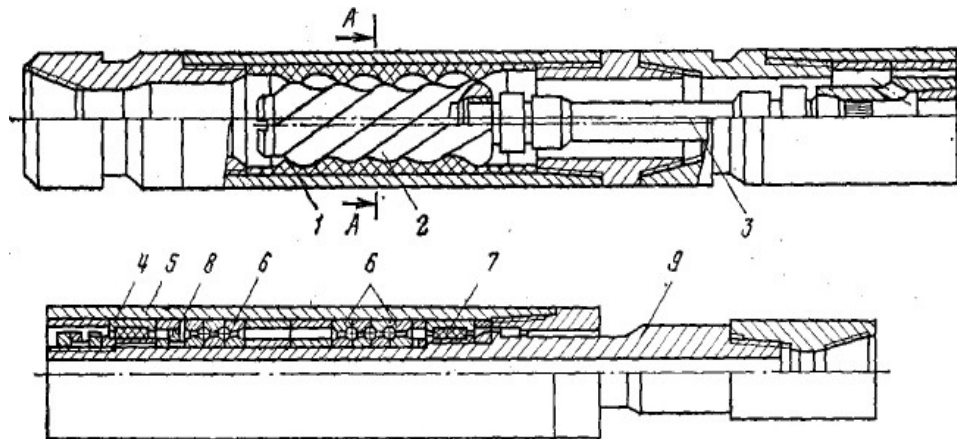
ГЛАВА 11. Специальная часть. Бурение винтовыми забойными двигателями

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 шарошечными долот 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.

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.8) состоит из статора 1 и эксцентрично расположенного ротора 2, представляющего собой как бы зубчатую пару с внутренним зацеплением.



1 - статор; 2 - ротор; 3 - шарнирное соединение; 4, 7 - радиальные опоры; 5 - корпус шпинделя; 6 - осевая опора; 8 - торцовое уплотнение; 9 - вал шпинделя

Рисунок 11 - Винтовой забойный двигатель

Число зубьев статора на один больше зубьев ротора (признак героторного механизма), что позволяет ему совершать планетарное движение, как бы об, ось ротора при этом движется по окружности с диаметром, равным двойному эксцентриситету « e ». 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, площади 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 по мере вращения периодически 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 которой представляют собой планетарнороторный 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/м³, включая азрированные 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 изготавливают 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. 9)

toptem.ru
8 (800) 100-67-87
info@toptem.ru

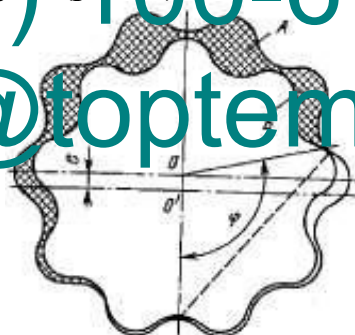


Рисунок 12 - Контуры сечений рабочих поверхностей статора (А) и ротора (Б) винтового двигателя. Заштрихованы шлюзовые камеры высокого давления

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 01 против часовой стрелки по окружности радиуса «е», а сам ротор поворачивается по часовой стрелке.

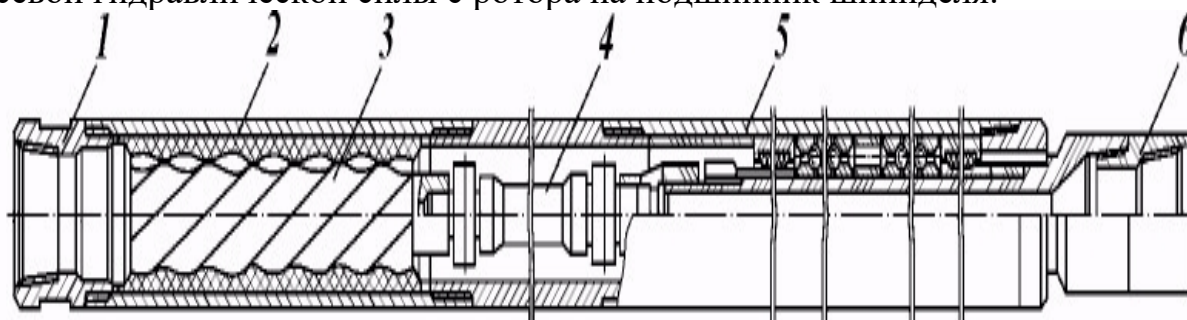
За счет разности в числах зубьев происходит редуцирование частоты вращения ротора: за один полный оборот ротора по часовой стрелке происходит столько оборотов его оси 0 относительно оси статора 01 против часовой стрелки, сколько имеется зубьев на роторе (например семь для пары с заходностью 7/8 и т.д.).

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 грузоподъемности.

Двигатели общего назначения для бурения выпускаются под шифрами типов Д, ДО, Д1, Д2, Д3, Д4 и Д5.

Односекционные ВЗД типа Д (рис 10) включают двигательную и шпиндельную секции и переливной клапан, корпуса 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. Угол соединения ротора и выходного вала шпинделя, который может быть выполнен в виде двухшарнирного карданного соединения или гибкого вала, предназначен для преобразования 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

Рисунок 13 - Винтовой забойный двигатель типа Д

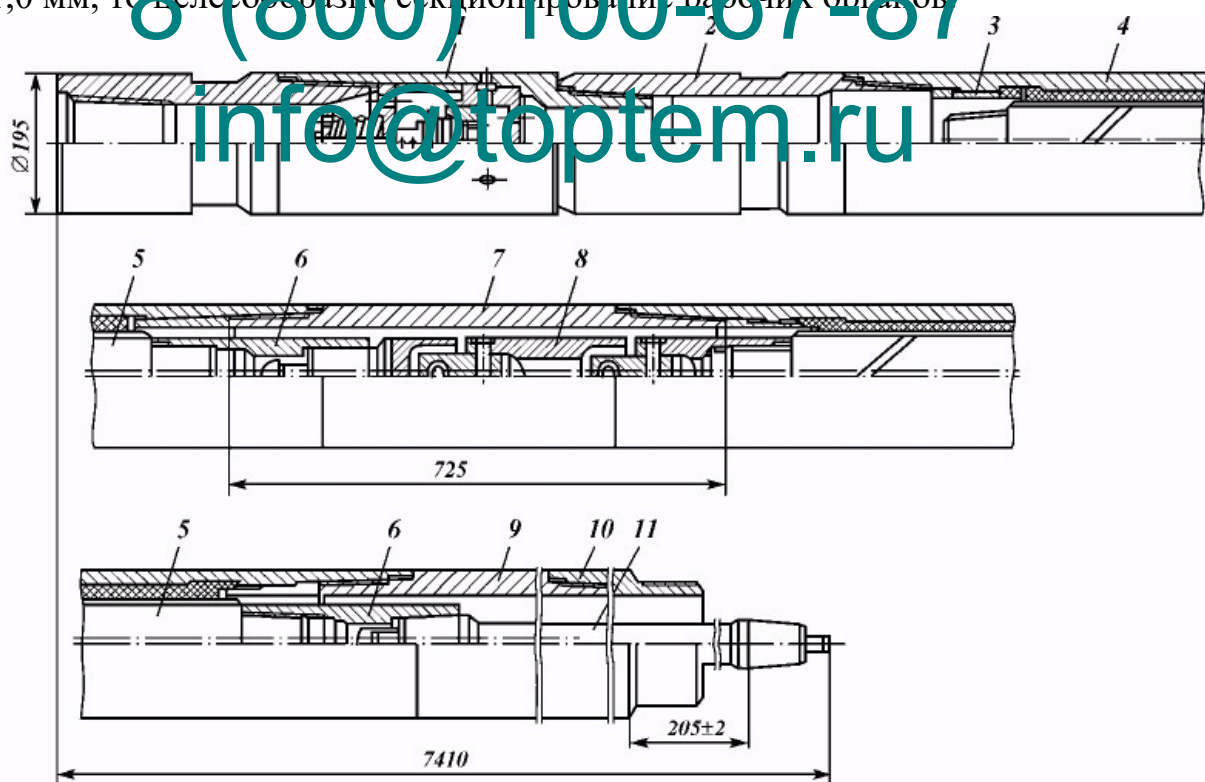
С целью уменьшения угла перекоса шарниры разнесены по длине и соединены между собой по конусным поверхностям посредством промежуточной (соединительной) трубы. Присоединение карданного вала к ротору и валу шпинделя достигается с помощью конусно-шлицевых

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 высокопроизводительных долот с герметизированными маслonaполненными 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-штука распорная; 4-статор; 5-ротор; 6-муфта;
7,9,10переводники; 8-шарнир; 11-вал

Рисунок 14- Двигательная секция двухсекционного двигателя типа Д1-195 с

соединением ротора при помощи шарнира

Секционный забойный двигатель типа ДС-195 собирается в промышленных условиях из двух или трех двигательных секций, состоящих из винтовых пар серийных двигателей типа Д1-195 (рис.11) 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» увеличенной 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, 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 маслonaполненными герметизированными опорами.

