Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
ИРКУТСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

Институт заочно-вечернего обучения
Кафедра нефтегазового дела

ДОПУСКАЮ К ЗАЩИТЕ
Заведующий кафедрой
_____ Н.А. Буглов
подпись инициалы, фамилия

«Технология и техника строительства эксплуатационной скважины №344 на Верхнеченском нефтегазоконденсатном месторождении»
Наименование темы

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
к выпускной квалификационной работе
(уровень бакалавриата)
По профилю «Бурение нефтяных и газовых скважин»
по направлению подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

0.012.00.00 - ПЗ
обозначение документа

Разработал студент НДбз 13-1 _____ Т.Х.Костоев
шифр группы подпись И.О. Фамилия

Руководитель _____ П.С.Гриб
подпись И.О. Фамилия

Консультанты: _____ Л.А. Рапацкая
подпись И.О. Фамилия

_____ Н.В.Бацюн
подпись И.О. Фамилия

_____ Е.А.Хамидуллина
подпись И.О. Фамилия

Нормоконтролер _____ П.С.Гриб
подпись И.О. Фамилия

Иркутск 2018 г.

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
ИРКУТСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

Институт заочно-вечернего обучения

УТВЕРЖДАЮ
Директор
_____ О.В. Белоусова
«22» 05 2018 г.

ЗАДАНИЕ

на выпускную квалификационную работу студенту Костоеву Т.Х группы НДбз-13-1.

1.Тема работы «Технология и техника строительства эксплуатационной скважины №344 Верхнечонском нефтегазоконденсатном месторождении».

Утверждена приказом по университету от 22.05.2018 г. № 1193

2.Срок предоставления студентом законченной работы в ГЭК
_____

3.Исходные данные в основу выпускной квалификационной работы положены данные по Верхнечонскому нефтегазоконденсатному месторождению.

4.Содержание расчетно-пояснительной записки (перечень подлежащих разработке вопросов)
4.1. Общие сведения по экономике и геологии района работ;
4.2. Профиль и конструкция скважины;
4.3. Технология процесса бурения скважины;
4.4. Крепление скважины обсадными колоннами;
4.5. Экономика и организация производства;
4.6. Безопасность жизнедеятельности.

5. Перечень графического материала (с указанием обязательных чертежей)
5.1 Приложение А – Обзорная карта Верхнечонского нефтегазоконденсатного месторождения;
5.2 Приложение Б – График совмещенных давлений;
5.3 Приложение В – Профиль скважины;
5.4 Приложение Г – Геолого-технический наряд;
5.5 Приложение Д – Технико-экономические показатели.
6. Дополнительные задания и указания.
6.1. Специальная часть выпускной квалификационной работы – разработка

7. Консультанты по работе с указанием вопросов, подлежащих решению

Техническая часть

«_____» _____ 20 __г. _____ П.С. Гриб

дата подпись И.О. Фамилия

Геологическая часть

«_____» _____ 20 __г. _____ Л.А.Рапацкая

дата подпись И.О. Фамилия

Безопасность жизнедеятельности

«_____» _____ 20 __г. _____ Е.А. Хамидуллина

дата подпись И.О. Фамилия

Технико-экономическая часть

«_____» _____ 20 __г. _____ Н.В.Бацюн

дата подпись И.О. Фамилия

Календарный план

Разделы	Май				Июнь			
Геологическая часть	→	→	→					
Техническая часть		→	→	→	→			
Специальная часть			→	→	→			
Безопасность жизнедеятельности				→	→			
Экономика и организация производства				→	→			
Заключение				→	→	→		
Список используемых источников								
Проверка на объем заимствования								
Зашита ВКР								

Дата выдачи задания «15» мая 2018г.

