Содержание

Введение.....7
1.Общие сведения по экономике и геологии района работ.....8
1.1 Географо-экономическая характеристика района работ.....8
1.2 Обзор и оценка ранее проведенных работ.....10
1.3 Геологическая часть.....11
1.4 Тектоника.....11
1.5 Стратиграфия и литология.....13
1.6 Физико-механическая характеристика горных пород.....16
1.7 Нефтегазоносность месторождения.....19
1.7.1 Нефтеносность.....19
1.7.2 Газоносность.....21
1.7.3 Водоносность.....22
1.8 Гидрогеология.....23
1.9 Зоны возможных геологических осложнений.....24
1.9.1 Осыпи и обвалы стенок скважины.....25
1.9.2 Нефтегазоводопроявления.....26
1.9.3 Прихватоопасные зоны.....27
2 Конструкция скважин.....28
2.1 Профиль ствола наклонно-направленной скважины.....28
2.2 Проектирование скважины.....29
3 Технология процесса бурения скважины.....35
3.1 Выбор способа бурения.....35
3.2 Выбор породоразрушающего инструмента.....35
3.3 Расчет параметров режима бурения.....38
3.4 Бурение наклонных скважин.....42
3.5 Бурение скважин кустами.....44
3.6 Технология и технические средства бурения с отбором керна.....44
3.7 Рациональная отработка долот.....44
3.8 Контроль параметров режима бурения.....45
4 Выбор типа и параметров буровых растворов.....47
4.1 Приготовление и регулирование свойств буровых растворов.....47
4.2 Расчет гидравлической программы бурения.....50
5 Бурильная колонна.....54
5.1 Выбор конструкции бурильной колонны.....54
5.2 Расчёт бурильной колонны и КНБК.....54
6 Крепление скважины.....59
6.1 Расчёт обсадных колонн.....60
6.2 Технологическая оснастка обсадных колонн.....61
6.3 Подготовка ствола скважины и спуск обсадных колонн.....70
7 Цементирование скважины.....73
7.1 Выбор способа цементирования.....73
7.2 Расчет цементирования скважины.....74
7.3 Оценка качества цементирования скважины.....90
8 Оборудование устья скважины.....92

9 Метод заканчивания скважины и вскрытие продуктивного горизонта.....94
9.1 Первичное вскрытие продуктивного горизонта.....94
9.2 Вторичное вскрытие продуктивного пласта и опробование в процессе бурения.....94
10 Интервалы осложнений и проявлений.....97
11 Специальная тема.....100
11.1 Нейтрализация сероводорода в буровых растворах.....100
11.2 Буровые растворы для вскрытия сероводородсодержащих пластов.....102
11.3 Ингибирование сероводородной коррозии оборудования.....105
11.4 Охрана окружающей среды от вредных выбросов, связанных с присутствием сероводорода.....105
11.5 Поглотитель сероводорода и меркаптанов серии Asulpher.....106
12 Выбор бурового оборудования.....107
13 Вспомогательные цеха и службы.....110
13.1 Сведения о водоснабжении.....110
13.2 Энергетическая база и энергоснабжение.....110
13.3 Транспорт.....111
14 Безопасность жизнедеятельности.....114
14.1 Краткая характеристика.....114
14.2 Основные опасные и вредные производственные факторы.....114
14.3 Основные мероприятия по обеспечению безопасных условий труда.....116
14.3.1 Организация работ по охране труда.....116
14.3.2 Лечебно-профилактическое и санитарно-бытовое обслуживание рабочих 117
14.4 Обеспечение работающих средствами индивидуальной защиты.....118
14.5 Нормализация санитарно-гигиенических условий труда.....120
14.5.1 Загазованность и запыленность воздуха рабочей зоны.....120
14.5.2 Освещение производственных помещений.....121
14.5.3 Шум, вибрация.....123
14.6 Безопасность производственных процессов.....123
14.6.1 Электробезопасность.....123
14.6.2 Требования к эксплуатации оборудования, механизмов.....125
14.7 Пожарная безопасность.....126
14.7.1 Действие персонала при возникновении возгорания.....129
14.8 Обеспечение безопасности в аварийных ситуациях.....130
14.8.1 Ликвидация выбросов и открытого фонтанирования нефти и газа.....130
15 Охрана окружающей среды.....133
15.1 Основные источники загрязнения.....133
15.2 Охрана почв и поверхностных вод.....134
15.3 Охрана атмосферы.....134
15.4 Ликвидация объекта и рекультивация земель.....135
15.5 Общие природоохранные требования.....136
16 Экономика и организация производства.....137
16.1 Основные проектные данные.....137
16.2 Структура и организационные формы бурового предприятия.....137
16.3 Расчет нормативной продолжительности.....138

16.4 Расчет сметной стоимости строительства скважины.....146
Заключение.....151
Список использованных источников.....152

Введение

Необходимость быстрейшего развития экономики нашей страны ставит перед работниками нефтяной промышленности задачу – повысить эффективность и улучшить качество бурения. Эта задача включает в себя, как количественный рост, то есть увеличение скоростных показателей бурения, так и повышение качества самих буровых работ.

В бурении технический прогресс призван обеспечить улучшение технико-экономических показателей в условиях постоянного роста глубин и усложнения геолого-технических и природных условий проводки скважин, характерных для данного этапа развития нефтяной промышленности.

Повышение технико-экономических показателей достигается:

1) внедрением новых мощных буровых установок, совершенствованием способов бурения и технологических приемов;

2) созданием и совершенствованием высокопроизводительных долот и расширением ассортимента;

3) повышением качества и расширением ассортимента материалов и инструмента, используемых в бурении;

4) механизацией и автоматизацией трудоемких работ, повышением уровня производства и управления буровых работ в результате внедрения автоматизированных систем управления технологическими процессами и производством.

Целью данного дипломного проекта является проектирование строительства, выбор и отработка методик расчетов, связанных с бурением эксплуатационной скважины № 632 глубиной 2767 метра на Ярактинской месторождении.

1.Общие сведения по экономике и геологии района работ
1.1 Географо-экономическая характеристика района работ

Ярактинское газоконденсатное месторождение в административном положении расположено в северной части Усть-Кутского и южной части Катанского районах Иркутской области. Площадь всего месторождения – 315км^2, в том числе чисто нефтяная зона – 81,84 км^2 (см. рисунок 1.1).

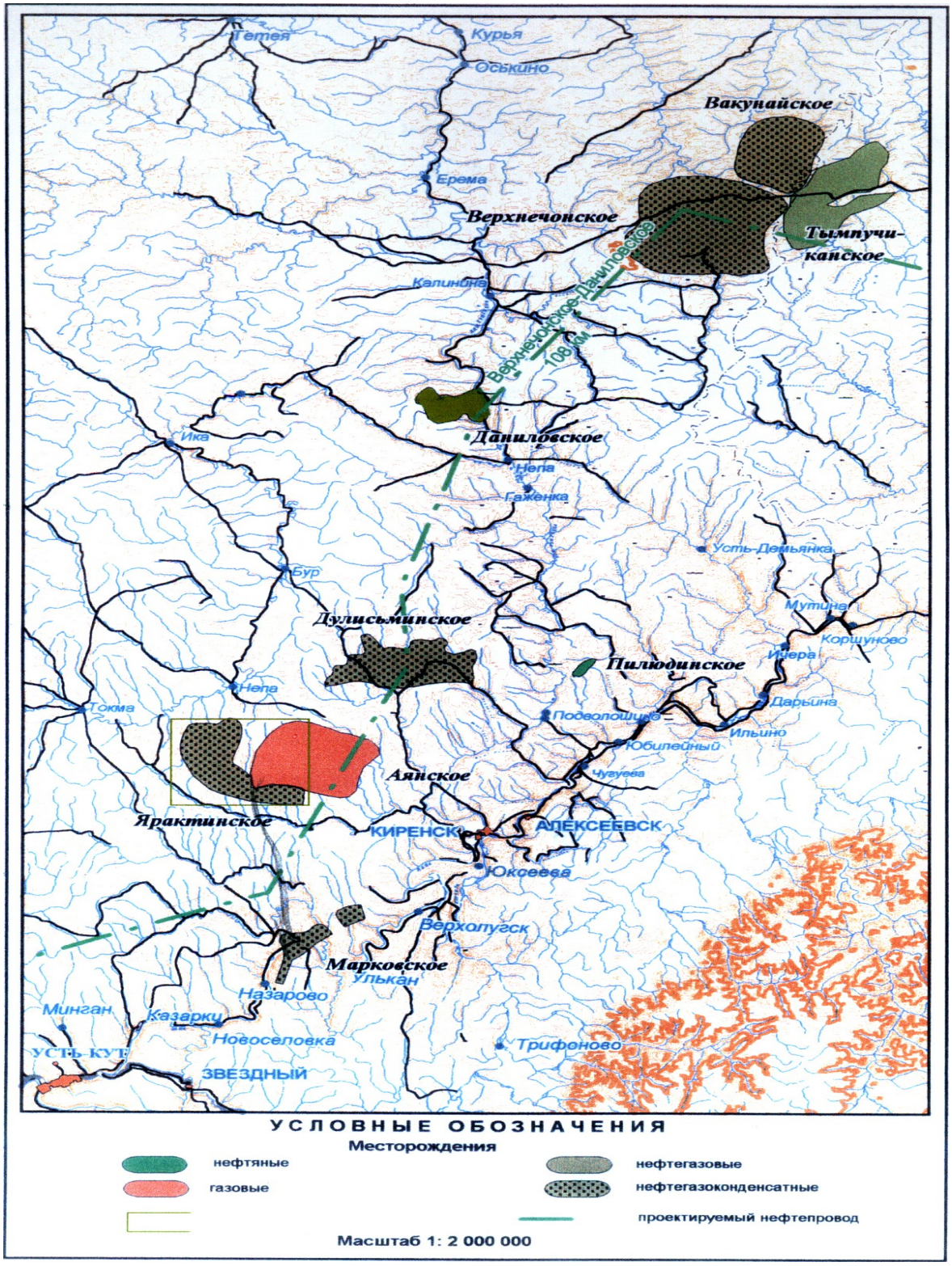


Рисунок 1.1 - Обзорная карта расположения объекта работ

Южнее на 80 км от Ярактинского месторождения расположено Марковское нефтегазоконденсатное месторождение, открытое и разведанное в районе п. Верхне-Марково, расположенного на судоходной реке Лена, в 150 км вниз по течению от г. Усть-Кута.

Город Усть-Кут в западном направлении связан железнодорожной веткой Тайшет-Лена с транссибирской магистралью, в восточном направлении построена Байкало-Амурская магистраль.

Расстояние от г. Усть-Кута (станция Лена) по железной дороге до узловой станции Тайшет –720 км, а до областного центра г. Иркутска – 1389 км.

Район Ярактинского месторождения входит в состав Приленской плоской возвышенности, которая является частью обширного Средне-Сибирского плоскогорья, представляющего собой слабовсхолмленную равнину, образованную широкими плоскими водоразделами, глубоко расчлененными современной гидросетью.

Средняя высота водоразделов не превышает 550-600 м над уровнем моря. Максимальные абсолютные отметки на водоразделах достигают 650 м, а минимальные в долинах рек – 400 м.

Непосредственно Ярактинское месторождение расположено на водоразделе между верховьями рек Ниж.Тунгуски и Непы.

Река Ниж.Тунгуска протекает южнее исследуемого района. Средняя скорость течения в этой части реки 0,4 м/сек. Максимальная глубина реки 2-2,5м, минимальная - 0,5 м. Ширина русла 10-12 м. Наиболее высокий уровень воды наблюдается во время весенних паводков. Река в этой части не судоходна. Наиболее значительными притоками р.Ниж.Тунгуски на площади работ являются р. Хаил, р.Яракта, р.Гульмок и др.

Река Непа протекает севернее разведанного месторождения и также практически не судоходна. Средняя скорость течения реки около 0,5м/сек. Максимальная глубина 2,5м, минимальная - 0,5-1м. Ширина реки в районе работ 7-10 метров. Наиболее крупным притоком р.Непа на площади работ является р.Кирон.

Основными особенностями гидрологического режима рек является: питание за счет атмосферных осадков и таянья сезонной и многолетней мерзлоты, относительная многоводность стока в различное время года.

Климат района резко континентальный, со значительными колебаниями суточных и сезонных температур, с продолжительной холодной зимой и коротким жарким летом. Самыми холодными месяцами являются декабрь и январь с температурой воздуха до -48° -55°С.

Максимальная температура приходится на июнь-июль и достигает +30° +35°С. Средне годовая температура воздуха –3,5°С. Количество осадков составляет 350мм в год, причем, большая часть их приходится на осенне-летний период.

Постоянный снеговой покров держится с середины октября до начала мая. Высота его не велика (0,8-0,9м), что в сочетании низкими температурами, продолжительной зимой, обуславливает глубокое промерзание грунта. Полное оттаивание грунта происходит только в конце июля. На северных затаеженных склонах водоразделов мерзлота держится круглый год.

Ледостав на р. Ниж.Тунгуска и р. Непа начинается в середине октября. Полностью ото льда реки освобождаются в середине мая.

Растительность района типично таежная и состоит, в основном, из хвойных пород леса, среди которых преобладает сосна. Подчиненное значение имеют: лиственница, ель, кедр, пихта, береза и осина.

В районе работ населенные пункты отсутствуют, местность покрыта сплошной труднопроходимой тайгой с сильно расчлененным рельефом. До ближайших населенных пунктов, расположенных преимущественно по берегам р.Лена, 80-100км, до г. Усть-Кута расстояние по прямой 140 км в направлении на юго-запад.

Местное население занято в леспромхозах, в сельском хозяйстве, пушном промысле. Обустроенных дорог на площади нет. Надежное передвижение и перевозка грузов возможна только по зимним дорогам в период с декабря по март. В летнее время перевоз возможен лишь вездеходным транспортом в сухую погоду.

Транспортные перевозки, в период навигации по р.Лена, можно осуществлять с середины октября.

Из местных строительных материалов наибольшее значение и применение имеет лес, используемый также в качестве топлива, в том числе для котельных установок на буровых.

Лесные массивы в районе п. Марково разрабатываются леспромхозом, непосредственно в районе месторождения лесоразработки пока не ведутся.

В числе прочих строительных материалов следует отметить наличие песчаников и доломитов залегающих вблизи поверхности отложений ордовика, а также песков и галечников русловых отложений и речных террас.

1.2 Обзор и оценка ранее проведенных работ

На месторождении пробурено 40 скважин, из них 17-поисковых, 22-разведочных, 1-параметрическая, 28 из них находятся в пределах лицензионного участка. Среднее расстояние между скважинами 6 км. Средняя глубина скважины 2675 м. Площадь нефтеносности - 315 км^2, площадь газоносноти - 386,06 км^2. На Ярактинском месторождении выявлено три залежи углеводородного сырья, связанные с ярактинской пачкой, имеющей два продуктивных пласта. Отложения ярактинской пачки представлены переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов.

К первому пласту приурочена газоконденсатная залежь с крупной нефтяной оторочкой. Залежь структурно литологического типа расположена на моноклинальном склоне и контролируется с севера, запада и востока литологическим экраном, а с юга ВНК. Эффективная газонефтяная мощность изменяется от 0 до 14,2 м. Площадь нефтяной части 260,3 км^2, газовой – 320,7 км^2. Высота нефтяной части 21 м, газовой-55 м, $P_{пл}$ – 25,4 МПа, $T_{пл}$ – 35 С.

Ко второму пласту приурочено две залежи - нефтяная и газоконденсатная.

Газоконденсатная залежь - литологическая. С севера, юга и востока контролируется литологическим экраном, а с запада ограничивается линией

выклинивания второго пласта, которое проводится условно на половине расстояния между скважинами, по которым обосновывалось проведение нулевой линии второго пласта. Эффективная газонасыщенная толщина изменяется от 0 до 11 м. Площадь залежи 65,7 км^2. Высота залежи 30м. $P_{пл}$ - 25,4 МПа, $T_{пл}$ – 35^{o}С.

Нефтяная залежь - структурно-литологическая. С северо-запада и северо-востока она контролируется литологическим экраном, а с юго-запада ограничивается ВНК.

Эффективная нефтенасыщенная мощность изменяется от 0 до 6,9 м. Площадь залежи 54,8 км^2, высота залежи 17 м, $P_{пл}$ – 25,4 МПа, $T_{пл}$ – 35^{o}С.

Все три залежи контролируются единой замкнутой гидродинамической системой. Режим залежей газонапорный.

1.3 Геологическая часть

Ярактинское НГКМ расположено в пределах Лено-Ангарского плато. Рельеф района – слабовсхолмленная равнина с плоскими водоразделами, расчлененными глубоко врезанной гидросетью. Средняя высота водоразделов составляет 550-600 м (до 650 м), а отметки урезов воды близки к 400 м. Грунты в районе преобладают суглинистые, щебеночно-суглинистые, щебеночно-песчанистые, иногда торфяные. Поймы рек в основном заболоченные.

Сейсмичность района 6-7 баллов.

1.4 Тектоника

В тектоническом отношении Ярактинское месторождение расположено в южной части Непско-Ботуобинской антеклизы. Тектоническая карта района работ представлена на рисунке 1.2.

В пределах Непско-Ботуобинской антеклизы, как и в ряде других районов Иркутского амфитеатра в осадочной толще довольно отчетливо выделяется три структурно-тектонических этажа: подсолевой, солевой и надсолевой.

Подсолевой структурный этаж включает комплекс отложений от кровли осинского горизонта усольской свиты до поверхности кристаллического фундамента.

Отложения соленосного комплекса собраны в высокоамплитудные линейные складки субмеридионального простирания, осложненные разрывными нарушениями, надвигами (амплитуда надвига по поверхности фундамента составляет около 60 м). Кроме того, в пределах Ярактинской площади выделяются выступы фундамента с амплитудой 6 - 7м.

В пределах месторождения градиент падения пород составляет по поверхности фундамента 3,5 м на 1км, а по кровле мотской свиты около 3 м на 1 км.

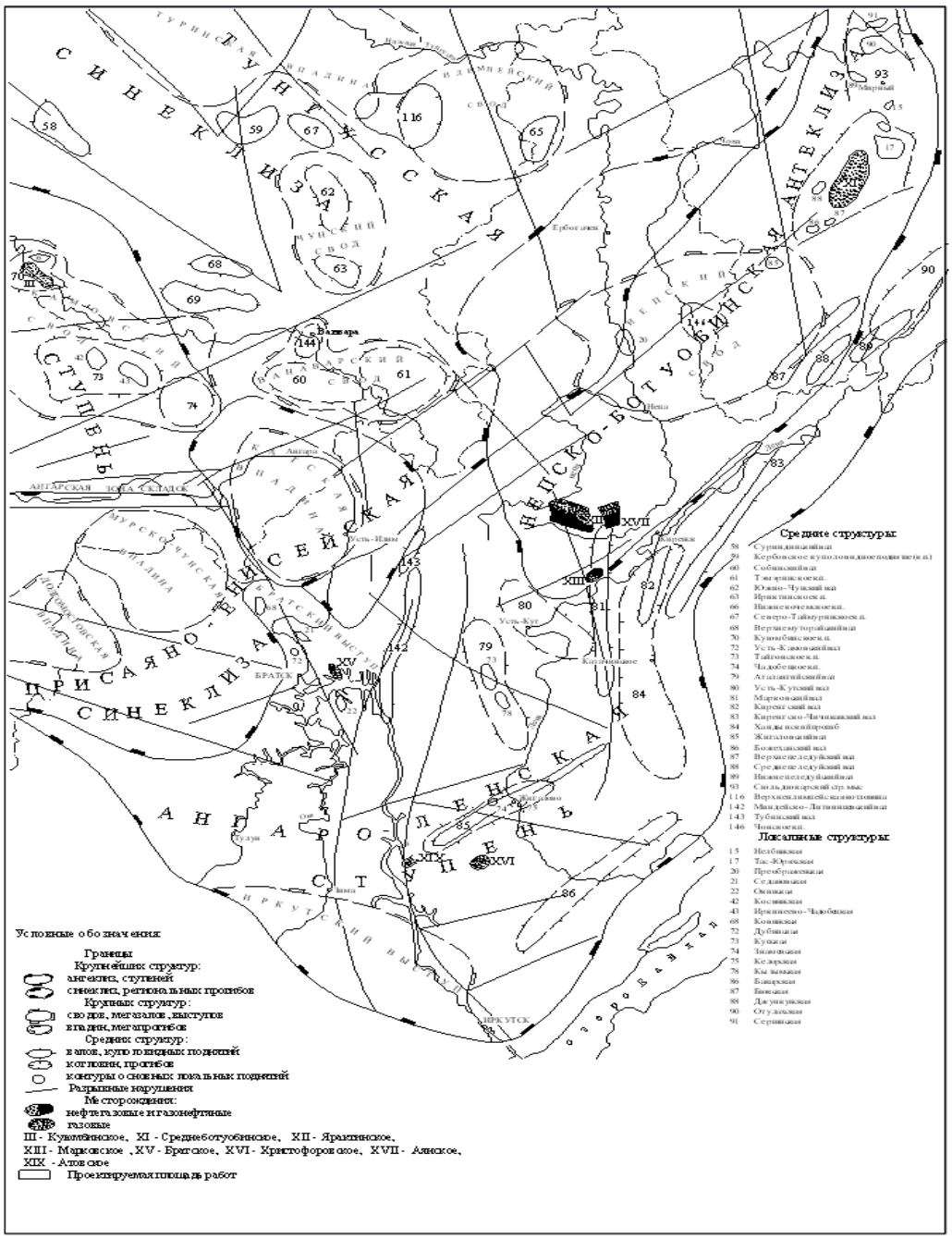


Рисунок 1.2 - Тектоническая карта района работ

Солевой структурный этаж включает в себя галогенно-карбонатные отложения нижнего кембрия от надосинской части усольской свиты до подошвы литвинцевской свиты среднего кембрия. Этот осадочный комплекс характеризуется интенсивным развитием дизъюнктивных и пликативных дислокаций, связанных, в основном, с проявлением соляной тектоники, осложненной в отдельных случаях воздействием трапповых интрузий.

Надсолевой структурный этаж представлен отложениями среднего - верхнего кембрия и ордовика, он достаточно хорошо изучен по данным геолого-съемочных работ. Эти отложения смяты в линейно-вытянутые складки, образующие ряд валообразных поднятий северо-восточного простирания.

1.5 Стратиграфия и литология

Геологическое строение Ярактинского месторождения изучалось по материалам глубокого бурения с учетом промысловой геофизики и по результатам геолого-съемочных работ. На основании этих материалов составлен литолого-стратиграфический разрез Ярактинского месторождения (см. рисунок 1.3).

Общая толщина осадочной толщи от поверхности фундамента до четвертичных отложений колеблется от 2570 м до 2740 м.

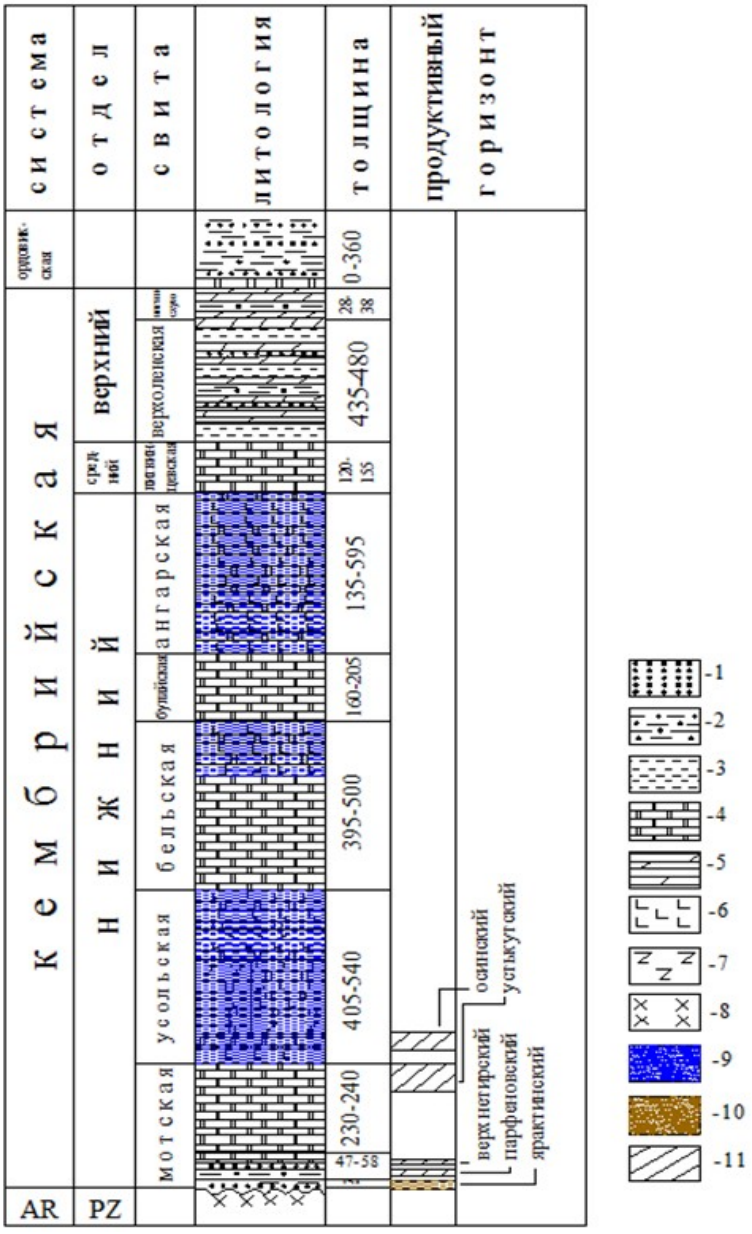


Рисунок 1.3 – Сводный литолого-стратиграфический разрез

Обозначения на рисунке 1.3: 1 – песчаники; 2- алевролиты; 3 - аргиллиты; 4 – доломиты и известняки; 5 - мергели; 6 – соль; 7 – диабазы; 8 – гранито-гнейсы; 9 – карбанато-соленосные комплексы пород; 10 – продуктивный нефтегазоносный горизонт; 11 – перспективный нефтегазоносный горизонт.

Наиболее древними образованиями на Ярактинском месторождении являются кристаллические породы фундамента, вскрытые всеми пробуренными

скважинами (с целью разведки и оконтуривания Ярактинского месторождения пробурено 40 скважин, 21 из которых - продуктивна). Толщина вскрытой части фундамента достигает 37 м (скв.19). Породы фундамента и коры выветривания представлены, в основном, гранитами и грано-диоритами, в меньшей мере сланцами хлоритово-серицитовыми и хлоритово-амфиболитовыми. Возраст пород фундамента датируется как среднепротерозойский.

Кембрий - отложения кембрия составляют основную часть разреза Ярактинского месторождения и представлены всеми тремя отделами: нижним, средним и верхним.

В разрезе нижнего кембрия выделяются отложения мотской, усольской, бельской, булайской, ангарской свит.

Мотская свита – Є1mt

Толщина мотской свиты в пределах площади изменяется от 284м до 332м.

В основании осадочной толщи на Ярактинском месторождении залегают терригенные отложения ярактинской пачки (представлены переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов). Для отложений пачки характерна резкая литофациальная изменчивость пород по площади. С песчаниками ярактинской пачки связаны промышленные притоки нефти, газа и конденсата.

Толщина ярактинской пачки в пределах площади колеблется от 8м до 43м. Наибольшие толщины отмечаются в южной части площади (скв.52, 53, 42), наименьшие на севере – северо-западе. Более выдержаны толщины в центральной части площади.

Усольская свита - Є1us

Разрез усольской свиты сложен толщей галогенно-карбонатных пород, согласно залегающих на отложениях мотской свиты. В целом разрез свиты, представлен неравномерным чередованием пластов каменной соли с карбонатными породами: доломитами, известняками, известковыми доломитами. Толщина усольской свиты на Ярактинской площади изменяется от 407м до 530м.

Бельская свита - Є1b

Разрез бельской свиты, представлен галогенно-карбонатными породами, согласно залегающими на отложениях усольской свиты.

Толщина бельской свиты на Ярактинской площади колеблется от 394м до 474м.

Булайская свита - Є1bl

Разрез булайской свиты представлен массивными темно-серыми и коричневато-серыми доломитами тонко-, мелкозернистыми, прослоями глинистыми, слабо трещиноватыми и кавернозными. Отложения свиты согласно залегают на карбонатно-галогенных породах бельской свиты.

Толщина свиты меняется в пределах 90м до 126м.

Ангарская свита - Є1an

По своим литологическим особенностям отложения ангарской свиты разделяются на две подсвиты: нижнюю – доломитовую и верхнюю – галогенно-карбонатную. Толщина колеблется от 470м до 750м.

В разрезе нижнего – среднего кембрия выделены отложения литвинцевской свиты, которая без видимого перерыва залегает на породах

ангарской свиты. Разрез литвинцевской свиты, представлен известняками, известковистыми доломитами и доломитами.

Литвинцевская свита – Є2+1lit

Толщина литвинцевской свиты изменяется в пределах от 65м до 80м.

Разрез среднего – верхнего кембрия представлен отложениями верхоленской и илгинской свит. Разрез верхоленской свиты начинается пестроцветными мергелями без видимого несогласия залегающими на доломитах литвинцевской свиты. Сложена свита преимущественно мергелями, чередующимися с прослоями доломитов, алевролитов, аргиллитов, реже гипсов в нижней части разреза и песчаников - в верхней.

Верхоленская+илгинская свита – Є3+2vl

Толщина отложений верхоленской свиты 427 - 495м. Разрез илгинской свиты сложен доломитами серыми, зеленовато- и светло-серыми, тонкими прослоями алевролитов, мергелей и песчаников. Толщина свиты составляет 30 - 35м.

Усть-кутская свита - O1uk1

Нижний ордовик представлен только усть-кутской свитой (сложена в основном песчаниками и доломитами с прослоями алевролитов).

Толщина усть-кутской свиты на Ярактинской площади изменяется от 25м до 45м.

Средний ордовик включает отложения криволуцкой и чертовской свит. Отложения криволуцкой свиты со стратиграфическим несогласием залегают на породах усть-кутской свиты. Свита представлена песчаниками кварцевыми, серыми, беловато- и желтовато-серыми, разнозернистыми, массивными, доломитами, аргиллитами и алевролитами (в виде тонких прослоев и линз).

Криволуцкая свита – O2kr

Общая толщина криволуцкой свиты 30 - 70м.

Чертовская свита – O2cr

Отложения чертовской свиты согласно залегают на породах криволуцкой свиты. Разрез чертовской свиты сложен глинистыми алевролитами, аргиллитами зеленого и грязно-зеленого цвета с редкими тонкими прослоями серых песчаников. Толщина чертовской свиты колеблется от 40м до 80м.

Макаровская свита – O3mk

Средний - верхний ордовик - отложения макаровской свиты, представленные, в основном, красновато-коричневыми алевролитами, в меньшей мере песчаниками, с характерными голубоватыми и ярко-зелеными пятнами округлой формы.

Вскрытая толщина отложений макаровской свиты достигает 110 - 115м.

Четвертичные отложения имеют повсеместное распространение, и подразделяется по своему генезису на элювиальные (2 м), делювиальные (2-4м) и аллювиальные (10-15 м).

1.6 Физико-механическая характеристика горных пород

Таблица 1.1 – Физико-механическая характеристика горных пород

Индекс стратиграфического разделения	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность, кг/м^3	Пористость, %	Проницаемос-ть, мД	Глинис-тость, %	Карбонат-ность, %	Твердость, кгс/мм^2	Абразив-ность	Категория пород по промысловой классификации
	от	до									
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Q	0	10	Супеси Суглинки Глины	2400	11-20	1-10	50-100	0-2	10-15	III	М
O2 mk	10	110	Алевролиты	2400	2-3	5-10	50-70	1-5	100-150	X	С
			Песчаники		15-20	200-500	3-7	2-5			
O2 čr	110	140	Аргиллиты	2400	4-20	1-5	70-90	1-3	50-100	IV	С
			Алевролиты			5-10	50-70	1-5			
O2 kr	140	182	Песчаники	2500	5-25	200-500	3-7	2-5	100-150	IX, X	Т
			Доломиты			1-30	2-10	90-98			
O1 uk	182	202	Алевролиты	2400	2-3	5-10	50-70	1-5	50-100	III, IV	С
			Песчаники	2500	5-25	200-500	3-7	2-5	100-150	IX, X	Т
Є3 il	202	232	Доломиты	2600	7-12	1-30	2-10	90-98	200-300	III,IV	К
Є2-3 vl	232	653	Мергели	2600	15-25	1-20	40-70	30-60	100-150	XI, IV	Т

Продолжение таблицы 1.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Є1-2lt	653	747	Доломиты	2600	10-20	1-30	1-5	90-98	200-350	IV, VI	K
Є1an	747	1335	Доломиты	2600	10-20	1-20	2-10	90-98	200-350	IV, VI	K
			Каменная соль	2200	-	-	-	-	10-20	II	M
Є1bl	1335	1445	Доломиты	2600	4-10	5-20	2-10	90-98	200-350	IV	K
Є1bs2	1445	1595	Доломиты	2600	10-20	1-20	1-10	90-98	200-350	IV, VI	K
			Каменная соль	2200	-	-	-	-	10-20	II	M
Є1bs1	1595	1905	Известняки	2500	10-20	-	-	-	200-350	IV, VI	K
			Доломиты	2600	10-20	-	-	-	200-350	IV, VI	K
Є1us	1905	2010	Каменная соль	2200	-	-	-	-	10-20	II	M
			Доломиты	2600	10-20	1-20	2-10	90-98	200-350	IV, VI	K
	2010	2063	Диабазы	2600	10-20	-	-	-	330-400	IX, X	K
	2063	2240	Доломиты	2600	10-20	1-20	2-10	90-98	200-350	IV, VI	K
			Каменная соль	2200	-	-	-	-	10-20	II	M
Є1us(os)	2240	2305	Известняки	2500	10-20	20-100	0-6	95-98	100-150	IV, VI	T
			Доломиты	2600	10-20	1-20	0-4	95-98	200-350	IV, VI	K
	2305	2355	Доломиты	2600	10-20	0,05-0,1	0-4	95-98	200-350	IV, VI	K
			Каменная соль	2200	-	-	-	-	10-20	II	M

Окончание таблицы 1.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	2355	2590	Доломиты	2550	1-12	0,05-0,1	0-4	95-98	200-350	XI, IV	K
V- Є1 mt3	2590	2640	Доломиты	2550	1-12	0,05-0,1	0-4	95-98	200-350	XI, IV	K
V- Є1 mt2	2640	2653	Алевролиты	2500	2	0,1-0,5	40-50	3-5	200-300	XI, IV	K
V- Є1 mt1 яракт. гор.	2640 2653	2653 2665	Аргиллиты	2300	-	-	70-100	1-3	120-200	III, IV	C
			Песчаники	2550	2-52,8	0,1-45	2-10	1-8	120-200	XI, IV	T
	2665	2690	Гранито-гнейсы	2700	-	-	-	-	400-500	IX	OK
Ar-Pr											

1.7 Нефтегазоносность месторождения

1.7.1 Нефтеносность

Таблица 1.2 - Нефтеносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, г/см^3		Подвижность	Содержание серы, процент по весу	Содержание парафина, процент по весу	Свободный дебит, м^3/сут	Газовый фактор	Параметры растворенного газа				
	от (верх)	до (низ)		В пластовых условиях	После дегазации						Содержание сероводорода, процент по объему	Содержание углекислого газа, процент по объему	Относительная по воздуху плотность газа	Коэффициент сжимаемости	Давление насыщения пластовых условиях, кгс/см^2
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Пласт 1	2641	2652	террриг	0,723	0,833	0,18	0,25	2,5	35,3	180	-	0,04	0,691	0,817	226,3
Пласт 2	2635	2667				0,17									

В Приленском районе открытие Ярактинского месторождения датируется июнем 1969 г., когда при испытании скв.5 из интервала 2612-2615 м был получен приток безводной нефти дебитом 1,5 $м^3$/сут при динамическом уровне 2019 м. Продуктивными на Ярактинской площади оказались базальные терригенные отложения, которые в объеме от подошвы доломитов парфеновского горизонта до поверхности фундамента были выделены под условным названием в ярактинскую пачку.

Для дополнительного изучения геологического строения и параметров выявленной залежи нефти был составлен проект на разбуривание Ярактинской площади 13 поисковыми скважинами, в результате исследования которых были уточнены коллекторские свойства пластов.

Площадь нефтегазоносности I пласта - 260,26 тыс.$м^2$, площадь нефтегазоносности II пласта - 54 тыс.$м^2$ запасы относятся к категории $С_1$.

Весь ярактинский горизонт рассматривается как залежь с единым водонефтяным и газонефтяным контактами. ВНК принят на абсолютной отметке – 2157м, ГНК- 2136 м.

Первый и второй пласты характеризуются песчанистостью 0,5 и 0,65, расчлененностью – 1,7 и 2 соответственно. Песчаники обоих пластов не выдержаны по площади и имеют линзовидный характер распространения.

Литологическое расчленение песчано-глинистого разреза в пределах продуктивных пластов I и II, производилось с использованием имевшегося комплекса геофизических методов с учетом поведения показаний методов ГИС.

Выделение пластов-коллекторов проводилось по комплексу ГИС.

В процессе проведенной детальной корреляции было выделено 7 песчаных пропластков. Пропластки 1 и 2 выделены в пределах пласта I, а остальные пять пропластков, т.е. с 3 по 7 выделены в пласте II.