Для бурения наклонно-направленных и горизонтальных скважин используются двигатели-отклонители с жестким кривым переводником ДО240, 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 скважин используются при бурении песчаных и цементных пробок, разрушения 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, Д106 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 переводник предназначены для придания двигателю необходимого угла скривления. 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 секция служит 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.



Рисунок 15 - Секция шпиндельная

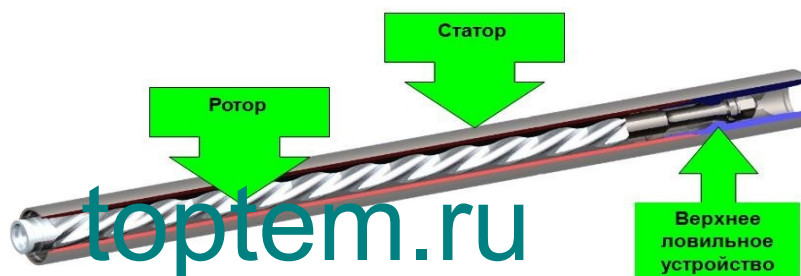


Рисунок 16 - Секция двигательная

Двигатель оснащен верхним и нижним противоаварийными устройствами. Верхнее противоаварийное устройство (рис. 14) предназначено для исключения оставления в сважине 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.

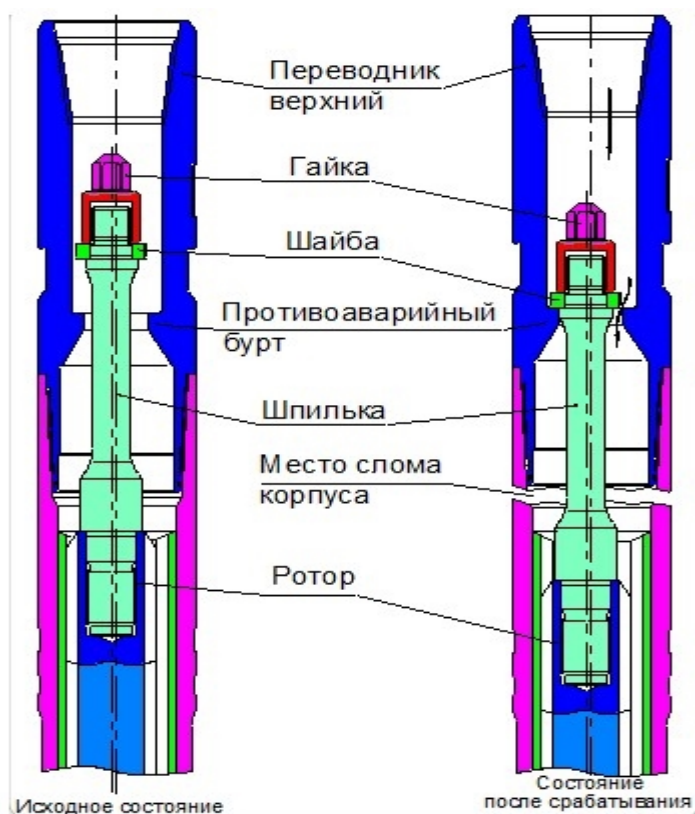


Рисунок 17 - Верхнее противоаварийное устройство

Нижнее противоаварийное устройство (рис.15) предназначено для исключения оставления в скважине частей двигателя при поломке вала шпindelной 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.

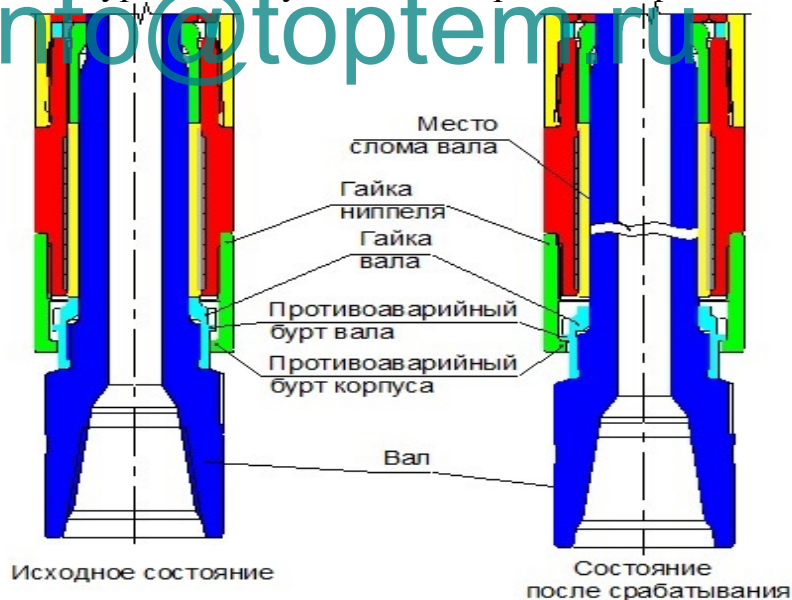


Рисунок 18 - Нижнее противоаварийное устройство

Таблица 10- 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 Маслонасосные 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.

8 (800) 100-67-87
info@toptem.ru

ГЛАВА 12. 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:

$$P = K * Q; \quad (120)$$

где Q – масса наиболее тяжелой КБТ, кН;

K – коэффициент учитывающий увеличения веса колонны при ликвидации прихвата, K = 1,3

$$P = 1,3 * 927,36 = 1205,57 \text{ кН}$$

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 (таблице 10.1)

Таблица 10.1 Техническая характеристика БУ 3000 – ЭУК.

Условная глубина бурения, м	3000
Допустимая нагрузка на крюке, кН	2000
Оснастка талевого 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

ГЛАВА 13. Вспомогательные цеха и службы

13.1. 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).

13.2. 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 ($K_z = 0,78$) составляет: $1000 \cdot 2 \cdot 0,78 = 1560$ кВт, суммарная мощность системы электроснабжения буровой ($K_f = 0,9$) составит 1400 кВт.

Количество потребляемой электроэнергии при сооружении скважины представлено в (таблице 11.1).

Таблица 11.1 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

13.3. 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 /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 50 . Потребность в технической воде: в летний период 65,2 /сут, в зимний период – 135,94 /сут.

После окончания эксплуатации скважины УБР ликвидирует артскважину в соответствии с РД 08-492-02.

Питьевая вода завозится каждые сутки в объеме 200 литров.

13.4. 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 11.2 -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/м ³ при установке кассет с сеткой с размером ячеек: 0,4x0,4 мм	0,12

0,16x0,16мм	0,06
пескоотделителей ГЦК – 360М при очистке бурового раствора плотностью 1100-1200 кг/ м ³	
илоотделителя ИГ-45М при очистке бурового раствора плотностью 1100-1200 кг/ м ³	0,09
Минимальный размер частиц (плотностью 2600кг/ м ³), удаляемых из бурового раствора, мм, не более:	0,045
виброситами ВС-11	
пескоотделителем ГЦК-360М	0,16
илоотдеоителем ИГ-45М	0,09
Пропускная способность оборудования для удаления газа, м ³ /с не менее	0,05
Допустимое остаточное содержание газа в буровом растворе, % не более	0,04
Установленная мощность электрооборудования, кВт, не более	2,0
Масса, кг, не более	405
Масса, кг, не более	175

Таблица 11.3 Комплектность ЦС БМ 3000ДЭПК

Оборудование	Количество
Блок очистки	
Комплектуемое оборудование:	
вибрационное сито ВС-11	2
пескоотделитель ГЦК-360М	2
илоотделитель ИГ-45М	1
дегазатор «Каскад-40»	1
Блоки приготовления и обработки бурового раствора	
Комплектуемое оборудование:	
системы приготовления жидких реагентов из порошкообразных материалов	1
системы приготовления утяжеленного бурового раствора	1
Блок хранения бурового раствора (Тип I) объемом 46м ³ в комплекте с подпорным насосом ГРА 170/40	1
Блок хранения бурового раствора (Тип II) объемом 46м ³ без подпорного насоса	1(2)
Блок хранения бурового раствора (Тип III) объемом 46м ³ в комплекте с	

подпорным насосом ГРА 170/40	1
Емкость объемом 3,2 для хранения жидких химреагентов	2
Перемешиватели:	
лопастной	7(9)
гидравлический	7(9)
Емкость объемом 50 для воды	1
Емкость объемом 10 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

toptem.ru
 8 (800) 100-67-87
info@toptem.ru

ГЛАВА 14. Безопасность жизнедеятельности

14.1 Характеристика места производства работ

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).