Руководитель работы _____ П.С. Гриб

подпись И.О.Фамилия

Заведующий кафедрой _____ Н.А. Буглов

подпись И.О.Фамилия

Задание принял к исполнению студент _____ Т.Х.Костоев

подпись И.О.Фамилия

План выполнен _____

(полностью, не полностью)

Руководитель работы «____» _____20___г. _____ П.С. Гриб

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....7
1 Общие сведения по экономике и геологии района работ.....8
1.1 Цель планируемых буровых работ.....8
1.2 Географо-экономическая характеристика района работ.....8
1.3 Тектоника.....11
1.4 Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания.....15
1.5 Нефтегазоносность месторождения.....19
1.6 Гидрогеологические условия.....22
1.7 Характеристика коллекторских и гидродинамических свойств продуктивных горизонтов.....30
1.8 Зоны возможных геологических осложнений.....31
2 Профиль и конструкция скважины.....38
2.1 Выбор и расчет профиля скважины.....38
2.2 Проектирование конструкции скважины.....40
3 Технология процесса бурения скважины.....45
3.1 Выбор способа бурения скважины.....45
3.2 Выбор породоразрушающего инструмента.....45
3.3 Расчет параметров режима бурения.....46
3.4 Рациональная отработка долот.....47
3.5 Контроль параметров режима бурения.....47
4 Выбор типа и параметров буровых растворов.....49
4.1 Приготовление и регулирование свойств буровых растворов.....49
4.2 Расчет гидравлической программы бурения.....50
5 Бурильная колонна.....57
5.1 Выбор конструкции бурильной колонны.....57
5.2 Расчет бурильной колонны.....58
5.3 Выбор и расчет конструкции КНБК.....60
6 Крепление скважины обсадными колоннами.....65
6.1 Расчет обсадных колонн.....65
6.1.1 Расчет направления ⊘ 340 мм.....66
6.1.2 Расчет кондуктора Ø 245 мм.....66
6.1.3 Расчет эксплуатационной колонны ⊘ 168 мм.....68
6.2 Выбор технологической оснастки для обсадных колонн.....70
6.3 Подготовка ствола скважины и спуск обсадных колонн.....70
7 Цементирование обсадных колонн.....73
7.1 Выбор способа цементирования.....73
7.2 Выбор тампонажного материала, типа буферной жидкости и расчет цементирования скважины.....73
7.3 Оценка качества цементирования скважины и испытание колон на герметичность.....81
7.4 Цементировочное оборудование.....81

8 Обвязка устья скважины.....83
9 Метод заканчивания скважины и вскрытие продуктивного горизонта.....84
9.1 Опробование перспективных горизонтов в процессе бурения и освоения скважины.....84
11 Специальная часть.....91
11.1 Поглощения буровых и тампонажных растворов.....91
11.2 Газонефтеводопроявления.....97
11.3 Инструмент и устройства, предупреждающие технологические осложнения.....98
11.4 Применение нового материала-наполнителя буровых и цементных растворов при бурении скважин.....104
12 Выбор бурового оборудования.....108
13 Вспомогательные цеха и службы.....110
13.1 Ремонтная база.....110
13.2 Энергетическая база.....110
13.3 Водные ресурсы и водоснабжение.....110
13.4 Цех по приготовлению и очистке буровых растворов.....111
13.5 Транспорт.....112
13.6 Связь и диспетчерская служба.....113
14 Безопасность жизнедятельности.....114
14.1 Краткая характеристика объекта работ.....114
14.2 Анализ вредных и опасных производственных факторов на рабочих местах.....114
14.3 Основные мероприятия по обеспечению безопасных, здоровых условий труда при ведении проектируемых работ.....116
14.3.1 Организация работ по охране труда.....116
14.3.2 Лечебно-профилактическое и санитарно-бытовое обслуживание рабочих.....117
14.4 Безопасность производственных процессов.....121
14.4.1 Электробезопасность.....121
14.4.2 Требования к эксплуатации оборудования, аппаратуры и инструмента 124
14.5 Пожарная безопасность.....127
14.5.1 Обеспечение безопасности труда в аварийных ситуациях.....129
15 Охрана окружающей среды.....132
15.1 Общие природоохранные требования.....133
15.2 Охрана почв и поверхностных вод.....133
15.3Охрана атмосферы.....134
15.4 Ликвидация объекта и рекультивация земель.....134
16 Организационно-экономическая часть.....136
16.1 Организация работ.....136
16.3 Календарный график выполнения работ.....139
16.2 Организация заработной платы.....140