1.7.2 Газоносность

Таблица 1.3 – Газоносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Состояние (газ, конденсат)	Содержание сероводорода, процент по объему	Содержание углекислого газа, процент по объему	Относительная по воздуху плотность газа	Коэффициент сжимаемости газа в пластовых условиях	Свободный дебит. $м^3$/сут	Плотность газоконденсата, $г/см^3$		Фазовая проницаемость
	от (верх)	до (низ)								в пластовых условиях	на устье скважины	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Пласт 1*	2641	2638	терриг.	газ, конденсат	-	0,04	0,872	0,817		0,833	0,635	-
Пласт 2**	2655	2650										

1.7.3 Водоносность

Таблица 1.4 - Водоносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, г/см^3	Свободный дебит, м^3/сут	Фазовая проницаемость	Химический состав воды, мг/л						Степень минерализации, г/л	Тип воды по Сулину: сульфатонатриевый, гидрокарбонатнонатриевый, гидрокарбонатнокальцевые, хлормагниевый, хлоркальциевый	Относится к источнику питьевого водоснабжения (да, нет)
							анноны			катионы					
	от (верх)	до (низ)					Cl^-	SO_4^-	HCO^3	Na^+K_+	Mg^{+2}	Ca^{++}			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Q+ордов.	0	295	порово.	1.0	295								0,22	СФН	да
$Є_3$il+vl	295	735	-//-	1,0-1,06	70-170								0,48	ГКН	да
$Є_3$il+vl	295	735	-//-	1,0-1,06	70-170								0,48	ГКН	да
$Є_3$vl + $Є_{2\text{-}1}$lt	735	805	-//-	1,06-1,08	35-345			15	29	16	15	17	90-180	ХЛМ	да
$Є_1$ag + $Є_1$us	805	2170	-//-	1,08-1,17	1200								285	ХЛК	нет
$Є_1$mt	2370	2667	-//-	1,21-1,29	3-7	0,30982	22158	26	112,2	46883	10192	68505	330	ХЛК	нет

1.8 Гидрогеология

Площадь лицензионного участка входит в состав Ангаро-Ленского артезианского бассейна Сибирской платформы, в осадочном чехле которого выделяются три гидрогеологические формации: надсолевая, соленосная и подсолевая.

Специальных гидрогеологических исследований не проводилось. Надсолевая гидрогеологическая формация составляет верхнюю часть разреза от четвертичных отложений до верхоленской свиты включительно и является зоной активного водообмена. Химический состав этих вод гидрокарбонатный кальциево-магниевый с минерализацией от 0,4 до 0,5 г/дм^3.

Соленосная гидрогеологическая формация объединяет литвинцевский, булай-нижнеангарский и верхнеусольско-среднебельский водоносные комплексы. В гидрогеологическом отношении соленосная формация является переходной зоной от свободного водообмена к затрудненному химическому составу хлоридного натриево-кальциевого и магниево-кальциевого типов; воды высокоминерализованные (от 347 до 600 г/дм^3), содержание брома от 3,4 до 11,0 г/дм^3.

В соленосном комплексе развиты так называемые рассолоносные пласты - коллекторы с аномально высокими пластовыми давлениями, самоизлив сверхкрепких рассолов, из которых может привести к загрязнению пресных подземных и поверхностных вод, причем возможность вскрытия таких пластов-коллекторов не поддается прогнозу.

Подсолевая гидрогеологическая формация объединяет осинский горизонт и всю нижележащую толщу до кристаллического фундамента и подразделяется на два гидрогеологических комплекса: мотско-осинский карбонатный и рифей-вендский терригенный. В составе мотско-осинского карбонатного комплекса выделяются осинский, устькутский и преображенский горизонты. Подземные воды хлоридного кальциевого состава с минерализацией от 310 до 480 г/дм^3, содержат от 4,3 до 10,0 г/дм^3 брома, плотность вод – до 1,38 г/см^3.

1.9 Зоны возможных геологических осложнений

Таблица 1.5- Возможные интервалы поглощения промывочной жидкости, при бурении скважины №253

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Максимальная интенсивность поглощения, $м^3$/час	Расстояние от устья скважины до статического уровня при его max снижении, м	Имеется ли потеря циркуляции (ДА, НЕТ)	Градиент давления поглощения, $кгс/см^2 \cdot м$		Условия возникновения
	от	до				При вскрытии	После изоляционных работ	
Q	0	40						
Q2uk	220	280	<15	40	Нет			Нарушение равновесия между пластовым и гидродинамическим давлением в процессе бурения более чем 15 $кгс/см^2$
			- // -	120	Да			
Є3	620	650	30	80				То же в интервалах залегания трещиноватых и высокопроницаемых пород. Превышение пластовое давление более чем 25 $кгс/см^2$
	700	730						
Є1ag	1080	1100	>15	80	Нет			
	1320	1340	- // -	- // -	- // -			
Є1us	2205	2250	- // -	- // -	- // -			
Є1m	2370	2680	- // -	- // -	- // -			Аномально низкое пластовое давление

1.9.1 Осыпи и обвалы стенок скважины

Таблица 1.6 - Мероприятия по ликвидации последствий

Индекс стратиграфического подразделение	Интервал, м		Буровые растворы, применявшиеся ранее			Время до начала осложнения, сут.	Мероприятия по ликвидации последствий (проработка, промывка и т.д.)
	от (верх)	до (низ)	тип раствора	плотность, г/см^3	дополнительные данные по раствору. влияющие на устойчивость пород		
1	2	3	4	5	6	7	8
Q	0	15	вода	1,0		0,5	Спуск направления
Є$_3$il	265	295	глинистый	1,15	обработанный каустической содой	1,5-2	Проработка и промывка, спуск кондуктора
Є$_3$vl	295	735	глинистый	1,15	обработанный каустической содой	2-3	

1.9.2 Нефтегазоводопроявления

Таблица 1.7 - Нефтегазоводопроявления

Индекс стратиграфического	Интервал, м		Вид проявляемого флюида (вода, нефть, конденсат, газ)	Длина столба газа при ликвидации газопроявления, м	Плотность смеси при проявлении для расчета избыточных давлений, г/см^3		Условия возникновения	Характер проявления (в виде пленок нефти, пузырьков газа, перелива воды, увеличения водоотдачи и т.п.)
	от (верх)	до (низ)			внутреннего	наружного		
1	2	3	4	5	6	7	8	10
Є$_{2-1}$lt	735	805	вода	--			Депрессии на пласт вследствие поршневания и снижения уровня жидкости;	Увеличения водоотдачи бурового раствора
Є$_1$ag	860	1180	вода	---	0,73			
Є$_1$us	2200	2370	газ, нефть	1650	0,74		Разжижения пластовыми водами и разгазирования бурового раствора	В виде пленок нефти, насыщения раствора газом, выброс газа
Є$_1$m	2640	2680	газ, нефть					

1.9.3 Прихватоопасные зоны

Таблица 1.8 - Прихватоопасные зоны

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Вид прихвата (от перепада давления, заклинки, сальникообразования и пр.)	Наличие ограничений на оставление инструмента без движения или промывки (да, нет)	Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)			
1	2	3	4	5	6
$Є_3$il	265	295	Сальникообразования, заклинки.	да	Увлажнение аргиллитов вследствие высокой водоотдачи бурового раствора. Образование шламовых корок, сужение ствола, заклинивание инструмента, перепад давления. Оставление инструмента без движения более 0,5 часа.
$Є_3$vl	295	735		да	
$Є_1$ag	820	1305	Сальникообразования, сужение ствола, заклинивание инструмента, перепад давления.	да	
- // -	1320	1340		да	
$Є_1$us	2205	2250		да	

2 Конструкция скважин

2.1 Профиль ствола наклонно-направленной скважины

Основными критериями выбора рационального профиля скважины являются:

1) минимальное значение зенитного угла ствола скважины в интервале работ глубинного - насосного оборудования при заданных отклонениях забоя от вертикали и допустимой величины искривления ствола;

2) минимальная протяженность ствола в продуктивной части пласта с сохранением качества крепления и возможности проведения промыслово-геофизических исследований при бурении и эксплуатации скважины;

3) минимальные нагрузки на крюке буровой установки (снижение прижимающих усилий и сил трения) при подъеме бурильной колонны для заданного отклонения забоя от вертикали;

4) минимальная глубина скважины с соблюдением проектного смещения забоя от вертикали в проектном направлении;

5) минимальное количество смены компоновок низа бурильной колонны КНБК и обеспечение по возможности полной отработки долот.

Допустимая интенсивность пространственного искривления по интервалам профиля в соответствии с существующими требованиями не должна превышать: 1,5º на 10 метров в интервале набора проектных параметров кривизны.

А так же 3º по зенитному углу и 4º по азимутальному углу на 100 метров длины ствола в интервале стабилизации.

Длина вертикального участка выбирается в зависимости от величины отклонения забоя скважины от вертикали из условия безопасной проводки скважин кустовым методом (т.е. из условия исключения пересечения стволов).

Набор угла наклона ствола будет производиться с открытого ствола скважины с глубины 1800 метров. Исходя из практики наклонно-направленных скважин и выше приведенных требований к их параметрам (угол наклона ствола в интервале установки насоса не должен превышать 20º, интенсивность искривления, наличие в разрезе соленых пластов) наиболее приемлемых для наклонно-направленных скважин считается пятиинтервальный профиль. Для реализации такого профиля потребуется минимум КНБК и, как следствие, меньшее количество долблений.

Пятиинтервальный профиль включает:

1. Вертикальный участок
2. Интервал набора параметров кривизны
3. Участок падения угла наклона ствола по траектории рассчитанной с учётом обеспечения прохождения соленосной толщи ангарской свиты с минимально возможным углом наклона ствола
4. Интервал набора зенитного угла
5. Участок падения угла наклона ствола по расчётной траектории до проектной глубины, то есть S-образный с тангенциальным участком.

Таблица 2.1 – Профиль скважины

по вертикали			Зенитный угол в градусах			Интенсивность за 10 м	Смещение в метрах		Удлинение		Глубина по стволу
от	до	всего	в начале	в конце	Средний		интервал	всего	интервал	всего	
1800	1940	140	0	21	10,5	1,47	25,95	26,10	3,18	3,18	1943,18
1940	2480	540	21	16	18,5	0,09	180,68	206,79	29,61	32,79	2512,79
2480	2600	120	16	15	15,5	0,08	33,28	240,06	4,53	37,32	2637,32
2600	2706	106	15	14	14,5	0,09	27,41	267,48	3,49	40,81	2746,81
2706	2726	20	14	6	10,0	3,94	3,53	271	0,33	41,14	2767,14

План –программа на проводку наклонно-направленной скважины №632.

Назначение скважины — Эксплуатационная

Проектный горизонт — Ярактинская пачка мотской свиты

Радиус круга допуска — 50м

Магнитный азимут — 232º

Магнитное склонение — 3,02º

Смещение — 280м

Глубина забуривания наклонно-направленного ствола — 1800м

Альтитуда ротора — 559,9м

2.2 Проектирование скважины

Выбор конструкции скважины следует производить по требованиям, обеспечивающим:

1) безусловное доведение скважины до проектной глубины;

2) осуществление заданных способов вскрытия продуктивных горизонтов и методов их эксплуатации;

3) предотвращение осложнений в процессе бурения и создание условий, позволяющих полностью использовать потенциальные возможности техники и технологических процессов;

4) минимум затрат на строительство скважины как законченного объекта.

Спроектировать конструкцию скважины - это значит определить:

1) выбрать метод вхождения в продуктивную залежь;

2) необходимое для условий данного участка количество обсадных колонн, размеры этих колонн;

3) диаметр долот для бурения ствола под каждую колонну;

4) положение верхней и нижней границ интервалов цементирования.

Обоснование числа спускаемых обсадных колонн.

Количество обсадных колонн, необходимых для обеспечения перечисленных требований, проектируется, исходя из несовместимости условий бурения отдельных интервалов скважины.

Под несовместимостью условий бурения понимается такое их сочетание, при котором заданные параметры технологических процессов бурения нижележащего интервала скважины вызовут осложнения в пробуренном вышележащем интервале, если последний не закреплен обсадной колонной, а проведение дополнительных специальных технологических мероприятий по предотвращению этих осложнений невозможно.

Для выяснения зон с несовместимыми условиями бурения необходимо построить совмещенный график давлений.

Расчет коэффициента аномальности K_a и коэффициента гидроразрыва $K_{гр}$:

$$K_a = \frac{P_{пл}}{\rho_в \cdot g \cdot L}, \quad (2.1)$$

$$K_{гр} = \frac{P_{погл}}{\rho_в \cdot g \cdot L}, \quad (2.2)$$

где $P_{пл}$, $P_{погл}$- соответственно пластовое(поровое) давление и давление поглощения, Па;

$\rho_в$-плотность воды, кг/м^3;

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

L - глубина пласта, м.

Определим коэффициент аномальности K_a и коэффициент гидроразрыва $K_{гр}$ для различных глубин по формулам(2.1, 2.2): при L=242 м.

$$K_a = \frac{2,13 \cdot 10^6}{1000 \cdot 9,81 \cdot 242} = 0,89 \qquad K_{гр} = \frac{4,22 \cdot 10^6}{1000 \cdot 9,81 \cdot 242} = 1,77$$

Таблица 2.2 - Коэффициенты аномальности и гидроразрыва

Свита	Коэффициент	
	аномальности	Гидроразрыва
Чертовская	0,86	1,89
Верхоленская	1,02	1,79
Литвинцевская	1,01	1,94
Ангарская свита	0,95	1,82
Булайская	0,79	1,52
Усольская	0,87	1,71
Мотская верхняя подсвита	0,94	1,85
Мотская нижняя подсвита	1,01	1,78

На основании таблицы 2.2 строим график изменений пластового (порового) давления и давления гидроразрыва. Число обсадных колонн и глубина спуска определяются на основании графика совмещенных давлений, т.е. на основании совместимости отдельных зон с учетом геолого-технических условий.

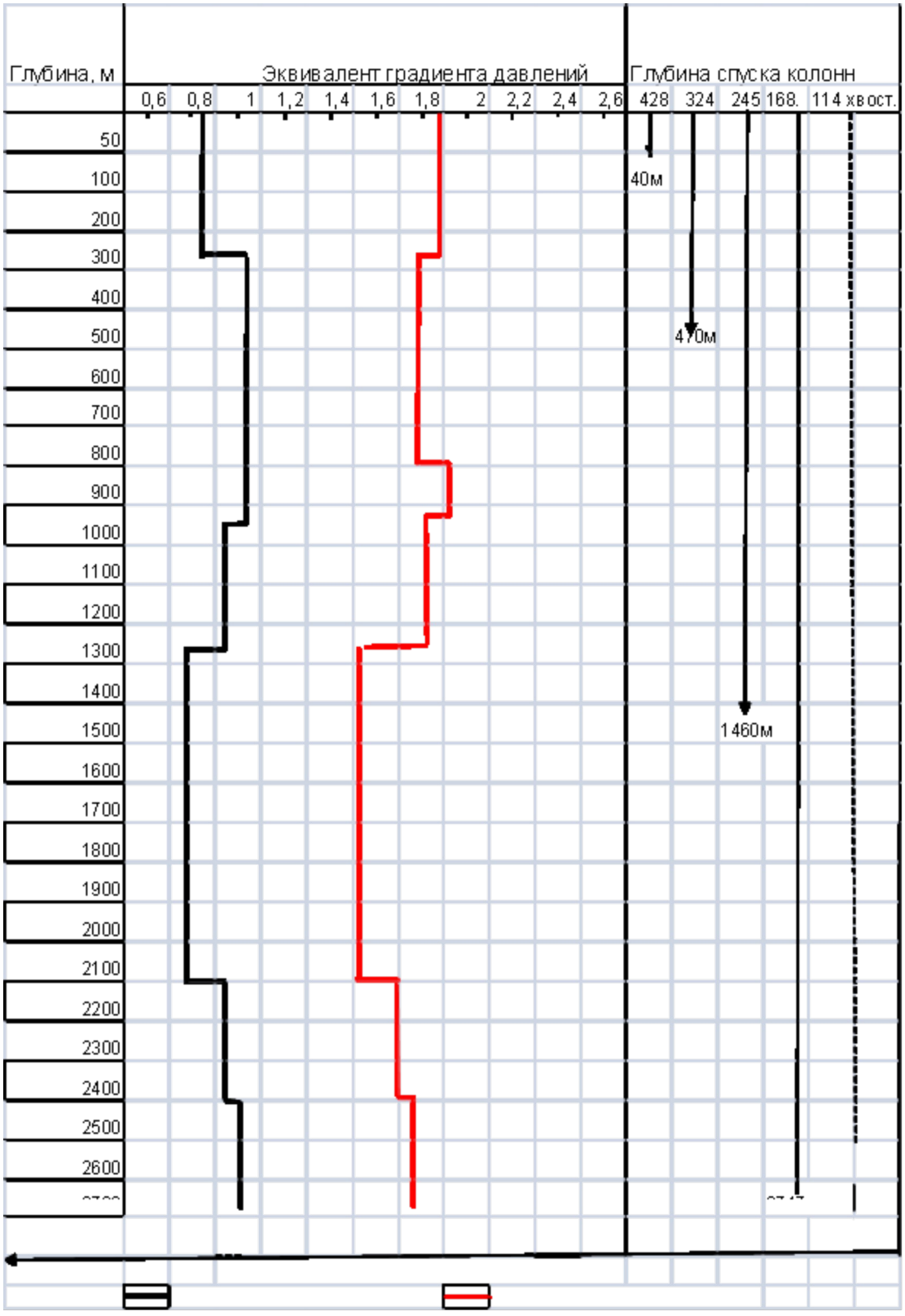


Рисунок 2.1 - Совмещенный график безразмерных давлений

Как видно из графика совмещенных давлений, выделяются три зоны совместимых условий бурения, т.е. конструкция скважины должна включать три обсадные колонны, без учета направления.

Глубина спуска и характеристики обсадных колонн представлена в таблице 2.3.

Примечание к таблице 2.3:

1.Интервалы установки обсадных колонн уточняются по фактическим условиям бурения и данным промыслово-геофизических исследований.

2.При наличии в разрезе высокопроницаемых пластов, склонных к поглощению бурового раствора или размыва солей, провести: ГИС, с целью определения места поглощения, произвести закачку ВУС (вязкоупругой смеси) и установить цементный мост в этом интервале.

Характеристика раздельно спускаемых частей обсадных колонн представлена в таблице 2.4.

Примечание к таблице 2.4:

1. Интервалы установки обсадных колонн уточняются по фактическим условиям бурения и ГИС.

2. В случае эксплуатации газлифтом применять для эксплуатации.

Таблица 2.3 – Глубина спуска и характеристики обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны (направление,	Интервал по стволу скважины (установка колонны или открытый ствол), м		Номинальный диаметр ствола скважины (долота) в интервале, мм	Расстояние от устья до уровня подъема тампонажного раствора за колонной, м	Количество раздельно спускаемой частей колонны, шт.	Номер раздельно спускаемой части в порядке спуска	Интервал установки раздельно спускаемой части, м		
		от (верх)	до (низ)					от (верх)	до (низ)	Необходимость (причина) спуска колонны (в т.ч. в один прием или секциями), установки надставки или поворота секции
1	Направление	0	40	490	0	1	1	0	40	Перекрытие зон поглощения и неустойчивых пород, предохранение устья скважины от размыва.
2	Кондуктор	0	470	393,7	0	1	1	0	470	Перекрытие верхних интервала залегания неустойчивых пород илгинской свит и водоносных горизонтов хозяйственно-питьевого назначения.
3	Техническая колонна	0	1460	295,3	0	1	1	0	1460	Перекрытие соленосных толщ ангарской свиты с установкой башмака в отложения булайской свиты.
4	Эксплуатационная колонна	0	2747	215,9	0	1	1	0	2747	Разобщение пластов, извлечение нефти на поверхность или закачка воды в пласт для ППД.
5	Хвостовик	2747	2767	142.9	-	1	1	2747	2767	Предупреждения потери ствола и попадания механических примесей в глубинно-насосное оборудование.

Таблица 2.4 – Характеристика раздельно спускаемых частей обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска	Номер в порядке спуска	Количество диаметров, шт.	Номер одноразмерной части в порядке спуска	Наружный диаметр, мм	Интервал установки одноразмерной части,м		Ограничение на толщину стенки не более, мм	Соединения обсадных труб в каждой одноразмерной части					
					от (верх)	до (низ)		Количество типов соединений, шт.	Номер в порядке спуска	Условный код типа соединения	Максимальный наружный диаметр соединения, мм	Интервал установки труб с заданным типом соединения, м	
												от (верх)	до (низ
Направление	1	1	1	425,5	0	40	10	1	1	НОРМКБ	451	0	40
Кондуктор	1	1	1	323,9	0	470	9,5	1	1	ОТТМА	351	0	470
Промежуточная	1	1	1	244,5	0	1460	8,9	1	1	ОТТМ («Батресс»)	270	0	1460
Эксплуатационная	1	1	1	168,3	0	2747	8,9	1	1	ОТТМ («Батресс») или ОТТГ	188	0	2747
Хвостовик	1	1	1	114,3	2747	2767	7,4	1	1	ОТТМ	114	2747	2767

3 Технология процесса бурения скважины

3.1 Выбор способа бурения

При принятии решения о способе бурения в качестве исходной информации используются такие данные, как профиль ствола скважины, геологическое строение разреза скважины, тип и диаметр бурового раствора и породоразрушающего инструмента.

В настоящее время глубокие нефтяные скважины бурят вращательным способом с передачей вращения долоту с устья скважины от ротора через колонну бурильных труб или с передачей вращения долоту непосредственно от гидравлического (турбобура, винтового забойного двигателя (ВЗД)) или электрического забойного двигателя – электробура.

Винтовой забойный двигатель (ВЗД) один из самых распространенных видов оборудования для привода буровых долот. Распространенность данного типа двигателей объясняется рядом преимуществ перед другими способами привода долот. Но при всех своих достоинствах он имеет существенный недостаток – быстрый износ двигательной секции. Отсутствие цеха по обслуживанию забойных двигателей приводит к тому, что следует искать альтернативу.

Оборудование - роторная управляемая система, в которой все внешние элементы вращаются, позволяет увеличить скорость проходки, поскольку в системе отсутствуют покоящиеся элементы, создающие силы трения, уменьшающие эффективность бурения и тормозящие КНБК на забое. Вынос шлама происходит эффективней, так как нет заужений затрубного пространства.

3.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Расчет диаметров обсадных колонн и буровых долот.

Диаметр эксплуатационной колонны выбирается исходя из ожидаемого суммарного дебита жидкости на разных стадиях эксплуатации. Для данной скважины при ориентировочном дебите больше 200м^3/сутки диаметр колонны принимается равным 168 мм. Этот диаметр будет являться исходным для расчета последующих обсадных колонн.

Диаметр долота для бурения под эту колонну должен превышать размер наиболее допущенной части этой колонны, т.е. муфты:

$$D_{доп}=D_{муф}+\delta \qquad (3.1)$$

где D-диаметр муфты;

δ-разность диаметров между стенками скважины и муфтами обсадных колонн.

Наружные диаметры обсадных колонн и диаметр муфт для них принимаются из стандартного ряда по ГОСТ-632-80.

Для обсадной колонны диаметром 168 мм рассчитывается:

$D_д$ = 188 +25=213 мм

Подбирается долото диаметром 215.9 мм.

Внутренний диаметр вышерасположенной обсадной колонны подбирается исходя их условия прохождения в ней долота, выбранного для бурения под эксплуатационную колонну

$$D_к = D_{экс} + 2\delta \quad (3.2)$$

где δ – необходимый радиальный зазор для свободного прохода через предыдущую колонну. Обычно 2-4 мм

$D_к$ = 215.9+ 2·4=223.9

Наружный диаметр вышерасположенной обсадной колонны

$D_к$ =223.9 + 2δ

где δ - толщина стенки обсадной колонны. Среднее значение рекомендуется принимать δ = 10 мм

$D_к$ = 223.9+ 2·10 = 243.9

Подбирается обсадная колонна диаметром 245 мм. Диаметры следующих обсадных колонн подбираются аналогично. При этом в формулу вместо $D_м$ эксплутационной колонны подставляются данные по $D_м$ рассчитанной промежуточной колонны

$D_д$ = 270 + 30 = 300 мм

Подбирается долото диаметром 295.3 мм

$D_к$ = 295.3 + 2·4 = 303.3 мм

$D_к$ = 303.3 + 2·10 = 323.3 мм

Подбирается колонна диаметром 324 мм.

Кондуктор рассчитывается

$D_д$ = 351+ 45 = 396 мм

Подбирается долото диаметром 393.7 мм

$D_к$ = 393.7 + 2·4 = 401.7 мм

$D_к$ = 401.7 + 2·10 = 421.7 мм

Подбирается колонна диаметром 426 мм

$D_д$ = 451 + 50 = 501 мм

Подбираем долото диаметром 490 мм

Направление: глубина спуска - 40 метров. Спускается с целью крепления неустойчивых четвертичных отложений и предупреждения грифонообразования. Цементируется до устья.

Кондуктор. Глубина спуска 470 метров. Спускается в устойчивые глины верхнеленских отложений для перекрытия зон сильных поглощений и предупреждения загрязнения водных горизонтов, а также для герметизации устья противовыбросовым оборудованием. Цементируется до устья.

Промежуточная колонна. Глубина спуска 1460 метров. Спускается в булайскую свиту с целью перекрытия солевых отложений ангарской и литвинцевских свит, склонных к поглощениям, кавернообразованиям и нефтегазопроявлениям в осинском горизонте. Колонна цементируется до устья. Устье герметизируется противовыбросовым оборудованием.

Эксплуатационная колонна. Глубина спуска 2747 метров. Спускается с целью разобщения вскрытых отложений и испытания намеченных объектов на продуктивность. Колонна цементируется до устья.

Таблица 3.1-Конструкция скважины

Интервал установки по стволу, м	Наименование обсадной колонны	Диаметр колонны, мм	Наружный диаметр соединения, мм	Диаметр долота, мм
0 - 40	Направление	426	451	490
0 - 470	Кондуктор	324	351	393,7
0 - 1460	Техническая	245	270	295,3
0 - 2747	Эксплуатационная	168	188	215,9
2747 -2767	Хвостовик	114	123,8	142.9

Таблица 3.2 – Нормы времени на механическое бурение и проходки на долото

Наименование свит и горизонтов	№ норм пачек	Тип и размер долот	Вид работ	Способ бурения	Проходка на долото	Норма бурения 1 м. час/м
1	2	3	4	5	6	7
Четвертичные	I	III490-С-ЦВ	Бурение	Ротор	40	8.0
Ордовик.макар.	II	Ш394-7STAS-187G	Бурение	Ротор	150	7.0
Ордовик.макар.	II	Ш394-7STAS-187G	Бурение	Турб-й	30	2.7
Ордовик.м акар.	II	Ш394-7STAS-187G	Бурение	Ротор	42	3.2
Ордовик.плгми.	III	Ш394-7STAS-187G	Бурение	Турб-й	30	2.7
Верхоленская	IV	Ш394-7STAS-187G	Бурение	Турб-й	45	6.0
Верхоленская	IV	Ш394-7STAS-187G	Бурение	Ротор	165	2.7
Литвинцев-ая	V	III295/ET53AKPR	Бурение	Турб-й	60	2.5
Литвинцев-я	V	III295/ET53AKPR	Бурение	Ротор	99	2.5
Ангарская.вер	VI	III295/ET53AKPR	Бурение	Ротор	105	2.5
Ангарская вер	VI	III295/ET53AKPR	Бурение	Турб-й	64	2.5
Ангар-ая.ниж	VI	III295/ET53AKPR	Бурение	Турб-й	50	2.5
Ангар-я ниж	VI	III295/ET53AKPR	Бурение	Турб-й	85	2.5
Булайская	VII-VIII	III215.9ET61AKPR	Бурение	Турб-й	32	1.0
Булайская	VII-VIII	III215.9ET61AKPR	Бурение	Турб-й	55	1.0
Бепьскя .в/б	II	III215.9ET61AKPR	Бурение	Турб-й	160	2.0
Бельская.в/б	II	III215.9ET61AKPR	Бурение	Турб-й	160	2.0
Бельскя .н-ср	IX	III215.9ET61AKPR	Бурение	Ротор	83	2.0
Бельская.н-ср	IX	III215.9ET61AKPR	Бурение	Турб-й	83	2.0
Усольс-я част.	II	III215.9ET73AKPR	Бурение	Турб-й	210	1.0
Осинский гор.	X	III215.9ET73AKPR	Бурение	Турб-й	90	1.0
Усоль-ся(под-осинская част.	II	III215.9ET73AKPR	Бурение	Турб-й	210	1.0

Окончание таблицы 3.2

1	2	3	4	5	6	7
Мотская(всрх)	XI	III215.9ET73AKPR	Бурение	Турб-й	45	1.0
Мотская(сред)	XI	III215.9ET73AKPR	Бурение	Турб-й	36	1.0
Мотская(нижняя)-яракт.п.	XII	К138/80С3	Отбор керна	Турб-й	6	1.0
Мотская(нижняя)-ярак.п .	XII	Ш142.9SL61AKPR	Расширение и бурение	Турб-й	45	1.0

3.3 Расчет параметров режима бурения

Расчет осевой нагрузки на долото.

Осевая нагрузка как режимный параметр бурения, обеспечивает внедрение элементов долота в горную породу. Естественно, что с увеличением осевой нагрузки на долото увеличивается и эффективность разрушения породы. Но необходимо отметить, что при увеличении нагрузки скорость проходки растет до определенного предела и дойдя до максимального своего значения снижается. Следовательно, существует критическое значение осевой нагрузки, превышение которого нерационально. Необходимо выбрать оптимальное значение осевой нагрузки. Расчет ведется по методике.

Расчет осевой нагрузки, обеспечивающей объемное разрушение горной породы производится по формуле:

$$G_{ос} = 0{,}75 \cdot Д_д \cdot Р_Ш, \qquad (3.3)$$

где $Д_д$ – диаметр долота, м;

$Р_Ш$ – твердость породы по штампу, кгс/мм^2.

Для интервала:

0 – 40 м $G_{ос}$= 0,75·0,49·15 = 5,5 т

40 – 663 м $G_{ос}$ = 0,75·0,394·25 = 7,4 т

663 – 1344 м $G_{ос}$= 0,75·0,295·100 = 14,4 т

1344 – 2514 м $G_{ос}$= 0,75·0,2159·100 = 18,6 т

2514 – 2747м $G_{ос}$= 0,75·0,138·150 = 17 т

2747 – 2767 м $G_{ос}$= 0,75·0,144·400 = 24 т

Определяется осевая нагрузка по удельной нагрузке на 1см диаметра долота:

$$G_{ос} = q \cdot Д, \qquad (3.4)$$

где q – удельная нагрузка на 1см долота, кгс/см;

Д – диаметр долота, м;

Удельная нагрузка на 1см диаметра долота кгс/см, для пород типа М, q = до 200 кгс/см; для пород МС q = 200·400 кгс/см; для пород типа С q = 400·600 кгс/см;

Учитывая проведенные расчеты, получаем в интервале:

0 – 40 м (М) $G_{ос}$=0,49·15 = 7,4 т

40 – 663 м (СТ) $G_{ос}$ = 0,394·60 = 13,4 т

663 – 1344 м (КТ) $G_{ос}$=0,295·80 = 13,6 т

1344 – 2514 м (К) $G_{ос}$=0,2159·80 = 17,6 т

2514-2747 м (ТК) $G_{ос}$=0,138·80 = 11 т

2747-2767 м (ОК) $G_{ос}$=0,144 ·100 = 14,4 т

Необходимо также учитывать, что расчетное значение осевой нагрузки не должно превышать допустимую нагрузку на долото (по паспорту).

Поэтому сравниваем расчетные значения с допустимыми, при этом принятое значение не должно превышать 80 % от допустимой нагрузки:

$$G_{ос} \leq 0.8 \cdot G_{ос.доп.}, \quad (3.5)$$

Для долота 490 С-ЦВ имеем $G_{ос.доп}$= 0.55мН.

0,074≤0,8·0,55

0,074≤0,44, следовательно условие выполняется.

Для долота 394-7 STAS-187G имеем $G_{ос.доп.}$= 0.45 мН

0,234≤0,8·0,45

0,234≤0,36, условие выполняется.

Для долота 295.3 ET53AKPR имеем $G_{ос.доп.}$= 0,4 мН.

0,236≤0,8·0,4

0,236≤0,32, условие выполняется.

Для долота 215.9 ET61AKPR имеем $G_{ос.доп.}$= 0,4 мН.

0,176≤0,4·0,8

0,176≤0,32, условие выполняется.

Для долота К 138/80 С3 имеем $G_{ос.доп.}$= 0,3 мН.

0,11≤0,3·0,8

0,11< 0,24, условие выполняется.

Для долота 215.9ET73AKPR имеем $G_{ос.доп.}$= 0.45 мН

0,234≤0,8·0,45

0,11≤0,24, условие выполняется.

Для долота 142.9SL61AKPR имеем $G_{ос.доп.}$= 0,35 мН.

0,144≤0,35·0,8

0,144≤0,28, условие выполняется.

Принятые осевые нагрузки с учетом всех условий и расчетов приведены в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Осевые нагрузки

Интервал, м	0–40	40–663	663–1344	1344–2514	2514-2747	2747-2767
Осевая нагрузка, т	7.4	13,4	13,6	17,6	11	14,4

Частота вращения. Частоту вращения находят исходя из постоянства мощности привода ротора

$$П=P_{max.уд} \cdot D_д \cdot n_{min} \quad (3.6)$$

где $P_{max.уд}$ – максимальная рекомендуемая удельная нагрузка на 1см долота в МН/см,

$D_д$ – диаметр долота

n_{min} – минимальная частота вращения ротора (БУ-3000ЭУК-2М=34об\мин)

П= 0,004·0,490·34=66 об/мин

Расход промывочной жидкости. Расход промывочной жидкости определяется исходя из скорости восходящего потока по формуле

$$Q=\eta \cdot \pi/4 \cdot (D^2_{скв} – d^2_{бт}) \cdot V_{вп} \quad (3.7)$$

где Q – расход промывочной жидкости

$d_{бт}$ – диаметр бурильных труб в м

$D_{скв}$ – диаметр скважины в м

η – коэффициент учитывающий увеличение диаметра скважины для мягких пород – 1,3; для крепких – 1,05

$V_{вп}$ – скорость восходящего потока для мягких пород – 1,5м/с; для крепких – 0,6-0,8 м/с; для очень крепких – 0,4м/с.

$Q=1,3 \cdot 0,785 \cdot (0,490^2 – 0,127^2) \cdot 1,5=0,34$ м^3/с

Частота вращения

$$N=P_{max.уд} \cdot D_д \cdot n_{min} \quad (3.8)$$

N= 0,007·0,3937·34=93 об/мин

Расход промывочной жидкости

$$Q= \eta \cdot \pi/4 \cdot (D^2_{скв} – d^2_{бт}) \cdot V_{вп} \quad (3.9)$$

$Q= 1,05 \cdot 0,785 \cdot (0,3937^2 – 0,127^2) \cdot 0,6 =0,068$м^3/с

Бурение под техническую колонну 245мм в интервале от 470 до 1460м предусматривается турбинным способом, винтовым забойным двигателем Д1-240 долотом диаметром 295,3мм.

Расход промывочной жидкости определяется исходя из механических свойств горных пород и площади кольцевого пространства между бурильными трубами и стенками скважины.

$Q= 1,05 \cdot 0,785 \cdot (0,2953^2 – 0,127^2) \cdot 0,4 =0,024$м^3/с$=24$дм^3/с

Частота вращения. Для расчёта частоты вращения используется методика учитывающая реальные значения расхода промывочной жидкости и параметров забойного двигателя.

Частота вращения для турбинного бурения определяется по формуле:

$$n = n_{xc} \cdot \left(1 - \frac{M_{y\partial} \cdot P_{\partial}}{M_m}\right) \quad (3.10)$$

где n_x – частота вращения при холостом ходе турбобура мин$^{-1}$

$M_{уд}$ –удельный момент на долоте Нм/кН

$M_т$ – тормозной момент турбобура

Величина n_x и $M_т$ определяются с учетом фактических характеристик для данного интервала бурения расхода и плотности промывочной жидкости.

$$n_x = n_{xc} \cdot (Q \backslash Q_c) \quad (3.11)$$

$$M_т = M_{тс} \frac{PQ^2}{P_c Q_c^2} \quad (3.12)$$

где Q и P – фактический расход промывочной жидкости и её плотности

Q_c – 34 дм^3/с, P_c- 1,2г/см^3, n_{xc}=900 мин$^{-1}$

$M_{тс}$-6640 Н·м

n_x =900· (24/34)=635,2 мин$^{-1}$

$M_т$=2,848 Нм

$$n = n_{xc} \cdot \left(1 - \frac{M_{y\partial} \cdot P_{\partial}}{M_m}\right) \quad (3.13)$$

$$n = 635,2 \cdot \left(1 - \frac{4,7 \cdot 190}{2848}\right) = 110 \ мин^{-1}$$

Бурение под эксплуатационную колонну в интервале 1460м-2747м диаметром 168 мм так же предусматривается турбинным способом винтовым забойным двигателем ДРУ-172РС и долотом диаметром 215,9 мм.

Расход промывочной жидкости определяется исходя из механических свойств горных пород и площади кольцевого пространства между бурильными трубами и стенками скважины.

Q= 1,05·0,785·(0,2159^2 – 0,127^2)·0,6 =0,022м^3/с=22дм^3/с

Частота вращения

$$n_x = n_{xc} \cdot (Q \backslash Q_c) \quad (3.14)$$

Q_c – 24 дм^3/с, P_c- 1,2г/см^3, n_{xc}=1060 мин$^{-1}$

$M_{тс}$-3630 Нм

$M_т = M_{тс} \frac{PQ^2}{P_c Q_c^2}$, P=$P_c$=1,2

n_x= 1060·(22/24)=970 мин$^{-1}$

$M_т$=3630·(22^2/24^2)=3040Нм

n = 970·(1-(3,4·132)/3040)=143мин$^{-1}$

Бурение под хвостовик диаметром 114мм в интервале от 2747-2767м так же предусматривается турбинным способом винтовым забойным двигателем ДР-127 долото диаметр 142,9 мм.

Расход промывочной жидкости.