Проживание буровой бригады осуществляется в благоустроенных вагон-домах. На территории вахтового поселка также находится столовая, баня, вагон-сушилка, а также культбудка, в которой проводятся утренние разрядки, а также инструктажи по технике безопасности. Между вагон-домами для безопасного пребывания монтируются пешеходные тротуары.

Дорожная сеть в районе из-за сильной заболоченности развита слабо. Построена бетонная дорога от г. Сургута до г. Нижневартовска и Нефтеюганска, а также от г. Сургута до Федоровского месторождения. Железная дорога связывает г. Сургут с г. Тюменью, г. Нижневартовском и Уренгоем.

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, С до -2, С. Наиболее высокая температура летом достигает +3 С. Зимой температура падает до -5 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.

14.2 Анализ условий труда на проектируемых работах. Системный анализ опасных и вредных факторов при бурении нефть и газ

Таблица 12.1- Опасных и вредных факторов

Перечень опасных факторов	Источники, и возникновения	Средства защиты
движущиеся и вращающиеся части оборудования	оборудование буровой установки находящиеся в работе	ограждения, защитные кожухи
повышенный уровень шума	оборудование СПО, буровые насосы,	специальные наушники
электрический ток	электрощитовые, кабеля	заземление оборудования, резиновые коврики, перчатки

работы на высоте	люлька верхового, электромонтажные работы	Пояс монтажный предохранительный
недостаточное освещение рабочих мест	неисправное осветительное оборудование или несоответствие норм освещения	дополнительные прожектора, переносные фонари
повышенный уровень вибрации	неисправное оборудование (т.е. несвоевременная подтяжка соединительного оборудования)	рукавицы, перчатки, полуперчатки, наладонники; спец. обувь, стельки, наколенники; спец. костюм, нагрудники, пояса.
воздействие выхлопных газов	система дизельгенераторов	специальные маски, респираторы
повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны	Работа в зимний период	Спец одежда, Закрытые корпуса насосного блока, лебедочного блока.

В соответствии с ТК РФ на работодателей возлагается широкий круг обязанностей по обеспечению безопасных условий и охраны труда работников, находящихся с работодателями в трудовых отношениях. Это вызывает необходимость разработки и применения современных методов управления охраной труда и профессиональными рисками в строительстве, использование которых придает действиям целенаправленный характер и позволяет привлечь к решению вопросов охраны труда руководителей и специалистов, а также других работников организации.

Положительный эффект от внедрения систем управления охраной труда и профессиональными рисками, выражающийся как в снижении воздействия опасных, вредных производственных факторов и профессиональных рисков, так и в повышении производительности труда, в настоящее время признано правительствами, работодателями и работниками.

Главным в области охраны труда является защита здоровья работника и обеспечение охраны труда путем внедрения системы управления профессиональными рисками на каждом рабочем месте и вовлечения в управление этими рисками основных сторон социального партнерства: государства, работодателей и работников.

Вывод: Основой системы управления профессиональными рисками должна стать оценка условий труда на каждом рабочем месте с выявлением вредных и (или) опасных производственных факторов по результатам аттестации рабочих мест по условиям труда, оценка состояния здоровья занятых на этих рабочих местах работников, на основании которых должны осуществляться мероприятия по приведению условий труда в соответствие с государственными нормативными требованиями охраны труда. В основе оценки профессиональных рисков лежат результаты аттестации рабочих мест по условиям труда как процедуры, целью которой является выявление вредных и опасных производственных факторов.

14.3 Микроклиматические условия труда

В процессе труда человек находится под влиянием определенных метеорологических условий, или микроклимата. К основным нормируемым показателям микроклимата воздуха рабочей зоны относятся температура (t , °С), относительная влажность (ϕ , %), скорость движения воздуха (V , м/с). Микроклиматические условия установлены по критериям оптимального теплового и функционального состояния человека. Они обеспечивают общие и локальные ощущения теплового комфорта в течение рабочей смены при минимальном напряжении механизмов терморегуляции, не вызывают отклонений в состоянии здоровья, создают предпосылки для высокого уровня работоспособности. По ГОСТ 12.1.005-88 «Воздух рабочей зоны» [37] и СанПиН 2.2.4.548-96 [38] «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений» установлены следующие оптимальные и допустимые значения параметров микроклимата, для соответствия категории работы (II а, II б). Данные приведены в (таблице 12.2)

Таблица 12.2 - Допустимые величины показателей микроклимата на рабочих местах производственных помещений.

Период года	Категория работ по уровню энергозатрат, В	Температура воздуха, °С	Температура поверхностей, °С	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	II а (175-232)	17-23	18-22	15-75	0,2
	II б (233-290)	15-22	16-20		
теплый	II а (175-232)	18-27	19-23	15-75	0,2
	II б (233-290)	16-27	18-22		

Если реальные показатели отличаются от нормативных необходимо использовать средства индивидуальной защиты (таблица 13.5.1.1).

При температурах ниже - 40°С после каждых 2-3 часов работы на открытом воздухе необходимо переходить в помещения для обогрева на 1530 минут.

Для уменьшения негативного влияния на работников воздушных потоков следует устанавливать защитные щиты и тенты в рабочей зоне.

14.4 Загазованность и запыленность воздуха рабочей зоны

Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышает предельно допустимых концентраций (ПДК) и подлежит систематическому контролю для предупреждения возможности превышения ПДК.

В процессе работ выделяются следующие вредные пары и газы: окислы азота, акролеин, альдегид масляный, окись углерода, масла минеральные, сероводород, углеводороды, формальдегид, ангидрид сернистый. Для контроля за содержанием вышеперечисленных веществ в воздухе проводится отбор проб и сравнение их с ПДК (таблица 12.3). Отбор проб производится в зоне дыхания. При наличии в воздухе нескольких вредных веществ контроль воздушной среды проводится по наиболее опасным веществам. При взятии проб руководствуются следующим временем отбора: для токсичных веществ - 15 минут, для веществ фиброгенного действия - 30 минут.

Таблица 12.3- Предельные концентрации вредных веществ рабочей зоны

Наименование веществ	Формула	ПДК	
		% по объему	мг/м
1	2	3	4
Азота окислы (в пересчете на NO ₂)	NO+NO ₂	0,00025	5
Акролеин	CH ₂ -CH-C-OH	-	0,7
Альдегид масляный		-	5
Углерода окись	CO	0,0016	20
Масла минеральные (нефтяные)			5
Сероводород	H ₂ S	0,00066	10
Формальдегид	CH ₂ O	-	300
Ангидрид сернистый	SO ₂	0,00075	10

Загрязнения возникают в основном при выделении паров дизельного топлива на основных рабочих местах, от газов возникающих при сгорании дизтоплива, газа выделяющегося из раствора при вскрытии продуктивного пласта, при приготовлении раствора с использованием мелкодисперсных сыпучих химвеществ (глина, цемент).

При повышенной концентрации углеводородов у работающих возможно раздражение слизистых оболочек и кожи, головная боль. При повышенной концентрации эфиров: раздражение слизистой оболочки верхних дыхательных путей и глаз, поражение печени и почек. При повышенной концентрации альдегидов: сильно раздражает кожу, слизистую оболочку глаз.

Для защиты органов дыхания используется средства индивидуальной защиты (расpirаторы и др), а также простейшие средства: противопыльная тканевая маска; ватно-марлевая повязка.

Для защиты кожи используется рабочие костюмы. Для кожи рук: перчатки, верхонки, рукавицы. Для защиты ног: резиновые сапоги, боты, или ботинки из кожи или кожзаменителей. Для коллективной защиты от вредных веществ, в помещениях используется искусственная и естественная вентиляция. Естественной вентиляцией служат дверные проемы, окна, вентиляционные окна. Данные об искусственной вентиляции приведены в

(таблице 12.4).

Таблица 12.4- Вентиляция рабочих мест

№ п/п	Наименование, тип, вид, шифр.	Количество, шт.	Места установки.
1	Вентилятор вытяжной радиальный В-Ц4-70 N4 Электродвигатель ВАО-12-4 N=0,8кВт n=1400 об/мин; Вентилятор вытяжной радиальный В-Ц4-70 N3 Электродвигатель ВАО-071-4 N=0,27 кВт; n=1380об/мин;	1 1	Блок очистка ЦСГО Для аварийной вентиляции, автоматическое включение аварийной вентиляции должно осуществляться при подаче предупреждающего сигнала газосигнализатора ДВК1.
2	Вентилятор вытяжной радиальный В-Ц4-70 N4 Электродвигатель ВАО-31-4 N=2,2 кВт n=1425 об/мин; Вентилятор вытяжной радиальный В-Ц4-70 N4 Электродвигатель ВАО-12-4 N=0,8кВт; n=1400об/мин;	2 1	Блок дополнительных ёмкостей.
3	Вентилятор крышной ВКР-5. Электродвигатель АНР90L4, 2,2 кВт, n=1000об/мин; Дефлектор НАФИ N3	1 1	Насосный блок.