16.4 Смета на строительство скважины № 344.....142
16.3 Структура сметной стоимости.....144
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ.....147

ВВЕДЕНИЕ

Сибирская платформа является основным резервом для создания нефтегазодобывающим центром отрасли на востоке страны.

В отношении нефтяной отрасли наиболее перспективным на данный момент является Верхнечонское нефтегазоконденсатное месторождение (НГКМ), расположенное в Катангском районе Иркутской области. Месторождение открыто в 1978 г., а промышленная нефтегазоносность установлена в 1981 г. Разведочное бурение проводилось до конца 1993 г. Месторождение относится к категории крупных. По состоянию изученности на 01.06.94 ГКЗ утверждены следующие запасы (извлекаемые):

Таблица 1 (протокол ГКЗ Минприроды России № 306-дсп от 22.03.95)

	Извлекаемые запасы	Категория С1	Категория С2
1.	Нефти, тыс. т	159484	42136
2.	Растворенного в нефти газа, млн. м3	20562	13139
3.	Свободного газа, млн. м3	11703	83818
4.	Конденсата, тыс. т	413	2953
5.	Гелия, тыс. м3	18239	44982

Промышленная продуктивность приурочена к песчаникам терригенного комплекса нижнемотской подсвиты (верхнечонский горизонт – пласты Вч1, Вч2 и зона слияния пластов Вч1 + Вч2). Месторождение находится на стадии разработки для извлечения притоков нефти из песчаников верхнечонского горизонта.

Данное месторождение разрабатывает компания (верхнечонскнефтегаз) и буровые подрядчики КЦА Дойтаг, Нейборс и Нижневартовск бурение . Бурение наклонно-направленных скважин производится на кустовых площадках. Наклонно-направленное бурение производит компания Шлюмберже.

В основу дипломного проекта положены материалы, собранные из фондов выше указанных организаций.

1 Общие сведения по экономике и геологии района работ

1.1 Цель планируемых буровых работ

Объектом проектирования является эксплуатационная скважина 344 на площадке куста №6 Верхнечонского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ) проектной глубиной 2050 м (1650 м по вертикали) с открытым стволом 200 м для добычи пластовых флюидов, в частности – нефть. Для строительства скважины предусматривается бурение и заканчивание эксплуатационной нефтяной скважины на ВЧНГКМ для получения притоков нефти из песчаников Верхнечонского горизонта согласно плана разработки месторождения.

1.2 Географо-экономическая характеристика района работ

Верхнечонское нефтегазоконденсатное месторождение расположено в Катангском районе Иркутской области.

Месторождение расположено в 100 км от районного центра п. Ербогачен, в 250 км от г. Киренска и в 420 км от г. Усть-Кута. Ближайший населенный пункт (п. Преображенка) находится в 50 км, ближайшие нефтегазовые месторождения (Дулисьминское, Ярактинское, Марковское) в 190…310 км (см. рисунок 1).

Через месторождение протекает река Чона с ее многочисленными притоками (рисунок 1.1). Пойма реки участками заболочена, ширина реки 20…30 м, глубина на плесах 3 м, на перекатах 0.2 м, имеется много стариц и озер. По площади месторождения протекают притоки р. Чоны – Нельтошка, Вирая, Молчалун, Игнялa, характеризующиеся резко изменяющейся водообильностью в зависимости от количества атмосферных осадков. Наряду с реками важными гидрогеологическими элементами в районе работ являются озера и болота. Озера большей частью пойменные (старичные) и термокарстовые, развитые на пологих склонах и плоских вершинах водоразделов. Питание озер осуществляется, в основном, талыми снеговыми и дождевыми водами. Болота распространены по долинам рек и ручьев, реже на склонах и водоразделах, относятся они к типу надмерзлотных и в засушливые годы почти полностью осушаются. Питание болот происходит за счет талых снеговых, дождевых и мерзлотных вод.