$Q= \eta \cdot \pi/4 \cdot (D^2_{скв} – d^2_{бт}) \cdot V_{вп}$

$Q= 1,05 \cdot 0,785 \cdot (0,1429^2 – 0,089^2) \cdot 1,3 = 0,013 м^3/с = 13 дм^3/с$

Частота вращения

$$n_x = n_{xc} \cdot \frac{Q}{Q_c}$$

Q_c – 15 $дм^3/с$, P_c- 1,2$г/см^3$, n_{xc}=154,91 $мин^{-1}$

$M_{тс}$-700 Нм, P=1,04

$n_x= 154,91 \cdot (13/15)=134,2$ $мин^{-1}$

$$M_m = 700 \cdot \left(\frac{1,05 \cdot 13^2}{1,22 \cdot 15^2} \right) = 447,3 \text{ Нм}$$

$$n = 134,2 \cdot \left(1 - \frac{2,4 \cdot 5,8}{546,3} \right) = 130 \text{ мин}^{-1}$$

3.4 Бурение наклонных скважин

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:

1) при бурении в обход осложненных зон горных пород; при бурении под недоступные или занятые различными объектами участки земной поверхности;

2) при глушении открытых фонтанов;

3) при вскрытии крутопадающих пластов и т.д.

Первоочередными объектами использования направленных скважин являются:

1) морские месторождения углеводородов;

2) месторождения на территории с ограниченной возможностью ведения буровых работ;

3) залежи высоковязких нефтей при естественном режиме фильтрации;

4) низкопроницаемые пласты-коллекторы малой мощности;

5) карбонатные коллекторы с вертикальной трещиноватостью;

6) переслаивающиеся залежи нефти и газа;

7) 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 позиции 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.

При строительстве наклонно-направленной скважины № 632 проектом предусматривается применение телесистемы с кабельным каналом связи типа «ЭТО-2М» Система предназначена для передачи информации о зенитном угле и направлении действия отклонителя забойной компоновки по отношению к апсидальной плоскости скважины по 3-х жильному каротажному кабелю. Для контроля азимутов применяется гироскоп совместно с магнитным инклинометром.

Техническая характеристика телесистемы « ЭТО-2М»

Габаритные размеры забойного модуля в сборе:

Длина – 700 мм

Диаметр наружный – 36 мм

Измеряемые параметры и погрешности:

Зенитный угол 0-95 (± 0.5)г

Отклонитель ± 180 (± 2)

Температура:

Для забоя - 120°С

Для наземной части ± 50°С

Компоновка телесистемы:

1) квадратная ведущая труба;
2) переводник кабельный УВК;
3) 3-х жильный геофизический кабель;
4) бурильная труба;
5) зонд измерительный;
6) переводник ориентирующий типа ОП;
7) немагнитное УБТ;
8) винтовой забойный двигатель.

На Ярактинской площади проектом предусматривается строительство куста номер 15 из 9 скважин (включая №44) расположение устья скважин через 16 метров, а забои скважин по сетке 500 м на 500 м.

В основные составляющие телесистемы входят:

1) забойный модуль;
2) переключатель с ТНБ на ЦНБ с контролем утечки жил кабеля;
3) технологический наземный блок ТНБ;
4) цифровой наземный блок (ЦНБ).

Также телесистемой предусматривается проведение гамма-каротажа при наборе параметров кривизны. Визуальный контроль за положением отклонителя непосредственно на столе ротора буровой. Возможность извлечения телесистемы при аварийных ситуациях. Возможность вращения

бурильного инструмента во время бурения при наличии телесистемы в компоновке. Надежный контакт при работе с телесистемой. Материал обмотки кабеля гибкий и прочный минимально подвергается коррозии в любых буровых растворах.

3.5 Бурение скважин кустами

Кустом скважин называется такое их расположение, когда устья находятся вблизи друг друга на одной технологической площадке, а забои скважин - в узлах сетки разработки залежи.

В настоящее время большинство эксплуатационных скважин бурится кустовым способом. Это объясняется тем, что кустовое разбуривание месторождений позволяет значительно сократить размеры площадей, занимаемых бурящимися, а затем эксплуатационными скважинами, дорогами, линиями электропередач, трубопроводами.

Особое значение это преимущество приобретает при строительстве и эксплуатации скважин на плодородных землях, в заповедниках, в тундре, где нарушенный поверхностный слой земли восстанавливается через несколько десятилетий, на болотистых территориях, усложняющих и сильно удорожающих строительно-монтажные работы буровых и эксплуатационных объектов. Кустовое бурение также необходимо, когда требуется вскрыть залежи нефти под промышленными и гражданскими сооружениями, под дном рек и озёр, под шельфовой зоной с берега и эстакад.

Расположение скважин в кусте зависит от условий местности и предполагаемых средств связи куста с базой. Кусты, не связанные постоянными дорогами с базой, считаются локальными. В ряде случаев кусты могут быть базовыми, когда они расположены на транспортных магистралях. На локальных кустах скважины, как правило, располагают в форме веера во все стороны, что позволяет иметь на кусте максимальное количество скважин.

3.6 Технология и технические средства бурения с отбором керна

Интервал отбора керна 2747-2767 м. Отбор ведется керноприемником КИМ 127/80 длинна приема породы 8 м, бурение производится забойным двигателем ДР-127, буровая головка К138/80 С3, УБТ-120 .

3.7 Рациональная отработка долот

Рациональная отработка долот имеет большое техническое и экономическое значение. От степени рациональной отработки долот в большой степени зависит темп проводки скважины и себестоимость одного метра проходки.

Для оценки работы долот при бурении скважин пользуются следующими показателями:

1.Механическая скорость бурения, измеряется количеством метров проходимых долотом в течении часа работы на забое.

Механическая скорость бурения определяется по формуле:

$$\upsilon_м = h / t , \quad (3.15)$$

где $\upsilon_м$ – механическая скорость бурения, м/ч;

h – проходка, м;

t – время бурения, ч.

2.Рейсовая скорость бурения, измеряемая числом метров за один рейс, отнесенных к сумме времени: механического бурения, затраченного на подъем инструмента, замену долота, спуск инструмента и наращивание в процесс бурения.

Рейсовая скорость бурения рассчитывается по формуле:

$$\upsilon_р = h / (t + t_{спо}) , \quad (3.16)$$

где $\upsilon_р$ – рейсовая скорость проходки, м/ч;

$t_{спо}$ – время спуско-подъемных операций за один рейс, ч.

3.Время пребывания долота на забое.

4.Проходка за один рейс, м.

Обобщающим, комплексным критерием оценки эффективности работы шарошечного долота являются эксплуатационные затраты на один метр проходки, позволяющие учитывать не только проходку на долото за рейс и механическую скорость проходки, но и себестоимость одного часа работы буровой установки по затратам, зависящим от времени ее работы, а также стоимость долот.

$$C = [(t + t_{спо} + t_{пз}) \cdot C_в + C_д] \cdot h , \quad (3.17)$$

где С – эксплуатационные затраты на один метр проходки, руб;

$C_в$ – сметная стоимость одного часа работы буровой установки, руб;

$C_д$ – стоимость долота с районной надбавкой, руб;

$t_{пз}$- время подготовительно-заключительных работ за один рейс, ч.

При бурении проектируемой скважины рекомендуются следующие критерии рациональной отработки долот:

- достижения максимальной рейсовой скорости;

Наиболее подходящим критерием является рейсовая скорость, так как она учитывает все особенности процесса бурения.

Определение момента подъема долота.

В процессе бурения на ведущей трубе ставится метка и засекается время. По истечении этого времени ставится вторая метка, которая показывает, на какую глубину опустился квадрат. Затем процедура повторяется. Так

продолжается до тех пор, пока полученное значение не будет меньше предыдущего. После этого инструмент поднимают и производят замену долота.

3.8 Контроль параметров режима бурения

Контроль параметров режима бурения осуществляется непрерывно системой датчиков, показывающих и регистрирующих приборов. Контроль за $Р_д$ и постоянством подачи бурового инструмента производится с помощью гидравлического индикатора веса (ГИВ-6, ДЭВ), с помощью магнитоупругих датчиков давления. Сигнал поступает на самопищущие и показывающие приборы. Для измерения частоты вращения предназначен преобразователь частоты вращения ротора в электрический сигнал ПНР и измеритель частоты вращения ротора ИСР-1, входящий в комплекс Б-1. Расход бурового раствора контролируется расходомерами, вмонтированными на горизонтальном участке манифольда. Изменение количества циркулирующего бурового раствора регулируется уровнемерами в приемных емкостях. Все параметры выводятся на пульт управления бурильщика и главный пульт управления процессом бурения, где непрерывно ведется запись на диаграммных лентах. Контроль за проводкой скважин осуществляют ГТИ станцией.

4 Выбор типа и параметров буровых растворов

4.1 Приготовление и регулирование свойств буровых растворов

Основными требованиям к буровым раствором, используемым при бурении наклонно-направленных скважин являются:

1) высокая выносящая способность с целью наиболее полной очистки ствола от выбуренной породы;
2) хорошие смазывающие свойства с целью предупреждения прихвата;
3) предотвращение растворение солей и образование каверн при разбуривании соленосных отложений и сохранение устойчивости стенок скважины;
4) создание достаточного противодавления на продуктивный пласт с целью компенсации парового (пластового) давления;
5) минимальные отрицательные воздействия на коллекторные свойства продуктивного пласта.

При бурении под направление и кондуктор вскрываются отложения неустойчивых пород, рыхлых песков и песчаников. В связи с этим требуется решить основные проблемы:

1) укрепление стенок скважины;
2) увеличение выносящей способности бурового раствора.

При бурении под техническую колонну необходимо выполнять следующие требования:

1) предупреждение осыпей и обвалов в неустойчивых отложениях;
2) предупреждение поглощения и водопроявлений при прохождении отложений литвинцевской и ангарской свит;
3) предупреждение прихвата бурильного инструмента при прохождении через проницаемые пласты;
4) предупреждение кавернообразования в соленосных пластах.

При бурении под эксплуатационную колонну требуется решить следующие основные задачи:

1) предупреждение осыпей и обвалов неустойчивых отложений;
2) предупреждение поглощения раствора и водопроявлений при прохождении отложений бельской свитым
3) предупреждение прихвата бурильного инструмента при прохождении через проницаемые пласты бельской и усольской свит;
4) предупреждение кавернообразований в солевых отложениях;
5) сохранение коллекторских свойств продуктивного пласта Ярактинской пачки.

Характеристика промывочной жидкости промывочной жидкости проводится на основании представленных выше геологических условий проводки скважины исходя из условий вскрытия проектного разреза и согласно п 2.7.3.3 Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности.

Параметры и тип промывочной жидкости предусмотренные проектом представлены в таблице.

Расчет плотности бурового раствора.

Бурение под кондуктор:

- пластовое давление:

$$P_{пл} = Рпл \cdot L \quad (4.1)$$

$P_{пл}= 0,1 \cdot 470 = 47$ кгс/см^2

- превышение гидростатического давления над пластовым (суммарная репрессия):

$P_р = \Delta P = 0,1*47 = 4,7$ кгс/см^2

- плотность бурового раствора:

$$\rho_{бр} = (P_{пл} + P_р) / 0,1 \cdot L \quad (4.2)$$

$\rho_{бр} =(47 + 4,7) / (0,1 \cdot 470)= 1,1$ г/см^3.

В соответствии с п. 2.7.3.3 ПБ НГП, с целью предотвращения потери устойчивости ствола скважины, исходя из практического опыта бурения, плотность промывочной жидкости при бурении под кондуктор принята $\rho = 1,1$ г/см^3.

Бурение под техническую колонну:

- пластовое давление:

$P_{пл} = P_{пл}$ x L = 0,10 x 1460 = 146 кгс/см^2

- превышение гидростатического давления над пластовым (суммарная репрессия):

$P_р = \Delta P = 0,1$ x 146= 14,6 кгс/см^2

- плотность бурового раствора:

$\rho = (P_{пл} + P_р) / 0,1$ x L = (146 + 14,6) / 0,1 x 1460 = 1,11 г/см^3.

В соответствии с п. 2.7.3.3 ПБ НГП, с целью предотвращения потери устойчивости ствола скважины, исходя из практического опыта бурения, плотность промывочной жидкости при бурении под техническую колонну принята $\rho = 1,19–1,22$ г/см^3. При этом наибольшая плотность раствора должна соответствовать интервалу бурения галогенно-карбонатных пород ангарской свиты.

Бурение под эксплуатационную колонну:

- пластовое давление:

$P_{пл} = P_{пл} \cdot L = 0,100 \cdot 2747 = 274,7$ кгс/см^2

- превышение гидростатического давления над пластовым (суммарная репрессия):

$P_р = \Delta P = 0,1 \cdot 274,7 = 27,47$ кгс/см^2

- плотность бурового раствора:

$\rho = (P_{пл} + P_р) / 0,1 \cdot L = (274,7 + 27,47) /(0,1$ x 2747) = 1,11 г/см^3.

В соответствии с п.2.7.3.3 ПБ НГП, с целью предотвращения потери устойчивости ствола скважины, исходя из практического опыта бурения, плотность промывочной жидкости принята $\rho = 1,20$-1,22 г/см^3.

Бурение до проектной глубины после цементирования эксплуатационной колонны:

- пластовое давление:

$P_{пл} = P_{пл}$ x L = 0,095 x 2767 = 262,8 кгс/см^2

- превышение гидростатического давления над пластовым (суммарная репрессия)

$P_р = \Delta P$ = 0,1 x 262,8 = 26,8 кгс/см^2

- плотность бурового раствора:

$\rho = (P_{пл} + P_р) / 0,1$ x L = (262,8 + 26,8) / 0,1 x 2767 = 1,046 г/см^3.

Для расчета принимаем плотность бурового раствора – 1,04 – 1,06 г/см^3.

Параметры и тип промывочной жидкости, предусмотренные проектом представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 - Параметры промывочной жидкости

Интервалы бурения под	Тип промывочной жидкости	Плотность г/см^3	Вязкость г/см^3	СНС мгс/см^2	Фильтроотдача см^3/30мин	РН	Состав
Направление	Пресный глинистый раствор	1,1-1,12	30-40	10	7-8	7-8	Глинопорошок сода кальценированная, КМЦ, вода техническая
Кондуктор	Пресный глинистый раствор	1,1-1,2	25-30	0	5-6	6-7	Глинопорошок сода кальценированная,КМЦ, вода техническая
Техническая колонна	Минерализованный крахмальный раствор	1,22	25	0	7-8	6-7	Крахмальный реагент, соль, хлорид натрия, вода техническая
Эксплуатационная колонна	Биополимерный буровой раствор	1,04-1,05	25	15	15-18	8-9	Калий хлористый, КМЦ, биополимеры, бакцерицид, смазка, вода техническая, мел

Таблица 4.2 - Оборудование для приготовления и очистки бурового раствора

Название	Типоразмер или шифр	Кол-во	ГОСТ, ОСТ, ТУ и т.п. на изготовление	Интервал, м	
				от	до
Вибросито	СВС-2	2	ТУ39-01-08 416-78	0	2767
Глиномешалка	МГ2-4	1	ТУ39-01-396-78	0	2767
Дегазатор	ДВС-2	1	ТУ41-01-065-79	0	2767
Циркуляционная система	ЦСЗ-3000ЭУК-1	1	ТУ26-02-914-81	0	2767
Пескоотделитель	ПГ-45	1	ТУ26-02-950-82	0	2767
Илоотделитель	ИГ-45	1	ТУ24-08-662-72	250	2767
Шламовый насос	ВШН-150	1		0	40

4.2 Расчет гидравлической программы бурения

Потери напора при промывке скважины.

Определяем по расчетным таблицам, приведенным в гидравлические сопротивления (потери напора) при промывке скважины в процессе бурения в интервале:

0-40м

Потери давления в кольцевом пространстве при течении раствора между стенками скважины и УБТ:

диаметром 254мм - Р=0,02 МПа/100м=0,006 МПа/32м.

$Р_1$=0,006 МПа/32м.

Потери давления при течении раствора в УБТ:

диаметром 254мм - Р=0,13 МПа/100м=0,039 МПа/30м.

$Р_2$=0,039 МПа/32м.

Потери давления при течении раствора в шарошечном долоте – $Р_5$=0,25 МПа

Потери давления составляют $Р = Р_1 + Р_2$

Р = 0, 54МПа

40-470 м

Потери давлений в бурильных трубах (ТБПК-139,7),при подаче 41л/с $Р_1$=1,39 МПа/1000м=0,62 МПа/442м.

Потери давления в кольцевом пространстве при течение раствора между стенками скважины бурильными трубами - $Р_2$=0,1 МПа/1000м=0,0442 МПа/442м.

Потери давления в кольцевом пространстве при течении раствора между стенками скважины и УБТ:

диаметром 254мм - Р=0,01 МПа/100м=0,003 МПа/30м.

диаметром 219 мм- Р=0,01 МПа/100м=0,0016 МПа/16м.

диаметром 178 мм- Р=0,01 МПа/100м=0,0012 МПа/12м.

$Р_3$=0,0058 МПа/58м.

Потери давления при течении раствора в УБТ:

диаметром 254мм - Р=0,10 МПа/100м=0,03 МПа/30м.

диаметром 219 мм- Р=0,20 МПа/100м=0,032 МПа/16м.

диаметром 178 мм- Р=0,47 МПа/100м=0,0564 МПа/12м.

P_4= 0,1184 МПа/58м.

Потери давления при течении раствора в шарошечном долоте – P_5=0,23 МПа.

Потери давления составляют

$$P = P_1 + P_2 + P_3 + P_4 + P_5 \quad (4.3)$$

Р= 0,62+0,0442+0,0058+0,1184+0,23 = 1,02 МПа

470-1460 м

Потери давлений в бурильных трубах (ТБПВ-127),при подаче 23л/с - P_1=0,5 МПа/1000м=0,918 МПа/1836м.

Потери давления в кольцевом пространстве при течение раствора между стенками скважины бурильными трубами -P_2=0,1 МПа/1000м=0,18 МПа/1836м.

Потери давления в кольцевом пространстве при течении раствора между стенками скважины и УБТ:

диаметром 203 мм - Р=0,01МПа/100м=0,008 МПа/80м.

диаметром 178 мм - Р=0,01 МПа/100м=0,0084 МПа/84м

P_3=0,0164 МПа/164м

Потери давления при течении раствора в УБТ:

диаметром 203мм – Р=0,07 МПа/100м=0,056 МПа/80м

диаметром 178мм – Р = 0,12 МПа / 100 м = 0,1МПа/84м

P_4=0,15 МПа/164м.

Потери давления при течении раствора в гидромониторном долоте – P_5=2,3 МПа

Потери давления составляют $P = P_1 + P_2 + P_3 + P_4 + P_5$

Р= 0,918+0,18+0,0164+0,15+2,3= 3,56 МПа

1460 - 2747 м.

Потери давлений в бурильных трубах (ТБПВ-127),при подаче 17л/с - P_1=0,3 МПа/1000м=0,9036 МПа/2747м

Потери давления в кольцевом пространстве при течение раствора между стенками скважины бурильными трубами - P_2=0,15 МПа/1000м=0,4518 МПа/2747м.

Потери давления в кольцевом пространстве при течении раствора между стенками скважины и УБТ диаметром 178 мм

P_3=0,08 МПа/100м=0,1664 МПа/208м

Потери давления при течении раствора в УБТ диаметром 178 мм

P_4=0,07 МПа/100м= 0,14 МПа/208м

Потери давления при течении раствора в шарошечном долоте –P_5=2 МПа

Потери давления составляют $P = P_1 + P_2 + P_3 + P_4 + P_5$

Р= 0,9036+0,4518+0,1664+0,14+2 = 2,306 МПа

Результаты расчетов сведены в таблицу 4.3.

Таблица 4.3 - Потери давления при промывке скважины

Потери давления, МПа	Направление (0-40)	Кондуктор (40-470)	Техническая колонна (470-1460)	Эксплуатационная колонна (1460-2747)
СБТ	0,23	0,62	0,918	0,9036
УБТ	0,039	0,1184	0,15	0,14
Долото	0,25	0,23	2,3	2
К. п. УБТ	0,006	0,0058	0,0164	0,1664
К. п. СБТ необсаж.	0,0132	0,0442	0,18	0,4518
Итого	0,54	1,02	3,56	2,306

Производительность насоса или группы насосов должна быть равна или больше расчетной.

Полезная (гидравлическая) мощность насосов, необходимая для бурения каждого интервала скважины(в Вт), определяется из выражения:

$$N_H = Q_H \cdot p_{ні}, \quad (4.4)$$

где Q_H- подача насосов, $м^3/с$;

$p_{ні}$-давление насосов, МПа.

Мощность приводного двигателя насоса (в кВт):

$$N_o = N_H / \eta_{НА}, \quad (4.5)$$

где $\eta_{НА}$ – общий КПД насосного агрегата от двигателя до нагнетательной линии,

$\eta_{НА} = \eta_O \cdot \eta_Г \cdot \eta_М$;

где η_o=0,98-0,96-коэффициент объёмной подачи для исправного насоса;

$\eta_г$= 0,97-0,98-гидравлический КПД, оценивающий потери мощности в каналах входного и выходного коллектора, гидравлической коробке и клапанах;

$\eta_м$ = 0,80-0,87-механический КПД насоса при работе на полезной мощности.

Полезная (гидравлическая) мощность насосов, необходимая для прокачки бурового раствора при бурении, Вт:

под кондуктор

$N_H = 0{,}041 \cdot 1{,}02 \cdot 10^6 = 42 кВт$

под техническую колонну

$N_H = 0{,}0228 \cdot 3{,}56 \cdot 10^6 = 81{,}2 кВт$

под эксплуатационную колонну

$$N_H = 0{,}01756 \cdot 2{,}306 \cdot 10^6 = 40{,}5 кВт$$

Для заданных условий предусматриваем насос УНБ - 600 с полезной мощностью 500кВт и приводной 585кВт.

Бурение ведётся с запасом полезной мощности, для всех интервалов можно применять один насос. Мощность приводного двигателя насоса (в кВт):

$$N_o = 750 / 0{,}97 \cdot 0{,}97 \cdot 0{,}85 = 937{,}5 кВт$$

Проектом предусматривается применение двух насосов УНБ - 600.

5 Бурильная колонна

5.1 Выбор конструкции бурильной колонны

Диаметр бурильных труб, для бурения скважины определяется с учётом конструкции скважины, способа бурения, ожидаемых нагрузок на бурильную колонну, с учётом требований к соотношению диаметра бурильных труб, диаметра УБТ и долота.

Для бурения предусматривается применение стальных бурильных труб (ТБПВ). Отношение диаметра УБТ к диаметру долота должно составлять 0,75-0,85 (при роторном) для диаметров долот до 295,3 мм, и 0,65-0,75 для долот большего диаметра. Отношение диаметра бурильных труб к диаметру УБТ 0,55-0,75. Расчет бурильной колонны производится на допустимые нагрузки при роторном бурении с определением опасного сечения секции бурильных колонн, напряжений от растягивающих нагрузок, изгиба и внутреннего давления.

5.2 Расчёт бурильной колонны и КНБК

Расчёт УБТ сводится к определению их диаметра и длины. Диаметр УБТ определяется исходя из условий обеспечения наибольшей жесткости сечения в данных условиях бурения, а длину – исходя из нагрузки на долото.

Расчёт бурильной колонны

Интервал от 0 до 40м. По табличным данным принимаем диаметр первой секции УБТ равным 254мм. Поскольку $d_{б.т.}/d_y$=0,55< 0,7,то 1_y должно быть многоразмерной. Примем трехразмерную конструкцию 254·219·178мм. Для верхней секции удовлетворяется условие $d_{б.т.}/d_y$=0,78>0,7.

λ_1=0,5; q_1 =3,3;q_2=2,16;q_3=1,53кН/м

$$l_y=\frac{1,15\cdot\left(P_Д-G_T\right)}{\left[\lambda_1 q+\frac{1}{n_c-1}\left(1-\lambda_1\right)\left(q_2-q_3\right)k_1\cos\theta\right]} \qquad (5.1)$$

$$l_y=\frac{1,15\cdot 100}{\left[0,5\cdot 3,3+\frac{1}{3-1}\left(1-0,5\right)\left(2,16+1,53\right)\right]\cdot\left(1-\frac{1100}{7850}\right)\cdot 1}=38,33\ м$$

Длина каждой секции 1_1=0,5·38,33=19,16м с учётом фактической длины(6м) труб принимаем l_1=18м; $l_2=l_3=(l-l_1)/2$=(38,33-18)/2=10,165 .Учитывая длины труб принимаем УБТС-219 =8м, УБТС-178=12м.

Компоновка бурильной колонны:

1) долото диаметром 490 мм;
2) УБТС 2-254; l -18м;
3) УБТС 2-219; l-8м;
4) ТБВК-139,7; l-остальное

Интервал от 40-470 метров.

Обычно число секций многоразмерной конструкции УБТ $n_c \le 3$. Длина УБТ для одно, двух и трехразмерных конструкций рассчитывается по формуле

При роторном бурении

$$L_{убт} = \frac{1.15 \cdot (P_д - G_m)}{\left[\lambda_1 \cdot g_1 + \left(\frac{1}{n_c - 1}\right) \cdot (1 - \lambda_1) \cdot g_2\right] \cdot K_1} \quad (5.2)$$

где $P_д$ – максимальная нагрузка на долото – 250кН;

$g_1\, g_2 g_3$ – вес 1 метра УБТ;

n_c – число секций.

Соотношение диаметров бурильных труб расположенных над УБТ к диаметру УБТ

$d_{бт} / d_{убт} = 127/229 = 0,55 <$ следовательно колонна многоразмерная

K_1 – коэффициент учитывающий влияние бурового раствора на вес УБТ

$K_1 = (1 - \gamma_{бр} / \gamma_{ст})$

$\gamma_{бр}, \gamma_{ст}$ – удельный вес бурового раствора и стали.

$K_1 = (1 – 1050/7860) = 0,86$

$L_1 = \lambda_1 \cdot L$

λ_1 – коэффициент при осложненных условиях бурения от 0,4 -0,6

L_1, L_2, L_3 - длина 1,2,3 секции УБТ

$L_2 = L_3 = (l – l_1) / 2$

$g_1 = 2,68$ кНм – УБТС – 229мм

$g_2 = 2,1$ кНм – УБТС – 203мм

$g_3 = 1,53$ кНм – УБТС – 178мм

$$L_{убт} = \frac{1.15 \cdot 250}{\left[0,6 \cdot 2,68 + \left(\frac{1}{3-1}\right) \cdot (1 - 0,6) \cdot (2,1 + 1,53)\right] \cdot 0,86} = 130\ м$$

$n_c = 3$, то $L_1 = \lambda_1 \cdot L$

$L_1 = 0,6 \cdot 130 = 78$ УБТС-229мм

$L_2 = L_3 = (130-78)/2 = 26$м

УБТС – 203мм – 26м, УБТС – 178м – 26м

Вес колонны:

$Q_{убт} = 78 \cdot 2,68 \cdot 10^{-3} + 26 \cdot 2,1 \cdot 10^{-3} + 26 \cdot 1,53 \cdot 10^{-3} = 303,42 \cdot 10^{-3} = 0,303$ МН

Интервал от 470 – 1460м. С 470м и во всех последующих интервалах проектом предусматривается турбинный способ бурения.

Состав компоновки:

Долото – 295,3мм

Винтовой забойный двигатель – Д1-240мм

КЛС(калибратор линии скважины) – 2953мм

УБТ – 203 и 178мм

Длину УБТ при турбинном бурении определяем по формуле

$$L_{убт} = \frac{1.15 \cdot (P_д - G_m)}{\left[\lambda_1 \cdot g_1 + \left(\frac{1}{n_c - 1}\right) \cdot (1 - \lambda_1) \cdot g_2\right] \cdot K_1}$$

где $G_т$ – вес забойного двигателя в кН

K_1 – коэффициент учитывающий влияние бурового раствора на вес УБТ

$K_1 = (1- \gamma_{бр} / \gamma_{ст})$

$\gamma_{бр}$,$\gamma_{ст}$ – удельный вес бурового раствора и стали.

$K_1 = 1-(1050/7860)=0,86$

$$L_{убт}=\frac{1.15\cdot(280-17,46)}{\left[0,6\cdot 2,1+(\frac{1}{2-1})\cdot(1-0,6)\cdot 1,53\right]\cdot 0,86}=160\ м$$

$L_1 = 0,6 \cdot 160=90м=14шт$ – УБТ -203мм

160-90=60м=9шт УБТ – 178мм

Вес колонны

$Q_{убт} = 90 \cdot 2,1 \cdot 10^{-3} + 60 \cdot 1,53 \cdot 10^{-3}=0,28$ МН

Интервал от 1460 – 1800 м. В этом интервале проектом предусматривается бурение под эксплуатационную колонну.

Состав компоновки:

Долото – 215,9 мм

Винтовой забойный двигатель – ДРУ-172р

КЛС – 215,9 мм

УБТ – 178 мм

Определяем длину УБТ

$$L_{убт}=\frac{1,15\cdot(P_д-G_T)}{g_1\cdot K_1} \qquad (5.3)$$

$$L_{убт}=\frac{1,15\cdot(200-15,7)}{1,53\cdot 0,84}=164\ м$$

Вес колонны

$Q_{убт} = 164 \cdot 1,53 \cdot 10^{-3}= 0,250$ МН

Количество труб УБТ,где L=6.5м(одной скалки)=25шт

Интервал от 1800 – 2747м

С глубины забоя 1800м проектом предусматривается отклонение с зенитным углом 21°.

Состав компоновки:

Долото – 215,9мм

Переводник

Двигатель – ДРУ -172РС

Ориентировочный переводник

Немагнитное УБТ – НУБТ-172мм

Переводник

УБТС – 178мм

Определяем длину УБТ.

$$L_{убт}=\frac{1,15\cdot(P_д-G_T)}{g_1\cdot K_1\cdot\cos Q} \qquad (5.4)$$

где cosQ – зенитный угол отклонения.

$$L_{убт}=\frac{1,15\cdot(200-15,7)}{1,53\cdot0,84\cdot0,933}=170\ м$$

Вес колонны.

$Q_{убт}= 170 \cdot 1,53 \cdot 10^{-3}$=0,26МН

Количество труб УБТ,где L=6.5м=26шт

Допустимая глубина бурения.

Расчёт бурильных труб при турбинном бурении сводится к определению допускаемой длины колонны бурильных труб, а так же выбора группы прочности материала с учетом веса забойного двигателя, УБТ и давления промывочной жидкости.

По формуле определяем допустимую глубину спуска бурильных труб с одинаковой толщиной стенки и одной группой прочности материала.

$$L_{дол}=\frac{Q_p-K(Q_{убт}+G_д)(1-\frac{\lambda_{бр}}{\lambda_{ст}})-(P_д+P_т)*F_к}{Kg_{бт}(1-\frac{\lambda_{бр}}{\lambda_{ст}})} \qquad (5.5)$$

где $Q_{убт}$ – вес УБТ в МН

$G_д$ – вес забойного двигателя в МН

$P_д$ – перепад давления в долоте в МПа

$P_т$ – перепад давления в забойном двигателе в МПа=6:9

K – коэффициент 1,15

$g_{бт}$ – вес 1п.м. бурильных труб 127мм в МН(32кг=$31*10^{-5}$ МН)

$F_к$ – площадь сечения канала бурильных труб

$Q_р$ допускаемая растягивающая нагрузка для труб нижней секции

$$Q_р=\frac{G_T*F_{тр}}{n} \qquad (5.6)$$

где n – коэффициент запаса прочности=1.35

$G_т$ – предел текучести в МПа=1617МПа

$F_{тр}$ – площадь сечения бурильных труб в $м^2$ =33.4$см^2$

$$Q_р=\frac{550*33,4*10^{-4}}{1,35}=1,36$$

Принимаем секцию труб ТБПК диаметром 127мм с толщиной стенки 9,19 из материала прочности Е.

$$L_{дол}=\frac{1,36-1,15(0,26+0,007)(1-\frac{1220}{7860})-(2,1+7)*93,3*10^{-4}}{1,15*31*10^{-5}(1-\frac{1220}{7860})}=3400\ метров$$

Из данного расчёта видно, что допускаемая глубина спуска бурильных труб группы прочности Е немного больше проектной глубины скважины. Очевидно, что трубы с такой группой выбраны правильно.

Интервал от 2747 – 2767 м.

В этом интервале с глубины забоя 2747м проектом предусматривается бурение под хвостовик с зенитным углом отклонения 14°.

Состав компоновки:

Долото – 142,9мм

Ориентировочный переводник

Немагнитное-УБТ-НУБТ-127мм

Двигатель – ДР-127мм

Переводник

УБТ – 120мм

Определяем длину УБТ

$L_{убт} = \frac{1,15*(50-4,02)}{0,635*0,86*0,970} = 100\,м$

Определяем вес колонны

$Q_{убт} = 100 \cdot 0,635 \cdot 10^{-3} = 0,0635$ МН

Количество труб УБТ,где L=6,5м=15 шт

Допустимая глубина бурения.

В интервале от 2747 – 2767м бурение будет производиться бурильными трубами диаметром 89мм, поэтому допустимую глубину бурения определим по формуле:

$$L_{дол} = \frac{Q_p - K(Q_{убт} + G)(1 - \frac{\lambda_{бр}}{\lambda_{ст}}) - (P_д + P_т) * F_к}{Kg_{бт}(1 - \frac{\lambda_{бр}}{\lambda_{ст}})}, \qquad (5.7)$$

$Q_р = \frac{G_T * F_{тр}}{n}$

$Q_р = \frac{550*20,4*10^{-4}}{1,35} = 0,83\,МН$

$L_{дол} = \frac{0,83 - 1,15(0,062+0,0402)(1-\frac{1050}{7860}) - (1,5+7)*41,2*10^{-4}}{1,15*18,9*10^{-5}(1-\frac{1050}{7860})} = 3300\,метров$

Принимаем секцию труб ТБ 89 мм с толщиной стенки 8 мм из материала прочности Е.

Из данного расчёта видно, что допустимая глубина спуска бурильных труб немного больше проектной глубины скважины. Очевидно, что трубы с такой группой прочности выбраны правильно.

6 Крепление скважины

Диаметр эксплуатационной колонны выбирается исходя из ожидаемого суммарного дебита жидкости на разных стадиях эксплуатации. Для данной скважины при ориентировочном дебите больше 200 $м^3$/сутки диаметр колонны принимается равным 168 мм. Этот диаметр будет являться исходным для расчета последующих обсадных колонн.

Диаметр долота для бурения под эту колонну должен превышать размер наиболее допущенной части этой колонны, т.е. муфты:

$D_{доп}=D_{муф}+\delta$

где D-диаметр муфты;

δ-разность диаметров между стенками скважины и муфтами обсадных колонн.

Наружные диаметры обсадных колонн и диаметр муфт для них принимаются из стандартного ряда по ГОСТ-632-80.

Для обсадной колонны диаметром 168 мм рассчитывается

$D_д = 188 +25=213$ мм

Подбирается долото диаметром 215.9 мм.

Внутренний диаметр вышерасположенной обсадной колонны подбирается исходя их условия прохождения в ней долота, выбранного для бурения под эксплуатационную колонну

$D_к =D_{экс}+ 2\delta$

где δ – необходимый радиальный зазор для свободного прохода через предыдущую колонну. Обычно 2-4 мм

$D_к = 215.9+ 2\cdot4=223.9$

Наружный диаметр вышерасположенной обсадной колонны

$D_к =223.9 + 2\delta$

где δ- толщина стенки обсадной колонны. Среднее значение рекомендуется принимать $\delta = 10$ мм

$D_к = 223.9+ 2\cdot10 = 243.9$

Подбирается обсадная колонна диаметром 245 мм. Диаметры следующих обсадных колонн подбираются аналогично. При этом в формулу вместо $D_м$ эксплутационной колонны подставляются данные по $D_м$ рассчитанной промежуточной колонны

$D_д = 270 + 30 = 300$ мм

Подбирается долото диаметром 295.3 мм

$D_к = 295.3 + 2\cdot4 = 303.3$ мм

$D_к = 303.3 + 2\cdot10 = 323.3$ мм

Подбирается колонна диаметром 324 мм.

Кондуктор рассчитывается

$D_д = 351+ 45 = 396$ мм

Подбирается долото диаметром 393.7 мм

$D_к = 393.7 + 2\cdot4 = 401.7$ мм

$D_к = 401.7 + 2\cdot10 = 421.7$ мм

Подбирается колонна диаметром 426 мм

$D_д$ = 451 + 50 = 501 мм

Подбираем долото диаметром 490 мм

Направление глубины спуска - 40 метров. Спускается с целью крепления неустойчивых четвертичных отложений и предупреждения грифонообразования. Цементируется до устья.

Кондуктор. Глубина спуска 470 метров. Спускается в устойчивые глины верхнеленских отложений для перекрытия зон сильных поглощений и предупреждения загрязнения водных горизонтов, а также для герметизации устья противовыбросовым оборудованием. Цементируется до устья.

Промежуточная колонна. Глубина спуска 1460 метров. Спускается в булайскую свиту с целью перекрытия солевых отложений ангарской и литвинцевских свит, склонных к поглощениям, кавернообразованиям и нефтегазопроявлениям в осинском горизонте. Колонна цементируется до устья. Устье герметизируется противовыбросовым оборудованием.

Эксплуатационная колонна. Глубина спуска 2747 метров. Спускается с целью разобщения вскрытых отложений и испытания намеченных объектов на продуктивность. Колонна цементируется до устья.

Конструкция скважины представлена в таблице 6.1.

Таблица 6.1 - Конструкция скважины

Колонны	Диаметр мм	Интервал спуска		Номинальный диаметр ствола скважины в интервале, мм	Высота подъема цемента за колонной, м
		от	до		
Направление	426	0	40	490	40
Кондуктор	324	0	470	393,7	470
Технологическая	245	0	1460	295,3	1460
эксплуатационная	168	0	2747	215,9	2747

6.1 Расчёт обсадных колонн

Обсадные колонны в процессе цементирования и эксплуатации скважины подвергаются воздействию различных нагрузок, основными из которых являются: осевые растягивающие нагрузки от веса колонны; осевые сжимающие нагрузки от веса части колонны при ее посадке на уступ или забой; динамические нагрузки, возникающие при неустановившемся движении колонны; осевые статические нагрузки от избыточного давления и температуры; избыточные наружные и внутренние давления в затрубном пространстве и внутри обсадной колонны. Наиболее опасными являются растягивающие, наружные и внутренние избыточные давления. Проектом предусматривается выбор типа обсадных труб, марки стали и толщины стенок из расчета на смятие (от действия наружного избыточного давления), расчета на разрыв (от действия внутреннего избыточного давления), расчета на страгивание (от действия растягивающих нагрузок).