Для контроля воздушной среды служат средства контроля, такие как: стационарный сигнализатор СТМ 10-0010; переносный сигнализатор термохимический СГТ-20-М; газосигнализатор ДВК1

14.5 Освещение

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 промышленности", а также соблюдать требования СНиП 23-05-95 [39].

Рабочие места, объекты, проезды и подходы к ним, проходы в темное время суток освещаются. Уровень освещенности рабочих мест должен соответствовать отраслевым нормам проектирования искусственного освещения объектов. Нормы освещенности приведены в (таблице 12.5)

Таблица 12.5- Нормы освещённости

Рабочие места, подлежащие освещению	Места установки светильников	Норма освещенности, лк

Пульт управления	Над пультом управления	200
Роторный стол	На ногах вышки на высоте 4м (для вышки 41м), под углом 45-50°. Над лебедкой на высоте 4м, под углом 25-30° к вертикали	100
Блок приборов контроля	Перед приборами	200
Полостей верхового рабочего	На ногах вышки на высоте не менее 2,5 м от пола полостей, под углом не менее 50°	50
Путь движения талевого блока на высоте: свыше 25 м до 25 м до 10 м	На лестничных площадках, по высоте вышки, под углом не менее 65-70°	30 20 10
Кронблок	Над крон блоком	30
Автоматический ключ буровой (АКБ)	На ногах вышки на высоте 3м	
Приемный мост, лестницы, марши, сходы	На передних ногах вышки на высоте не менее 6м	10
Лебедочное (редукторное) помещение	На высоте не менее 6м	75
Насосное помещение	На высоте не менее 3м	75
Превентор	Под полом буровой 2м	75
Площадка ГСМ	На высоте не менее 3м	20
Желобная система	На высоте не менее 3м на всем протяжении желобов	50

8 (800) 100 67 87
info@toptem.ru

14.6 Шум, вибрация

интенсивного и являются механизмы вращающимися технологические аппараты движение жидкостей происходит скоростями пульсацией. к таким относятся: буровые насосы, Шум при снижает изменяет кровяное зрение. воздействие шум нервную - сосудистую может вызвать прочности аппаратов является

Вредное вибрации в утомления, боли и

Основной с шумом его источниках (масляная ванна), роторная (смазка, центрирование), (установка звукопоглощающего клапан разрядник), лебё(и постоянная цепей).

процессе работающие воздействию шума следовательно, в требованием 2.2.4/2.1.8.562-96 на в помещениях, и жилищных По действующих и установка оснащается снижения и

[30] уменьшения вибрации необходимо: строго правила и для уровня и вибрации; осуществлять профилактические плановые во избежание шума износа и узлов;

ремонт контроль параметров вибрации, эксплуатацию бурового Нормы вибрации таблицах (12.6 и

12.7).

12.6-звукового буровой

давления дБ полосах частотами,	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
для дБ	95	87	82	78	75	73	71	69

12.7 - допустимые уровни

	Направление формирования	частоты октавных									
		1	2	4	8	16	31,5	63	125	250	500
Общая	вертикальное (оси)	20	7,1	2,5	1,3	1,1	1,1	1,1	1,1	-	-
		132	123	114	108	107	107	107	107		
	по	-	-	-	5,0	5,0	3,5	2,5	1,8	1,3	0,9
					120	120	117	114	111	108	105

Средства защиты (СИЗ) вибрации контакта вибрирующим объектом СИЗ и На предусматривается следующих вибрации:

для рук: рукавицы; перчатки; полуперчатки; наладонники. ног: обувь; стельки (вкладыши); тела: нагрудники; пояса: специальные костюмы.

и неионизирующего

Таблица 12.8- Средства от вибрации

№ п/п	так же цифр п	на
1	2	3
1	Кожух (ДНОА 20031-25)	Вертушки-шинно-пневматических превмо системы. пульта
2	Виброизолирующая площадка конструкции ВНИИТБ	Выхлопной патрубков пневматического АКБ-4.
3	Глушитель шума конструкции ВНИИТБ	

14.7 Организация работ по охране труда

Для создания безопасных условий труда при строительстве скважин необходимо оснастить буровые установки техническими средствами позволяющими устранить опасные и трудоёмкие производственные факторы, а также обеспечить рабочий и инженерно-технический персонал необходимой нормативно-технической документацией по безопасности труда.

Безопасные условия и охрану труда в организации обязан обеспечить работодатель. В процессе производственной деятельности работодатель обязан обеспечить выполнение установленных законодательством условий безопасности, в том числе:

1. безопасность работников при эксплуатации зданий, сооружений, оборудования, осуществлении технологических процессов, а также применяемых в производстве инструментов, сырья и материалов;
2. применение средств индивидуальной и коллективной защиты работников;
3. приобретение и выдачу специальной одежды, специальной обуви, других средств индивидуальной защиты;
4. обучение безопасным методам и приемам выполнения работ;
5. недопущение работников моложе 18 лет к работам на опасных производственных объектах, а также работников, не прошедших обязательные медицинские обследования или имеющих медицинские противопоказания.

Работники, занятые на работах с опасными и вредными условиями труда, должны проходить обязательные предварительные (при поступлении на работу) и периодические (в возрасте до 21 года - ежегодные) медицинские осмотры (обследования) для определения пригодности этих работников для выполнения поручаемой работы.

Обучение проводится по ОТ и ПБ. Такое обучение заканчивается экзаменами не реже 1 раза в 3 года. К руководству бурением можно допустить только лиц, имеющих специальное образование и право ответственного ведения буровых работ.

Все члены буровой бригады и другие лица, которые будут принимать участие в работе со снаряжением или испытании скважины, должны быть обучены безопасным методам работы по своим профессиям и до начала работы на данной скважине проинструктированы как по общим правилам безопасности на предприятии, так и по специальным вопросам ОТ и ПБ, связанным с выполнением конкретных видов работ на данной скважине. Каждому рабочему необходимо вручить инструкцию по безопасным приемам работы по его профессии.

Руководители работ отвечают за обучение рабочих, в том числе: предварительное обучение рабочих при приеме на работу;

1. профессиональное обучение и знание ОТ;
2. инструктивное обучение-проведение работнику инструктажа (вводного, первичного на рабочем месте, периодического, внепланового);
3. специальное обучение - предопределяет получение особых знаний (проведение работы на высоте, электроустановках, сосудах, работающих под давлением, работать в охранной зоне воздушных, наземных, подземных коммуникаций).

Контроль знаний проводится либо в устной, либо в письменной форме с выставлением оценки.

На буровой должна находиться следующая документация:

1. Технические документы на все оборудование и приборы;
2. Схема участка работ с указанием расположения объектов работ;
3. Журнал инструктажа на рабочем месте;

4. Инструкции по ОТ и ПБ, пожарной безопасности, медицинскому инструктажу;
5. Схема электроснабжения участка или объекта работ;
6. Текущая документация по испытанию различного оборудования, аппаратуры, инструмента, специальные документы при ГРП на бурении: геолого-технический наряд; акт приемки буровой в эксплуатацию; буровой журнал.

14.8 Обеспечение работающих средствами индивидуальной защиты

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 (или) опасными условиями труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением» в организациях нефтегазового комплекса (Зарегистрировано в Минюсте РФ 27.01.2010 N 16089) [29].

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/м³)

Таблица 12.9- Средства индивидуальной защиты, спец. одежда

Профессия	Средства защиты	Норма выдачи на год (единицы или комплекты)
1	2	3
Мастер, инженер по бурению	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 помощник бурильщика	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 основе полиарамидных волокон или костюм из смесовых тканей для защиты от нефти и нефтепродуктов	2 на 2 года
	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 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
	Перчатки с полимерным покрытием	12 пар
	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
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

toptem.ru

8 14.9 Требования безопасности при ведении работ
14.9.1 Электробезопасность

К основному оборудованию работающему под напряжением 220/380В на буровой относятся дизельные электростанции, распределительные устройства, электрокомпрессора, электролебедки, краны, освещение. Вид привода буровой: Электрический от ЛЭП напряжением 1кВ.

Основные причины электротравматизма на геологоразведочных работах:

1. использование неисправного оборудования;
2. 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 1000В).

При эксплуатации электрооборудования запрещается:

1. обслуживание электроустановок без применения защитных средств (диэлектрических перчаток, бот, изолирующих подставок);
2. управление лебедками и другим электрооборудованием без диэлектрических перчаток, если рукоятки управления не имеют надежного изоляционного покрытия;
3. эксплуатация стационарного электрооборудования без изолирующих подставок в условиях повышенной влажности и проводимости

почвы (пола);

4. ремонт электрооборудования, находящегося под напряжением;
5. работа электроустановок при неисправном или неправильно выполненном защитном заземлении, а также при неисправной защите от утечки опасных токов;
6. держать под напряжением неиспользующиеся электрические сети (за исключением резервных).