Постоянные дороги в районе отсутствуют. Связь с г. Усть-Кутом возможна по зимнику или по реке Лене (до п. Чечуйск).

В орографическом отношении месторождение расположено в пределах Средне-Сибирского плоскогорья и представляет собой слабовсхолмленную равнину с относительными превышениями 120…150 м (абсолютные отметки колеблются от 320 до 470 м) – рисунок 1.

Район слабо заселен и освоен, местность покрыта труднопроходимой тайгой. Река Чона не судоходна. Река Н. Тунгуска судоходна непродолжительное время – 20…30 дней в паводковый период. Река Лена судоходна от п. Качуг до устья.

Пути сообщения района весьма ограничены.

Основной объем грузов от г. Усть-Кута до месторождения может перевозиться автотранспортом по зимнику (расстояние 660 км). В летнее время грузы

могут доставляться водным транспортом по реке Лене от Усть-Кута до Чечуйска (расстояние 373 км) и от Чечуйска до п. Надеждинск автотранспортом – 27 км. Срочные грузы и доставка вахт могут осуществляться вертолетом.

В качестве источников энергоснабжения при проведении буровых работ на месторождении могут использоваться дизельные станции внутреннего сгорания, ЛЭП на территории месторождения отсутствует.

Район работ сейсмически не активен, по карте сейсмического районирования СССР (1983 года) сейсмичность на площади месторождения равна 5 баллам.

Из местных строительных материалов наибольшее значение и применение имеет лес, используемый при строительстве жилья и в качестве топлива.

В 130 км юго-западнее месторождения расположено Непско-Гаженское месторождение калийных солей, запасы которого утверждены в ГКЗ в 1992 году.

Кроме этого в районе месторождения имеются многочисленные выходы на дневную поверхность траппов (долеритов), известняков и доломитов литвинцевской свиты, которые

могут быть использованы в качестве бутового камня для строительства дорог.

Известняки и доломиты литвинцевской свиты могут быть также использованы для получения извести.

Климат района резко континентальный с продолжительной холодной зимой и жарким летом, с годовыми максимально-экстремальными колебаниями температуры от +36 до –580С, среднегодовая температура –5.0…–5.50С. В зимний период господствует мощный антициклон с солнечной безветренной погодой. В это время происходит сильное выхолаживание приземного воздуха, что обусловливает сезонное промерзание грунтов на 1.5…2.0 м и островное развитие многолетней мерзлоты. Первые заморозки начинаются в конце августа. Толщина снежного покрова колеблется от 40 до 70 см, снег держится с октября по апрель.

Среднегодовое количество осадков 300…500 мм. Кратковременный максимум осадков (56 мм) приходящийся на осенне-зимний период, средний максимум – 26 мм. В районе работ преобладают юго-восточное и северо-западное направление ветров со скоростью 1…3 м/с.