Расчет технической колонны диаметром 245 мм.

Таблица 6.2 - Исходные данные

Расстояние от устья скважины по вертикали, м:	
до башмака колонны	1460
до уровня цементного раствора (в затрубном пространстве)	0
до рассчитываемого сечения	Z
Интервал залегания пород, склонных к текучести, м	807-1390
Давление кгс/см^2	
Пластовое давление на глубине 1460м	140
Опрессовки	121
Овальность	0,015
Цементного раствора за колонной, $\gamma_ц$	1,85
Бурового раствора, $\gamma_р$	1,22
Испытательной жидкости, $\gamma_ж$	1,22
Гидростатического столба, $\gamma_{ст}$	1,25
Пород склонных к текучести, $\gamma_п$	2,65
Коэффициент запаса прочности	
Критическое давление, n_1	1.0
На внутреннее давление, n_2	1,45
На растяжение, n_3	1,8

Расчёт технической колонны ведётся исходя из избыточного максимального давления при различных условиях работ.

1) наружное избыточное давление $P_{низ}$

избыточное давление по составному столбу в конце цементирования технической колонны

$$P_{низ} = 0,1 \cdot (\gamma_ц - м_р) \cdot Z \quad (6.1)$$

$P_{низ}$=0,1*(1,85 – 1,22)*1460=92 кгс/см^2

2) наружное избыточное давление с учетом поглощения бурового раствора при бурении под эксплуатационную колонну

$$P_{низ}=0,1 \cdot \gamma_{ст} \cdot Z \text{ при Z от 0 до h} \quad (6.2)$$

$$P_{низ}= 0,1 \cdot \gamma_{ст} \cdot Z - 0,1 \cdot \gamma_р \cdot (z-h) \quad (6.3)$$

$P_{н.из}= 0,1 \cdot 1,25 \cdot 1460 – 0,1 \cdot 1,22 \cdot (1460-550)$=71,48 кгс/см^2

3) избыточное наружное давление в интервале пород, склонных к текучести

интервал от 805м до 1390м

при Z=805м

$$P_{н.из}=0,1 \cdot \gamma_{вп} \cdot Z - 0,1 \cdot \gamma_р \cdot 805 \quad (6.4)$$

$P_{н.из}=0,1 \cdot 2,65 \cdot 805 – 0,1 \cdot 1,22 \cdot 805$=115 кгс/см^2

при Z=1390м

$P_{н.из}=0,1 \cdot 2,65 \cdot 1390-0,1 \cdot 1,22 \cdot 1390=198,7$ кгс/см^2

4) определяем избыточное внутреннее давление $P_{вн.из}$ при цементировании на устье скважины – 110кгс/см^2

$$P_{вн.из}=P_{оп}+0,1 \cdot \gamma_{ж} \cdot Z-0,1 \cdot \gamma_{ст} \cdot Z \qquad (6.5)$$

при Z= от 0 до L

Z=0 $P_{вн.из}=P_{у}=110$кгс/см^2

Z=1400 $P_{у}= 110+0,1 \cdot 1,22 \cdot 1460 – 0,1 \cdot 1,25 \cdot 1460=105,5$ кгс/см^2

5) избыточное внутреннее давление при опрессовке технической колонны $P_{оп}=90$ кгс/см^2, так как максимальное устьевое давление при возможном фонтанировании и закрытом устье меньше давления опрессовки

$P_{ву}=148-0,1 \cdot 0,74 \cdot 1460$

$P_{ву}=40$ кгс/см^2

$$P_{вн.из}=1,1 \cdot P_{оп}+0,1 \cdot \gamma_{ж} \cdot Z-0,1 \cdot \gamma_{ст} \cdot Z \text{ при } Z \text{ от } 0 \text{ до } L \qquad (6.6)$$

Z=0 $P_{вн.из}=P_{оп}=1,1 \cdot 110=121$кгс/см^2

При Z=1460

$P_{вн.из}=1,1 \cdot 110+0,1 \cdot 1,22 \cdot 1460 – 0,1 \cdot 1,25 \cdot 1460=116,6$ кгс/см^2

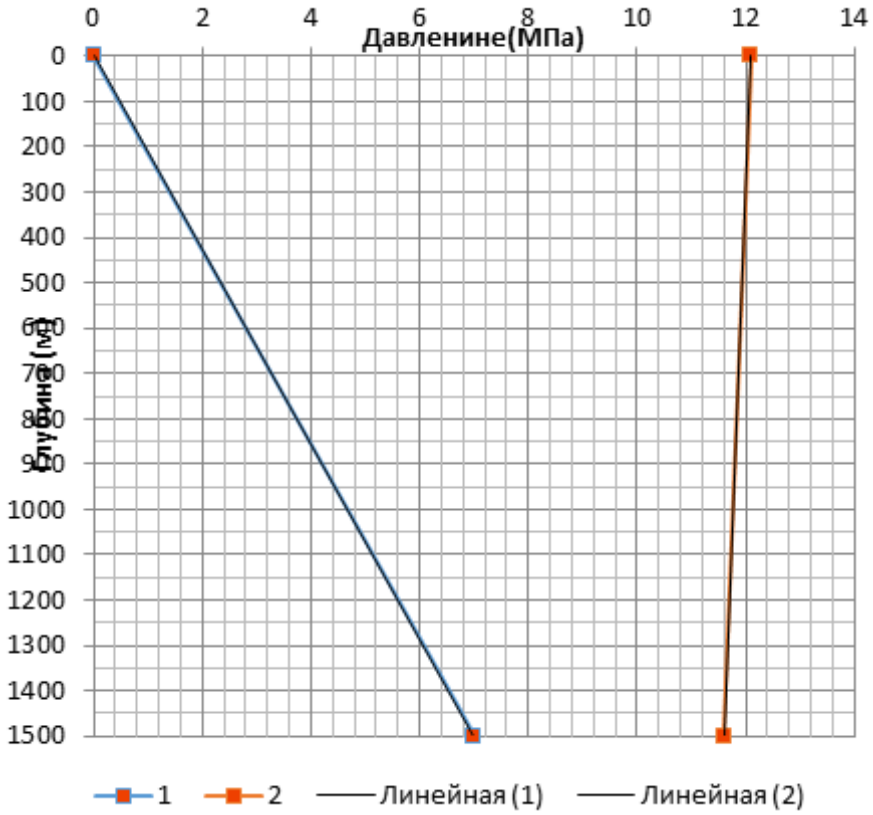


Рисунок 6.1 - Эпюра избыточных давлений:

1-наружные избыточные давления, 2-внутренние избыточные давления.

Расчет колонн ведем по наружному избыточному давлению, $P_{н.из}=198,7$ кгс/см^2, и по внутреннему избыточному давлению $P_{вн.из}=116,6$кгс/см^2. На основании этих данных строим эпюру.

В интервале от 1460 – 1300м трубы ОТТМ группы прочности Д $245 \cdot 12{,}0$мм с $P_{кр}$=234кгс/см^2 и $P_т$=325 кгс/см^2

В интервале от 1300 – 1050м трубы ОТТМ группы прочности Д $245 \cdot 11{,}0$мм с $P_{кр}$=202кгс/см^2 и $P_т$=301 кгс/см^2

В интервале от 1050 – 800м трубы ОТТМ группы прочности Д $245 \cdot 10{,}0$мм с $P_{кр}$=162кгс/см^2 и $P_т$=272 кгс/см^2

С глубины 800м до устья ОТТМ группа прочности Д $245 \cdot 8{,}9$мм с $P_{кр}$=124кгс/см^2 и $P_т$=237 кгс/см^2

Запас прочности на критическое наружное избыточное давление:

n_1=[$P_{кр}$] / **$P_{низ}$** - 234/200 = 1.17 > [n_1] = 1.0. что удовлетворяет условиям.

Запас прочности на внутреннее избыточное давление:

n_2-[$P_Т$] / Рви = 237/121= 1,95> [n_2] = 1,45, что удовлетворяет условиям.

Вес технической колонны, составленной из труб группы прочности Д с разными толщинами стенок будет равняться:

$$Q=\sum g_2 \cdot L \qquad (6.7)$$

$Q=69{,}3 \cdot 160+64{,}3 \cdot 250+58{,}8 \cdot 250+52{,}8 \cdot 800=84{,}100$тс

Все оснастки технической колонны 0,41 тс.

Тогда вес оснастки технической колонны равен

$$Q_к=Q_{к1}+Q\text{оснастки} \qquad (6.8)$$

$Q_к$=84,100+0,41=84,5 т

$Q_{стр}$=188,2тс

Тогда запаса прочности на растяжение

n_3 = [Q]/ $Q_к$= 188,2/84,5=2,22>1,45, что удовлетворяет условию.

Расчет эксплуатационной колонны диаметром 168 мм.

Исходя их опыта строительства скважин, предполагается цементирование проводить с муфтой ступенчатого цементирования МСЦЭ-168мм, которая устанавливается в устойчивых породах в интервале 1960м по вертикали. Цементирование планируется проводить цементным раствором плотностью 1,85 г/см^3.

Таблица 6.3 - Исходные данные

Наименование	Данные
1	2
Расстояние от устья скважины по вертикали, м:	
до башмака колонны,L	2747
до уровня цементного раствора (в затрубном пространстве)	от h-0

Окончание таблицы 6.3

1	2
до рассчитываемого сечения	Z
до уровня жидкости в колонне в конце эксплуатации, Н	1500
Интервал залегания пород, склонных к текучести, м	807-1390
Давление кгс/см^2	
Давление нагнетания	150
Пластовое давление	254
Опрессовки колонны $P_{оп}$	170
Овальность	0,015
Удельный вес, г/см^3	
Тампонажного раствора за колонной,$\gamma_ц$	1,85
Бурового раствора, $\gamma_р$	1,22
Испытательной жидкости, $\gamma_ж$	1,0
Гидростатического столба, $\gamma_{ст}$	1,25
Жидкость в колонне, при цементировании	1,22
Жидкости в колонне при эксплуатации, $\gamma_в$	0,74
Коэффициент запаса прочности	
Критическое давление для зоны эксплуатационного объекта в наклонно направленной части, n_1	1,3-1,1
На внутреннее давление, n_2	1,15
На растяжение в изогнутом участке с учётом интенсивности искривления для наклонно-направленной скважины, n_3	1,30

1) наружное избыточное давление $P_{низ}$

избыточное давление по составному столбу в конце цементирования эксплуатационной колонны (первая и вторая ступень)

$$P_{низ} = 0,1 \cdot [(\gamma_ц - \gamma_в) \cdot Z-(\gamma_ц - \gamma_р) \cdot h] \quad (6.9)$$

При Z=от h до L, но так как h=0, то формула имеет вид

$$P_{низ} = 0,1 \cdot (\gamma_ц - \gamma_в) \cdot Z \quad (6.10)$$

При Z=от 0 до L

Первая ступень

Z=0м $P_{н.из}$=0 кгс/см^2

Z=2747м

$P_{низ}$=0,1 $\cdot$ (1,85 – 1,22) $\cdot$ 2747=173 кгс/см^2

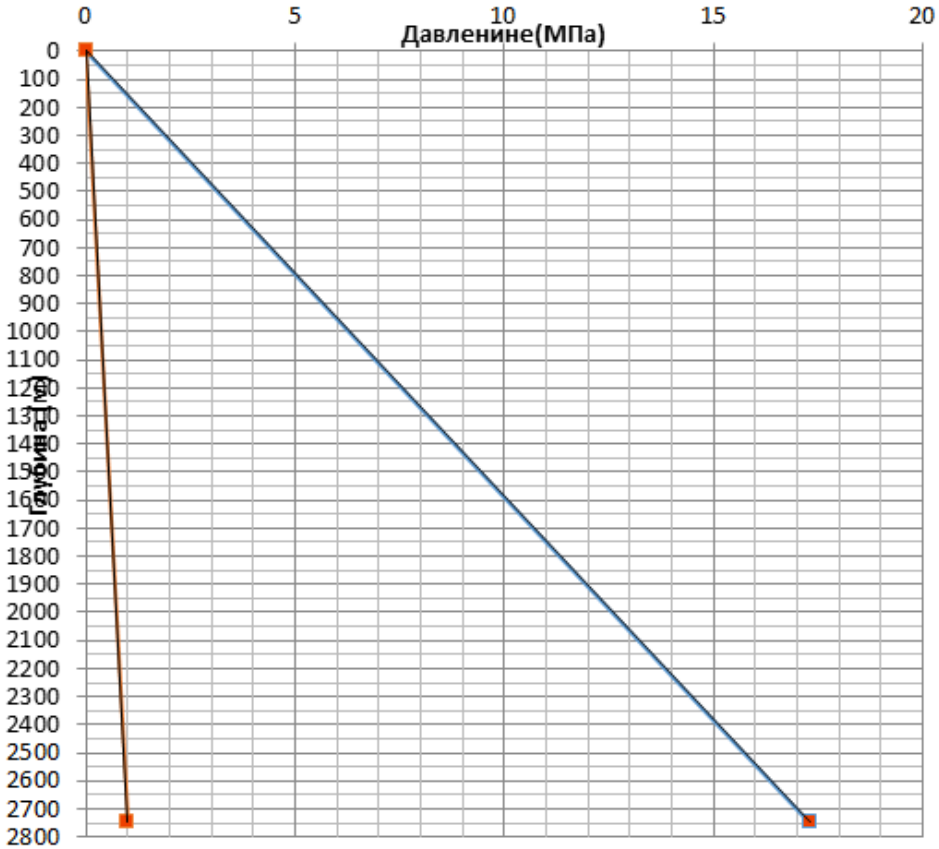


Рисунок 6.2 - Наружное избыточное давление

Вторая ступень

При условии, что принимаем наибольшее значение при расчёте наружного давления с условием, что наружное давление не может быть меньше гидростатического давления столба воды с удельным весом $\gamma_{ст}$=1,25.

При Z=2747м

$P_{н.из}$= (0,1 · 1,85 · 1940 + 0,1 · 1,22 · (2747-1940)-0,1 · 1,22 · 2747=122кгс/см^2

2) наружное избыточное давление в момент окончания эксплуатации скважины при уровне жидкости в колонне H=1500м

Z=от 0 до H

Так как $\gamma_{ст} > \gamma_{р,}$ то формула имеет вид

$$P_{низ}=0,1 \cdot \gamma_{ст} \cdot Z \qquad (6.11)$$

при Z = 0 $P_{низ}$= 0

при Z =h=1500

$P_{н.из}$= 0,1 · 1,25 · 1500 =187 кгс/см^2

Z=от H до L

$P_{н.из}$=0,1 · $\gamma_в$ · (Z-H), так как $\gamma_{ст} > \gamma_р$, то формула имеет вид

$$P_{низ}=0,1 \cdot \gamma_{ст} \cdot Z \qquad (6.12)$$

при Z = 1940м

$P_{н.из}$=0,1 · 1,25 · 1940 – 0,1 · 0,74 · (1940-1500)=209 кгс/см^2

при Z = 2747м

$P_{н.из}=0,1 \cdot 1,25 \cdot 2747 – 0,1 \cdot 0,74 \cdot (2747-1500)=251$ кгс/см^2

Внутреннее избыточное давление $P_{вн.из}$ при возможном фонтанировании и закрытом устье в башмаке технической колонны.

при Z=0

$P_{вн.}=254-0,1 \cdot 0,74 \cdot 2747=51$кгс/см^2

при Z=1940м

$P_{вн.}=254-0,1 \cdot 0,74(2747-1940)=194$кгс/см^2

Давление гидроразрыва пород у башмака технической колонны будет

$P_{г-ва}= 0,153 \cdot 1940=296$кгс/см^2

Находим максимальное значение $P_{вн.из}$ в конце цементирования

$$P_{вн.из}=1,1 \cdot P_{вн.}+0,1 \cdot \gamma_ж \cdot Z-0,1 \cdot \gamma_ц \cdot Z \qquad (6.13)$$

$P_{из.}=P_{пл} - P_{вн.}$

$P_{из.}=254-51=203$ кгс/см^2

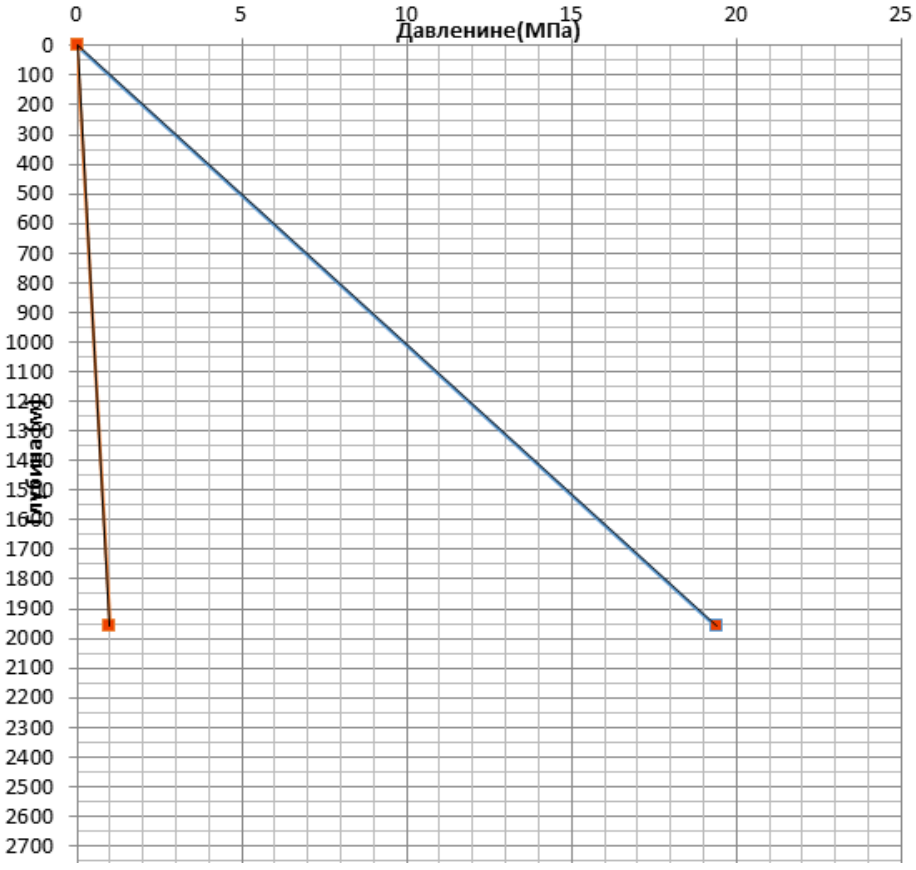


Рисунок 6.3 - Наружное избыточное давление

при Z=0

$P_{вн.}=1,1 \cdot 203=223$ кгс/см^2

при Z=1940

$P_{вн.}=1,1 \cdot 203+0,1 \cdot 1940 \cdot 1,22-(0,1 \cdot 1,25 \cdot 1940)=216$ кгс/см^2

при Z=2747

$P_{вн.}=1,1 \cdot 203+0,1 \cdot 2747 \cdot 1,22-(0,1 \cdot 1,85 \cdot$ (2747 1940)+(0,1 $\cdot$ 1940 $\cdot$ 1,22))

$P_{вн.}$=173 кгс/см^2

В случае нагнетательной скважины, когда $P_{нагнет}$=170 кгс/см^2 давление опрессовки без пакера будет $P_{оп}$= 1,1 · 170=187кгс/см^2.

Находим $P_{вн.из}$ по формуле:

$$P_{вн.из}=P_{оп}+0,1 \cdot \gamma_{ж} \cdot Z-0,1 \cdot \gamma_{ст} \cdot Z \qquad (6.14)$$

при Z=0

$P_{вн.из}$=187+0,1 · 1 · 0-0,1 · 1,25 · 0=187кгс/см^2

При Z=1940 $P_у$= 187+0,1 · 1,0 · 1940 – 0,1 · 1,25 · 1940=138 кгс/см^2

При Z=2747 $P_у$= 187+0,1 · 1,0 · 2747 – 0,1 · 1,25 · 2747=118 кгс/см^2

Таким образом, расчёт колонны ведётся по наружному избыточному давлению равному 251 кгс/см^2 и по внутреннему избыточному давлению в момент окончания цементирования 173 кгс/см^2.

L_1=2747-1900=847м

Вес 1 секции с учётом веса элементов оснастки будет равняться

$Q_{1+2}=l \cdot q$ +$Q_{ОСН}$, где *q*- вес 1м труб, кН/м; *l* – длина секции, м.

Q_{1+2}=847 · 0,0415+2,5=37,6тс

Длину 2 секции определим с учетом растяжения

$$L_2=\frac{135,3/1,3*1,16-(31,4+2,5)}{0,0355}=1397\,м$$

Q_3=1397 · 0,0355=49,5тс

Q_{1+2+3}=2,5+37,6+49,5=89,6тс

Длину 3 секции составленной из труб группы прочности Д с δ=10,6мм определим с учетом растяжения

$$L_3=\frac{158,8/1,3*1,16-89,6}{0,0415}=378\,м$$

Q_4=378*0,0415=15,6тс

$Q_{1+2+3+4}$=89,6+15,6=105,2тс

Определяем длину 4 секции из труб группы прочности Д с δ=12,1мм

$$L_4=\frac{180,4/1,3*1,16-105,2}{0,0466}=309\,м$$

Принимаем длину 4 секции 125м.

Q_5=125*0,0466=5,8тс

$L_к$=847+1397+378+125=2747м

Определяем общий вес колонны

$Q_к$=2,5+37,6+49,5+15,6+5,8=111тс

Запас прочности на растяжение

n_3 = [Q]/ $Q_к$= 180,4/111=1,6>1,3, что удовлетворяет условию прочности.

Запас прочности на избыточное внутреннее давление

n_2= [$P_{вн}$]/ $P_{вн.из}$

n_2= 469/223=2,1>n_2= 1,15, что удовлетворяет условию.

Расчёт хвостовика не производится из-за его малой длины.

6.2 Технологическая оснастка обсадных колонн

Таблица 6.4 – Технологическая оснастка обсадных труб

Номер колонны в порядке спуска										
	Название колонны	Номер части колонны в порядке спуска	Элементы технологической части колонны						Суммарное	
			Наименование, шифр, типоразмер	ГОСТ, ОСТ, МРТУ, ТУ, и т.д. на изготовление	Масса элемента, кг	Интервал установки		Кол-во элементов на интервале, шт.	количество, шт.	масса, кг
						от (верх)	до (низ)			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Направление	1	Башмак БК-426 Башмачный патрубок	ОСТ 39-011-74 ГОСТ 632-80	145 193	39,5 37	40 39,5	1	1	145 193
2	Кондуктор	1	Башмак БК-324	ОСТ 39-011-74	85	469.56	470	1	1	85
		2	Башмачный патрубок	ГОСТ 632-80	132	466.06	469.56	1	1	132
		3	ЦКОД-324-2	ТУ39-01-08-282-77	77	465.71	466,06	1	1	77
		4	Пробка ПВЦ	ТУ 39-1259-88	25	-	-	1	1	25
		5	ЦЦ-324/394-1	ТУ 39-1-08-283-77	28	250	460	5		
						0	200	10	15	420
3	Техническая колонна	1	Башмак БК-245	ОСТ 39-011-74	60	1459,56	1460	1	1	60
		2	Башмачный патрубок	ГОСТ 632-80	132	1456.06	1459.56	1	1	132
		3	ЦКОД-245-2	ТУ 39-01-08-282-77	57	1455.71	1456.06	1	1	57

Окончание таблицы 6.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
3	Техническая колонна	4	ЦЦ-245/295-320-1	ТУ 39-1-08-283-77	17	800	1455	26	40	680
						750	800	4		
						0	200	10		
4	Эксплуата-нная колонна	1	Башмак БК-168	ТУ 39-011-74	28	2746.56	2747	1	1	28
		2	Башмачный патрубок	ГОСТ 632-80	89	2743.06	2746.56	1	1	89
		3	ЦКОД-168-1	ТУ 39-01-268-71	25	2742.71	2743.06	1	1	25
		4	МСЦ-168	ТУ 39-961-83	75	1939.44	1940	1	1	75
		5	ЦЦ-168/216-245-1	ТУ 39-01-08-283-77	13	1545	2747	120	198	2237
						1400	1445			
						200	1400	60		
						0	200	14		
		6	ЦТ 168/212-216	ТУ 39-01-08-284-77	3	2885	2985	10	16	48
						1300	1400			
5	Хвостовик	1	У станов, инструмент ВМ.УИ- и стыков комплект ТГС-114	ТУ 3666-138-07538145-2003			2739		1	100
		2	ПЦ 2-114/1.44	ТУ-3901-08-283-77	1.0	2985	2767	7	3	21

Примечание к таблице 6.4:

1) интервалы установки центраторов уточнить по данным ГИС;

2) резьбовые соединения, корпус и бетонная насадка башмака колонного типа при подготовке к спуску в скважину подвергаются наружному и внутреннему осмотру. На поверхности бетонной насадки не допускаются раковины диаметром более 10 мм и глубиной более 5 мм, местные наплывы бетона и впадины высотой и глубиной более 1 мм, а так же - визуально наблюдаемые трещины;

3) клапан ЦКОД (ЦКОДМ) спускается в компоновке обсадной колонны без шара. По окончании спуска обсадной колонны перед промывкой необходимо опустить шар в скважину и продавить его в клапан при 1,0-1,5 Мпа;

4) с целью качественного крепления эксплуатационной колонны в силу больших глубин и наличие искривленных и наклонных участков следует применять двухступенчатое цементирование. Муфту ступенчатого цементирования устанавливать в интервале залегания устойчивых пород;

5) хвостовик в наклонно-направленной и горизонтальной скважинах не цементируется.

6.3 Подготовка ствола скважины и спуск обсадных колонн

Спуск обсадных колонн в совокупности производственных операций составляет первую и наиболее трудоемкую часть процесса крепления скважины.

До спуска обсадной колонны необходимо производить следующий комплекс подготовительных работ:

1) произвести проверку расчётов на прочность колонны;

2) составить план крепления;

3) произвести геофизические исследования в скважине для выявления зон сужения, кавернообразования, обвалов, с целью установления объема и технологии подготовительных работ и определения мест установки центраторов;

4) произвести подготовку обсадных труб (визуальный осмотр, проверка овальности жесткими двойными шаблонами, маркировка и опрессовка 426, 324, 245 и 168 мм обсадных труб, с укладкой их на стеллаж в порядке спуска в скважину), произвести специальную смазку для обеспечения герметичности резьбовых соединений при наиболее высоких температурах, возможных в скважине;

5) произвести проверку состояния бурового оборудования и инструмента, соответствие грузоподъемности вышки и талевой системы весу подлежащему спуску колонны, произвести подготовку ствола скважины.

Проработка скважины должна быть произведена тем же способом и с аналогичной компановкой низа бурильной колонны, которая применялась для последнего интервала скважины.

Перед подъемом бурильных труб, после проработки скважины, буровой раствор должен по всем параметрам соответствовать геолого-техническим

условиям пробуренного интервала скважины под обсадную колонну и очищен от шлама. Общее время, последней, непрерывной промывки должно быть не менее двух циклов циркуляции.

Обсадные трубы 426, 324, 245, 168 должны спускаться с применением клиновых захватов. Обсадные трубы в процессе спуска шаблонируются по внутреннему диаметру. Обсадная колонна должна спускаться плавно.

Направление диаметром 426 мм.

В связи с малой глубиной спуска 40 м перед спуском, испытание труб на герметичность и прочность гидроопресовкой не производится.

Перед спуском трубы проверяются:

1) по внутреннему диаметру – стандартным шаблоном;
2) по резьбовым соединениям – стандартным калибром;
3) по состоянию наружной поверхности тела трубы – визуально.

Первая нижняя труба, снизу оборудуется колонным башмаком типа БКМ-426.

Кондуктор диаметром 324 мм.

Глубина спуска колонны - 470м, обсадные трубы проверяются на герметичность гидроопрессовкой, давление $Р_{оп}$ = 10,0 МПа.

Кроме этого перед спуском трубы проверяются:

1) по внутреннему диаметру – стандартным шаблоном диаметром 302мм;
2) по резьбовым соединениям – стандартным калибром;
3) по состоянию наружной поверхности тела трубы – визуально.

На первой нижней трубе, снизу наворачивается колонный башмак типа БКМ-324. Резьбовые соединения колонного башмака и пяти первых труб дополнительно крепятся прерывистым электросварочным швом.

Цементирование кондуктора производиться прямым способом, через цементировочную головку ГУЦ-324х10. После ОЗЦ, ОЦК и опрессовки на герметичность, кондуктор устанавливается на нижнюю часть колонной головки ОКК2М-350-324х245х168.

Техническая колонна диаметром 245мм.

Глубина спуска колонны -1460 м, обсадные трубы проверяются на герметичность опрессовкой, давление $Р_{оп}$ = 25,0 МПа.

Кроме этого перед спуском трубы проверяются:

1) по внутреннему диаметру – стандартным шаблоном диаметром 221мм;
2) по резьбовым соединениям – стандартным калибром;
3) по состоянию наружной поверхности тела трубы – визуально.

На первой нижней трубе, снизу наворачивается колонный башмак типа БКМ-245. Резьбовые соединения колонного башмака и пяти первых труб дополнительно крепятся прерывистым электросварочным швом.

Цементирование технической колонны производиться прямым способом, через цементировочную головку ГУЦ-245х32 с установкой в нее цементировочной пробкой типа ПП-245х295. После ОЗЦ, ОЦК и опрессовки на герметичность колонны устанавливается на нижнюю часть колонной головки ОКК2М-350-324х245х168

Эксплуатационная колонна диаметром 168 мм.

Перед спуском трубы проверяются:

1) по внутреннему диаметру – стандартным шаблоном диаметром 121мм;
2) по резьбовым соединениям – стандартным калибром;
3) по состоянию наружной поверхности тела трубы – визуально.

На прочность и герметичность – гидроопрессовкой с помощью цементировачного агрегата ЦА-320М давление 35,0МПа.

При спуске все резьбовые соединения уплотняются смазкой Р-402.

На первой нижней трубе, снизу наворачивается колонный башмак типа БКМ-168. На 10 м выше башмака устанавливается ЦКОД-168.(Ц – цементировочный, К – клапан, О – обратный, Д – дроссельный) Для обеспечения качественного цементирования предусматривается в нижней части колонны центраторы ЦЦ-1-168. На глубине 1940 метров от устья скважины, на колонну наворачивается специальная муфта для ступенчатого цементирования типа МСЦЭ-168.

7 Цементирование скважины

7.1 Выбор способа цементирования

Технология цементирования обсадных колонн определяется их типоразмером, конкретными геолого-техническими условиями проводки скважины, ее назначением, уровнем технической оснащенности, цементировочным оборудованием.

С учетом указанных условий предусматриваются следующие способы цементирования обсадных колонн:

1) направление 426 мм цементируется прямым способом. Подъем цемента до устья;

2) кондуктор 324 мм цементируется прямым способом. Подъем цемента до устья;

3) техническая колонна 245 мм цементируется прямым способом. Цементирование производится в две ступени. Муфты ступенчатого цементирования устанавливается на глубине 700 м. Подъем цемента до устья;

4) эксплутационная колонна 168 мм цементируется прямым способом. Цементирование производится в две ступени. Муфта ступенчатого цементирования устанавливается на глубине 1940 м. Подъем цемента до устья.

Перед цементированием обсадная колонна должна быть отцентрирована по отношению в вертикальной оси проходного отверстия ротора.

Оценку качества цементирования обсадных колонн предусматривается производить геофизическими методами и гидравлическим испытанием на герметичность обсадной колонны и затрубного пространства.

Геофизическим методом определяется высота подъема тампонажного раствора за колонной, степень заполнения затрубного пространства тампонажным материалом и характер контактных связей твердеющего материала с окружающей средой в затрубном пространстве.

Выбор тампонажного материала производится в соответствии с рекомендациями, приведенными в таблице. В общем случае основными факторами для выбора тампонажного материала являются температура в скважине, давление гидроразрыва пород, а также наличие нефтегазоносных и соленасыщенных пластов.

Для предотвращения поглощения тампонажного раствора предусматривается регулирование сроков схватывания таким образом, чтобы время цементирования составляло 75% от сроков начала схватывания.

Материалы для цементирования.

Из опыта ранее пробуренных скважин проектом предлагается применить, следующие виды тампонажных материалов. Виды материалов приведены в таблице 7.1.

Таблица 7.1 – Тип тампонажного материала

Колонна	Интервал цементирования, м	Вид тампонажного материала
Направление	0-40	ПТЦ 1-50
Кондуктор	0-470	ПТЦ 1-50
Техническая колонна	1460-700 700-0	ПТЦ III-об-5-50 2 ступень
		ПТЦ 1-50 1 ступень
Эксплуатационная колонна	1940-2747 1940-0	ПТЦ-1 G-CCI 2 ступень
		ПТЦ III об-5-50 1 ступень

7.2 Расчет цементирования скважины

Расчет цементирования направления 426 мм
Проектные данные:
Диаметр долота, $D_д$= 0,490м
Наружный диаметр обсадной колонны dн= 0,426м
Внутренний диаметр обсадной колонны, $d_н$=0,406м
Удельный вес тампонажного раствора г/см^3, $\gamma_ц$=1,85
Удельный вес промывочной жидкости г/см^3, $\gamma_р$=1,2
Водоцементное отношение m – 0,5
Высота подъема цементного раствора $H_ц$=40м
Высота цементного стакана $h_{ц.с.}$=10м
Коэффициент кавернозности $K_к$=1,3
Коэффициент учитывающий потери цемента $K_ц$=1,05
Коэффициент учитывающий потери воды $K_в$=1,1

1. Определяем по формуле количество тампонажного раствора для цементирования обсадной колонны:

$$V_ц= 0,785 \cdot K_к \cdot ((D_д^2 – d^2_н) \cdot H_ц + d^2_в \cdot h_{цс}) \quad (7.1)$$

где $k_к$ - коэффициент кавернозности
$D_д$ - диаметр скважины, м
d- наружный диаметр обсадных труб, м
h- высота цем.стакана оставляемого в скважине, м
$d_в$- внутренний диаметр обсадной колонны, м
$H_ц$- высота зацементированной зоны, м
Цементирование обсадной колонны.
$V_ц= 0,785 \cdot K_к \cdot ((D_д^2 – d^2_н) \cdot H_ц + d^2_в \cdot h_{цс})$
$V_ц = 0,785 \cdot 1,3 \cdot ((0,0490^2 – 0,426^2) \cdot 40+0,406 \cdot 10= 4,08$ м^2

2. Определяем количество сухой тампонажной смеси, необходимой для приготовления заданного объема тампонажного раствора.

$$M_{mc} = K_к \cdot 1 \cdot \gamma_ц \cdot V_ц \quad (7.2)$$

где $k_ц$=1,05 – коэффициент учитывающий потери цемента при погрузочно-разгрузочных работах

m=0,5 – соотношение вода : смесь

$\gamma_ц$=1,85 – плотность тампонажного раствора, т/м^3

$M_{mc} = 1,05 \cdot 1/(1+0,5) \cdot 1,85 \cdot 4,08 = 5,2$ т

3. Определяем количество жидкости для затворения тампонажного раствора

$$Vв = \frac{Kв * Mmc * m}{\gamma_в} \quad (7.3)$$

где $k_в$=1,1 – коэффициент, учитывающий потери воды при выполнении операций цементирования

$V_в = \frac{1,1 \cdot 5,2 \cdot 0,5}{1} = 2,86$ м^3

4. Определяем объем продавочной жидкости

$$V_{прод} = 0,785 \cdot K_в \cdot d_в^2 \cdot (H_ц - h_{цс}) \quad (7.4)$$

$V_{прод} = 0,785 \cdot 1,1 \cdot 0,406^2 (40 - 10) = 4,24$ м^3

Гидравлический расчёт.

Для успешного выполнения цементирования должны выполняться следующие условия :

$P_1 \le [P_1]$ (1), $P_2 \le [P_2]$ (2) , $P_3 \le [P_3]$ (3)

где P_1, $[P_1]$ - соответственно расчетное и допустимое давления на цементировочной головке ГУЦ 426х50 $[P_1]$ = 5 МПа

P_2, $[P_2]$ - соответственно расчетное и допустимое давления на насосах цементировочных агрегатов (для ЦА-320М $[P_2]$ = 32 МПа)

P_3, $[P_3]$ - соответственно расчетное давление на забое скважины и давление гидроразрыва пород ($[P_3]$ =12МПа)

Давление на цементировочной головке в конечный момент цементирования:

$$P_1 = \frac{(H_ц - h_{цс})(\gamma_ц - \gamma_р)}{10^5} + P_{тр} + P_{зтр}, \quad (7.5)$$

где: $\gamma_ц$ – плотность тампонажного раствора, кг/м^3

$\gamma_р$ – плотность бурового раствора, кг/м^3

$$P_{тр}=\frac{0,289*10^{-7}*\gamma_р*Q^2*l}{d^5_{вс}} \quad (7.6)$$

Это гидравлическое сопротивление в момент окончания прокачки продавочной жидкости в трубах, Мпа

$$P_{зп}=\frac{0.289\cdot10^{-7}\gamma_ц Q^2 H_ц}{(D-d_н)^3(D+d_н)^2} \quad (7.7)$$

гидравлические сопротивления в момент окончания продавливания продавочной жидкости в затрубном пространстве, МПа

Q-подача насосов (в конечный момент продавливания $Q=Q_{min}=0,003$ м^3/с)

$$P_{тр}=\frac{0,289*10^{-7}*1200*0,003*40}{0,406^5}=1,138*10^{-6}\,МПа$$

$$P_{зп}=\frac{0,289*10^{-7}*1850*0,003*40}{(0,490-0,426)^3*(0,490+0,426)^2}=1,15*10^{-4}\,МПа$$

$$P_1=\frac{(40-10)(1840-1200)}{10^5}+1,138*10^{-6}+1,15*10^{-4}=0.192\,МПа$$

- условие (1) соблюдается.