Получение электротравм возможно при работе с электрооборудованием в сырую погоду без средств защиты (диэлектрических перчаток, резиновых ковриков и т.д.), также в помещении буровой при работе с электрораспределительными устройствами и линиями освещения. Безопасность работ может быть обеспечена только при применении следующих средств и методов защиты: защитное заземление; защитное отключение; изоляция токоведущих частей; знаки безопасности, средства защиты.

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

14.9.2 Расчет устройств молниезащиты зданий и сооружений

Произвести расчет молниезащиты буровой установки.

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

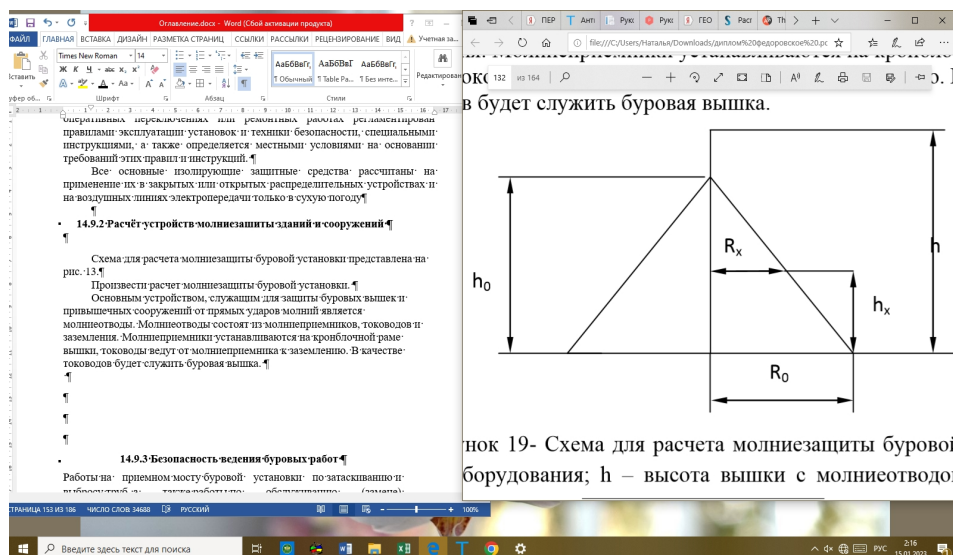


Рисунок 19- Схема для расчета молниезащиты буровой установки: h_x – высота оборудования; h – высота вышки с молниеотводом ($h=42$ м); h_0 – высота вышки ($h_0=41$ м); R_x – радиус зоны защиты на уровне высоты оборудования; R_0 – радиус зоны защиты на земле.

Расчет молниезащиты производим для зоны А.

Число ожидаемых ударов молнии на месте производства работ определяется по формуле: $N = (S + 6 * h_x) * (L + 6 * h_x) * n * 10^{-6}$, (121)

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

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

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

h_x – высота оборудования, м ($h_x = 4$ м). $N = (18 + 6 * 4) * (36 + 6 * 4) * 6 * 10^{-6} = 0,01512$ шт.

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

$$R_0 = (1,1 - 0,002 * h) * h \quad (122)$$

$$R_x = (1,1 - 0,002 * h) * (h - h_x / 0,85) \quad (123)$$

$$R_0 = (1,1 - 0,002 * 42) * 42 = 42,7 \text{ м};$$

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

Радиус конуса защиты составляет 42,7 м на поверхности земли и 37,9 м на уровне высоты оборудования при высоте вышки 45 м.

14.9.3 Безопасность ведения буровых работ

Работы на приемном мосту буровой установки по затаскиванию и выбросу труб, а также работы по обслуживанию (замене) гидравлических блоков буровых насосов механизуются.

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:

- 1) ограничителем высоты подъема талевого блока;
- 2) ограничителем допускаемой нагрузки на крюке;
- 3) блокирующими устройствами по отключению привода буровых насосов при превышении давления в нагнетательном трубопроводе на 10-15% выше максимального рабочего давления насосов для соответствующей цилиндрической втулки; приемным мостом с горизонтальным участком длиной не менее 14 м, шириной - не менее 2 м и стеллажами. Запрещается укладка труб на стеллажах в штабели высотой более 1,25 м;
- 4) устройством для осушки воздуха, подаваемого в пневмосистему управления буровой установки;
- 5) успокоителем ходового конца талевого каната; системами обогрева рабочих мест;
- 6) блокирующими устройствами по предупреждению включения ротора при снятых ограждениях и поднятых клиньях ПКР;
- 7) системой запасных и приемных емкостей, оборудованных уровнемерами и автоматической сигнализацией уровня жидкости в них; градуированной мерной емкостью для контролируемого долива скважины, оснащенной уровнемером.

Конструкция основания буровой вышки предусматривает возможность: монтажа превенторной установки на устье скважины и демонтажа основания при установленной фонтанной арматуре или части ее; установки стола ротора на уровне пола буровой, а также рационального размещения:

1. средств автоматизации, механизации и пультов управления;
2. обогреваемого подсечника со стоком раствора;
3. воздухо-, масло-, топливopроводов и средств системы обогрева;
4. механизма крепления неподвижной ветви талевоi системы;
5. механизмов по изменению положения машинных ключей по высоте;
6. механизма крепления рабочих и страховочных канатов машинных ключей;
7. шурфом для наращивания, установки ведущей трубы и (при необходимости) утяжеленных бурильных труб.

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 внутри выщечного пространства.

Вышка оснащается лестницами-стремлянками 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-стремлянкой с устройством для безопасного подъема и спуска. Вышки для мобильных установок

оборудоваться вестницами тоннельного типа без переходных площадок.

На буровых насосах устанавливаются компенсаторы давления, заполняемые воздухом или инертным газом, с приспособлениями для контроля давления в компенсаторах.

Буровые насосы надежно крепятся к фундаментам или к основанию насосного блока а нагнетательный трубопровод - к блочным основаниям и промежуточным стойкам. Повороты трубопроводов выполняются плавно или делаются прямоугольными с отбойными элементами для предотвращения протонного износа.

Конструкция крепления элементов нагнетательного трубопровода (стояка и т.п.) к металлоконструкциям предусматривает возможность центровки талевого системы по отношению к оси скважины. На соединении фланцев нагнетательного трубопровода устанавливаются съемные металлические хомуты.

Управление исполнительными механизмами приводом силового блока осуществляется с пульта управления, расположенного компактно с пультами управления другим оборудованием буровой установки (лебедкой, автоматическим ключом и др.). Грузоподъемность верхнего предусматривается в соответствии с грузоподъемностью буровой установки.

Система противофонтанной арматуры включает не менее двух встроенных шаровых задвижек. Одна из задвижек оснащается дистанционным управлением с пульта.

В процессе работы контролируется

1. скорость вращения буровой колонны;
2. величина крутящего момента при свинчивании и бурении;
3. положение элементов трубопроводной арматуры;
4. 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.

Механические передачи (цепные, карданные, зубчатые и др.), муфты сцепления, шкивы, другие вращающиеся и движущиеся элементы оборудования, а также их выступающие части ограждаются металлическими ограждениями, соответствующие установленным требованиям.

14.10 Требования безопасности для предотвращения аварийных ситуаций

14.10.1 Пожарная безопасность

Основные факторы возникновения пожара на буровой:

1. применение растворов ИЭР, ЭРУО;
2. случайные искры от выхлопа котельных, дизельных станций,

короткие замыкания;

3. статическое электричество;
4. удар молнии; взрывоопасная концентрация газов;
5. сосуды работающие под давлением;
6. открытый огонь (сварочные работы, курение);
7. станция ГСМ.

Буровая установка 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; молниезащита.

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 разливать нефтепродукты на территории участка ведения буровых работ.

На территории буровой проектируется необходимое количество единиц пожарной техники.

На буровой установке запрещается: курить, применять факел и другие источники открытого огня для освещения и других нужд; отогревать замерзшие трубопроводы и оборудование, а также рабагрывать в зимнее время емкости с буровым раствором при помощи открытого огня (только паром или горячей водой).

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.

14.10.2 Действие персонала буровой при возникновении очага возгорания

Каждое должностное лицо или рабочий при обнаружении пожара или признаков горения (открытый огонь, задымление, запах гари, повышение

температуры и т.п.) обязан:

- немедленно сообщить об этом по телефону в пожарную охрану (при этом необходимо назвать адрес объекта, место возникновения пожара, а также сообщить свою фамилию);

- поставить в известность об обнаружении пожара вышестоящее руководство, диспетчера, ответственного дежурного по объекту; принять по возможности меры по эвакуации людей, тушению пожара и сохранности материальных ценностей.