Давление на цементировочном агрегате: $\grave{o}_2 » \grave{o}_1$, следовательно условие (2) также соблюдается, $P_{2<[}P_2$]

Определяем давление на забое в конечный момент цементирования:

$$P_з=\frac{H_ц\gamma_ц}{10^5}=\frac{40*1850}{10^5}=0.74\,МПа$$

, условие (3) принимается (7.8).

Подача насосов при продавливании тампонажного раствора (для обеспечения скорости восходящего потока в кольцевом пространстве V=0,5м/с) определится по формуле:

$$Q=0.785\,v(D_c^2-d_н^2)=0.785\cdot0.5\cdot(0.490^2-0.426^2)=0.023\,м^3/с \quad (7.9)$$

Подача при закачивании определяется из условия, что при затворении смеси плотностью 1850 кг/м^3 производительность СМН $q_п$=11.5 л/с. Тогда число СМН, одновременно затворяющих тампонажный раствор определится по формуле:

$$n_c=\frac{M_{mc}}{Mc} \quad (7.10)$$

где M_c=20 т - вместимость СМН (цементно-смесительных машин)

$$n_c=\frac{5.2}{20}=0.26$$

Таким образом, число цементно-смесительных машин принимается равным одному. Тогда подача насосов при закачивании тампонажного раствора $Q_ц = q_n n_c = 11.5 \cdot 1 = 11.5\ л/с$

Число цементировочных агрегатов определится из условия их подачи при продавливании:

$$n_{ца} = \frac{Q}{q_{IV}} + 1 \qquad (7.11)$$

где $q_{|v}$ – производительность цементного агрегата на 4-ой передаче 14,5л/с

$n_{ца} = 23/14,5 + 1 = 2,6$

Принимаем 3 агрегата

Продолжительность закачивания тампонажного раствора:

$$t_з = \frac{V_ц}{60 Q_ц} = \frac{4.08}{60 \cdot 0.0115} = 5.9\ мин \qquad (7.12)$$

Продолжительность процесса продавливания:

$$t_{пр} = \frac{V_{пр}}{60 Q} = \frac{4.24}{60 \cdot 0.023} = 3.07\ мин \qquad (7.13)$$

Общее время цементирования:

$t_ц = t_з + t_{пр} + 15 = 5.9 + 3.07 + 15 = 23.97$ мин

условие $t_ц$ 0,75t начало схватывания цемента от 1 ч 20 мин – 2 часов. 23,9мин $\leq 0,75 \cdot 80 = 60$ мин, следовательно условие выполняется.

Расчет цементирования кондуктора D-324 мм.

Проектные данные:

Диаметр долота, D_d=0.3937 м

Наружный диаметр обсадной колонны, $d_н$=0.324 м

Внутренний диаметр обсадной колонны, $d_{вн}$=0.302 м

Удельный вес тампонажного раствора, г/см^3, $\gamma_ц$=1.85

Удельный вес промывочной жидкости, г/см^3, $\gamma_{бр}$=1.2

Водоцементное отношение, m=0.5

Высота подъема цементного раствора, м, H=470

Высота цементного стакана, м, $h_{ст}$=10

Коэффициент потерь цемента, $k_ц$=1.05

Коэффициент кавернозности, k=1,5

Удельный вес воды, $\rho_в$=1 г/см^3

1. Определяем по формуле количество тампонажного раствора для цементирования обсадной колонны.

$V_ц = 0,785 \cdot K_к \cdot ((D_д^2 - d_н^2) \cdot H_ц + d_в^2 \cdot h_{цс})$

$V_ц = 0,785 \cdot 1,5м ((0,3937^2 - 0,324^2) \cdot 470 + 0,302^2 \cdot 10 = 28,5$ м^3

2. Определяем количество сухой тампонажной смеси, необходимой для приготовления заданного объема тампонажного раствора.

$M_{тс} = 1,05 \cdot 1/(1+0,5) \cdot 1,85 \cdot 28,5 = 36,5$ т

3. Определяем количество жидкости для затворения тампонажного раствора

$$Vв = \frac{Кв * Mтс * m}{\gamma_в}$$

$$Vв = \frac{1,1 \cdot 34,7 \cdot 0,5}{1} = 19,08\ м^3$$

4. Определяем объем продавочной жидкости

$V_{прод} = 0,785 \cdot K_в \cdot d_в^2 \cdot (H_ц - h_{цс})$

$V_{прод} = 0,785 \cdot 1,1 \cdot 0,302^2 (470 - 10) = 36,1$ м^2

Гидравлический расчёт.

Для успешного выполнения цементирования должны выполняться следующие условия :

$$P_1 \le [P_1] \ (1), \qquad P_2 \le [P_2] \ (2), \qquad P_3 \le [P_3]$$

где P_1, $[P_1]$ - соответственно расчетное и допустимое давления на цементировочной головке ГУЦ 324х100 $[P_1] = 10$ МПа

P_2, $[P_2]$ - соответственно расчетное и допустимое давления на насосах цементировочных агрегатов (для ЦА-320М $[P_2] = 32$ МПа)

P_3, $[P_3]$ - соответственно расчетное давление на забое скважины и давление гидроразрыва пород ($[P_3] = 4$ МПа)

Давление на цементировочной головке в конечный момент цементирования:

$$P_1 = \frac{(H_ц - h_{цс})(\gamma_ц - \gamma_р)}{10^5} + P_{тр} + P_{зтр},$$

где:

$$Р_{тр} = \frac{0,289 * 10^{-7} * \gamma_р * Q^2 * l}{d^5_{вс}}$$

Это гидравлическое сопротивление в момент окончания прокачки продавочной жидкости в трубах, МПа

$$P_{зп} = \frac{0.289 \cdot 10^{-7} \gamma_ц Q^2 H_ц}{(D - d_н)^3 (D + d_н)^2}$$ – гидравлические сопротивления в момент окончания продавливания продавочной жидкости в затрубном пространстве, МПа

Q-подача насосов (в конечный момент продавливания $Q = Q_{min} = 0,003$ м^3/с) –НБ-600

$$P_{тр} = \frac{0,289 \cdot 10^{-7} \cdot 1200 \cdot 0,003 \cdot 470}{0,302^5} = 0,5 \cdot 10^{-4}\ МПа$$

$$P_{зп}=\frac{0,289\cdot10^{-7}\cdot1850\cdot0,003^2\cdot470}{(0,3937-0,324)^3\cdot(0,3937+0,324)^2}=0,48\cdot10^{-4}\,МПа$$

$$P_1=\frac{(470-10)(1840-1200)}{10^5}+0,58\cdot10^{-4}+0,48\cdot10^{-4}=4,05\,МПа$$

условие (1) соблюдается.

Давление на цементировочном агрегате: $P_2>P_1$, следовательно условие (2) также соблюдается.

Определяем давление на забое в конечный момент цементирования:

$$P_з=\frac{H_ц\gamma_ц}{10^5}+P_{зтр}=\frac{470\cdot1850}{10^5}+0,48*10^{-4}=8,6\,МПа$$

, условие (3) принимается

Подача насосов при продавливании тампонажного раствора (для обеспечения скорости восходящего потока в кольцевом пространстве V=0,5м/с) определится по формуле:

$$Q=0.785v\left(D_c^2-d_н^2\right)=0.785\cdot0.5\cdot\left(0.3937^2-0.324^2\right)=0.02\,м^3/с$$

Подача при закачивании определяется из условия, что при затворении смеси плотностью 1840 кг/м^3 производительность СМН $q_п$=11.5 л/с. Тогда число СМН, одновременно затворяющих тампонажный раствор определится по формуле:

$$n_с=\frac{M_{тс}}{Mc}$$

где $M_с$=20 т - вместимость СМН

$$n_c=\frac{23.4}{20}=1,2$$

Таким образом, число цементно-смесительных машин принимается равным двум. Тогда подача насосов при закачивании тампонажного раствора $Q_ц=q_n n_c=11.5\cdot2=23\,л/с$.

Число цементировочных агрегатов определится из условия их подачи при продавливании:

$$n_{ца}=\frac{Q}{q_{IV}}+1$$

где $q_{|v}$ – производительность цементного агрегата на 4-ой передаче 14,5л/с

$n_{ца}$ = 10/14,5 + 1= 1,6

Принимаем 2 агрегата

Продолжительность закачивания тампонажного раствора:

$$t_з=\frac{V_ц}{60Q_ц}=\frac{18.3}{60\cdot0.015}=20.3\,мин$$

Продолжительность процесса продавливания:

$$t_{пр}=\frac{V_{пр}}{60Q}=\frac{30.3}{60\cdot0.02}=25.3\,мин$$

Общее время цементирования:

$$t_ц=t_з+t_{пр}+15=20.3+25.3+15=60.6\,мин$$

условие tц≤0,75t начало схватывания цемента от 1ч20мин – 2 часов. 60,6мин ≤ 0,75*120=1час 30 мин, следовательно условие выполняется.

Расчет цементирования технической колонны D-245 мм

Первая ступень 1460-700м

Проектные данные:

Диаметр долота, D_d=0.2953 м

Наружный диаметр обсадной колонны, $d_н$=0.245 м

Внутренний диаметр обсадной колонны, $d_{вн}$=0.2267 м

Удельный вес тампонажного раствора, г/см^3, $\gamma_ц$=1.85

Удельный вес промывочной жидкости, г/см^3, $\gamma_{бр}$=1.22

Водоцементное отношение, m=0.5

Глубина спуска обсадной колонны, м, H=1460

Глубина установки МСЦ-245, мH=700

Высота цементного стакана, м, $h_{ст}$=10

Высота подъема цементного раствора, м H=760

Коэффициент потерь цемента, $k_ц$=1.05

Коэффициент кавернозности, k=1,2

Коэффициент потерь воды, Кв=1,1

Удельный вес воды, $\rho_в$=1 г/см^3

1. Определяем по формуле количество тампонажного раствора для цементирования обсадной колонны.

$V_ц = 0,785 \cdot K_к \cdot ((D_д^2 – d^2_н) \cdot H_ц + d^2_в \cdot h_{цс})$

$V_ц = 0,785 \cdot 1,2 \cdot ((0,2953^2 – 0,2452^2) \cdot 760 + 0,2267^2 \cdot 10 = 19,8$ м

2. Определяем количество сухой тампонажной смеси, необходимой для приготовления заданного объема тампонажного раствора.

$M_{mc} = 1,05 \cdot 1/(1+0,5) \cdot 1,85 \cdot 19,8 = 25,4$ т

3. Определяем количество жидкости для затворения тампонажного раствора

$$Vв = \frac{Кв * Mmc * m}{\gamma_в}$$

$$Vв = \frac{1,1 \cdot 25,4 \cdot 0,5}{1} = 14 \ м^3$$

4. Определяем объем продавочной жидкости

$V_{прод} = 0,785 \cdot K_в \cdot d_в^2 \cdot (H_ц – h_{цс})$

$V_{прод} = 0,785 \cdot 1,1 \cdot 0,2267^2 (760 – 10) = 33$ м^2

5.Определяем объем буферной жидкости (исходя из условия обеспечения столба в затрубном пространстве высотой 150 м).

$V_{бж}=0,785 \cdot (D^2_д – D^2_н) \cdot 150$

$V_{бж}=0,785 \cdot (0,2953^2-0,245^2) \cdot 150=3,2$ м^2

Гидравлический расчёт

Для успешного выполнения цементирования должны выполняться следующие условия :

$P_1 \le [P_1]$ (1), $P_2 \le [P_2]$ (2) , $P_3 \le [P_3]$

где P_1, $[P_1]$ - соответственно расчетное и допустимое давления на цементировочной головке ГУЦ 245х320 $[P_1]$ = 32 МПа

P_2, $[P_2]$ - соответственно расчетное и допустимое давления на насосах цементировочных агрегатов (для ЦА-320М $[P_2]$ = 32 МПа)

P_3, $[P_3]$ - соответственно расчетное давление на забое скважины и давление гидроразрыва пород ($[P_3]$ = 28МПа)

Давление на цементировочной головке в конечный момент цементирования:

$$P_1 = \frac{(H_ц - h_{цс})(\gamma_ц - \gamma_р)}{10^5} + P_{тр} + P_{зтр},$$ где:

$$P_{тр} = \frac{0,289 \cdot 10^{-7} \cdot \gamma_р \cdot Q^2 \cdot l}{d^5_{вс}}$$

Это гидравлическое сопротивление в момент окончания прокачки продавочной жидкости в трубах, МПа

$P_{зп} = \frac{0.289 \cdot 10^{-7} \gamma_ц Q^2 H_ц}{(D - d_н)^3 (D + d_н)^2}$ – гидравлические сопротивления в момент окончания продавливания продавочной жидкости в затрубном пространстве, МПа

Q-подача насосов (в конечный момент продавливания $Q=Q_{min}$=0,003 м^3/с)

$$P_{тр} = \frac{0,289 \cdot 10^{-7} \cdot 1220 \cdot 0,003^2 \cdot 760}{0,2267^5} = 0,4 \cdot 10^{-3} \, МПа$$

$$P_{зп} = \frac{0,289 \cdot 10^{-7} \cdot 1850 \cdot 0,003^2 \cdot 760}{(0,2953 - 0,245)^3 \cdot (0,2953 + 0,245)^2} = 0,6 \, МПа$$

$$P_1 = \frac{(760 - 10)(1850 - 1220)}{10^5} + 0,4 * 10^{-3} + 0,6 = 5,3 \, МПа$$

- условие (1) соблюдается.

Давление на цементировочном агрегате: $P_2 > P_1$, следовательно условие (2) также соблюдается.

Определяем давление на забое в конечный момент цементирования:

$$P_з = \frac{H_ц \gamma_ц}{10^5} + P_{зтр} = \frac{760 \cdot 1850}{10^5} + 0,6 = 14.6 \, МПа$$

, условие (3) принимается

Подача насосов при продавливании тампонажного раствора (для обеспечения скорости восходящего потока в кольцевом пространстве V=0,5м/с) определится по формуле:

$$Q = 0.785 v (D_c^2 - d_н^2) = 0.785 \cdot 0.5 \cdot (0.2953^2 - 0.2267^2) = 0.014 \, м^3/с$$

Подача при закачивании определяется из условия, что при затворении смеси плотностью 1850 кг/м^3 производительность СМН $q_п$=11.5 л/с. Тогда число СМН, одновременно затворяющих тампонажный раствор определится по формуле:

$n_c = \frac{M_{тс}}{Mc}$

где M_c=20 т - вместимость СМН

$n_c = \frac{36.5}{20} = 1.8$

Таким образом, число цементно-смесительных машин принимается равным двум.Тогда подача насосов при закачивании тампонажного раствора $Q_ц = q_n n_c = 11.5 \cdot 2 = 23\ л/с$

Число цементировочных агрегатов определится из условия их подачи при продавливании:

$n_{ца} = \frac{Q}{q_{IV}} + 1$

где $q_{|v}$ – производительность цементного агрегата на 4-ой передаче 14,5л/с

$n_{ца}$ = 20/14,5 + 1= 2,4

Принимаем 3 агрегата

Продолжительность закачивания тампонажного раствора:

$t_з = \frac{V_ц}{60 Q_ц} = \frac{28.5}{60 \cdot 0.015} = 37.3\ мин$

Продолжительность процесса продавливания:

$t_{пр} = \frac{V_{пр}}{60 Q} = \frac{36.1}{60 \cdot 0.014} = 38\ мин$

Общее время цементирования:

$t_ц = t_з + t_{пр} + 15 = 37.3 + 38 + 15 = 90\ мин$

условие $t_ц \le 0{,}75t$ начало схватывания цемента от 1ч20мин – 2 часов. 90мин $\le 0{,}75 \cdot 120$=1час 30 мин, следовательно условие выполняется.

Вторая ступень 700-0м

Проектные данные:

Диаметр долота, D_d=0.2953 м

Наружный диаметр обсадной колонны, $d_н$=0.245 м

Внутренний диаметр обсадной колонны, $d_{вн}$=0.2267 м

Удельный вес тампонажного раствора, г/см^3, $\gamma_ц$=1.85

Удельный вес промывочной жидкости, г/см^3, $\gamma_{бр}$=1.22

Водоцементное отношение, m=0.5

Глубина спуска обсадной колонны, м, H=700

Высота цементного стакана, м, $h_{ст}$=10

Высота подъема цементного раствора, м H=700

Коэффициент потерь цемента, $k_ц$=1.05

Коэффициент кавернозности, k=1,2

Коэффициент потерь воды, Кв=1,1

Удельный вес воды, $\rho_в$=1 г/см^3

1. Определяем по формуле количество тампонажного раствора для цементирования обсадной колонны.

$V_ц$= 0,785 · $K_к$ · (($D_д^2$ – $d^2_н$) · $H_ц$ + $d^2_в$ · $h_{цс}$)

$V_ц$ = 0,785 · 1,2 · ((0,2953^2 – 0,2452^2) · 700+0,2267^2 · 10= 18,3 м

2. Определяем количество сухой тампонажной смеси, необходимой для приготовления заданного объема тампонажного раствора.

$M_{mc} = 1{,}05 \cdot 1/(1+0{,}5) \cdot 1{,}85 \cdot 18{,}3 = 23{,}4$ т

3. Определяем количество жидкости для затворения тампонажного раствора

$$Vв = \frac{Кв * Mmc * m}{\gamma_в}$$

$$Vв = \frac{1{,}1 \cdot 23{,}4 \cdot 0{,}5}{1} = 14\ м^3$$

4. Определяем объем продавочной жидкости

$V_{прод} = 0{,}785 \cdot 1{,}1 \cdot 0{,}2267^2\ (700 - 10) = 30{,}3$ м^2

5.Определяем объем буферной жидкости (исходя из условия обеспечения столба в затрубном пространстве высотой 150 м).

$V_{бж} = 0{,}785 \cdot (D^2_д - D^2_н) \cdot 150$

$V_{бж} = 0{,}785 * (0{,}2953^2 - 0{,}245^2) * 150 = 3{,}2$ м^2

Гидравлический расчёт.

Для успешного выполнения цементирования должны выполняться следующие условия :

$P_1 \le [P_1]$ (1), $P_2 \le [P_2]$ (2), $P_3 \le [P_3]$ (3)

где P_1, $[P_1]$ - соответственно расчетное и допустимое давления на цементировочной головке ГУЦ 245х320 $[P_1] = 32$ МПа

P_2, $[P_2]$ - соответственно расчетное и допустимое давления на насосах цементировочных агрегатов (для ЦА-320М $[P_2] = 32$ МПа)

P_3, $[P_3]$ - соответственно расчетное давление на забое скважины и давление гидроразрыва пород ($[P_3] = 14$МПа)

Давление на цементировочной головке в конечный момент цементирования:

$$P_1 = \frac{(H_ц - h_{цс})(\gamma_ц - \gamma_р)}{10^5} + P_{тр} + P_{зтр},$$ где:

$$Р_{тр} = \frac{0{,}289 * 10^{-7} * \gamma_р * Q^2 * l}{d^5_{вс}}$$

Это гидравлическое сопротивление в момент окончания прокачки продавочной жидкости в трубах, МПа

$$P_{зп} = \frac{0.289 \cdot 10^{-7} \gamma_ц Q^2 H_ц}{(D - d_н)^3 (D + d_н)^2}$$ – гидравлические сопротивления в момент окончания продавливания продавочной жидкости в затрубном пространстве, МПа

Q-подача насосов (в конечный момент продавливания $Q = Q_{min} = 0{,}003$ м^3/с)

$$P_{тр} = \frac{0{,}289 \cdot 10^{-7} \cdot 1220 \cdot 0{,}003^2 \cdot 700}{0{,}2267^5} = 0{,}3 \cdot 10^{-4}\ МПа$$

$$P_{зп} = \frac{0{,}289 \cdot 10^{-7} \cdot 1850 \cdot 0{,}003^2 \cdot 700}{(0{,}2953 - 0{,}245)^3 \cdot (0{,}2953 + 0{,}245)^2} = 0{,}16\ МПа$$

$$P_1=\frac{(700-10)(1850-1050)}{10^5}+0{,}3*10^{-4}+0{,}16=5{,}6\ МПа$$

- условие (1) соблюдается.

Давление на цементировочном агрегате: $P_2>P_1$, следовательно условие (2) также соблюдается.

Определяем давление на забое в конечный момент цементирования:

$$P_з=\frac{H_ц\gamma_ц}{10^5}+P_{зтр}=\frac{700\cdot1850}{10^5}+0{,}16=13.1\ МПа$$

, условие (3) принимается

Подача насосов при продавливании тампонажного раствора (для обеспечения скорости восходящего потока в кольцевом пространстве V=0,5м/с) определится по формуле:

$$Q=0.785v\left(D_c^2-d_н^2\right)=0.785\cdot0.5\cdot\left(0.2953^2-0.2267^2\right)=0.014\ м^3/с$$

Подача при закачивании определяется из условия, что при затворении смеси плотностью 1850 кг/м^3 производительность СМН $q_п$=11.5 л/с. Тогда число СМН, одновременно затворяющих тампонажный раствор определится по формуле:

$$n_с=\frac{M_{тс}}{Mc}$$

где $M_с$=20 т - вместимость СМН

$$n_c=\frac{25.4}{20}=1.3$$

Таким образом, число цементно-смесительных машин принимается равным двум. Тогда подача насосов при закачивании тампонажного раствора $Q_ц=q_п n_c=11.5\cdot2=23\ л/с$

Число цементировочных агрегатов определится из условия их подачи при продавливании:

$$n_{ца}=\frac{Q}{q_{IV}}+1$$

где $q_{|v}$ – производительность цементного агрегата на 4-ой передаче 14,5л/с

$n_{ца}$ = 14/14,5 + 1= 1,6

Принимаем 2 агрегата

Продолжительность закачивания тампонажного раствора:

$$t_з=\frac{V_ц}{60Q_ц}=\frac{18.3}{60\cdot0.015}=20.3\ мин$$

Продолжительность процесса продавливания:

$$t_{пр}=\frac{V_{пр}}{60Q}=\frac{30.3}{60\cdot0.014}=36.1\ мин$$

Общее время цементирования:

$$t_ц=t_з+t_{пр}+15=20.3+36.1+15=71.4\ мин$$

условие $t_ц\le0{,}75t$ начало схватывания цемента от 1ч20мин – 2 часов. 71,4мин$\le 0{,}75\cdot120$=1час 30 мин, следовательно условие выполняется.

Расчет цементирования эксплуатационной колонны D-168 мм

Первая ступень 1940-2747м

Проектные данные:

Диаметр долота, D_d=0.2159 м

Наружный диаметр обсадной колонны, $d_н$=0.168 м

Внутренний диаметр обсадной колонны, $d_{вн}$=0.148 м

Удельный вес тампонажного раствора, г/см^3, $\gamma_ц$=1.85

Удельный вес промывочной жидкости, г/см^3, $\gamma_{бр}$=1.05

Удельный вес жидкости затворения, г/см^3, $\gamma_в$=1,0

Водоцементное отношение, m=0.5

Глубина спуска обсадной колонны, м, Н=2747

Глубина спуска УСЦС-168, м, Н=1940

Высота цементного стакана, м, $h_{ст}$=10

Высота подъема цементного раствора, м Н=807

Коэффициент потерь цемента, $k_ц$=1.05

Коэффициент кавернозности, k=1,15

Коэффициент потерь воды, Кв=1,1

Удельный вес воды, $\rho_в$=1 г/см^3

1. Определяем по формуле количество тампонажного раствора для цементирования обсадной колонны.

$V_ц = 0{,}785 \cdot 1{,}15 \cdot ((0{,}2159^2 - 0{,}168^2) \cdot 807 + 0{,}148^2 \cdot 10 = 13{,}1$ м

2. Определяем количество сухой тампонажной смеси, необходимой для приготовления заданного объема тампонажного раствора.

$M_{mc} = 1{,}05 \cdot 1/(1+0{,}5) \cdot 1{,}85 \cdot 13{,}1 = 16{,}8$ т

3. Определяем количество жидкости для затворения тампонажного раствора

$$Vв = \frac{Кв * Mmc * m}{\gamma_в}$$

$$Vв = \frac{1{,}1 \cdot 16{,}8 \cdot 0{,}5}{1} = 9{,}2 \ м^3$$

4. Определяем объем продавочной жидкости

$V_{прод} = 0{,}785 \cdot K_в \cdot d_в^2 \cdot (H_ц - h_{цс})$

$V_{прод} = 0{,}785 \cdot 1{,}1 \cdot 0{,}148^2 (807 - 10) = 14{,}5$ м^2

5.Определяем объем буферной жидкости (исходя из условия обеспечения столба в затрубном пространстве высотой 150 м).

$V_{бж}=0{,}785 \cdot (D^2_д - D^2_н) \cdot 150$

$V_{бж}=0{,}785 \cdot (0{,}2159^2 - 0{,}168^2) \cdot 150 = 2{,}2$ м^2

Гидравлический расчёт.

Для успешного выполнения цементирования должны выполняться следующие условия :

$P_1 \le [P_1]$ (1), $P_2 \le [P_2]$ (2) , $P_3 \le [P_3]$ (3)

где P_1, $[P_1]$ - соответственно расчетное и допустимое давления на цементировочной головке ГУЦ 168*400 $[P_1]$ = 40 МПа

P_2, $[P_2]$ - соответственно расчетное и допустимое давления на насосах цементировочных агрегатов (для ЦА-320М $[P_2]$ = 32 МПа)

P_3, $[P_3]$ - соответственно расчетное давление на забое скважины и давление гидроразрыва пород ($[P_3]$ = 44,5МПа)

Давление на цементировочной головке в конечный момент цементирования:

$$P_1=\frac{(H_ц-h_{цс})(\gamma_ц-\gamma_р)}{10^5}+P_{тр}+P_{зтр}$$, где:

$$P_{тр}=\frac{0,289*10^{-7}*\gamma_р*Q^2*l}{d^5_{вс}}$$

Это гидравлическое сопротивление в момент окончания прокачки продавочной жидкости в трубах, МПа

$$P_{зп}=\frac{0.289\cdot10^{-7}\gamma_ц Q^2 H_ц}{(D-d_н)^3(D+d_н)^2}$$ – гидравлические сопротивления в момент окончания продавливания продавочной жидкости в затрубном пространстве, МПа

Q-подача насосов (в конечный момент продавливания $Q=Q_{min}$=0,003 м^3/с)

$$P_{тр}=\frac{0,289*10^{-7}*1050*0,003^2*807}{0,148^5}=0,03\,МПа$$

$$P_{зп}=\frac{0,289*10^{-7}*1850*0,003^2*807}{(0,2159-0,168)^3*(0,2159+0,168)^2}=1.9\,МПа$$

$$P_1=\frac{(807-10)(1850-1050)}{10^5}+0,03+1.9=8.3\,МПа$$

условие (1) соблюдается.

Давление на цементировочном агрегате: $P_2>P_1$, следовательно условие (2) также соблюдается.

Определяем давление на забое в конечный момент цементирования:

$$P_з=\frac{H_ц\gamma_ц}{10^5}+P_{зтр}=\frac{807\cdot1850}{10^5}+1.9=16.8\,МПа$$

, условие (3) принимается

Подача насосов при продавливании тампонажного раствора (для обеспечения скорости восходящего потока в кольцевом пространстве V=0,5м/с) определится по формуле:

$$Q=0.785\,v\,(D_c^2-d_н^2)=0.785\cdot1\cdot(0.2159^2-0.168^2)=0.014\,м^3/с$$

Подача при закачивании определяется из условия, что при затворении смеси плотностью 1850 кг/м^3 производительность СМН $q_п$=11.5 л/с. Тогда число СМН, одновременно затворяющих тампонажный раствор определится по формуле:

$$n_c=\frac{M_{тс}}{Mc}$$

где M_c=20 т - вместимость СМН

$$n_c=\frac{16.8}{20}=0.8$$

Таким образом, число цементно-смесительных машин принимается равным двум. Тогда подача насосов при закачивании тампонажного раствора $Q_ц = q_n n_c = 11.5 \cdot 1 = 11.5\ л/с$

Число цементировочных агрегатов определится из условия их подачи при продавливании:

$$n_{ца} = \frac{Q}{q_{IV}} + 1$$

где $q_{|v}$ – производительность цементного агрегата на 4-ой передаче 14,5л/с

$n_{ца}$ = 0,07/14,5 + 1= 1,5

Принимаем 2 агрегата

Продолжительность закачивания тампонажного раствора:

$$t_з = \frac{V_ц}{60 Q_ц} = \frac{13.1}{60 \cdot 0.015} = 14.5\ мин$$

Продолжительность процесса продавливания:

$$t_{пр} = \frac{V_{пр}}{60 Q} = \frac{14.5}{60 \cdot 0.014} = 17.3\ мин$$

Общее время цементирования:

$$t_ц = t_з + t_{пр} + 15 = 14.5 + 17.3 + 15 = 46.8\ мин$$

условие $t_ц \le 0{,}75t$ начало схватывания цемента от 1ч20мин – 2 часов. 46,8мин $\le 0{,}75 \cdot 120$=1час 30 мин, следовательно условие выполняется.

Вторая ступень 1940-0м.

Проектные данные:

Диаметр долота, D_d=0.2159 м

Наружный диаметр обсадной колонны, $d_н$=0.168 м

Внутренний диаметр обсадной колонны, $d_{вн}$=0.148 м

Удельный вес тампонажного раствора, г/см^3, $\gamma_ц$=1.85

Удельный вес промывочной жидкости, г/см^3, $\gamma_{бр}$=1.22

Удельный вес жидкости затворения, г/см^3, $\gamma_в$=1,0

Водоцементное отношение, m=0.5

Глубина спуска обсадной колонны, м, H=1940

Высота цементного стакана, м, $h_{ст}$=10

Высота подъема цементного раствора, м H=1940

Коэффициент потерь цемента, $k_ц$=1.05

Коэффициент кавернозности, k=1,15

Коэффициент потерь воды, Кв=1,1

Удельный вес воды, $\rho_в$=1 г/см^3

1. Определяем по формуле количество тампонажного раствора для цементирования обсадной колонны.

$V_ц = 0{,}785 \cdot 1{,}15 \cdot ((0{,}2159^2 - 0{,}168^2) \cdot 1940 + 0{,}148^2 \cdot 10 = 31{,}7$ м

2. Определяем количество сухой тампонажной смеси, необходимой для приготовления заданного объема тампонажного раствора.

M_{mc} = 1,05 · 1/(1+0,5) · 1,85 · 31,7= 40,6 т

3. Определяем количество жидкости для затворения тампонажного раствора

$$Vв = \frac{Kв * Mmc * m}{\gamma_в}$$

$$Vв = \frac{1{,}1 \cdot 31{,}7 \cdot 0{,}5}{1} = 17{,}4\ м^3$$

4. Определяем объем продавочной жидкости

$V_{прод}$ = 0,785 · 1,1 · 0,148^2 (1940 – 10)= 35 м^2

5.Определяем объем буферной жидкости (исходя из условия обеспечения столба в затрубном пространстве высотой 150 м).

$V_{бж}$=0,785 · ($D^2_д$ – $D^2_н$) · 150

$V_{бж}$=0,785 · (0,2159^2-0,168^2) · 150=2,2 м^2

Гидравлический расчёт.

Для успешного выполнения цементирования должны выполняться следующие условия :

$$P_1 \le [P_1] \quad (1), \qquad P_2 \le [P_2] \quad (2), \qquad P_3 \le [P_3] \quad (3)$$

где P_1, $[P_1]$ - соответственно расчетное и допустимое давления на цементировочной головке ГУЦ 168х400 $[P_1]$ = 40 МПа

P_2, $[P_2]$ - соответственно расчетное и допустимое давления на насосах цементировочных агрегатов (для ЦА-320М $[P_2]$ = 32 МПа)

P_3, $[P_3]$ - соответственно расчетное давление на забое скважины и давление гидроразрыва пород ($[P_3]$ = 32МПа)

Давление на цементировочной головке в конечный момент цементирования:

$$P_1 = \frac{(H_ц - h_{цс})(\gamma_ц - \gamma_р)}{10^5} + P_{тр} + P_{зтр},$$ где:

$$Р_{тр} = \frac{0{,}289 * 10^{-7} * \gamma_р * Q^2 * l}{d^5_{вс}}$$

Это гидравлическое сопротивление в момент окончания прокачки продавочной жидкости в трубах, МПа

$$P_{зп} = \frac{0.289 \cdot 10^{-7} \gamma_ц Q^2 H_ц}{(D - d_н)^3 (D + d_н)^2}$$ – гидравлические сопротивления в момент окончания продавливания продавочной жидкости в затрубном пространстве, МПа

Q-подача насосов (в конечный момент продавливания Q=Q_{min}=0,003 м^3/с)

$$Р_{тр} = \frac{0{,}289 * 10^{-7} * 1220 * 0.003^2 * 1940}{0{,}148^5} = 0{,}008\ МПа$$

$$Р_{зп} = \frac{0{,}289 * 10^{-7} * 1850 * 0{,}003^2 * 1940}{(0{,}2159 - 0{,}168)^3 * (0{,}2159 + 0{,}168)^2} = 0.5\ МПа$$

$$P_1 = \frac{(1940 - 10)(1850 - 1220)}{10^5} + 0{,}008 + 0.5 = 13\ МПа$$

- условие (1) соблюдается.

Давление на цементировочном агрегате: $P_2 > P_1$, следовательно условие (2) также соблюдается.

Определяем давление на забое в конечный момент цементирования:

$P_з = \frac{H_ц \gamma_ц}{10^5} + P_{зтр} = \frac{1940 \cdot 1850}{10^5} + 0.5 = 36.3\ МПа$, условие (3) принимается

Подача насосов при продавливании тампонажного раствора (для обеспечения скорости восходящего потока в кольцевом пространстве V=0,5м/с) определится по формуле:

$$Q = 0.785 v \left(D_c^2 - d_н^2 \right) = 0.785 \cdot 1 \cdot \left(0.2159^2 - 0.168^2 \right) = 0.014\ м^3/с$$

Подача при закачивании определяется из условия, что при затворении смеси плотностью 1850 кг/м^3 производительность СМН $q_п$=11.5 л/с. Тогда число СМН, одновременно затворяющих тампонажный раствор определится по формуле:

$$n_c = \frac{M_{тс}}{Mc}$$

где M_c=20 т - вместимость СМН

$n_c = \frac{40.6}{20} = 2$

Таким образом, число цементно-смесительных машин принимается равным двум.Тогда подача насосов при закачивании тампонажного раствора $Q_ц = q_n n_c = 11.5 \cdot 2 = 23\ л/с$

Число цементировочных агрегатов определится из условия их подачи при продавливании:

$n_{ца} = \frac{Q}{q_{IV}} + 1$

где $q_{|v}$ – производительность цементного агрегата на 4-ой передаче 14,5л/с

$n_{ца}$ = 7/14,5 + 1= 1,5

Принимаем 2 агрегата

Продолжительность закачивания тампонажного раствора:

$t_з = \frac{V_ц}{60 Q_ц} = \frac{31.7}{60 \cdot 0.015} = 35.2\ мин$

Продолжительность процесса продавливания:

$t_{пр} = \frac{V_{пр}}{60 Q} = \frac{35.2}{60 \cdot 0.014} = 42.3\ мин$

Общее время цементирования:

$$t_ц = t_з + t_{пр} + 15 = 35.2 + 42.3 + 15 = 92.5\ мин$$

условие $t_ц \le 0{,}75t$ начало схватывания цемента от 1ч20мин – 2 часов. 92,5мин$\le 0{,}75 \cdot 120$=1час 30 мин, следовательно условие выполняется.

7.3 Оценка качества цементирования скважины

К технологическим операциям после цементирования скважины относятся: работы по управлению скважиной в период ОЗЦ, проведение электрометрических работ, связанных с оценкой качества цементирования, обвязка устья скважины, испытание на герметичность оборудования устья скважины и обсадных колонн.

После затвердевания цементного раствора и приобретения камнем минимально необходимой прочности проверяют качество цементирования: истинную длину зацементированного интервала, полноту вытеснения промывочной жидкости цементным раствором, а так же герметичность обсадной колонны.

Оценка качества цементирования скважин производится следующими геофизическими методами:

- ОЦК – определение высоты подъема цементного раствора за колонной;

-АКЦ – акустическая цементометрия, определяется “сцепление” (плотность контакта) цементного камня с колонной и породой, определение высоты подъема цемента;

- ГГК (СГДТ) – определение плотности цементного камня за колонной, эксцентриситета колонны, характера заполнения затрубного пространства цементным раствором-камнем, мест размещения технологической оснастки по колонне – центраторов. ОЦК проводится на момент конца схватывания цементного раствора в точке его проектного подъема. Высота подъема цементного раствора определяется по аномалии температуры. Дополнительная информация – распределение температуры по стволу скважины. Так как при цементировании скважины применяется облегченный цементный раствор, высота подъема цементного раствора уточняется по данным АКЦ ввиду того, что облегченные цементные растворы не дают четкой температурной аномалии, вызванной гидратацией цемента.

АКЦ - метрия проводится при достижении прочности цементного камня при изгибе не менее 1 МПа. АКЦ может проводиться сразу после ОЗЦ, рекомендуемое время проведения АКЦ – через 3 суток после цементирования скважины. АКЦ - метрия в зоне размещения облегченного цементного камня должна проводиться с помощью приборов, отрегулированных на фиксацию низкопрочного цементного камня – ниже 1,0 МПа при изгибе. По данным АКЦ окончательно устанавливается высота подъема цемента.

СГДТ проводится в те же сроки, что и АКЦ - метрия. СГДТ дает удовлетворительные результаты по плотности цементного камня в том случае, если разность плотностей тампонажного раствора и бурового не менее 0,5 г/см^3. Как правило, разность между плотностью цементного камня и цементного раствора за счет седиментационных процессов и гидратации цемента составляет 50 кг/м^3. Большая разность плотностей свидетельствует о смешении бурового и тампонажного растворов. По СГДТ устанавливают также высоту подъема цемента и величину зоны смешения бурового раствора и тампонажного в том случае, если разность их исходных плотностей более 500 кг/м^3.

По СГДТ определяется эксцентриситет колонны по стволу скважины. Считается центрирование колонны удовлетворительным, если эксцентриситет

колонны не превышает значения 0,5. Дополнительно по СГДТ определяется фактическое размещение технологической оснастки по длине колонны.