Руководитель объекта (другое должностное лицо) обязан:

1) продублировать сообщение о возникновении пожара в пожарную охрану и поставить в известность вышестоящее руководство, диспетчера, ответственного дежурного по объекту;

2) в случае угрозы жизни людей немедленно организовать их спасание, используя для этого имеющиеся силы и средства;

3) проверить включение в работу автоматических систем противопожарной защиты (оповещения людей о пожаре, пожаротушения, противодымной защиты);

4) при необходимости отключить электроэнергию (за исключением систем противопожарной защиты), остановить работу транспортирующих устройств, агрегатов, аппаратов, перекрыть сырьевые, газовые, паровые и водяные коммуникации, остановить работу систем вентиляции в аварийном и смежном с ним помещениях, выполнить другие мероприятия, способствующие предотвращению развития пожара и задымления помещений здания;

5) прекратить все работы в здании (если это допустимо по технологическому процессу производства) кроме работ, связанных с ликвидацией пожара;

6) удалить за пределы опасной зоны всех работников, не участвующих в тушении пожара;

7) осуществить общее руководство по тушению пожара (с учетом специфических особенностей объекта) до прибытия подразделения пожарной охраны;

8) обеспечить соблюдение требований безопасности работниками, принимающими участие в тушении пожара;

9) одновременно с тушением пожара организовать эвакуацию и защиту материальных ценностей;

10) организовать встречу подразделений пожарной охраны и оказать помощь в выборе кратчайшего пути для подъезда к очагу пожара.

Нормы пожарной безопасности для буровых установок указаны в (таблице 13.1)

Таблица 13.1 -Нормы пожарной безопасности

	Нормы
1	2
Расстояние от буровой установки до (м, не менее):	50
-мест хранения ГСМ	15

- площади разведения огня	
Зазор между трубами и горючими конструкциями здания буровой, м (не менее)	0,15
Размер отверстий в металлической сетке искрогасителя, мм (не более).	55
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 13.2- Первичные средства пожаротушения

Наименование пожарной техники	Количество
1	2
Химические огнетушители (пенные) ОХП-10,	4
Огнетушители (углекислотные) ОУ-3, ОУ-5,	2
Ящик с песком V= 0,2 м ³	2
Ведра пожарные	6
Комплект пожарного оборудования (топор, багор, лом, лопата)	3

14.11 Ликвидация выбросов и открытого фонтанирования нефти и газа

toptem.ru

К наиболее опасным авариям относятся нефтегазовые выбросы и открытое фонтанирование. Для их предупреждения, бурение осуществлять в строгом соответствии с ГТИ 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, соблюдении 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.

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.

ГЛАВА 15. Охрана окружающей среды

15.2 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 14.1

Таблица 14.1 - 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, недифференцированный 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	Оксид углерода, оксиды азота, углеводороды (метан), сажа, диоксид серы,	

	я, котельная (котлы), емкости ГСМ, склад материалов и реагентов, транспорт	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

15.2 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 № 54, 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 обратное водоснабжение.

Прокладка трасс временных подъездных дорог предусматривается с

максимальным использованием существующей дорожной сети, просек, локальных 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.

15.3 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, пенсорбенты, цеолиты и др.), а для окончательной очистки - микробиологические препараты. С целью локализации загрязнения предусмотрены соответствующие технические сооружения.

15.4 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 гидрозабор.

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, Гс-80Н, А-5100 УГ-2, ГУХ-04, ПТФ-2М, ИВП.

15.5 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 геологотехническим 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 захламлиенного грунта;

- срезку замазученного и захламлиенного 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 работой 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 закрепляется на помывке 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 [36].

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.

toptem.ru
8 (800) 100-67-87
info@toptem.ru

16 Экономика и организация работ

16.1 Проектные данные

С тарифных расчет (Таблица 15.7).

Таблица 15.1- Основные проектные данные

Наименование данных	Значение (величина)
1. Район строительства скважины	РФ, Тюменская обл., Ханты-Мансийский АО, Сургутский р-н.
2. Номер скважины	Куст № 53, скважина № 876
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	ВЗБТ БУ 3900
13. Продолжительность строительства скважины всего, сут., (мес.)	Уралмаш
в том числе:	
подготовительные работы и рекультивация	27
строительно-монтажные работы	42
подготовительные работы к бурению	3
бурение и крепление	15+7=22
испытание	

16.2 Организация работ и заработной платы

Бурение скважины № 54 на «Федоровском» месторождении ведет ОАО «Сургутнефтегаз» Общая численность подразделения, выполняющего

работы составляет 80 человек. Строительство скважины на Федоровском месторождении будет осуществляться специализированными бригадами, вахтовым методом с круглосуточным режимом работы по 12 часов. Вахта будет меняться через 15 дней (Таблица 15.2).

На рабочую площадку будут завезены жилые вагон-дома, рассчитанные на 8 человек с электрическим отоплением, раковиной, оборудован вагон-столовая для питания работающих, вагон-сауна. Доставка персонала осуществляется автобусами до станции, далее вахтовками.

Таблица 15.2 - График выходов буровой бригады

Бригада		1я вахта		2я вахта	
Звенья		1е звено	2е звено	3е звено	4е звено
М е с я ц	1	Д	Н	отдых	
	2	Д	Н		
	3	Д	Н		
	4	Д	Н		
	5	Д	Н		
	6	Д	Н		
	7	Д	Н		
	8	Н	Д		
	9	Н	Д		
	10	Н	Д		
	11	Н	Д		
	12	Н	Д		
	13	Н	Д		
	14	Н	Д		
	15	Н	Д		
	16	отдых		Д	Н
	17	отдых		Д	Н
	18	отдых		Д	Н
	19	отдых		Д	Н
	20	отдых		Д	Н
	21	отдых		Д	Н
	22	отдых		Д	Н
	23	отдых		Д	Н
	24	отдых		Н	Д
	25	отдых		Н	Д
	26	отдых		Н	Д
	27	отдых		Н	Д
	28	отдых		Н	Д
	29	отдых		Н	Д
	30	отдых		Н	Д

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 15.3).

При работах по скважине предусматривается сдельно-премиальная форма оплаты труда для рабочих основного состава и ИТР.

Вспомогательные работы оплачиваются по повременно-премиальной форме. Условия премирования рабочих: - 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 15.3- 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

16.3 Применяются тарифные ставки

Тарифная сетка №1 применяется при расчете с рабочими основного состава буровой бригады (Таблица 15.4).

Таблица 15.4-Тарифная сетка №1

Основной персонал	Наименование структурного подразделения	Разряд (руб.час)					
		1	2	3	4	5	6
Рабочие буровых (основной состав)	Бригады бурения	34,7	46,0	49,4	61,6	64,7	74,4

Тарифная сетка №2 применяется при расчете с рабочими основного состава вышкомонтажных бригад и бригад по испытанию и исследованию скважин (Таблица 15.5).

Таблица 15.5 Тарифная сетка № 2

Основной персонал	Наименование структурного подразделения	Разряд (руб.час)					
		1	2	3	4	5	6
Рабочие вышкомонтажных бригад и бригад по испытанию (основной состав)	Вышкомонтажная бригада и бригада по испытанию	32,1	42,6	45,7	57,0	59,9	68,8

Тарифная сетка №3 применяется при расчете с рабочими вспомогательного состава (Таблица 15.6).

Таблица 15.6 Тарифная сетка № 3

Основной персонал	Наименование структурного подразделения	Разряд (руб.час)					
		1	2	3	4	5	6
Буровая бригада, бригада монтажников, бригада по испытанию	Бригада бурения, испытания скважин, ПНБ, ВМБ	30,0	39,8	42,7	53,3	56,0	64,3

1 Расчет сметной стоимости

С учетом тарифных ставок, производим расчет заработной платы (Таблица 15.7).

Таблица 15.7 Расчет сметной стоимости

Затраты труда	Наименование профессии	Колво чел	Разряд	Часовая тарификация (руб)	Стоимость вахты - часа (руб)	Месячный тариф (720)	Доплата за веч. время 20 %	Доплата за ночное время 40%	Праздничные дни 3% Итого	Итого доплатами	Итого премии	С районным коэф. (1.6) о	С северным коэф. (1.8) Вахта	Вахта суток (15)	Итого начислен	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	74,4	74,4	53568	10714	21428	1607	87317	130171	69638	12000	211809	0,83	175801,47	
2	Помбур	8	5	64,7	129,4	93168	18634	37268	2795	151865	226399	121118	24000	371517	0,83	308359,11	
3	Помбур	8	4	57,0	114	82080	16416	32832	2462	133790	199454	106704	24000	330158	0,83	274031,14	
	Итого	20				2288134	45764	91528	6864	460289	556024	297460	60000	913484	2,49	758197,72	
ОСНОВНОЙ СОСТАВ БРИГАДЫ ИСПЫТАТЕЛЕЙ																	
	Мастер	2	-	-	-	38000	7600	-	1140	46740	77140	49400	6000	132540	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	139743,22	
1,0	Дизелист	4	5	59,9	59,9	43128	8626	-	1294	53048	87550	56066	12000	155616	0,47	73139,52	
0,5	Машинист	2	6	68,8	34,4	24768	4954	-	743	30456	50270	32198	6000	88468	0,47		
	итого	20				2311042	46222	-	6933	284250	469132	300434	60000	829566	1,41	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	123855,2	
1,0	Монтажник	4	5	59,9	59,9	43128	8626	-	1294	53048	87550	56066	12000	155616	1,4	217862,4	
2,0	Монтажник	8	4	57,0	114,0	82080	16416	-	2462	100958	166622	106704	24000	297326	1,4	416256,4	

1,0	Тракторист	4	5	59,9	59,9	43128	8626	-	1294	53048	87550	56066	12000	155616	1,4	217862,4
0,5	Тракторист	2	4	57,0	28,5	20520	4104	-	616	25240	41656	26676	6000	74332	1,4	104064,8
1,0	Сварщик	4	5	59,9	59,9	43128	8626	-	1294	53048	87550	56066	12000	155616	1,4	21782,4
0,5	Электрик	2	4	57,0	58,5	20520	4104	-	616	25240	41656	26676	6000	74332	1,4	104064,8
	Итого	26				277272	55456	-	8319	341038	562854	360452	78000	1001306	9,8	1401828,4
ВСПОМОГАТЕЛЬНЫЙ СОСТАВ БУРОВОЙ БРИГАДЫ																
0,5	Повар	2	4	53,3	26,65	19188	3837	-	576	23601	38951	24944	6000	69895	0,83	58012,85
0,5	Кухонный работник	2	2	39,8	19,9	14328	2866	-	430	17624	29086	18626	6000	53712	0,83	44580,6
0,5	Сварщик	2	5	56,0	28	20160	4032	-	605	24797	40925	26208	6000	73133	0,83	60700,39
0,5	Тракторист	2	5	56,0	28	20160	4032	-	605	24797	40925	26208	6000	73133	0,83	60700,39
0,5	Машинист ЦА-320, СМН-20	2	6	64,3	32,15	23148	4630	-	694	28472	46990	30092	6000	83082	0,83	68958,06
1,0	Машинист котельн.	4	3	42,7	42,7	30744	6149	-	922	37815	62410	39967	12000	114377	0,83	9493,912
	Итого	14				127728	25546	-	3832	157106	259287	166045	42000	467332	4,98	387885,56
	Итого	80														2946807,7

2. Рассчитываем дополнительную заработную плату:

$$\text{Доп. ЗП} = 7,9\% \text{ от основной.} \quad (124)$$

$$\text{Доп. ЗП} = 0,079 * 2946807,7 = 232797,81 \text{ руб.}$$

$$3. \text{ Фонд оплаты труда} = \text{Осн. ЗП} + \text{доп. ЗП:} \quad (125)$$

$$\text{ФОТ} = 2946807,7 + 232797,81 = 3179605,51 \text{ руб.}$$

4. Рассчитываем отчисления на Соц. страхование = 34% от ФОТ:

$$\text{Соц.страх.} = 0,34 * 3179605,51 = 1081065,87 \text{ руб.} \quad (126)$$

16.3.2 Материальные затраты

16.3.2.1. Электроэнергия

Таблица 15.8-

Электроприборы	Колво (ед)	кВт	часы	кВт
	1	550	40,79	22434,5
Буровой (ротора)	1	180	40,79	7342,2
Буровой (1й)	1	600	407,98	244788
насос (2й)	1	600	40,18	24108
	1	405	407,98	165231,9
Освещение	24	0,1	576	57,6
в	3	5	576	2880
вагонов	12	2	576	1152
				7,065
Итого				468001,27

$$\text{электроэнергию} = 468001,27 * 1,85 = 865\ 802,35 \text{ рублей} \quad (127)$$

16.3.2.2 ГСМ

Таблица 15.9 Затраты

Оборудование	Расход	1 литр, руб	
Топливо ЦА400(258кВт) 2+ 1 запасной, (52,5 л/час)	1050	27	28350

1050*5%=52,5л; 300для редуктора	352,5	200	70500
Итого	98 850 рублей		

$$\Sigma = 1050*27=28350 \text{ (руб)}$$

16.3.2.3 Трубы

Таблица 15.10 Затраты на трубы

трубы	метра	Длина	Вес	Цена 1 руб	руб
168	41	250	10250	250	2562500
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

8 (800) 100-67-87
info@toptem.ru

16.3.2.4 Долота

Таблица 15.11 долота

Долота	Расход (долот)	руб.	
III 393,7 М-ГВ	1	230000	230000
III 295,3 М-	1		293500
III 215,9 МС-	1	195000	195000
III 215,9 С-ГВ	1	36500	236500
Итого:			955 000

6.3.2.5. Химические реагенты

Таблица 15.12 химические реагенты

	кг	веса,	ИТОГО,
	140		

1	2	3	4
(2100напр + 11970 конд)	14070	0,9	12663
	426	140	59640
(284+796+127+306)	1513	140	211820
Кальцинированная	213	7	1491
Кем Рас (16+150+115)	281	126	35406
1	2	3	4
Poly Кем D (25+50)	75	126	9450
Кем X	494	378	186732
(12+4+9)	25	12	300
ПЦТ 100 (20,07+44,03 + 83,57 + 28,02 напр)	175690	8	140520
Итого:	1 923 022 рублей		

На 15.8 – 15.10 составляется таблица затрат (15.12).

Таблица 15.12 - Материальные

затрат	руб
8 (800) 100-67-87	865 802,35
	98 850
Трубы	53 754 156
	955 000
реагенты	1 923 022
Итого:	57596830,35

материальные :

$$\Sigma = 865802,35 + 98850 + 53754156 + 955000 + 1923022 = 57596830,35$$

Расчет амортизационных отчислений представлен в (15.13).

Таблице 15.13-отчисления

Основные средства	Кол-во	Стоимость, тыс. руб	Стоимость, общая, руб	Время нормативное,	(%)	Т раб (мес)	Амортизационно
							ые отчисления 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	400 00	15	6,67	3,6	222,33
Автобус	1	1500	1500	10	10	3,6	12,5

вахтовый							
Автомобиль для транспортировки грузов	3	2000	6000	10	10	3,6	16,67
Вагон-дом 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

Прочие затраты на строительство скважины:

$$\Sigma = 3179605,51 + 1081065,87 + 57596830,35 + 312966 = 62170427,73 \quad (115)$$

$$\text{Пр.} 62170427,73 * 10\% = 6217042,7$$

Итого затраты:

$$\Sigma = 62170427,73 + 6217042,7 = 68387470,43 \quad (128)$$

Накладные расходы:

$$= 12\% \text{ от затрат} \quad (129)$$

$$P = 68387470,43 * 12\% = 8206496,4$$

накопления 8% прямых затрат:

$$\Sigma = 68387470,43 + 8206496,4 = 76593966,83 \quad (130)$$

$$H = 68387470,43 * 8\% = 5470997,6$$

затраты

Охрана среды:

$$\text{ООС} = 1,5\% \quad (6)$$

$$\text{ООС} = 68387470,4 * 1,5\% = 1025812 \text{руб.} \quad (131)$$

на виды (5%):

расходы 5% издержек производства

$$\Sigma \text{ (6-7-8)} \quad (132)$$

$$\Sigma = 68387470,43 + 8206496,4 + 5470997,6 = 82064964,43$$

Непредвиденные расходы = $82064964,43 * 5\% = 4103248,3$ руб.

расчету:

$$\text{Итого} = 1025812 + 82064964,43 + 4103248,3 = 87194024,73 \text{руб.} \quad (133)$$

Налог добавленную (НДС):

на стоимость 18% от

$$\text{НДС} = 87194024,73 * 18\% = 15694924,4$$

$$\text{учетом НДС: } 87194024,73 + 15694924,4 = 102888949,13 \text{руб.} \quad (134)$$

15.14- Сводный расчет

Наименование	строительства
Затраты труда	3179605,51

с/(34%)	1081065,87
Материальные отчисления	57596830,35
на расходы	312,966
	6217042,7
	8206496,4
	5470997,6
Компенсационные затраты: - ООС	1025812
(непредвиденные расходы)	4103248,3
(всего)	87194024,7
НДС 18 %	15694924,43
сводному	102888949,13

Расчет прибыли.