После затвердения цементного раствора и проверки качества цементирования демонтируют устьевую воронку и обвязывают обсадную колонну с предыдущей при помощи колонной головки типа ОКК2М.

Затем скважину опрессовывают жидкостью освоения (продавочной жидкостью) давлением 95 кгс/см^2. В процессе испытания колонны на герметичность создаваемое внутреннее давление на трубы должно превышать на 10% возможное давление, возникающее при ликвидации флюидопроявлений и открытых фонтанов, а также при опробовании и эксплуатации скважины;

Обсадная колонна считается герметичной, если в течение 30 мин давление опрессовки снизилось не более, чем на 0,5 МПа. Наблюдение за изменением давления начинается через 5 мин после создания расчетного опрессовочного давления.

Порядок работ и требования по испытанию на герметичность должны соответствовать РД 39-093-99 “Инструкция по испытанию обсадных колонн на герметичность”.

8 Оборудование устья скважины

Для управления скважиной при нефтегазопроявлениях, герметизации затрубного пространства при цементировании обсадных колонн, и других операций при бурении скважины предусматривается применение следующего оборудования.

А) Колонной головки ОКК2-350-324х245х168

Б) Противовыбросовое оборудование ОП5-350х35 ГОСТ13862-90 (кондуктор), ОП5-280х35 (промежуточная колонна), ОП5-230х35 (эксплуатационная колонна)

В) Фонтанная арматура АФК-5-65х35К2 , резьба НКТ(НК73); под диаметр эксплуатационной колонны 168 мм.

Выбор типа устьевого оборудования производится по максимально возможным давлениям на устье скважины (раздел «Расчёт обсадных колонн.

Выбираем схему номер 5 (под кондуктор и техническую колонну)-трехпревенторная, с двумя линиями манифольда (линия дросселирования и линия глушения) с одной крестовиной.

Таблица 8.1 - Спецификация устьевого и противовыбросного оборудования

Обсадная колонна	Типоразмер, шифр или название устанавливаемого устьевого оборудования	ГОСТ, ОСТ, ТУ и т.д. на изготовление	Количество	Допустимое рабочее давление в МПа
Кондуктор	ОП5-350х35 (плашечный превентор и ПУГ)	ГОСТ 13862-90	1	35
Техническая колонна	ОП5-280х35 (два плашечных превентора и ПУГ)	ГОСТ 13862-90	1	35
Эксплуатац. колонна	ОКК2-350-324х245х168 (колонная головка) ОП5-230х35 (плашечный превентор)	ТУ 3901-301-77 ОСТ26-02-1366-76	1	35

Схема монтажа противовыбросового оборудования представлена на рисунке 8.1.

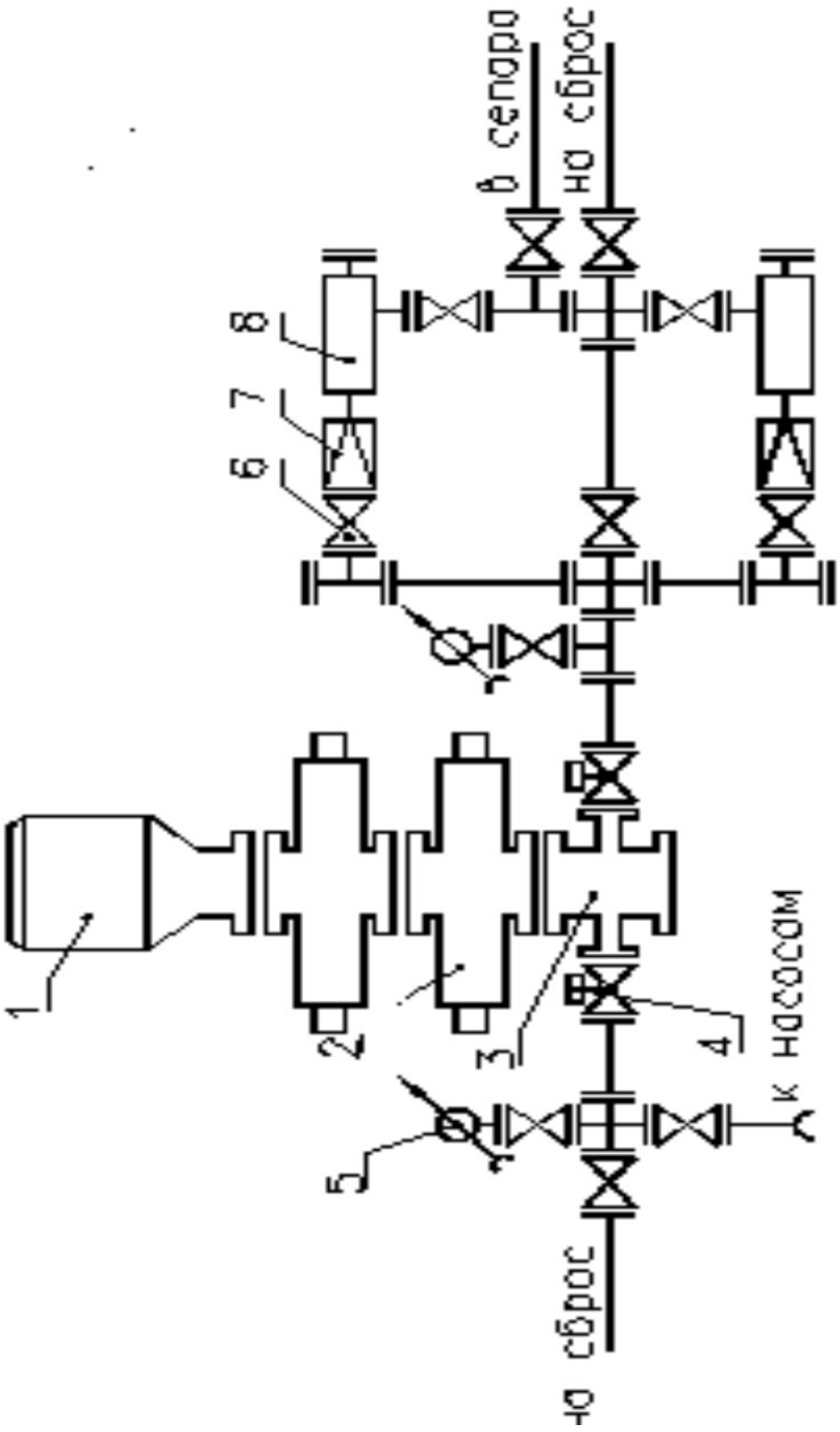


Рисунок 8.1 - Схема монтажа ПВО

Условные обозначения: 1, 2 –универсальный и плашечный превенторы; 3 – устьевая крестовина; 4, 6 – задвижки с гидравлическим и ручным управлением; 5 – манометр с запорным и разрядным устройствами; 7, 9 – регулируемые дроссели с гидравлическим и ручным управлением; 8 –отбойная камера с разрядным устройством.

9 Метод заканчивания скважины и вскрытие продуктивного горизонта

9.1 Первичное вскрытие продуктивного горизонта

Первичное вскрытие продуктивного пласта происходит в процессе бурения скважины до проектной глубины. Этот способ наиболее распространенный в виду своей простоты, дешевизны. Существенным недостатком является то, что состав и свойства бурового раствора выбирают с учетом свойств не только продуктивного пласта, но и всех других вышележащих пластов. Это приводит к загрязнению пласта буровым раствором в процессе бурения.

Цель разработки, качественное вскрытие продуктивных пластов. Под качественным вскрытием понимают степень изменения гидропроводности того или иного пласта. Для качественного вскрытия необходимо регулировать Рг.с. на пласт. Для этого применяют буровые растворы с малой плотностью. Для интервала продуктивного пласта проведен расчет плотности бурового раствора и принята плотность р=1,13 г/см^2.

Свойства бурового раствора должны быть строго регламентированы и к нему предъявляются требования:

1) плотность должна быть такой, чтобы дифференциальное давление при бурении продуктивного пласта было нулевым или близко к нулю;
2) фильтрация бурового раствора должна быть минимальной.

В качестве бурового раствора используется раствор биополимерный на водной основе, имеющий следующие параметры: плотность – 1,06 г/см^3; вязкость – 30 сек.; водоотдачу – 6,0 см^3/30 мин.; статическое напряжение сдвига 1/10мин – 30/60 г/см$^{2;}$ рн – 9.

На качественное вскрытие влияет скорость бурения. Чем быстрее проходится продуктивный пласт, тем меньше производится на него воздействие. Продуктивный горизонт вскрывается турбинным способом.

Расход промывочной жидкости в интервале продуктивного пласта составляет Q = 15 л./с. Для наименьшего загрязнения продуктивного пласта, необходимо придерживаться параметров режима бурения, поддерживать качество бурового раствора, соблюдать режимы работы буровых насосов.

9.2 Вторичное вскрытие продуктивного пласта и опробование в процессе бурения

Для изучения перспектив нефтегазоносности вскрываемого разреза, получения данных о характере насыщения пластов, определения их гидродинамической и фильтрационной характеристик, выделения возможно продуктивных горизонтов предусматривается опробование ИП на бурильных трубах в процессе бурения.

Испытание в процессе бурения предусматривается также с целью определения целесообразности спуска эксплуатационной колонны. Опробование объектов в процессе бурения испытателем пластов производится после вскрытия и проведения ГИС.

Опробование скважины в процессе бурения должно производиться в стандартном режиме без выпуска жидкости долива и пластового флюида на поверхность. Оно выполняется при отсутствии осложнений в стволе скважины, поглощений или водонефтегазопроявлений. Время между вскрытием интервала и его испытанием должно составлять не более 5 суток. Время стояния на притоке выдерживается в зависимости от интенсивности притока, но не менее 60 минут при малодебитном притоке. Для установления фильтрационно-емкостных характеристик разреза, определения эффективных толщин, возможной нефтегазонасыщенности, изучения физико-химических свойств нефти и газов в пластовых и поверхностных условиях, особенно в пластах с газовым и газонефтяным насыщением, планируется в процессе бурения провести опробование пластов аппаратурой на каротажном кабеле в режимах ГДК и ОПК. Опробование объектов следует производить как можно быстрее после их вскрытия бурением в целях уменьшения влияния различных искажающих факторов.

Перед опробованием интервала выполняется комплекс геофизических исследований в объеме БК, ГК, НГК, профилеметрия. В случае получения притока повторно проводится каротаж в объеме БК, ГК, НГК. По окончании бурения, на основании комплексной интерпретации геофизических данных, результатов предварительного изучения керна проводится выбор объектов для испытания через эксплуатационную колонну. Перед испытанием объекта скважина до устья заполняется раствором по своим параметрам, соответствующим раствору, на котором проводилось вскрытие данного горизонта. Перед перфорацией для уточнения выбора объекта и привязки его к разрезу проводится комплекс ГИС в объеме ГК, ПГК, ЛМ. ТС. После перфорации ЛМ и ТС. Перфорация производится перфораторами типа «Перфотех» ЗПК-105С7 с плотностью прострела 20 отверстий на погонный метр. Вызов притока осуществляется заменой промывочной жидкости на слабоминерализованный раствор CaCl (или $NaC1_2$) и снижением уровня свабированием. При этом, во избежание смыкания трещин и подтягивания пластовых флюидов, максимальная постоянная депрессия на пласт не должна превышать 3-4 МПа. При получении притока нефти, газа или пластовой воды производятся исследовательские работы согласно действующих инструкций. При получении притока нефти или газа производится определение дебита на 5-7 режимах прямого и обратного хода работы скважины, пластовых, устьевых и забойных давлений и температур, определение газового фактора, отбираются поверхностные и глубинные пробы.

Испытание газовых горизонтов производится с исследованием их на конденсатность. Исследования проводятся на благоприятных режимах, то есть при депрессии на пласт не более 20% от пластового давления, с целью обеспечения максимального выноса конденсата и предотвращения его выпадения в призабойной зоне пласта. При получении притока воды и достижении постоянства минерализации по стволу скважины, определяется дебит при различных динамических уровнях, забойное, пластовое давления и температура, статический уровень, газовый фактор. Отбираются пробы воды на химический анализ. При получении из пласта притока пластового флюида

производится отбор проб на запланированный комплекс лабораторных исследований. При испытании газовых объектов производится отбор проб газа, исследование на конденсатность - рекомбинированных проб газа и конденсата, нефтяных объектов - поверхностных и глубинных проб, нефти и растворенного газа, водяных объектов - проб воды и растворенности газа.

Для предупреждения гидратообразования при испытании низкодебитных газовых объектов необходимо максимально сократить простои и технологические перерывы в работе. Предусмотреть промывку скважины и ее глушение минерализованным раствором температурой 30-40°С.

Для изоляции объектов при испытании скважин производится установка цементных мостов. Перед установкой цементного моста необходимо провести кольматацию интервала перфорации глинистой пастой с наполнителем.

10 Интервалы осложнений и проявлений

Возможные интервалы поглощения промывочной жидкости при бурении скважины приведены в таблице 10.1.

Таблица 10.1 - Возможные интервалы поглощения промывочной жидкости

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Максимальная интенсивность поглощения, $м^3$/час	Расстояние от устья скважины до статического уровня при его max	Имеется ли потеря циркуляции	Градиент давления поглощения, $кгс/см^2 \cdot м$		Условия возникновения
	от	до				При вскры-тии	После изоля-цион-ных работ	
Q	0	40						
Q2uk	220	280	<15	40	Нет			Нарушение равновесия между пластовым и гидродинамическим давлением в процессе бурения более чем 15 $кгс/см^2$
			- // -	120	Да			
Є3	620	650	30	80				То же в интервалах залегания трещиноватых и высокопроницаемых пород. Превышение пластовое давление более чем 25 $кгс/см^2$
	700	730						
Є1ag	1080	1100	>15	80	Нет			
	1320	1340	- // -	- // -	- // -			
Є1us	2205	2250	- // -	- // -	- // -			
Є1m	2370	2680	- // -	- // -	- // -			Аномально низкое пластовое давление

Таблица 10.2 - Осыпи и обвалы стенок скважины

Индекс стратиграфического подразделение	Интервалм		Буровые растворы, применявшиеся ранее			Время до начала осложнения, сут.	Мероприятия по ликвидации последствий
	от	до	тип раствора	плотность, г/см^3	данные по раствору влияющие на устойчивость пород		
Q	0	15	вода	1,0		0,5	Спуск направления
Є$_3$il	265	295	глинистый	1,15	обработанный каустической содой	1,5-2	Проработка и промывка, спуск кондуктора
Є$_3$vl	295	735	глинистый	1,15	обработанный каустической содой	2-3	

Таблица 10.3 - Нефтегазоводопроявления

Индекс стратиграфического	Интервал, м		Вид проявляемого флюида	Длина столба газа при ликвидации, м	Плотность смеси при проявлении для расчета давлений, г/см^3		Условия возникновения	Характер проявления
	от	до			внутреннего	наружного		
Є$_{2-1}$lt	735	805	вода	--			Депрессии на пласт в следствие поршневания и снижения уровня жидкости;	Увеличения водоотдачи бурового раствора
Є$_1$ag	860	1180	вода	---	0,73			
Є$_1$us	2200	2370	газ, нефть	1650	0,74		Разжижения пластовыми водами и разгазирования бурового раствора	В виде пленок нефти, насыщения раствора газом, выброс газа
Є$_1$m	26	26	газ,					

	40	80	нефть					

Таблица 10.4 - Прихватоопасные зоны

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Вид прихвата (от перепада давления, заклинки, сальникообразования и пр.)	Наличие ограничений на оставление инструмента без движения или промывки (да, нет)	Условия возникновения
	от верх	до низ			
$Є_3$il	265	295	Сальникообразования, заклинки.	да	Увлажнение аргиллитов вследствие высокой водоотдачи бурового раствора. Образование шламовых корок, сужение ствола, заклинивание инструмента, перепад давления. Оставление инструмента без движения более 0,5 часа.
$Є_3$vl	295	735		да	
$Є_1$ag	820	1305	Сальникообразования, сужение ствола, заклинивание инструмента, перепад давления.	да	
- // -	1320	1340		да	
$Є_1$us	2205	2250		да	

11 Специальная тема

Химические методы предупреждения и борьбы с сероводородной агрессией.

Проблема борьбы с сероводородной агрессией при строительстве и ремонте скважин с высоким содержанием в продуктивных пластах сероводорода, часто совместно с диоксидом углерода, по-прежнему актуальна для мировой нефтегазовой промышленности.

Сероводородная коррозия способствует созданию аварийных ситуаций, повышению эксплуатационных расходов и затрат на ремонт, приводит к потерям продукции, загрязнению окружающей среды, резкому сокращению сроков службы оборудования и коммуникаций.

Появление сероводорода в буровом растворе в свободном состоянии может вызвать серьезные нарушения в процессе бурения, включая отравление обслуживающего персонала, взрывы и пожары, коррозию бурильного инструмента, аварии в скважине. При попадании сероводорода в буровой раствор на водной основе происходит снижение pH до 5-6, что ведет к резкому изменению его свойств (коагуляция, деструкция химических реагентов и т.д.). Сероводород при растворении в воде диссоциирует, образуя слабую кислоту. Лабораторные и промысловые испытания показали, что при пропускании сероводорода через буровые растворы, стабилизированные УЩР, КМЦ, гипаном, крахмалом, значительно повышаются условная вязкость и статическое напряжение сдвига, а pH снижается. При pH<7 буровые растворы находятся в пастообразном состоянии, что может привести к образованию сальников и прихвату бурильного инструмента. Влияние сероводорода на свойства растворов на нефтяной основе менее значительно, чем на водной, но также отрицательно.

Сероводород вызывает разрушение оборудования в результате электрохимической, общей коррозии и водородного охрупчивания. Главная опасность сероводородсодержащих сред заключается в сопутствующем общей коррозии металла и коррозионному растрескиванию оборудования. Сульфидное растрескивание опасно тем, что визуально оно не обнаруживается, а разрушение происходит чаще всего неожиданно. При высоких давлениях сероводород переходит в жидкость. Чрезвычайно высокая агрессивность сероводорода предъявляет высокие требования к разработке мероприятий (комплексных) по борьбе с сероводородной агрессией.

11.1 Нейтрализация сероводорода в буровых растворах

Многообразие разработанных реагентов - нейтрализаторов сероводорода как у нас в стране, так и за рубежом свидетельствует, с одной стороны, о значительной потребности практики бурения в хороших реагентах, а с другой стороны- о недостаточном соответствии существующих реагентов требованиям к ним .

В таблице 11.1 представлены требования к идеальному поглотителю сероводорода, составленные фирмой «Магкобар», и степень соответствия им

наиболее известных нейтрализаторов в отечественной и зарубежной практике бурения. Оценка степени соответствия этим требованиям условная и является сравнительной.

Таблица 11.1 - Требования к идеальному поглотителю сероводорода

Требования	Реагенты					
	Ironite Sponge	ЖС-7	Технический MnO_2	Карбонаты цинка	Утяжелители на основе оксида железа	Органические (Т-66)
Реакция должна быть полной и прогнозируемой. Продукты реакции должны в любых условиях оставаться инертными в буровом растворе	> 80	> 80	20-80	> 80	20-80	< 20
Поглощение должно происходить в любом физическом или химическом окружении (широкий диапазон pH, температура, давление, конкурентные реакции и т. д.)	< 20 (pH<7)	< 20 (pH<7)	20-80	> 80	< 20 (pH<7)	< 20 (pH<5)
Реологические свойства бурового раствора, фильтрация и качество глинистой корки не должны ухудшаться даже при высокой температуре при поддержке избытка поглотителя в буровом растворе	> 80	20-80	< 20	20-80	> 80	20-80
Действительное количество реагирующего поглотителя в буровом р-ре следует быстро и легко измерять на буровой	> 80	< 20	< 20	< 20	> 80 магнетит	< 20
Поглотитель и продукты его реакции не должны вызывать коррозию металла	> 80	> 80	н	> 80	> 80	> 80
Поглотитель должен обеспечивать безопасность бурения в зонах с сероводородом	20-80	20-80	20-80	20-80	20-80	< 20
Поглотитель должен быть доступен и экономичен для использования в промышленности	< 20	20-80	20-80	< 20	> 80	< 20

Проводимые исследования (Технологические жидкости для заканчивания и ремонта скважин) показывают, что в настоящее время практически невозможно выделить какой-либо один реагент, наиболее полно соответствующий требованиям, предъявляемым к идеальному поглотителю.

Отсутствие поглотителя, близкого к идеальному, приводит к необходимости комбинировать реагенты для обеспечения безопасности в условиях сероводородной агрессии. Одним из наиболее распространенных вариантов обработки в зарубежной практике является комбинация: Ironite Sponge и основной карбонат цинка, в которой реагент на основе оксида железа Ironite Sponge играет вспомогательную роль. В случае, если основной карбонат цинка не обеспечивает нейтрализацию сероводорода в щелочной среде и вследствие его поступления в буровой раствор pH станет меньше 7, нейтрализующую функцию выполнит Ironite Sponge. Однако нецелесообразно такой дорогостоящий и дефицитный реагент использовать в качестве вспомогательного. Для этой цели перспективны утяжелители на основе оксида железа (см. табл. 11.1), например, магнетитовые концентраты. Они удовлетворяют идеальному поглотителю по всем требованиям. Существенным их недостатком является малая нейтрализующая активность. Вместе с тем утяжелители соответствуют первому требованию в отношении продуктов реакции. Таким образом, при увеличении поглотительной активности утяжелителей на основе оксидов железа до уровня, близкого Ironite Sponge, они могли бы по сумме показателей соответствия требованиям к идеальному поглотителю превзойти этот материал.

Однако следует иметь в виду, что основная функция утяжелителя - повышение плотности бурового раствора, поэтому необходимо оптимальное сочетание нейтрализующей и утяжеляющей функций этих материалов для связывания сероводорода. Эффективность нейтрализаторов сероводорода в буровых растворах должна определяться не только удельной нейтрализующей активностью, но и предельно возможной концентрацией его в буровом растворе. Комплексной величиной для оценки может быть поглотительная емкость единицы объема бурового раствора при максимально возможном содержании материала (без ущерба для технологических свойств).

До настоящего времени нет единых критериев оценки эффективности нейтрализаторов сероводорода. Как правило, за основной параметр материала принимается его химическая активность, причем в дисперсионной среде, что явно недостаточно. Буровые растворы и жидкости глушения - сложные многокомпонентные системы, которые могут, даже не вступая в химическое взаимодействие с сероводородом и нейтрализатором, оказывать влияние (как правило, замедляющее) на скорость реакции нейтрализации.

11.2 Буровые растворы для вскрытия сероводородсодержащих пластов

Буровые растворы на водной и нефтяной основах сильно отличаются по отношению к сероводороду, что связано с различной физико-химической природой растворения сероводорода в дисперсионной среде, а также с

устойчивостью к сероводороду разных структурообразующих материалов (глина, с одной стороны, известь и битум - с другой).

Первой попыткой создания у нас в стране специального бурового раствора на водной основе для условий сероводородной агрессии следует считать его разработку на Астраханском ГКМ. За основу был взят лигносульфонатный буровой раствор, обработанный КССБ, NaOH и хромпиком. При создании системы бурового раствора авторы руководствовались следующими принципами:

1) глинистая фаза раствора должна быть наиболее устойчивой к воздействию сероводорода;

2) утяжелитель должен поглощать сероводород;

3)реагенты-нейтрализаторы должны дополнять друг друга и обеспечивать нейтрализацию сероводорода в широком диапазоне pH и температур.

К перечисленным следует добавить еще одно условие:

- наличие в буровом растворе ингибитора сероводородной коррозии.

Это условие, по-видимому, является обязательным, так как реакция сероводорода с любым реагентом-нейтрализатором не протекает мгновенно, и в течение какого-то времени H_2S воздействует на бурильный инструмент. Для приготовления буровых растворов были рекомендованы альметьевский, константиновский, городищенский глинопорошки. К утяжелителям, способным связывать сероводород, как известно, относятся оксиды железа (магнетит, гематит), а также карбонат железа.

На Астраханском ГКМ применяют обычно буровой раствор, состоящий из КССБ, NaOH, хромпика, Т-66, альметьевского глинопорошка, магнетита в качестве утяжелителя и активированного магнетита (Н-5) в качестве связывателя сероводорода. Такой буровой раствор, содержащий несколько нейтрализаторов, позволяет эффективно нейтрализовать как свободный неионизированный сероводород, так и ионизированный в широком диапазоне pH. Нормальной нейтрализующей способностью, определяемой в лабораторных условиях, считается 5-6 кг H_2S на 1 $м^3$ раствора в 1 час, и она поддерживалась на этом уровне добавками реагентов-нейтрализаторов.

В объединении «Краснодарнефтегаз» для бурения в условиях проявлений сероводорода применяют минерализованные буровые растворы, содержащие КМЦ-85/500, оксил, хлорид натрия (до насыщения), кальцинированную соду, хромпик, барит и магнетит ЮГОКа. При наличии в буровом растворе достаточного количества магнетита (не менее 200 $кг/м^3$) такой состав обеспечивает бурение в условиях небольших поступлений сероводорода. Однако при больших поступлениях сероводорода требуется утяжеление раствора только магнетитом, что при современном качестве железистых утяжелителей делать нецелесообразно (повышенная абразивность и структурообразование).

Перспективными для бурения в условиях сероводородной агрессии являются гидрогелевые растворы с конденсированной твердой фазой, что связано с устойчивостью структурообразующей твердой фазы таких растворов к воздействию сероводорода.

Наиболее приемлемым буровым раствором в условиях сероводородной агрессии считают известково-битумный раствор (ИБР). Это объясняется его высокой устойчивостью к сероводороду и высокой поглотительной способностью (даже без обработки реагентами-нейтрализаторами), малым коррозионным воздействием и высокими связывающими свойствами, что особенно важно при проявлениях сероводорода.

Считают, что в ИБР сероводород (а также углекислый газ) связывает гидроокись кальция (гашеная известь). Другие исследователи полагают, что в реакцию взаимодействия с сероводородом вступают органические компоненты ИБР, образующие с ним устойчивые сероорганические соединения.

Реакция утяжелителя-нейтрализатора с сероводородом является необратимой, а при росте температуры наблюдается увеличение ее скорости.

После насыщения проб 1 и 2 сероводородом при 20°С были измерены их реологические показатели на ротационном вискозиметре ВСН-3 при различных температурах.

Результаты испытаний проб ИБР до насыщения сероводородом и после представлены в таблице 11.2.1, из которой видно, что сероводород в больших количествах отрицательно влияет на структурно-механические показатели ИБР, вызывая их увеличение.

Таблица 11.2 - Результаты испытаний проб ИБР

Параметры бурового раствора	ИБР утяжеленный баритом (проба 1)				ИБР с 10% ЖС-7 (проба 2)			
	при Т, °С				при Т, °С			
	20	40	60	80	20	40	60	80
До насыщения сероводородом								
Эффективная вязкость (при 200 мин$^{-1}$), мПа-с	253	180	117	96	240	165	121,5	94,5
Пластическая вязкость, мПа-с	-	211,5	71	57	-	172,5	58	52
Динамическое напряжение сдвига, дПа	-	-	96	78	-	-	147	93
СНС1, дПа	81	90	111	158	95	96	132	129
После насыщения сероводородом								
Эффективная вязкость (при 200 мин$^{-1}$, мПа-с)	378	252	196,5	151,5	315	195	141	105
Пластическая вязкость, мПа-с	-	150	87	53	-	72	55	32
Динамическое напряжение сдвига, дПа	-	204	237	219	-	288	255	168
СНС1, дПа	165	162	360	330	180	105	69	195

11.3 Ингибирование сероводородной коррозии оборудования

В связи с широким масштабом и многообразием видов поражения скважинного оборудования и обсадных колонн в сероводородсодержащих средах необходимы выбор соответствующих защитных средств и разработка определенных технологических мероприятий. Одним из основных путей борьбы с сероводородной коррозией является ингибиторная защита.

Важное значение имеет своевременное применение ингибиторов коррозии. Анализ показал, что нефтяники, как правило, опаздывают с применением ингибиторов и начинают их активно использовать тогда, когда металл стенок обсадных колонн и внутрискважинного оборудования уже начал разрушаться. В такой ситуации эффект ингибиторной защиты резко понижен. Поэтому необходимо осуществлять профилактическую ингибиторную защиту труб и оборудования на стадии строительства скважин.

Известны многочисленные случаи в практике , когда проблема ингибирования коррозии колонн труб, оборудования и бурильного инструмента в процессах бурения и заканчивания встает уже не только в качестве профилактического мероприятия, а как требующая оперативных решений из-за интенсивных поступлений сероводорода в буровые растворы и жидкости при специальных работах в скважине.

С целью ингибирования коррозии бурильного инструмента, обсадных колонн и оборудования при вскрытии сероводород- содержащих коллекторов или при разложении серосодержащих химических реагентов целесообразно вводить в буровой раствор медный или железный купорос в количестве 0,01-0,2 % в виде 2-10%-ного водного раствора. Оптимальные добавки этих электро-литов практически не влияют на технические показатели буровых растворов, однако избыток их вызывает рост водоотдачи и снижение pH систем. Для создания нормальных условий работы буровой бригады, т.е. нейтрализации сероводорода до желобной системы, добавки растворов электролитов в буровой раствор следует осуществлять или под ротором, или принудительной закачкой через отводы от буровой.

Сильно выраженной ингибирующей способностью обладают водорастворимые силикаты. Введение 2-4 % силиката натрия или калия предотвращает коррозию бурового оборудования при солевой и сероводородной агрессии.

11.4 Охрана окружающей среды от вредных выбросов, связанных с присутствием сероводорода

Присутствие сероводорода в нефтяном или природном газе исключает возможность их дальнейшего использования и создает целый ряд проблем с позиции охраны окружающей среды.

До настоящего времени месторождения природного газа не осваиваются без сооружения установок по очистке от сероводорода, а нефтяной газ, содержащий H_2S, сжигается в факелах.

Принято считать, что сжигание газов, содержащих сероводород, обеспечивает охрану окружающей среды. Однако исследования показали, что образующиеся при сгорании (окислении кислородом воздуха) сероводорода сернистый и серный ангидриды вместе с образующимися водяными парами создают облака сернистой и серной кислот, выпадение которых в виде осадка оказывает вредное влияние на природную среду.

Для очистки углеводородных газов от H_2S промышленное применение получили абсорбционные процессы. В газовой промышленности в качестве абсорбента используют алканоламины (например, диэтаноламин), обеспечивающие высокую степень извлечения сероводорода и двуокиси углерода из газа. В целях комплексной очистки высокосернистого газа рекомендовано применять комбинированные поглотители КП-1, КП-5, содержащие физический и химический растворители.

Разработан специальный поглотительный раствор, в состав которого входят взвесь гидроокиси железа и кальцинированная сода (карбонат натрия). Новая технология очистки газа от сероводорода, внедренная в объединении Даг-нефть, предполагает промывку его растворами, содержащими гидроокись железа и соль угольной кислоты щелочного металла.

Для борьбы с загрязнением окружающей среды на буровой, а также на добывающей скважине предлагается применять взаимодействующие с сероводородом карбонаты катионов Ш и 1У аналитических групп, в частности цинка, меди, железа, свинца и CuO, MnO.

Более перспективно использование гидроокисей двух- и трехвалентных металлов, в частности, гидроокиси кальция (извести) - наиболее дешевого и доступного материала.

Внедрение очистки газов от сероводорода и связанная с этим ликвидация факелов позволяют избежать загрязнения окружающей среды двух- и трехокисью серы, сероводородом и окисью углерода.

11.5 Поглотитель сероводорода и меркаптанов серии Asulpher

Поглотитель сероводорода и меркаптанов серии Asulpher предназначен для нейтрализации (поглощения) сероводорода и меркаптанов в газо-водо-нефтяных системах в процессах добычи подготовки и транспорта нефти.

Кроме основного предназначения, может использоваться при абсорбции кислых компонентов из попутных газов.

Asulpher - является нефте-водорастворимым продуктом.

Поглотитель необратимо взаимодействует с сероводородом и меркаптанами, присутствующими в газовой, водной и нефтяной фазах, с образованием растворимых в воде, устойчивых, нетоксичных продуктов.

Поглотитель сероводорода и меркаптанов серии Asulpher разработан с учетом всех современных требований к продуктам нефтепромысловой химии, что обеспечиват его высокие функциональные и эксплуатационные свойства и отличный результат применения.

12 Выбор бурового оборудования

Буровая установка выбирается, в первую очередь, из условий достаточной грузоподъемности для обеспечения строительства скважин по данному проекту с максимальной длиной наклонно-направленного ствола. Номинальная грузоподъемность буровой установки обуславливается допустимой нагрузкой на крюке. Согласно пункту 2.5.6 «Правил безопасности» грузоподъемность буровой установки должна удовлетворять следующим условиям: максимальному весу бурильной колонны; максимальному весу обсадной колонны. Также выбор буровой установки ведется с учетом конкретных геологических, климатических, энергетических, дорожно-транспортных условий и с учётом основных параметров комплексов буровой установки согласно ГОСТ 16293-82.

Учитывая вышеизложенные факторы, а также принимая во внимание, что месторождение данное предназначено для разбуривания кустовым методом, и принимая во внимание, что есть энергоноситель, выбираем буровую установку Уралмарш БУ-3000ЭУК-1

БУ- буровая установка

Э- привод электрический

У-универсальная монтажеспособность

К- кустовое бурение

1- модификация (эшелонное расположение блоков)

Таблица 12.1 - Средства контроля

Наименование, а также тип, вид, шифр и т.д.	ГОСТ, ОСТ, МУ, ТУ и т.д. на изготовление	Кол-во, шт.
Гидравлический индикатор веса ГИВ-6		2
Станция контроля и управления бурением	«ИМС 96-02»	1
Комплект лаборанта КЛР-1	ТУ 25-04-2781-78	1
Манометр с предохранительным устройством МБТ-1		2
Автоматический указатель уровня в приемной и доливной емкостях	УП-11М	2

Таблица 12.2 - Технические характеристики буровой установки БУ-3000ЭУК-1

Наименование	Данные
1	2
Допустимая нагрузка на крюке	1700кН
Допустимая глубина бурения	3000м
Наибольшая оснастка	5*6
Диаметр талевого каната	28мм
Скорость подъема крюка при расхаживании обсадных колонн и ликвидации аварий (аварийная скорость)	0,2м/с

Окончание таблицы 12.2

1	2
Мощность на приводном валу ротора подъемного агрегата	645кВт
Проходной диаметр стола ротора	560мм
Мощность на приводном валу ротора	370кВт
Допускаемая статическая нагрузка на стол ротора	3200кН
Момент передаваемый на стол ротора	50кН*м
Число буровых насосов	2шт, УНБ-600
Мощность привода бурового насоса	630кВт
Наибольшее давление на выходе насоса	25МПа
Высота основания	7,2м
Привод бурового насоса	Электрический переменного тока, индивидуальный от синхронного электродвигателя СМБО-15-49-8УХЛ-2
Привод лебёдки и ротора	Групповой от асинхронного электродвигателя АКБ-13-62-8
Вышка	ВМР45*170
Полезная высота	45м
Максимальная грузоподъемность	170т

Таблица 12.3 - Средства механизации и автоматизации

Наименование приспособление и устройств	Шифр	Номера чертежей, ТУ
1	2	3
Автоматический стационарный буровой ключ, к-т	АКБ-3М2	ТУ 26-02-28-79
Пневмораскрепитель свечей	ПРС	
Подъемные средства	-	
Ключи машинные подвесные	КБТ-2 КМБ 108-212 КМБ 203-320	ОСТ 26-02-855-73 ТУ 26-02-673-75 ТУ 26-02-842-79
Ключи машинные подвесные для обсадных труб	ОМН-146/166 ОМН-168/188 ОМН-219/245 ОМН-324/351 ОМН-426/451	ТУ 26-02-779-77 - // - - // - - // - - // -
Пневматические клинья ротора	ПКР-У7 ПКР-Ш8	

Окончание таблицы 12.3

1	2	3
ЭЛЕМЕНТЫ МАЛОЙ МЕХАНИЗАЦИИ		
Механизм крепления неподвижного конца талевого каната, к-т	МПДК-200 (применительно)	ТУ 39-01-245-76
Успокоитель талевого каната, к-т		ТУ 39-1020-85
Приспособление отвинчивания и завинчивания шарошечных долот (доска)	ОТД	ТУ 39-920-84
Автодолив скважины		
Ограничитель подъема талевого блока, 1 шт.	ОТБ-ЭД	ТУ 39-01-05-502-79
Автоматический затаскиватель ведущей трубы в шурф		
Комбинированный колпачок для подноски долот		
Машинка для стягивания втулочно-роликовых цепей		
Ключ для загибания шпилек втулочно-роликовых цепей		
Ключи цепные	КЦН-1 КЦН-2 КЦН-3	ТУ 26-02-355-76 - // - - // -
Манифольд буровых насосов, к-т	100	
Циркуляционная система, 1 к-т		
Компрессоры, 2 шт.	КТ-6	
Аварийное освещение, к-т		
Заземление оборудования (контур)		
Электрооборудование, к-т		
Блок приготовления глинистого раствора	БПР	

13 Вспомогательные цеха и службы

13.1 Сведения о водоснабжении

Таблица 13.1 - Водоснабжение

Расчетная потребность в технической воде на строительство скважины, $м^3$	Объем емкостей для воды, $м^3$	Характеристика источника водоснабжения				Характеристика водопровода от источника (водяная емкость) до буровой	
		наименование источника	месторасположение источника	рабочий расход, м/час	расстояние от источника до буровой, км	диаметр мм	длина, м
6443,1	50	Скважина-колодец	Буровая площадка	5,0-6,0	0,2	114,0	250-350

Расчетная потребность воды на питьевые нужды составляет 103,9$м^3$.

После окончания строительства скважины скважина-колодец ликвидируется путем санитарно-технологической заделки в соответствии с требованиями "Положения об охране подземных вод" и согласно "Правил ликвидационного тампонажа буровых скважин различного назначения, засыпки горных выработок и заброшенных колодцев для предотвращения загрязнения подземных вод". Ликвидация скважины, пробуренной для водообеспечения, должна проводится путем цементирования ее от забоя до устья.

13.2 Энергетическая база и энергоснабжение

Таблица 13.2 - Электроснабжение

№ п/п	Тип электростанции	Мощность, квт	Назначение
Вышкомонтажная бригада			
1	АД 200С-Т400-2РН	200	Основная
2	АСДА-100	100	Резервная
Буровая бригада			
1	ПАЭС-2500	2500	Основная
2	АД 200С-Т400-2РН	200	Резервная
Бригада по освоению скважин			
1	АСДА-100	100	Основная
2	ДГ-50М1-8	50	Резервная

Подача электроэнергии на буровую и жилой поселок (для освещения, обогрева и т.д.) производится по воздушной электролинии на специальных опорах. Выработка электроэнергии осуществляется с помощью газотурбинной электростанции ПАЭС-2500 и АД 200С-Т400-2РН.

При монтаже ДВС, электростанций и их эксплуатации необходимо соблюдать все мероприятия, предусмотренные СТП-50-33-90 и др. инструктивными документами.

13.3 Транспорт

Таблица 13.3 - Ведомость потребности в транспортных средствах

Наименование (шифр, марка) транспортного средства	Количество рейсов по этапам строительства скважины				
	строительно-монтажные работы	Подготовительные работы к бурению	бурение и крепление	освоение (испытание) скважины	
				в процессе бурения	в эксплуатационной колонне
Вахтовый автобус К-40 п.Верхнемарково - Дулисьминское месторождение	34	4	110		14

Таблица 13.4 - Ведомость потребности в строительных машинах и спецагрегатах

Наименование (шифр, марка) строительных машин и спецагрегатов	Количество техники по этапам строительства скважины					
	строительно-монтажные работы	подготовительные работы к бурению	бурение и крепление		испытание скважины	
			название колонны	значение	в процессе бурения	в эксплуатац. колонне
1	2	3	4	5	6	7
Цементировочный агрегат ЦА-320М	-	1	Направление	2	-	2 вызова
			Кондуктор	4		
			Техническая	5		
			Эксплуатационная колонна	7		
			Пилотный ствол	2		
Цементосмесительная машина 2СМН-20	-	-	Направление	1	-	-
			Кондуктор	2		
			Техническая	3		
			Эксплуатационная колонна	4		
			Пилотный ствол	2		
Цементовоз ЦВ-12	-	-	Направление	1	-	-
			Кондуктор	1		
			Техническая	3		
			Эксплуатационная колонна	2		
			Пилотный ствол	-		
Блок манифольдов БМ-700	-	-	Направление	-	-	-
			Кондуктор	1		
			Техническая	1		
			Эксплуатационная колонна	1		
			Пилотный ствол	-		

Окончание таблицы 13.4

1	2	3	4	5	6	7
Осреднительная емкость УСО-20	-	-	Направление	-	-	-
			Кондуктор	-		
			Техническая	-		
			Эксплуатационная колонна	1		
			Пилотный ствол	-		
Станция контроля цементирования СКЦ-ИМС-01	-	-	Направление	-	-	-
			Кондуктор	-		
			Техническая	1		
			Эксплуатационная колонна	1		
			Пилотный ствол	-		
Автоцистерна АЦН-10	-	1		-	-	6 вызовов
Установка для бурения водяных скважин УРБ-3А2	-	1		-	-	-
Подъемный кран КП-25	1	-		-	-	-
Азинмаш А-5	1	-		-	-	-
Электросварочный агрегат АДД-305	2	1		-	-	-
Бульдозер Т-130	1	-		-	-	-
Трактор Т-170	3	1		1	-	1
Компрессор СД/9/101	1	-		-	-	-
ППУ-1200х100	1	-		-	-	15 вызовов
Азотно-бустерная установка УНГ20/25(А)	-	-	-	-	-	1 вызов

14 Безопасность жизнедеятельности

14.1 Краткая характеристика

Строительство скважины на Ярактинском месторождении будет осуществляться специализированными бригадами (вышкомонтажная, буровая, испытательная) по вахтовому методу. Общая численность составляет 83 человек, в том числе инженерно-технические работники 8 человек, в основной состав буровой бригады входит 43 человека, в состав вспомогательный состав буровой бригады 14 человек, в составе бригады испытателей 18 человек. Буровая бригада осуществляет непрерывную работу буровой в течение суток. Она включает две смены, каждая продолжительностью 12 часов. Бригада вышкомонтажников и испытателей работают в одну дневную смену 12 часов.

На рабочей площадке будет расположено:

- буровая установка с привышечными сооружениями
- вертолетная площадка
- факельная площадка
- рабочий поселок

На площадь работ будут завезены жилые вагон -дома, рассчитанные на 6 человек с электрическим отоплением, оборудована столовая для питания работающих, построена баня.

В разделе дан анализ и разработаны мероприятия по обеспечению безопасных и здоровых условий труда следующих категорий работников: мастер, бурильщик эксплуатационного и разведочного бурения, помощник бурильщика эксплуатационного и разведочного бурения, электрогазосварщик, механик.

Климат района работ арктический: суровая продолжительная зима, короткое прохладное лето. Среднегодовая температура воздуха отрицательная - (-10, -11°С). Наиболее теплый месяц года - июль, средняя температура воздуха в июле +16 °С, в отдельные дни до +30 °С. Наиболее холодные месяцы - январь, февраль: средняя температура -26°С, а в отдельные дни температура воздуха опускается до -57° С.

Основные неблагоприятные природные факторы условий труда

К основным неблагоприятным природным факторам относятся следующие:

- Климатические: большая разница температур в зимнее и летнее время;
- биологические: обилие насекомых (мошка, комары), дикие звери (медведи, волки, лоси);
- географические: заболоченность, большое количество озер.

14.2 Основные опасные и вредные производственные факторы

Основные опасные и вредные производственные факторы при работе на месторождении приведены в таблице 14.1.

После анализа опасных и вредных производственных факторов, для каждого фактора были выбраны наиболее эффективные средства защиты, тем самым делая работу безопасной.

Таблица 14.1– Основные опасные и вредные производственные факторы при работе на месторождении

Опасные и вредные производственные факторы	Источники, места и причины возникновения опасных и вредных факторов	Основные средства защиты от вредных и опасных факторов
Движущиеся машины и механизмы	Буровые ключи, трактора, спец. техника.	Оградительные устройства, средства автоматического контроля и сигнализации, системы дистанционного управления, тормозные механизмы, СИЗ, знаки безопасности.
Подвижные части производственного оборудования	Талевый, насосный и силовой блоки	
Повышенный уровень шума	Талевый, насосный и силовой блоки	Оградительные устройства, звукоизолирующие наушники, звукопоглощающие панели
Повышенный уровень вибрации	Талевый, насосный и силовой блоки	Оградительные устройства, виброгасящие механизмы, вибропоглощающие материалы.
Недостаточная освещенность рабочей зоны	Путь движения талевого блока, а также рабочие места могут иметь недостаточную освещенность в ночное время суток.	Источники света, осветительные приборы.
Риск поражения электрическим током	Все электротехнические приборы.	Оградительные, изолирующие устройства и покрытия, устройства заземления, предохранительные системы автоматического отключения, СИЗ, знаки безопасности.
Токсические, раздражающие, канцерогенные вещества.	Склад хим. реагентов. Контакт человека с хим. реагентами и буровым раствором.	Герметизирующие емкости, вентиляция и очистки воздуха, СИЗ, знаки безопасности.
Нервно-психические перегрузки	Перенапряжение анализаторов, монотонность труда, эмоциональные перегрузки.	Культурно-бытовые помещения. Повышение качества отдыха персонала.
Биологические факторы	Насекомые	Препараты для дезинфекции, москитные сетки и другие СИЗ.

14.3 Основные мероприятия по обеспечению безопасных условий труда

14.3.1 Организация работ по охране труда

Буровая установка оснащается техническими средствами (приспособлениями и устройствами), позволяющими устранить опасные и трудоёмкие производственные факторы. Необходимо обеспечить рабочий и инженерно – технический персонал необходимой нормативно – технической документацией по безопасности труда. Для обеспечения безопасности рабочих на случай пожара буровая обеспечивается первичными средствами пожаротушения и нормативно – технической документацией по пожарной безопасности.

Все работающие на геологоразведочных предприятиях независимо от их профессии образования и стажа работы должны пройти обучение по безопасности труда и проходить инструктаж и проверку знаний (сдачу экзаменов) по безопасности труда в установленном порядке.

Обучение и инструктаж по безопасности труда носит непрерывный многоуровневый характер.

Ответственность за организацию своевременного и качественного обучения и проверку знаний в целом по предприятию и учебному заведению возлагают на его руководителя, а в подразделениях (цех, участок, лаборатория, мастерская) - на руководителя подразделения.

По характеру и времени проведения инструктажи подразделяют на:

- вводный;
- первичный на рабочем месте;
- повторный;
- внеплановый;
- целевой.

Запись о проведении вводного инструктажа отмечают в журнале регистрации.

Знания проверяет работник, проводивший инструктаж.

Руководители работ отвечают за:

-техническое состояние используемого на объекте оборудования, аппаратуры, инструмента;

-ведение и хранение технической документации;

- своевременную поставку, хранение и поддержание в работоспособности средств индивидуальной защиты;

- комплектность и рабочее состояние противопожарных средств;

- своевременное расследование несчастных случаев, аварий и ДТП;

- использование на объекте транспортных средств, складов ГСМ и других средств, необходимых для выполнения работ;

соблюдение на производстве трудовой дисциплины.

В области охраны труда работник обязан:

– соблюдать требования охраны труда, установленные законами и иными нормативными правовыми актами, настоящими Правилами и инструкциями по охране труда, разработанными работодателем в установленном порядке;

– правильно применять средства индивидуальной и коллективной защиты;

– проходить обучение безопасным методам и приемам выполнения работ по охране труда, оказанию первой помощи при несчастных случаях на производстве, инструктаж по охране труда, стажировку на рабочем месте, проверку знаний требований охраны труда;

– немедленно извещать своего непосредственного или вышестоящего руководителя о любой ситуации, угрожающей жизни и здоровью людей, о каждом несчастном случае на производстве, или об ухудшении состояния своего здоровья, в том числе о проявлении признаков острого профессионального заболевания (отравления);

– в установленном порядке приостанавливать работу в случае аварии или инцидента на опасном производственном объекте.

14.3.2 Лечебно-профилактическое и санитарно-бытовое обслуживание рабочих

Все рабочие перед выходом на работу проходят медицинский осмотр, инструктаж по санитарии и гигиене. К работам не допускаются люди, страдающие заболеваниями крови, почек, психическими расстройствами, имеющие травматические повреждения Буровая обеспечивается медицинскими аптечками из расчета 5-7 человек на одну аптечку.

Для обеспечения безопасных условий труда при строительстве и выполнении основных требований, рабочий персонал обеспечивается средствами защиты работающих: санитарно-бытовыми помещениями, средствами индивидуальной защиты, средствами контроля воздушной среды и необходимым уровнем освещенности.

В соответствии со СНиП 2.09.04-87 “Административные и бытовые здания” буровая оснащается:

1) санитарно–бытовыми помещениями, которые необходимо ежедневно убирать и проветривать;
2) гардеробные, душевые и другие санитарно – бытовые помещения, которые должны периодически дезинфицироваться;
3) помещения для обогрева и отдыха, рабочих, которые необходимо сооружать на расстоянии, превышающем высоту вышки не менее чем на 10 м;
4) помещением с бачком с питьевой водой (предварительно подвергшейся анализу), аптечкой с полным набором медикаментов первой помощи, носилками и мебелью;
5) эмалированными и алюминиевыми бачками для питьевой воды, снабженными кранами. Крышки бачков должны запираться на замок и закрываться брезентовым чехлом. Температура питьевой воды должна быть в пределах +8…+20 ^{0}C;
6) туалетами, которые соответствуют санитарным нормам;
7) выгребными ямами с устройствами, не допускающими загрязнения почвы.

Список санитарно-бытовых помещений приведен в таблице 14.2.

Таблица 14.2 - Санитарно-бытовые помещения

Наименование	Количество
Вагон-домик с кабинетом мастера и комнатой отдыха, оборудованной устройствами для обогревания и охлаждения, умывальником, баком для питьевой воды	1
Вагон-домик с гардеробной, сушилкой для спецодежды и обуви, душевой кабинкой	1
Вагон-домики или брусовые дома – общежития для буровой бригады	5
Банно-прачечный комплекс	1
Столовая из бруса	1
Наружная уборная, выполненная в виде деревянной будки с выгребной ямой с двумя санитарными приборами	1

Для предупреждения инфекционных заболеваний питьевая вода соответствует ГОСТ-2874-01, что обеспечивается централизованным водоснабжением. Применение воды разрешается только после кипячения. Суточный расход воды на питьевые нужды одного человека составляет 2-2,5 л. На время полевых работ устанавливается трехкратное питание с промежутками между приемами пищи не более 5-6 часов. Обеспечение продуктами питания предусматривается со складов базы экспедиции.

14.4 Обеспечение работающих средствами индивидуальной защиты

Для безопасности работающих на буровых установках и профилактики профзаболеваний предусматриваются средства индивидуальной защиты. Средствами индивидуальной защиты оснащаются все помбуры (таблица 14.3), дизелисты, мастера, персонал проводящий геофизические работы, трактористы, независимо от выполняемых работ.

Применение средств индивидуальной защиты предусмотрено в обязательном порядке отраслевыми правилами техники безопасности. Выдача спецодежды, спец обуви и других средств защиты регламентированы по приказу Минздравсоцразвития №970Н от 9.12.2009 «Типовые нормы 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».

Таблица 14.3 - Выписка из приказа Минздравсоцразвития №970Н от 9.12.2009

Наименование профессий и дожностей	Наименование специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты	Норма выдачи на год (шт., комплекты, пары)
Бурильщик эксплуатационного и разведочного бурения скважин на нефть и газ; помощник бурильщика эксплуатационного и разведочного бурения скважин на нефть и газ; помощник бурильщика эксплуатационного и разведочного бурения скважин при электробурении	Костюм для защиты от воды из синтетической ткани с пленочным покрытием	1 на 2 года
	Костюм из хлопчатобумажной ткани с огнезащитной пропиткой или	2 на 2 года
	Костюм из смешанных тканей с огнезащитной пропиткой, или	2 на 2 года
	Костюм для защиты от нефти и нефтепродуктов из смешанных тканей или из огнестойких тканей на основе смеси мета- и параамидных волокон	2 на 2 года
	Костюм противоэнцефалитный	1
	Комбинезон для защиты от токсичных веществ и пыли из нетканых материалов	до износа
	Футболка	4 на 2 года
	Ботинки кожаные с жестким подкоском или	1 пара
	Сапоги кожаные с жестким подноском	1 пара
	Сапоги резиновые с жестким подноском или	1 пара
	Сапоги болотные с жестким подноском	1 пара
	Нарукавники из полимерных материалов	до износа
	Перчатки с полимерным покрытием	12 пар
	Каска защитная	1 на 2 года
	Подшлемник под каску	1
	Очки защитные	до износа
	На наружных работах зимой дополнительно:	
	Костюм из х/б ткани с огнезащитной пропиткой на утепляющей прокладке или из огнестойких тканей на основе смеси мета- и параамидных термостойких волокон на утепляющей прокладке или	по поясам
	Костюм из смешанных тканей с огнезащитной пропиткой на утепляющей прокладке, или	по поясам
	Костюм для защиты от нефти из смешанных тканей на утепляющей прокладке или из огнестойких тканей на основе смеси мета- и параамидных волокон	по поясам
	Жилет утепленный	1
	Перчатки шерстяные (вкладыши)	6 пар
	Сапоги кожаные утепленные с жестким подноском	по поясам
	Валенки с резиновым низом	по поясам

14.5 Нормализация санитарно-гигиенических условий труда

При температурах ниже - 40^0С после каждых 2-3 часов работы на открытом воздухе необходимо переходить в помещения для обогрева на 15-30 минут.

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

При работе на улице, работники данной буровой обеспечены специальной одеждой и обувью (таблица 14.3).

14.5.1 Загазованность и запыленность воздуха рабочей зоны

В процессе буровых 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 проводиться отбор проб и сравнение их с ПДК.

Загрязнения возникают в основном при выделение 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 химреагентов (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.

Для защиты органов дыхания используется СИЗ: противогаз и респиратор; противопыльная тканевая маска; ватно-марлевая повязка.

Для защиты кожи используются рабочие костюмы (куртки и брюки), ватники, перчатки и рукавицы. Для защиты ног: резиновые сапоги, боты, калоши, валенки с калошами или ботинки из кожи или кожзаменителей.

Углеводородные растворы, в том числе и БИЭР, при несоблюдении правил гигиены труда и техники безопасности могут оказать вредное влияние на организм человека. Поэтому строгое соблюдение правил гигиены труда – одно из обязательных условий при работе буровой бригады с РУО.

Большие концентрации паров этих веществ, быстро насыщая кровь, вызывают острые отравления с поражением дыхательного центра. Появляются головокружения, неустойчивая походка, состояние опьянения, сердцебиение, общая слабость, тошноту, возбуждение, сопровождающееся смехом и плачем, иногда потерей сознания.

Выделяющийся из нефти и нефтепродуктов сероводород вызывает острые и хронические отравления, раздражает органы дыхания (иногда с потерей сознания, параличом дыхательного центра), слизистую оболочку глаз, вызывает слезотечение, светобоязнь, конъюнктивит с явлениями отека ткани роговых оболочек; наблюдаются сильные боли и резь в глазах, спазмы век. Совместное

присутствие в воздухе углеводородов и сероводорода резко увеличивает их токсическое действие на организм человека.

Для очистки кожи от углеводородного раствора следует пользоваться мылом ДНС-АК. Для профилактики кожных заболеваний перед началом работ и периодически в течение рабочего дня участки кожи, подвергающиеся воздействию БИЭР, необходимо защищать гидрофильными пастами и мазями. Перед началом работы небольшое количество пасты деревянным шпателем наносят на кожу и слегка втирают в не защищенные одеждой участки кожного покрова, подвергающиеся воздействию раствора. По окончании работы пасту смывают холодной водой, а затем теплой водой с мылом.

На буровой должны быть оборудованы гигиенический пункт с действующей душевой, а также помещение и устройства для сушки рабочей одежды и обуви.

Вентиляция рабочих помещений осуществляется за счет естественной вентиляции помещений (открытых дверей) и установленных в блоке приготовления бурового раствора вентиляционных труб.

14.5.2 Освещение производственных помещений

Для создания необходимого и достаточного уровня освещенности на рабочих местах с целью обеспечения безопасных условий труда необходимо руководствоваться требования "СНиП 23-05-95. Естественное и искусственное освещение», “Правилами устройства электроустановок”. Нормы освещенности приведены в таблице 14.4.

Выполнение, класс изоляции электрооборудования и способы его установки предусматриваются в соответствии с нормальным напряжением сети и условиями окружающей среды.

Таблица 14.4 - Нормы освещенности для буровых работ

Места освещения	Освещенность, лк	Места установки светильников
Рабочие места у бурового станка (ротора, лебедки)	100	Сбоку от механизмов на высоте 2,2-2,5 м
Щиты контрольно-измерительных приборов	150	Перед приборами
Полати, площадка для кронблока	50	Над полатями и кронблоками на высоте не менее 2 м
Двигатели, насосы	75	Над механизмами на высоте 2,2-2,5 м
Слесарный верстак	80	Над верстаком
Лестницы, входы в буровую, приемный мост	10	

Расчет освещения стола ротора:

$$F = \frac{100 E_H SZK}{Nn\eta}, \quad (14.1)$$

где F-световой поток одной лампы, лм;

E_H - нормируемая минимальная освещенность, 100 лк;

S- площадь освещаемого помещения, 150$м^2$;

Z- коэффициент минимальной освещенности, определяемый отношением Ecp/Emin, дли ламп накаливания 1,15;

K- коэффициент запаса 1,3;

N- число светильников в помещении 3;

n- число ламп в светильнике 1;

η - коэффициент использования светового потока лампы (%), зависящий от типа светильника, коэффициента отражения потолка и стен, высоты подвеса светильников и индекса помещения i.

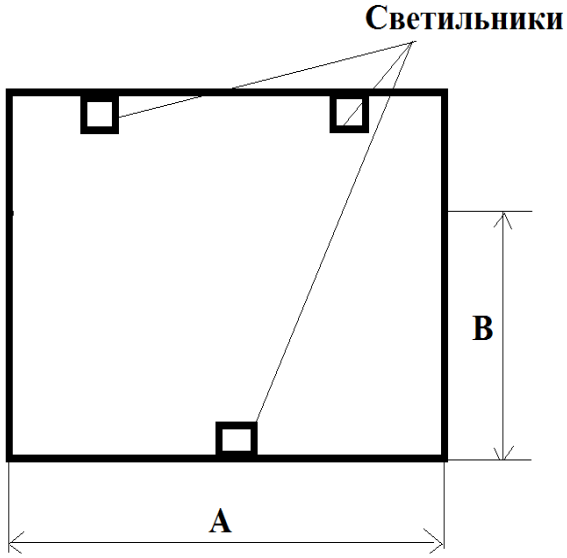


Рисунок 14.1 – Схема освещения стола

Индекс помещения определяется по формуле:

$$I = \frac{AB}{H_P(A+B)}, \quad (14.2)$$

где А и В – длина и ширина помещения, м;

Нр- высота подвеса светильника над рабочей поверхностью, м.

I= 10*15 / 2,5(10+15) = 150/62,5 = 2,4;

η =53%;

$F = \frac{100*100*150*1,15*1,3}{3*1*53} = 2242500/159 = 14103\ лм$,

Лампа Г 215-225-750, величина светового потока которой составляет 13100 лм, ниже расчетной на 7%.

В производственных помещениях, кроме рабочего, необходимо предусмотреть аварийное освещение, а в зонах работ, на открытых площадках - аварийное или эвакуационное освещение.

Светильники рабочего аварийного (эвакуационного) освещения должны питаться от независимых источников. Переноски 36 вольт согласно ГОСТ 12.1.046-85.

14.5.3 Шум, вибрация

В процессе бурения работающие подвергаются воздействию повышенного уровня шума и вибрации, следовательно, в соответствии с требованием ГОСТ 12.1.003-01 по ограничению действующих уровней шума и вибрации, буровая установка оснащается коллективными средствами снижения уровня шума и вибрации. Шум и вибрация возникают вследствие работы дизелей и механизмов трансмиссии. Для уменьшения шума и вибрации необходимо:

1) строго соблюдать правила монтажа и крепления оборудования для предотвращения повышенного уровня шума и вибрации;

2) регулярно осуществлять профилактические осмотры и плановые ремонты оборудования во избежание возникновения дополнительного шума вследствие повышенного износа деталей и узлов;

3) после ремонтов обязательно проводить контроль параметров шума и вибрации, не допускать эксплуатацию неисправного бурового оборудования.

Средства индивидуальной защиты (СИЗ) от вибрации по методу контакта оператора с вибрирующим объектом подразделяют на СИЗ рук, ног и тела оператора. На буровой предусматривается применение следующих СИЗ от вибрации:

- для рук: рукавицы; перчатки; полуперчатки;
- для ног: специальная обувь; стельки (вкладыши); наколенники.
- для тела: нагрудники; пояса; специальные костюмы.
- средства индивидуальной защиты слуха – наушники.

Кроме того, для уменьшения шума, проникающего в изолированное помещение необходимо устраивать звукопоглощающие облицовки потолка и стен или подвешивать штучные звукопоглотители, применять звукоизолирующие и вибродемпфирующие покрытия.

14.6 Безопасность производственных процессов

14.6.1 Электробезопасность

К основному оборудованию работающему под напряжением 220/380В на буровой относятся: дизельные электростанции, распределительные устройства, электрокомпрессоры, электролебедки, краны, освещение.

Основные причины электротравматизма на геологоразведочных работах:

- использование неисправного оборудования;
- допуск к работе с электрооборудованием лиц, не имеющих на это право. Лицо, допускаемое к работе с электрооборудованием, должно иметь IV

квалификационную группу по технике безопасности (для электроустановок до 1000 В).

При эксплуатации электрооборудования запрещается:

- обслуживание электроустановок без применения защитных средств (диэлектрических перчаток, бот, изолирующих подставок);
- управление лебедками и другим электрооборудованием без диэлектрических перчаток, если рукоятки управления не имеют надежного изоляционного покрытия;
- эксплуатация стационарного электрооборудования без изолирующих подставок в условиях повышенной влажности и проводимости почвы (пола);
- ремонт электрооборудования, находящегося под напряжением;
- работа электроустановок при неисправном или неправильно выполненном защитном заземлении, а также при неисправной защите от опасных токов утечки;
- 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.

Для защиты людей от поражения электрическим током при повреждении изоляции и замыкании на корпус предусматривается ряд защитных мер, в том числе и применения зануления в сетях напряжением до 1000 В с глухозаземленной нейтралью питающего трансформатора или генератора. Необходимость применения защитного зануления обусловлено, что при обслуживании производственного оборудования, использующего электроэнергию, работающие прикасаются к его нетоковедущим металлическим частям. Такой контакт обычно является нормальной операцией. Однако неисправность электрооборудования машины, например, повреждение электрической изоляции, приводят к тому, что корпус электроустановки, а через него вся машина и обслуживающий персонал могут оказаться под напряжением. При наличии у человека хорошего контакта с землей он может получить при том электротравму.

Также 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.

14.6.2 Требования к эксплуатации оборудования, механизмов

Пневматическая система буровой установки (трубопроводы, краны, соединения и т.д.) испытывается на заводах-изготовителях на давление, превышающее рабочее в 1,5 раза. После монтажа на месте производства работ, а также после ремонтных работ пневмосистема испытывается давлением в 1,25 раза превышающее рабочее, но не менее чем на 0,3 МПа.

Буровые насосы оборудуются предохранительными устройствами. Конструкция этих устройств обеспечивает их надежное срабатывание при установленном давлении независимо от времени контакта с буровыми растворами и содержания в них абразивной твердой фазы, длительности воздействия, перепада температур. Предохранительные устройства при их срабатывании предусматриваются для исключения возможности загрязнения оборудования и помещения насосной.

Диафрагма, устанавливаемая в предохранительных устройствах насоса, проектируется такой, чтобы обеспечить срабатывание при давлении, превышающем на 10% рабочее давление насоса, соответствующее диаметру установленных цилиндровых втулок.

Обвязка буровых и центробежных насосов низкого давления обеспечивает:

- возможность приготовления, обработки и утяжеления бурового раствора с одновременной промывкой скважины;
- полный слив жидкости и продувку нагнетательного трубопровода сжатым воздухом.

На нагнетательном трубопроводе насосов устанавливается задвижка с дистанционным управлением, позволяющая пускать буровые насосы без нагрузки с постепенным выводом их на рабочий режим (при контроле за давлением). Выкид от пусковой задвижки осуществляется прямолинейно и надежно закрепляется с уклоном в сторону слива.

Нагнетательные трубопроводы, их детали и арматура после сборки на заводе, а также после ремонта с применением сварки подлежат опрессовке пробным давлением, в остальных случаях давление опрессовки равно рабочему, умноженному на коэффициент запаса прочности. Продолжительность выдержки под давлением составляет не менее 5 мин.

Испытание манифольда буровыми насосами запрещается.

Буровой шланг обматывается мягким стальным канатом диаметром не менее 12,5 мм с петлями через каждые 1,0-1,5 м по всей длине. Концы каната крепятся к вышке и к корпусу вертлюга.

Ходовые и неподвижные концы талевого каната под нагрузкой не должны касаться элементов вышки.

Машинные ключи подвешиваются горизонтально на стальных канатах диаметром не менее 12,5 мм и оборудуются контргрузами, для легкости

регулирования высоты. Механизмы уравновешивания машинных ключей ограждаются.

Машинные ключи, кроме рабочих канатов, оснащаются страховыми канатами диаметром не менее 18 мм, которые одними концами крепятся к корпусу ключей, а другими - к основанию вышечного блока или ноге вышки.

Металлический пол люльки верхового рабочего рассчитывается на нагрузку не менее 130 кгс и иметь перильное ограждение со сплошной обшивкой до пола. Высота перильного ограждения не менее 1 м. Люлька страхуется от падения.

Состояние ограничителя грузоподъемности лебедки и ограничителя подъема талевого блока проверяется перед началом работы каждой вахты (смены).

Эксплуатация буровой установки при неустановленных или поврежденных защитных ограждениях запрещается.

14.7 Пожарная безопасность

На буровой основным горючим материалом является ГСМ для ДВС. Для организации безопасного ведения работ при строительстве скважины необходимо применять следующие меры противопожарной безопасности:

1) хранить ГСМ в емкости на санном основании на расстоянии не менее 40 м от насосного блока, электростанции, силового блока;

2) место размещения емкостей обваловывается;

3) электрооборудование в радиусе 20 метров от емкостей применяется во взрывозащитном исполнении;

4) питание электроприемников в этой зоне осуществлять кабелем;

5) емкости ГСМ необходимо заземлять;

6) при проливе ГСМ, место пролива засыпать;

7) при разбуривании продуктивного горизонта не менее чем три раза в смену проверять анализ воздушной среды газоанализатором в насосном блоке и блоке очистки;

8) запрещается использовать открытый огонь на территории буровой;

9) емкости должны быть окрашены в белый или серебряный цвет, и снабжены плакатами “Не курить!”, “Огнеопасно”.

Оборудование буровой, территория вокруг буровой и работы, связанные с бурением, проектируются согласно ССБТ “Установки, геологоразведочные буровые”, “Требования пожарной безопасности” ОСТ-41-01-244-01. Буровая оборудуется всеми противопожарными средствами в соответствии с требованиями “Правил пожарной безопасности для геологоразведочных организаций и предприятий”.

Правилами предусматривается:

- назначение на буровой ответственного лица за пожарную безопасность;
- прохождение вновь принимаемым на работу противопожарных инструктажей;
- молниезащита.

Основные факторы, способствующие возникновению пожара:

- открытый огонь (сварка, курение) - должен быть оборудован сварочный пост, курение в строго отведенных местах;

- случайные искры (выхлопные трубы ДВС, неомедненный инструмент, короткое замыкание) - выхлопные трубы должны быть оборудованы искрогасителями, применение омедненного инструмента, ЛЭП должны быть ограждены от а) прямого механического воздействия, б) сечение проводов должно соответствовать нагрузке, в) в электрической цепи предусматривается установка предохранителей и автоматов отключения;

- разряд статического электричества – для отвода статического электричества на буровой предусматривается монтаж контура заземления;

- удар молнии - применение молниеотводов;

- взрывоопасная концентрация газов – контроль за концентрацией газов, в частности круглосуточное дежурство станции ГТИ.

Все производственные, подсобные и жилые помещения должны иметь подъездные пути и не должны располагаться вблизи емкостей с горючими материалами и складов лесоматериалов.

Территория буровой должна быть очищена от мусора и не следует допускать замазучивания территории. В целях предотвращения пожара на буровой запрещается:

- курить, применять факел и другие источники открытого огня для освещения и других нужд;

- отогревать замершие трубопроводы и оборудование, а также разогревать в зимнее время емкости с буровым раствором при помощи открытого огня (только паром или горячей водой);

- располагать электропроводку на буровой вышке в местах ее возможного повреждения буровым инструментом;

- хранение ГСМ в металлических емкостях ближе 20 метров от буровой установки.

Буровая установка должна быть обеспечена средствами пожаротушения.

Расположение противопожарных щитов: в насосной (у входа на буровую), в котельной, возле ротора, на складе ГСМ. В двадцати метрах от культбудки должен быть оборудован инвентарный пожарный щит.

В электросетях необходимо использовать провода с достаточно большим сечением, чтобы исключить возможность возгорания от перегрева проводки.

Оборудование буровой, территории вокруг буровой и работы связанные с бурением проектируются согласно ССБТ “Установки, геологоразведочные буровые”, “Требования пожарной безопасности” ОСТ-41-01-244-01. Буровая оборудуется всеми противопожарными средствами в соответствии с требованиями “Правил пожарной безопасности для геологоразведочных организаций и предприятий”.

Правилами предусматривается: назначение на буровой ответственного лица за пожарную безопасность; прохождение вновь принимаемых 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 разлив нефтепродуктов на территории участка ведения буровых работ.

Нормы пожарной безопасности для буровых установок указаны в таблице 14.5.

На территории буровой проектируется необходимое количество пожарного инвентаря (таблица 14.6).

Таблица 14.5 - Нормы пожарной безопасности буровых установок.

Наименование параметров	Нормы
Территория очищенная вокруг буровой в радиусе не менее, м	50
Расстояние от буровой установки до (м, не менее): - мест хранение топлива (дров, угля)	8
-мест хранения ГСМ	50
- площади разведения огня	15
Зазор между трубами и горючими конструкциями здания буровой, м (не менее)	0,15
Размер отверстий в металлической сетке искрогасителя, мм	5х5
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 14.6 - Количество единиц пожарного инвентаря на буровой

Наименование пожарной техники	Количество, шт
Углекислотные огнетушители ОУ-3, ОУ-5,	2
Ящик с песком V= 0,2 $м^3$	3
Ведра пожарные	6
Комплект пожарного оборудования (топор, багор, лом, лопата)	3
Войлок	3

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.

14.7.1 Действие персонала при возникновении возгорания

Каждый рабочий и служащий предприятия, заметивший пожар, обязан:

1) немедленно вызвать пожарную часть;
2) вызвать к месту пожара старшего начальника объекта;
3) принять меры по ликвидации пожара первичными и стационарными средствами пожаротушения.

Старший начальник объекта, прибывший к месту пожара, убедившись, что пожарная часть вызвана, обязан:

1) немедленно сообщить о пожаре руководству предприятия;
2) организовать встречу пожарной части и оказать помощь в выборе кратчайшего пути для подъезда к очагу пожара и введения в действие средств тушения;
3) удалить из опасной зоны рабочих и ИТР, не занятых ликвидацией пожара;
4) отключить при необходимости электроэнергию, остановить агрегаты, перекрыть коммуникации, остановить систему вентиляции и выполнить другие мероприятия, способствующие предотвращению распространения пожара;
5) прекратить работы на объекте в пожароопасной зоне, кроме работ, связанных с ликвидацией пожара.

Общее руководство по тушению пожара по прибытии пожарной части осуществляет старший начальник объекта, который обязан:немедленно организовать в случае угрозы для жизни людей спасение и эвакуацию, используя для этого имеющиеся силы и средства.

Руководитель работ по тушению пожара обязан:

1) ввести при необходимости в действие стационарные средства тушения пожара;
2) обеспечить защиту людей, принимающих участие в тушении пожара, от возможных поражений электрическим током, отравлений и ожогов;
3) охлаждать водой одновременно с тушением пожара технологическое оборудование и строительные конструкции от воздействия высоких температур;
4) соблюдать технику безопасности при тушении пожара.

По прибытии пожарной части старший начальник объекта, руководивший до этого тушением пожара, обязан:

5) сообщить старшему начальнику пожарной части необходимые сведения об особенностях горящего объекта и о ходе тушения пожара;
6) обеспечить безопасность работ пожарных подразделений от воздействия электроэнергии и других факторов.

Старший начальник прибывших пожарных подразделений, в зависимости от обстановки пожара, организует штаб тушения пожара.

В состав штаба необходимо включить ответственных представителей предприятия (объекта) - главного инженера, главного механика, руководителя объекта и других в зависимости от создавшейся обстановки.

Представители предприятия, входящие в штаб тушения пожара, обязаны проводить:

1) консультации по особенностям горящего объекта, технологии, опасности воздействия высокой температуры на технологическое оборудование, продукты аппаратов и емкостей, находящихся в опасной зоне и др.;

2) обеспечение работ по отключению и переключению коммуникаций согласно указаниям руководителя тушения пожара;

3) обеспечение рабочей силой и ИТР для выполнения работ, связанных с тушением пожара;

4) обеспечение автотранспортом и техникой для выполнения работ по тушению и предотвращению распространения пожара;

5) корректировку действий служб и отдельных лиц, выполняющих работы по тушению пожара.

По каждому происшедшему на объекте пожару администрация обязана выяснить все обстоятельства, способствовавшие возникновению и развитию пожара (загорания), и осуществить необходимые профилактические меры.

14.8 Обеспечение безопасности в аварийных ситуациях

Аварии, возникающие при бурении скважин: выбросы, открытое фонтанирование, падение инструмента (буровых труб и УБТ) при подъеме, разрушение элементов конструкции вышки, обрыв канатов и падение талевого блока, прихват инструмента.

Работы по ликвидации аварий проводятся под руководством лица, имеющего право ответственного ведения буровых работ (буровой мастер, инженер по бурению, технический руководитель). Сложные аварии в скважинах ликвидируются по плану, утвержденному главным инженером.

До начала работ по ликвидации аварий буровой мастер и бурильщик обязаны проверить исправность вышки, оборудования, талевой системы, спускоподъемного инструмента и контрольно-измерительной аппаратуры.

При ликвидации аварий связанных с прихватом труб в скважине запрещается создавать нагрузки одновременно лебедкой станка и домкратом (гидравлическими цилиндрами подачи станка). При работе с домкратами обеспечить их правильную установку.

14.8.1 Ликвидация выбросов и открытого фонтанирования нефти и газа

К наиболее опасным авариям относятся нефтегазовые выбросы и открытое фонтанирование. Для их предупреждения, бурение осуществлять в строгом соответствии с ГТН и техническим проектом, ЕТП ведения работ при бурении скважины на нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождениях, ПВ в НГДП и «Инструкцией по предупреждению открытого фонтанирования при бурении скважин».

При спуске колонны 146 мм в превенторе устанавливают плашки диаметром 146 мм. В период ОЗЦ (колонны диаметром 219 и 146 мм) превентор закрыт.

Монтаж буровых установок производить по типовой схеме и обеспечивать ее привязку к рельефу местности, с учетом расположения ПВО по высоте и ширине, беспрепятственное обслуживание, замена и т.д., соблюдением безопасных расстояний от рек, лесов зданий и сооружений.