Налог (НИ). Ни = 1% от работ (всего).

$$Н_{и}=87194024,73 * 1\%=871940,24$$

Прибыль к

$$П_{н}=5470997,6 - 871940,24 = 4599057,36$$

Налог (НП). Нп=20% от налогооблагаемой прибыли.

$$Н_{п}=4599057,36 * 0,2=919811,4$$

Сумма налогов.

$$\Sigma_{н}=871940,24 + 919811,4 = 1791751,64$$

Чистая

$$П_{ч}=П_{вал} - \Sigma_{н}$$

$$П_{ч}=5470997,6 - 1791751,64 = 3679245,96 \text{ руб.}$$

(135)

16.4 Технико-экономические показатели

Расчет П.т. – показатель, отражающий степень плодотворности труда, эффективность целенаправленной деятельности людей при строительстве нефтяных и газовых скважин.

а) Показатель объема работ (выработка) в стоимостном выражении на одного работника:

$$P_s=S/L, \quad (136)$$

Где S – сметная стоимость объема работ по строительству скважины, руб.;

L – среднесписочная численность работников производственного персонала.

$$P_s=87194024,73/80=1089925,3$$

б) Показатель объема работ (выработка) в натуральном выражении на одного работника:

$$P_H = H/L, (137)$$

Где H – объем проходки, м;

$$P_H = 2650 / 80 = 33,125 \text{ м.}$$

в) коммерческая стоимость бурения:

$$V_{\text{коммер}} = Q * 720 / V_{\text{исп бур ст}} * 1,05$$

$$T_{\text{бур}} + k_p = 2650 * 720 / 1200 * 1,05 = 1669,5 \text{ м/мес.}$$

г) Определяем техническую скорость бурения:

$$V_{\text{технич}} = Q * 720 / T_{\text{бур}} + k_p = 2650 * 720 / 1669,5 = 1142,86 \text{ м/мес.}$$

Где Q – объем работ, м

д) Сметная себестоимость строительства скважины:

$$S = 87194024,73 - 5470997,6 = 81723027,13$$

е) Сметная себестоимость одного метра проходки

(138)

Где Сскв. - полная сметная стоимость строительства скважины;

ПН – плановые накопления.

ж) Фонд заработной платы составляет 3179605,51

Отчисления:

На социальное страхование (34%) = 3179605,51 * 0,34 = 1081065,87 руб.

В том числе: ПФР (26%) = 3179605,51 * 0,26 = 826697,43 руб.

ФСС (2,9%) = 3179605,51 * 0,029 = 92208,56 руб.

ФОМС (5,1%) = 3179605,51 * 0,051 = 162159,88 руб.

Таблица 15.15- Сводная таблица технико-экономических показателей

Наименование	Ед.изм.	Показатель
1	2	3
См. стоимость строительства скважины. Без НДС	тыс.руб.	102888949,13
Глубина скважины	М	2650
Продолжительность строительства скважины	Сут.	108
Продолжительность бурения и крепления	Сут.	22
Техническая скорость	м/ст.мес.	1669,5
Коммерческая скорость	м/ст.мес.	1242,86
Плановая численность буровой бригады	чел.	80
Выработка	тыс.руб./чел	1100,49
Нормативная прибыль	тыс.руб.	5470997,6
Расчетная прибыль	тыс.руб.	3714,93
ФОТ бур. бригады	тыс.руб.	3179,6
Отчисления	тыс.руб.	1081,06
- на соц. страх. (34%)		826,69
В том числе – ПФР (26%)		92,2
-ФСС (2,9%)		162,15
-ФЦМС (5,1%)		
Налог на имущество 1	тыс.руб.	871,94
Налог на прибыль 20%	тыс.руб.	919,81
Сметная себестоимость	тыс.руб.	30,838

одного метра проходки		
Сметная себестоимость строительства скважины	тыс.руб.	81723,02

toptem.ru
8 (800) 100-67-87
info@toptem.ru

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_d – диаметр долота
 D_k – диаметр кондуктора
 D_m – диаметр муфты
 G_d – нагрузка на долото
 K_a – 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_y – устьевое давление
 Re – число Рейнольдса
 U – скорость оседания частиц илама
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
 T – абсолютная температура
Тв.ф. – твердая фаза
УБТ – утяжеленные бурильные трубы
ЦА – цементировочный агрегат
ЦСМ – цемента - смесительная машина
НКТ – насосно – компрессорные трубы (фонтанные трубы)

УКП- устройство контроля притока.

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 Федоровского 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, предложены планы 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 ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Абубакиров В.Ф., Архангельский В.А., Буримов Ю.Г., Малкин И.Б. Буровое оборудование, справочник в 2х томах. –М.: Недра 2000.;
2. Агзамов Ф.А., Акбулатов Т.О., Сакаев Р.М. Учебно-методическое пособие по выполнению курсового проекта по дисциплине «Заканчивание скважин». Уимский Государственный Нефтяной Университет, 2002.;
3. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. "Заканчивание скважин". –М.: ООО «Недра - Бизнесцентр», 2000. 670с.:ил;
4. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. "Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин". 2000г
5. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. "Технология бурения нефтяных и газовых скважин". –М.: ООО «Недра - Бизнесцентр», 2001. 679с.;
6. Булатов А.И., Аветистов А.Т., Справочник инженера по бурению. В 4-х кн. – М.:Недра, 1996-1997.;
7. Вадецкий Ю.В. Бурение нефтяных и газовых скважин.- М.: Издательский центр "академия" 2004.- 352 с.
8. Ганджумян Р.А., Калинин А.Г., Никитин Б.А., Инженерные расчеты при бурении глубоких скважин. -М.:Недра, 2000
9. Ганджумян Р.А., Калинин А.Г., Сердюк Н.И. Расчеты в бурении. М.:РГГРУ, 2007
10. Заливин В.Г. Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин. «Методические рекомендации по выполнению практических заданий». ИрГТУ, 2007
11. Заливин В.Г., Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Методические указания по проведению практических заданий, ИрГТУ 2007г
12. Иогансен К.Б. Спутник буровика: Справочник. -М.:Недра, 1990
13. Калинин А.Г., Левицкий А.З., Мессер А.Г., Соловьев Н.В. Практическое руководство по технологии бурения скважин на жидкие и газообразные полезные ископаемые: Справочное пособие/Под ред. А.Г. Калинина. М.: ООО "Недра-Бизнесцентр" 2001
14. Калинин А.Г., Левицкий А.З., Никитин Б.А. Технология бурения разведочных скважин на нефть и газ: Учеб. для вузов. - М.: Недра 1998. - 000 с.: ил.;
15. Куцый П.В., Охрана труда в нефтяной и газовой промышленности, М.: «НЕДРА» 1987;
16. Перчик И.А. Словарь-справочник по экономике нефтегазодобывающей промышленности., М.: Недра, 1990.;
17. Семенюк И.А. Экономика и организация геологоразведочных работ. Методическое пособие. Иркутск, ИрГТУ, 2002 -21с.;
18. Чубик П.С. Практикум по та тампонажным материалам.–Томск: Изд. ТПУ, 1999.– 82 с.

19. Безопасность жизнедеятельности. Методические указания к дипломному проектированию для студентов факультета геологии, геоинформатики и геоэкологии., Иркутск 2007.
20. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. М., Недра, 2003.
21. Противопожарные нормы проектирования объектов ЗападноСибирского нефтегазового комплекса ВНТП 03/170/567-87
22. Справочное руководство по техническим средствам для наклонно-направленного бурения Юртаев С.Л. Петухов Ю.А. Юртаев И.С.
23. Трубы нефтяного сортамента/ Под науч. ред. В.И. Вяхирева, В. Я. Кершембаума. – М.: Наука и техника, - 1997. – 344 с.
24. Фондовые материалы ОАО «Сургутнефтегаз».
25. 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 кодексе 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 Миндрагсоцразвития 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 (или) 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. СН 2.2.4/2.1.8.562-96 шум на рабочих местах, в помещениях, общественных зданиях и на территории жилищных застройках.
31. ГОСТ 12.1.012-2004 «Система стандартов безопасности труда. Вибрационная безопасность. Общие требования» (введен Приказом Ростехрегулирования от 12.12.2007 N 362-ст);
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" опублик. "Собрание законодательства РФ", 28.07.2008, N 30 (ч. 1), ст. 3579.

36. Булатов А.И., Макаренко П.П., Шеметов В.Ю. Охрана окружающей среды в нефтегазовой промышленности. – М.: Недра, 1997. – 483 с.;

37. ГОСТ 12.1.005-88 «Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны»

38. СанПиН 2.2.4.548-96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений»

39. СНиП 23-05-95 «Естественное и искусственное освещение»

toptem.ru
8 (800) 100-67-87
info@toptem.ru