Буровая установка до начала бурения обеспечивается емкостями с запасной промывочной жидкостью. Установка вакуумных дегазаторов обязательная для газовых и нефтяных скважин с высоким газовым фактором.

Крепление скважин обсадными колоннами с установкой противовыбросового оборудования удовлетворяющими по прочности условиям герметизации устья при открытом фонтанировании и смонтированными в соответствии с типовой схемой. Необходимо постоянно иметь однократный от объема скважин запас промывочной жидкости, который участвует в циркуляции. Кроме того, на скважине держат запас соли, утяжелителя, глинопорошка и химреагентов. Время создания этого запаса и его объем соответствует техническому проекту на строительство скважин и указываться в ГТН и режимно-технологической карте.

Превенторная установка и ее обвязка независимо от состояния и сроков работы, перед установкой и после установки на устье скважины, должны быть опрессованы. Данные опрессовки оформляются актом.

Плашки превентора, установленного на устье скважины, соответствуют диаметру бурильных труб.

В случае применения колонны бурильных труб разных диаметров на буровой необходимо иметь опрессованную бурильную трубу под плашки превентора с переводником под бурильный инструмент и окрашенным в белый цвет (полосами).

В зимний период ПВО и его обвязка, а также емкости (амбары) с запасом бурового раствора обогреваются.

Перед вскрытием продуктивных горизонтов на буровой предусматривается в наличии два опрессованных обратных клапана с приспособлением для их открытия, комплект ключей для докрепления фланцевых соединений устьевого оборудования и выкидных трубопроводов, ловильный инструмент, штуцерные задвижки, задвижки высокого давления на манифольде, грязевый шланг, сменные запчасти к буровым насосам, КИП и приборы для замеров параметров промывочной жидкости.

Вскрытие продуктивных горизонтов при соответствии конструкции скважины, исправной обвязки ПВО на устье, способа бурения, производительности и давления насосов, проектов документации, соблюдение заданной механической скорости, разбуривании продуктивных горизонтов, скорости СПО при вскрытии продуктивных горизонтов, периодичности, продолжительности промывок перед подъемом инструмента, постоянном доливе скважины при подъеме бурильного инструмента (в соответствии с объемом поднятия труб) и регистрацией долива в буровом журнале, наличие промывочного переводника в компоновке бурильной колонны и наличии газокаротажной станции с момента забуривания, а также необходимого запаса промывочной жидкости в соответствии с параметрами ГТН и проектной документации.

Буровая обеспечивается Инструкцией по предупреждению аварий при бурении скважины, «Типовым планом по ликвидации нефтегазопроявлений и открытых фонтанов», а также согласованными с ИВЧ по ПВ и ЛОНГФ планами на вскрытие продуктивных горизонтов, работ по ликвидации аварий (осложнений) при наличии в скважине вскрытых продуктивных горизонтов, графиков круглосуточного дежурства ответственных ИТР, протоколов на изменение конструкции скважины, параметров промывочной жидкости и прочности спускаемых в скважину обсадных труб.

Буровые вахты инструктируются и обучаются мерам, необходимым при газопроявлениях внезапных газонефтяных выбросах из скважины. На буровой составляется аварийное расписание по действию буровых вахт, в случае внезапного нефтегазопроявления и открытого фонтанирования.

Буровой мастер лично не реже одного раза в неделю проверяет работоспособность установленных превенторов и задвижек, результаты проверок заносить в журнал проверки технического состояния оборудования. При прохождении пластов с нефтегазопроявлениями исправность превенторов и задвижек проверять перед каждым спуском и подъемом бурильного инструмента.

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.

15 Охрана окружающей среды

15.1 Основные источники загрязнения

Основные загрязняющие вещества, их источники по соответствующим этапам представлены в таблице 15.1.

Таблица 15.1 - Загрязняющие вещества

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	Транспорт, спецтехника, дизель-электростанция, материалы (цемент и пр.), емкости хранения ГСМ, сварочные работы	Оксид углерода, оксиды азота, углеводороды (диз.т.), сажа (в пересчете на С), диоксид серы, глинопорошок, цемент, КМЦ, недифферен-цированный остаток, окись марганца,	
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, котельная (котлы), емкости ГСМ, склад материалов и реагентов, транспорт	Оксид углерода, оксиды азота, углеводороды (метан), сажа, диоксид серы, углеводороды (в пересчете на С)	
IV. Этап Демонтаж установки, консервация и ликвидация скважины	Транспорт, дизельная электростанция, газорезательный аппарат, емкости хранения ГСМ, котельная, циркуляционная система, шламовый амбар и т.д.	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 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. 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.

Во избежание загрязнения пресноводного комплекса и окружающей среды пластовыми жидкостями и межпластовых перетоков, обеспечить качественное цементирование обсадных колонн с подъемом тампонажного раствора за колонной до устья. Для сбора аварийных разливов нефти, технологических жидкостей и жидких отходов будут применяться сорбенты (опилки, пеносорбенты, цеолиты и др.), а для окончательной очистки - микробиологические препараты. С целью локализации загрязнения предусмотрены соответствующие технические сооружения.

15.3 Охрана атмосферы

Качество атмосферного воздуха будет обеспечиваться соблюдением установленных нормативов предельно допустимых выбросов вредных веществ в атмосферу. Для обеспечения поддержания уровня загрязнения атмосферного воздуха в пределах ПДК разработана система мероприятий по соблюдению утвержденных нормативов ПДВ, запланирован отвод отработанных газов от дизелей через гидрозатвор. В ходе прогноза воздействия на атмосферный воздух провести оценки загрязнения в районе бурения не только при работе в

штатном режиме, но и при осложнениях и аварийных ситуациях, возникновении газопроявлений. Контроль состояния воздушной среды осуществляться с применением газосигнализаторов Н-120а, Ес-80Н, А-5100, УГ-2, ГХХ-04, ПТФ-2М, ИВП.

15.4 Ликвидация объекта и рекультивация земель

При ликвидации скважин необходимость и глубина установки цементных мостов определяется из расчета перекрытия нефтегазонасыщенных пластов, зон водонапорных комплексов или зон, содержащих токсичные компоненты. Цемент для установки цементных мостов и ведения ремонтно-изоляционных работ соответствует геолого-техническим условиям, и обладает коррозионной устойчивостью к агрессивным средам.

После демонтажа оборудования необходимо проводить мероприятия, направленные на ликвидацию последствий загрязнения природной среды при строительстве скважин, включающие в себя:

- вывоз бурового раствора из емкостей для повторного использования;
- очистку площадки от оборудования, металлолома, мусора, засыпка ям санитарных узлов;
- рытье амбара для уничтожения путем сжигания и захоронения замазученного и захламленного грунта;
- срезку замазученного и захламленного грунта и захоронение в земляном амбаре;
- утилизацию отходов бурения и ликвидацию шламового амбара;
- планировку площадки.

Рекультивации подлежат нарушенные земли всех категорий. Рекультивация земель предусматривает выполнение двух этапов:

1) технического, состоящего из приведения нарушенных площадей в порядок с приданием им требуемых уклонов, планировки, нанесения плодородного слоя;

2) биологического, состоящего из восстановления структуры и плодородия почвы.

Верхний плодородный слой почвы, снятый перед установкой буровой, вновь размещается на старом месте. Основной и наиболее трудоемкой 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 укрепляется на поплавке и оборудуется сетчатым фильтром.

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.

15.5 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, располагается на сухом, относительно приподнятом участке местности. Грунт на площадке представлен песчаными породами, с невысокой влажностью. Технологическая площадка выполняется с уклоном в пределах 1-2 см на 1 м в сторону амбара для обеспечения водостока. При подготовке буровой площадки будет снят и складирован верхний плодородный слой почвы.

Во избежание загрязнения буровой площадки на металлических емкостях предусматриваются предохранительные устройства от перелива. В целях рационального использования воды и снижения объема образования сточных вод применяется оборотное водоснабжение.

Прокладка трасс временных подъездных дорог предусматривается с максимальным использованием существующей дорожной сети, просек, 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.

16 Экономика и организация производства

16.1 Основные проектные данные

Таблица 16.1 - Основные проектные данные

№ пп	Показатели	Значение
1	Месторасположение	Иркутская область
2	Номера скважин, строящихся по данному проекту	№ 632
3	Площадь (месторождение)	Ярактинское
4	Расположение	Суша
5	Назначение скважин	Эксплуатационная
6	Проектный горизонт	Ярактинский
7	Проектная глубина, м	2767
8	Вид скважины	Наклонно направленная
9	Тип профиля	Трех-, пятиинтервальный
10	Максимальный зенитный угол, град.	45
11	Способ бурения	Турбинно-роторный
12	Вид привода	Дизель-электрический
13	Буровая установка	БУ-3000 ЭУК
14	Буровая вышка	ВА 41-170
15	Подготовительные работы к строительству	60
16	Испытания	27,7
17	Время бурения	121,3
18	Время крепления	55
19	Общая продолжительность строительства скважины	264

16.2 Структура и организационные формы бурового предприятия

Бурение и крепление скважины №632 будет осуществляться специализированной бригадой, вахтовым методом с круглосуточным режимом работы по 12 часов. Вахта будет менятся через 15 дней. На буровую бригады будут доставляться из г. Усть-Кут, для этого проектируется использовать самолет, вертолет. Всего на скважине будут работать 2 буровые вахты, по два звена в каждой. Работа проектируется вести в 2 смены. Сменность будет построена таким образом, что первые две недели вахты, первое звено бригады работает в дневную смену с 8:00 до 20:00, а вторую - в ночную смену с 20.00 до 8.00. В этот день прилетающая вахта принимает буровую и делится на 2 смены. Инженерно-технические работники (ИТР) получают месячный тариф, но не получают доплаты за ночное время работы. Доплата для ИТР за праздничные дни составляет 3,3% от месячного тарифа. Основной состав бригады получают доплату в размере 40% от месячного тарифа за ночное время и 20% доплату за

работу в вечернее время. Премии, в размере 40% от месячного тарифа со всеми доплатами, получают все работники основного состава буровой, а также ИТР.

Таблица 16.2– Состав буровой бригады

Наименование	Разряд	Число раб.
Основной состав буровой бригады		
Бурильщик	VI	8
Пом. бур.	V	10
Пом. бур.	IV	10
Машинист БУ	VI	3
Моторист	V	4
Моторист	IV	4
Слесарь	V	2
Лаборант	III	2
Вспомогательный состав буровой		
Повар	IV	2
Кухонный работник	III	2
Электрогазосварщик	V	2
Эл. монтер по обслуживанию БУ	V	2
Тракторист	II	2
Машинист котельной	III	4
ИТР		
Геолог	-	2
Инженер по растворам	-	2
Мастер буровой	-	2
Инженер по долотам	-	2
Бригада испытателей		
Мастер	-	2
Бурильщик	VI	4
Пом. бур.	V	8
Дизелист	V	2
Машинист	VI	2
Всего		83

16.3 Расчет нормативной продолжительности

Нормативную продолжительность цикла строительства скважин определяют по отдельным составляющим его производственных процессов:

- строительно-монтажные работы;
- подготовительные работы к бурению;
- бурение и крепление ствола скважины;
- освоение скважины.

1. Расчет нормативного времени на механическое бурение

$$T_н = T_М^{iM} \cdot H, \tag{16.1}$$

Где $T_н$ – нормативное время на механическое бурение рассчитываемого интервала;
$T_М^{iM}$ – нормативное время на механическое бурение одного метра данного интервала (из местных норм), час;
H – количество метров в интервале, м.

Таблица 16.3- Расчет нормативного времени на механическое бурение

Интервал	Количество метров в интервале	Нормативное время на мех бурение одного метра данного интервала	Нормативное время на мех бурение рассчитываемого интервала
0-40	40	0,265	10,6
40-470	430	0,4	172
470-1460	990	0,6	594
1460-2747	1287	1,5	1930,5
2747-2767	20	2,5	50

2. Расчет нормативного количества долбления по каждому интервалу

$$n = \frac{H}{H_Д}, \tag{16.2}$$

где n – нормативное количество долблений;
Н – количество метров в интервале, м;
$Н_Д$ – проходка на долото (из местных норм);

Таблица 16.4- Расчет нормативного количества долблений

Интервал	Количество метров в интервале, Н	Проходка на долото, Нд	Нормативное количество долблений, n
0-40	40	40	1
40-470	430	462	0,93
470-1460	990	463	2,14
1460-2747	1278	1164	1,1
2747-2767	20	51	0,4

3. Расчет количества свечей по интервалам

$$N = L_T : l_{СВ} \tag{16.3}$$

где L_T – длина бурильных труб, м;$L_{СВ}$– длина одной свечи, м.$L_{СВ}$ = 24 м;

$L_T = L_C – L_H$,

где L_C – глубина спуска бурового инструмента, м; L_H – длина неизменной части бурильного инструмента, м;

$$L_C = L_к – L_{n,} \quad (16.4)$$

где $L_к$ – глубина спуска колонны, м; L_n – длина цементного стакана, м.

Интервал 0-30 м:

$L_с = L_к - L_n = 40-0 = 40$м;

$L_Н = 24+1 = 25$м (ведущая труба и переводники).

$L_Т = L_с - L_Н = 40-25 = 15$ м; $N = L_Т / l_{св} = 15/24 = 0,6 = 1$шт.

Интервал 40-470 м:

$L_с = L_к - L_n = 470-0 = 470$м;

$L_Н = 24+1+10 = 35$м (ведущая труба, переводники и ВЗД).

$L_Т = L_с - L_Н = 470-35 = 435$ м; $N = L_Т / l_{св} = 435/24 = 18,13 = 19$ шт.

Интервал 470-1460 м:

$L_с = L_к - L_n = 1460-0 = 1460$ м;

$L_Н = 24+1+10 = 35$м (ведущая труба, переводники и ВЗД).

$L_Т = L_с - L_Н = 1460-35 = 1425$ м; $N = L_Т / l_{св} = 1425/24 = 59,4 = 60$ шт.

Интервал 1460-2747 м:

$L_с = L_к - L_n = 2747-0 = 2747$ м;

$L_Н = 24+1+10 = 35$м (ведущая труба, переводники и ВЗД).

$L_Т = L_с - L_Н = 2747-35 = 2712$ м; $N = L_Т / l_{св} = 2712/24 = 113$шт.

Интервал 2747-2767 м:

$L_с = L_к - L_n = 2767-0 = 2767$ м;

$L_Н = 24+1+10 = 35$м (ведущая труба, переводники и ВЗД).

$L_Т = L_с - L_Н = 2767-35 = 2732$ м; $N = L_Т / l_{св} = 2732/24 = 113,83 = 114$ шт.

4. Расчет нормативного времени на СПО по интервалам:

$$T_C = T_{C^{lc}} \frac{N_C}{60}, T_П = T_{П^{lc}} \frac{N_П}{60}, \quad (16.5)$$

Таблица 16.5 - расчеты нормативного времени на СПО

Интервал	$T_{C^{lc}}$	$T_{П^{lc}}$	N_C	$N_П$	T_C	$T_П$
0-40	1,6	1,7	1	1	0,026	0,028
40-470			19	19	0,5	0,54
470-1460			60	60	1,6	1,7
1460-2747			113	113	3,2	3,4
2747-2767			114	114	3,23	3,42

5. Расчет нормативного времени на наращивание:

$$T_H = T_{H^l} \cdot N_H, \tag{16.6}$$

где $T^{M_H}-$ нормативное время на одно наращивание, 0,1 час;

$N_H = \frac{H-d}{L_T}$,

где N_H- количество наращиваний, которое определяется по формуле;

H – длина интервала, м;

d–длина неизменной части инструмента, м;

L_T – длина трубы, м.

Интервал 0-40м:

$N_H = \frac{40-25}{12} = 1,25$

$T_H = 0,1 \cdot 1,25 = 0,125 ч.$

Интервал 40-470м:

$N_H = \frac{470-35}{12} = 36,25$

$T_H = 0,1 \cdot 36,25 = 3,626 ч.$

Интервал 470-1460 м:

$N_H = \frac{1460-35}{12} = 118,75$

$T_H = 0,1 \cdot 118,75 = 11,875 ч.$

Интервал 1460-2747 м:

$N_H = \frac{2747-35}{12} = 226$

$T_H = 0,1 \cdot 226 = 22,6 ч.$

Интервал 2747-2767 м:

$N_H = \frac{2767-35}{12} = 227,6$

$T_H = 0,1 \cdot 227,6 = 22,76 ч.$

Таблица 16.6 - Расчет нормативного времени на наращивание

Интервал	Длина интервала, H	Длина неизменной части инструмента, м	Длина трубы, L_T, м	Количество наращиваний	Нормативное время на наращивание
0-40	40	25	12	1,25	0,13
40-470	470	35	12	36,25	3,62
470-1460	1460	35	12	118,75	11,87
1460-2747	2747	35	12	226	22,6
2747-2767	2767	35	12	227,6	22,76

6. Расчет нормативного времени на смену долот по интервалам:

$$T_Д = T^н_Д \frac{n}{60}, \tag{16.7}$$

где n – нормативное количество долблений;

$T^н_Д$ – нормативное время на смену 1 долота.

Интервал 0-40м:

$n = 1$

$T_Д = 5 \cdot 1/60 = 0,083\,ч$

Интервал 40-470м:

$n = 0,93$

$T_Д = 5 \cdot 0,93/60 = 0,077\,ч$

Интервал 470-1460 м:

$n = 2,14$

$T_Д = 5 \cdot 2,14/60 = 0,18\,ч$

Интервал 1460-2747 м:

$n = 1,1$

$T_Д = 5 \cdot 1,1/60 = 0,09\,ч$

Интервал 2747-2767 м:

$n = 0,4$

$T_Д = 5 \cdot 0,4/60 = 0,033\,ч$

7. Время на подготовительно-заключительные работы

$$T_{под} = T_{п.о.ц} \cdot n, \tag{16.8}$$

где $T_{п.о.ц}$ – норма времени одного цикла, равная в сумме 0,45 часа;

Интервал 0-40м:

$T_{под} = 0,45 \cdot 1 = 0,45\,ч$

Интервал 40-470м:

$T_{под} = 0,45 \cdot 0,93 = 0,42\,ч$

Интервал 470-1460 м:

$T_{под} = 0,45 \cdot 2,14 = 0,96\,ч$

Интервал 1460-2747 м:

$T_{под} = 0,45 \cdot 1,1 = 0,49\,ч$

Интервал 2747-2767 м:

$T_{под} = 0,45 \cdot 0,4 = 0,18\,ч$

Таблица 16.7 – Нормативная карта бурения

Наименование	Интервал, м		Мощность интервала, м	Типоразмер долота, мм	Норма проходки на долото. мм	Количество рейсов	Время механического бурения, ч		Спуск инструмента		Подъем инструмента		Наращивание,	Время на подготовитель	Время на смену долота	Время на прочие работ
	от	до					1 м	Интервала	Кол-во свечей, шт	Время, ч	Кол-во свечей, шт	Время, ч				
Направление	0	40	40	490-С-ЦВ	400	1	0,265	10,6	1	0,026	1	0,028	2	0,45	0,083	7,2
Кондуктор	40	470	430	393,7 PDS	500	1	0,4	172	19	0,5	19	0,54	4	0,42	0,079	7,2
Техническая колонна	470	1460	990	295,3 PDS	900	1	0,6	594	60	1,6	60	1,7	12	0,96	0,18	11,4
Эксплуатационная колонна	1460	2747	1287	215,9 PDS	1500	1	1,5	1930,5	113	3,2	113	3,4	23	0,49	0,09	14,6
Хвостовик	2747	2767	20	142,9 PDS	200	1	2,5	50	114	3,23	114	3,41	25	0,18	0,033	21,8
Всего:							5,265	2757,1		8,556		9,078	66	2,5	0,627	61,8

Таблица 16.8 –Расчет заработной платы

Наименование	Разряд	Число раб.	Тариф	Кол час	Месячная тар ставка	З/п на 1 мес	За вечер 20%	За ночное время 40%	Праздник 3%	Итого с доплатой	Премия основн 40% вспомог 20%	Вахтовая надбавка 50% тарифа	Северная надбавка 0,5	Районый коэфи 1,4	Итого начисленно
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
ИТР															
Геолог	-	2	75000	-	75000	150000			45000	195000	60000	75000	75000	210000	615000
Инженер по растворам	-	2	69000	-	69000	138000			41400	179400	55200	69000	69000	193200	565800
Мастер буровой	-	2	69000	-	69000	138000			41400	179400	55200	69000	69000	193200	565800
Инженер по долотам	-	2	69000	-	69000	138000			41400	179400	55200	69000	69000	193200	565800
Основной состав буровой бригады															
Бурильщик	VI	8	227	180	40860	326880	65376	130752	9806,4	532814	65376	163440	163440	457632	1382702
Пом. бур.	V	10	224	180	40320	403200	80640	161280	12096	657216	80640	201600	201600	564480	1705536
Пом. бур.	IV	10	221	180	39780	397800	79560	159120	11934	648414	79560	198900	198900	556920	1682694
Машинист БУ	VI	3	227	180	40860	122580	24516	49032	3677,4	199805	24516	61290	61290	171612	518513
Моторист	V	4	224	180	40320	161280	32256	64512	4838,4	262886	32256	80640	80640,0	225792	682214
Моторист	IV	4	221	180	39780	159120	31824	63648	4773,6	259365	31824	79560	79560	222768	673077
Слесарь	V	2	218	180	39240	78480	15696	31392	2354,4	127922	15696	39240	39240	109872	331970
Лаборант	III	2	224	180	40320	80640	16128	32256	2419,2	131443	16128	40320	40320	112896	341107

Окончание таблицы 16.8

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Вспомогательный состав															
Повар	IV	2	218	180	39240	78480	15696	31392	2354,4	127922,4	15696	39240,0	39240,0	109872	331970
Кухонный работник	III	2	216	180	38880,0	77760	15552	31104	2332,8	126748,8	15552	38880,0	38880,0	108864	328924
Электрогазосварщик	V	2	220	180	39600,0	79200	15840	31680	2376,0	129096,0	15840	39600,0	39600,0	110880	335016
Эл. монтер по обслуживанию БУ	V	2	220	180	39600,0	79200	15840	31680	2376,0	129096,0	15840	39600,0	39600,0	110880	335016
Тракторист	II	2	220	180	39600,0	79200	15840	31680	2376,0	129096,0	15840	39600,0	39600,0	110880	335016
Машинист котельной	III	4	216	180	38880,0	155520	31104	62208	4665,6	253497,6	31104	77760,0	77760,0	217728	657849
Бригада испытателей															
Мастер	-	2	69000	-	69000,0	138000			41400,0	179400,0	55200	69000,0	69000,0	193200	565800
Бурильщик	VI	4	225	180	40500,0	162000	32400	64800	4860,0	264060,0	32400	81000,0	81000,0	226800	685260
Пом. бур.	V	8	222	180	39960,0	319680	63936	127872	9590,4	521078,4	63936	159840,0	159840	447552	1352246
Дизелист	V	2	222	180	39960,0	79920	15984	31968	2397,6	130269,6	15984	39960,0	39960,0	111888	338061
Машинист	VI	2	225	180	40500,0	81000	16200	32400	2430,0	132030,0	1620	40500,0	40500,0	113400	342630
Всего		83													15238006

16.4 Расчет сметной стоимости строительства скважины

1. Расчет заработной платы:
   264 дня – 8,8 месяца.
   ЗРП=8,8х15238006=134094453 руб.
2. Расчет дополнительной заработной платы:
   $ЗРП_{доп}$ = 134094453х 0,079 = 10593461,8 руб.
3. Итого ФОТ
   ФОТ = $ЗРП_{осн}$ + $ЗРП_{доп}$
   ФОТ = 134094453+10593461,8=144687914,8 руб.
4. Отчисления на соц. страхования.
   Всего: ФОТ х 0,3 = 144687914,8х 0,3 = 43406374,4 руб.
   В т.ч.: ПФР(22%) = 144687914,8х 0,22 = 31831341,3 руб.
   ФСС(2,9%) = 144687914,8х 0,029 = 4195949,5 руб.
   ФОМС(5,1%) =144687914,8х 0,051 = 7379083,6 руб.
5. Амортизация основных средств.
   $АО_{год}$ = Сед-ци х НА/100
   $АО_{мес}$ = $АО_{год}$/12

Таблица 16.9 – Расчет амортизационных отчислений

Основные средства	Количе	Ст-ть тыс. руб.	Общая стоимость	НА (%)	АО (год)	АО (мес.)	$Т_{раб.}$	АО на скв.
Буровая установка	1	520000	520000	6,7	34684	2890,3	8,8	25434,9
Цем. агрегат	3	6100	18300	8,3	1526,2	127,2	1,8	228,9
Вагон столовая	1	550	550	10	55	4,6	8,8	40,3
Баня	1	400	400	10	40	3,3	8,8	29,3
Сушилка	1	450	450	10	45	3,8	8,8	33,0
Кран	1	8000	8000	6,7	533,6	44,5	8,8	391,3
Экскаватор	1	6000	6000	6,7	400,2	33,4	8,8	293,5
Вагон-домик	7	500	3500	10	350	29,2	8,8	256,7
Грузовик	1	3000	3000	6,7	200,1	16,7	8,8	146,7
Бульдозер	1,0	5100,0	5100,0	6,7	340,2	28,3	8,8	249,5

Материальные затраты:
1. затраты на электроэнергию
Общая мощность = 568001,27 кВ/ч
916152х 6,6 = 6 046 603,2 руб.
2. ГСМ
Объем, л. = 7500 л/сут.
7500 х 46 = 345 000 руб.
Общее: 345 000*8,8= 3 036 000 руб.
Масло: 5% от ГСМ = 3 036 000 х 0,05 =151800 руб.
Общий объем ГСМ: 151800+3036000=3187800 руб.

Таблица 16.10 - Затраты на трубы

Трубы	Вес одного метра труб, кг	Длина труб, м	Вес труб, кг	Цена 1 килограмма труб, руб	Цена труб, руб
БТ 89	17,8	1338	23816,4	190	4525116
БТ 127	19,2	599	11500,8	190	2185152
УБТ 229	156	45	7020	210	1474200
УБТ 203	118	48	5664	205	1161120
УБТ 178	164	36	5904	210	1239840
D 426x11	112,6	40	4504	220	990880
D 324x9,5	73,6	470	34592	225	7783200
D 245x8,9	51,9	1060	55014	230	12653220
D 168x8,9	35,1	1047	36749,7	230	8452431
D 114x6,4	16,9	20	338	230	77740

Таблица 16.11 – Затраты на долота

Долота	Количество единиц	Цена за единицу, руб.	Итого, руб.
490-С-ЦВ	2	830000	1660000
393,7PDS	2	975000	1950000
295,3PDS	1	870000	870000
215,9 PDS	2	963000	1926000
142,9PDS	1	968000	968000

Таблица 16.12 – Затраты на химические реагенты

Наименование материала	Масса (кг)	Цена за единицу веса (за 1кг)	Цена (руб.)
Натрий хлористый	1500	200	300000
Бентонит	1650	99	163350
Кальцинированная сода	570	56	31920
КМЦ	1080	49	52920
Каустическая сода	570	48	27360
ФК-200	2160	86	185760
УЩР	2160	78	168480
Органофильный бентонит	8700	94	817800
Эназол	7000	30	210000
Итого			1957590

Таблица 16.13 – Сводная таблица материальных затрат

Вид затрат	Цена затрат, руб.
Электроэнергия	6 046 603,2
ГСМ	3187800
Трубы	40542899
Долота	7374000
Хим. реагенты	1957590
Итого	59 108 892,2

Промыслово-геофизические работы:
$3328 \cdot 160 = 532480$ руб.
3. Итого затрат:
Осн. ЗРП+доп. ЗРП+ отч. с/с + АО+Мат+ПГР
134094453+10593461,8+43406374,4+27104200+59108892,2+532480 =274839861,4 руб.
Прочее: 10% от итого затрат = 27483986,1 руб.
4. Итого прямые затраты:
274839861,4+27483986,1= 302323847,5 руб.
5. Накладные расходы (%) от п. 4
13% от 302323847,5 =39302100,2 руб.
6. Итого прямые затраты + накладные расходы
302323847,5 +39302100,2=341625947,7 руб.
7. Плановые накопления (%) от п.6
8% от 341625947,7=27330075,8 руб.
8. Компенсационные затраты
3% от 302323847,5 = 9069715,4 руб.
9. Резерв на не предусмотренные виды работ
(302323847,5 +39302100,2+27330075,8) х 0,05 =18447801,2 руб.
10. Сметная стоимость строительства скважины без НДС
341625947,7+27330075,8+9069715,4+18447801,2 =396473540,1 руб.
11. НДС 18% от п.10
18% от 396473540,1=71365237,2 руб.
12. Итого сметная стоимость строительства скважины с учетом НДС
396473540,1+71365237,2 = 467838777,3 руб.
Определим налог на имущество:
Ни=396473540,1*0,022 = 8722417,9 руб.
Прибыль к налогообложению определяется по формуле:
Пн=27330075,8-8722417,9=18607657,9 руб.
Налог на прибыль вычислим по формуле:
$Н_п$=18607657,9*0,2 = 3721531,6 руб.
Сумма налогов определяется по формуле:
ΣН=8722417,9+3721531,6= 12443949,5 руб.
Определим чистую, расчетную прибыль:
Пч=27330075,8-12443949,5=14886126,3 руб

Показатель объема работ (выработка) в стоимостном выражении на одного работника:

$$P_S = S/L \quad (16.9)$$

где S – сметная стоимость объема работ по строительству скважины, тыс. руб;

L – среднесписочная численность работников производственного персонала.

P_s=396473540,1/83=4776789,6 руб./чел.

Показатель объема работ (выработка) в натуральном выражении на одного работника определяем по формуле:

$$р_н = H/L \quad (16.10)$$

где, Н – объем проходки, м;

$Р_н$=2767/83=33,3 м/чел.

Технические показатели темпов бурения и строительства скважины

1) Отношение длины скважины к календарному времени бурения, выраженному в календарных месяцах, называют коммерческой скоростью (в м/ст.-мес):

Vком = 720 · Lc / (Тбк · 1,05)

Коммерческая скорость характеризует общий темп бурения и крепления скважины и зависит от

- природных условий;
- технической вооруженности буровой бригады;
- состояния технологии бурения;
- уровня организации труда;
- квалификации и дисциплины членов буровой бригады;
- от уровня организации производственного процесса в буровом предприятии и взаимодействия его с субподрядными организациями.

Vком =720 · 2767/1238,4 · 1,05=1532 м/ст.мес

2) Отношение длины скважины к производительному времени называется технической скоростью бурения (в м/ст.-мес):

Vтех =720 · Lc / Тпр

Vтех =720 · 2767 / 1238,4=1609 м/ст.мес

3) Рейсовая скорость

Vр =Нд / (Тм + Тсп)

где Нд - проходка на долото, м;

Тм - продолжительность работы долота на забое, ч;

Тсп- продолжительность спуска и подъема долота, наращивания инструмента,ч.

Рейсовая скорость определяет темп углубления скважины, она показывает, что темп проходки ствола зависит не только от отработки долота, но и от объема и скорости выполнения СПО.

Vр = 2767 /334,25=8,27 м/ч

4) Механическая скорость:

Vм = Нд / Тм

где Нд - проходка, м;

Тм - продолжительность механического разрушения горных пород на забое или время проходки интервалов, ч.

Vм = 2767 / 322,12=8,59 м/ч

Себестоимость строительства скважины:

$S=C_{общ}-C_{нак}$,

S=396473540,1-39302100,2=357171439,9 руб.

Себестоимость сметная одного метра проходки:

$C_{1м} = S/H$

$C_{1м}$=357171439,9/2767=129082,6 руб./м.

Результаты расчетов технико-экономических показателей представлены в таблице 16.14.

Таблица 16.14 –Технико-экономические показатели строительства скважины

Показатель	Ед. измерения	Значение
1	2	3
Глубина скважины	м.	2767
Продолжительность строительства скважины	сут.	264
Себестоимость строительства скважины	тыс.руб.	357171,4
Стоимость строительства скважины без НДС	тыс.руб.	396473,5
Сметная себестоимость одного метра проходки	тыс.руб.	129,1
ФОТ	тыс.руб.	144687,9
Социальные отчисления	тыс.руб.	43406,4
Плановая численность буровой бригады	чел.	83
Налоги	тыс.руб.	12443,9
Расчетная прибыль	тыс.руб.	14886,2
Техническая скорость	м/ст.мес.	1609
Коммерческая скорость	м/ст.мес.	1532
Механическая скорость	м/ч	8,59

Заключение

Данная работа является рабочим проектом на строительство эксплуатационной скважины на Ярактинском НГКМ. В проекте приведены все необходимые расчеты и предоставлена вся нужная информация о строительстве скважины.

В общей части дипломного проекта было рассмотрено геологическое строение месторождения, выявлена характеристика географо-экономических и климатических условий района строительства скважины, физико-гидродинамическая характеристика продуктивных коллекторов, стратиграфия, литология и определены интервалы осложнений и нефтегазоводопроявлений.

В проектной части в процессе проектирования были выполнены необходимые технологические и проектные расчёты на строительство скважины.

В специальной теме дипломного проекта были рассмотрены химические методы предупреждения и борьбы с сероводородной агрессией.

В разделе «Безопасность жизнедеятельности» были рассмотрены вопросы охраны труда и охраны окружающей природной среды при строительстве скважины, выявлен анализ возможных опасностей на производстве.

В разделе «Экономики и организации работ» выполнен расчет основных технико-экономических показателей и расчет продолжительности строительства эксплуатационной скважины № 632 на Ярактинском НГКМ.

Выполнение дипломного проекта осуществлялось в соответствии с нормами, стандартами, инструкциями и правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности. Данный проект отвечает техническим требованиям, предъявляемым к проектной документации такого рода.

Список использованных источников

1. Басарыгин Ю.М. Заканчивание скважин: Учеб. пособие для ву-зов/Ю.М.Басарыгин, В.Ф.Будников, Ю.М. Проселков.- М.: Недра, 2000. - 670 с.
2. Басарыгин Ю.М. Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин: Учеб. пособие для вузов/ Ю.М. Басарыгин, А.И. Булатов, Ю.М. Проселков.- М.: Недра, 2000.- 270 с.
3. Басарыгин Ю.М. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: Учеб. пособие для вузов/ Ю.М. Басарыгин, А.И. Булатов, Ю.М. Проселков.- М.: Недра, 2001.-679 с.
4. Булатов А.И. Буровые промывочные и тампонажные растворы: Учеб. пособие для вузов/ А.И. Булатов, П.П. Макаренко, Ю.М. Проселков.- М.: Недра, 1999.-424 с.
5. Бурение наклонных и горизонтальных скважин: Справочник/ А.Г. Калинин, Б.А. Никитин [и др.].- М.: Недра, 1997. - 648 с.
6. Ганджумян Р.А. Инженерные расчеты при бурении глубоких скважин: Справочное пособие/Р.А. Ганджумян, А.Г. Калинин, Б.А. Никитин. - М.: Недра, 2000.-489 с.
7. Демихов В.И. Средства измерения параметров бурения скважин: Справочное пособие/ В.И. Демихов.- М: Недра, 1990. - 286 с.
8. Охрана окружающей среды в нефтегазовой промышленности/ А.И. Булатов [и др.].- М.: Недра, 1997. - 256 с.
9. Практическое руководство по технологии бурения скважин на жидкие и газообразные полезные ископаемые: Справочное пособие/А.Г. Калинин, А.З. Левицкий [и др.].- М.: Недра, 2001. - 450 с.
10. Противовыбросовое оборудование: Каталог МЦИНТИ химнефтемаш, 1990.-30 с.
11. Редутинский Л.С. Расчет параметров цементирования обсадных колонн: Метод, пособие /Л.С. Редутинский.- Томск.: Изд-во ТПУ, 1997. - 47 с.
12. РД. Инструкция по расчету бурильных колонн.- М.:ВНИИБТ, 1997.- 168 с.
13. РД. Инструкция по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин.- М.: ВНИИБТ, 1997. - 194 с.
14. РД. Инструкция по расчету обсадных колонн на герметичность.- М.: Нефтяник, 1995. - 35 с.
15. РД. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности (ПБ 08-624-03) серия 08. Выпуск 4/ Колл. авт.- М.: Федеральное государственное унитарное предприятие «Научно-технический центр по безопасности в промышленности Госгортехнадзора России», 2004. - 312 с.
16. Рязанов В.И. Направленное бурение глубоких скважин: Практич. пособие/В.И. Рязанов.- Томск: Изд-во ТПУ, 1999.- 84 с.
17. Рязанов В.И. Бурение горизонтальных скважин: Учебно-метод. пособие/В.И.Рязанов, А.Ю. Дмитриев, М.П. Пьявко.-Томск.:Изд-во ТПУ, 2002.-12 с.
18. Рязанов Я.А. Энциклопедия по буровым растворам/ Я.А. Рязанов .- Оренбург: Изд-во «Летопись», 2005.- 664 с.

19. Сооружение и оборудование для кустового бурения скважин: Справочное пособие/В.Г. Колгерин, Б.З. Султанов, Л.А. Шварцев [и др.].- М: Недра, 1992.-231 с.

20. Строительство наклонных и горизонтальных скважин/ Ю.М. Басарыгин, В.Ф. Будников [и др.].- М.: Недра, 2000. - 262 с.

21. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности" от 12 марта 2013 года N 101/ Колл. авт.- М.: Федеральное государственное унитарное предприятие «Научно-технический центр по безопасности в промышленности Госгортехнадзора России», 2013. – 312 с.

22. ГОСТ 12.1.005-88 «Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны»

23. СанПиН 2.2.4.548-96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений»

24. СНиП 23-05-95 «Естественное и искусственное освещение»

25. 12.1.003-83 «ССБТ. Шум. Общие требования безопасности».

26. 26.ГОСТ 12.1.012-2004 «ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования».

27. СНиП 2.09.04-87. «Административные и бытовые здания».

28. Приказ Минздравсоцразвития России от 9 декабря 2009 г. N 970н, г. Москва "Об утверждении Типовых норм бесплатной выдачи специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты работникам нефтяной промышленности, занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением"

29. ПБ. «Правила пожарной безопасности для геологоразведочных организаций и предприятий».