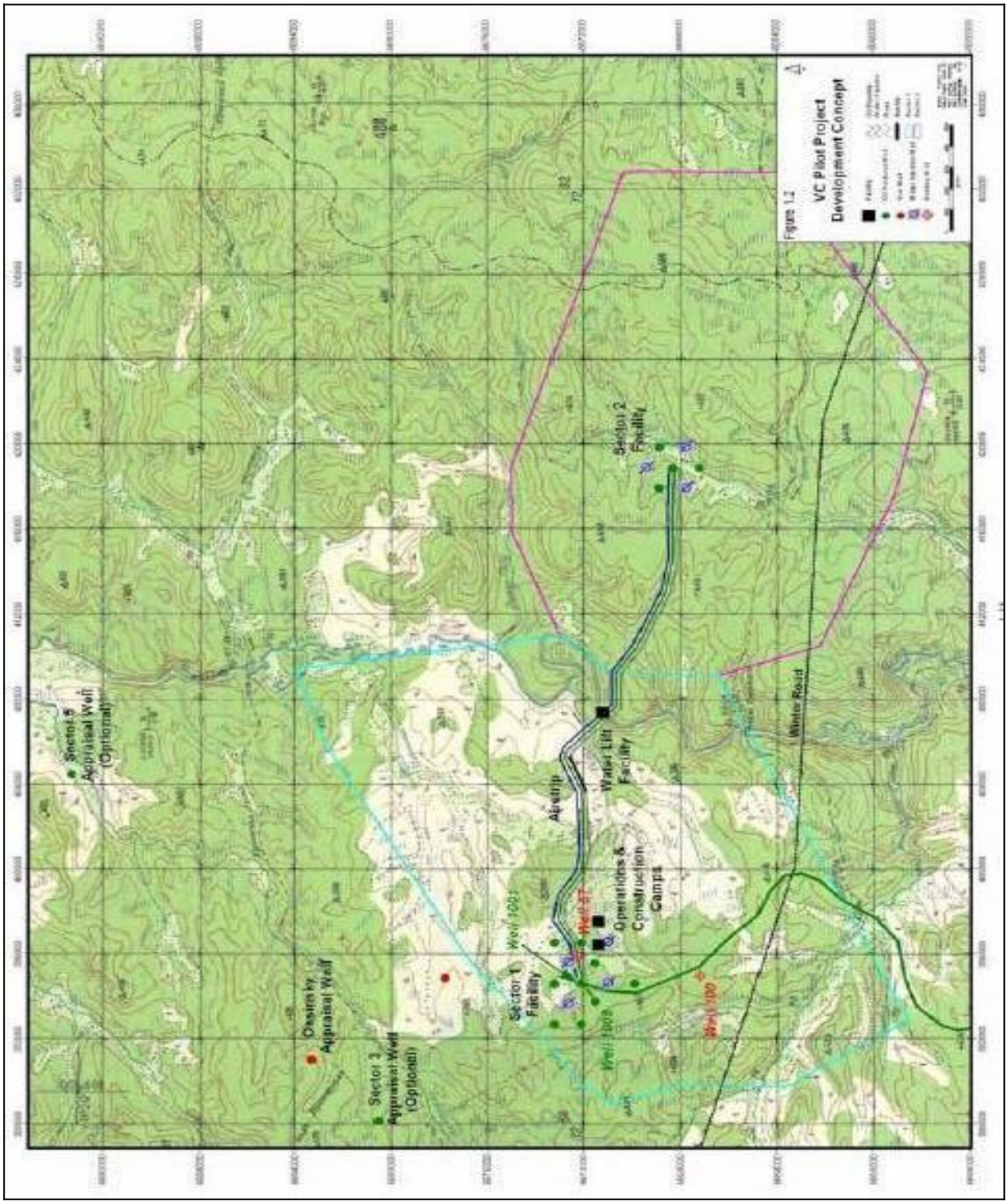


Рисунок 1.1 - Обзорная карта Верхнечонского месторождения

Техническое водоснабжение месторождения может осуществляться из естественных водотоков по трубопроводам или из специальных водозаборных скважин. Для питьевого водоснабжения могут быть использованы воды четвертичных и верхоленских отложений.

1.3 Тектоника

В тектоническом отношении месторождение приурочено к большой флексуре, осложняющей западный склон Пеледуйского куполовидного поднятия Непско-Ботуобинской антеклизы. По кровле терригенного комплекса флексура имеет размеры 55х50 км (по изогипсе – 1200 м), высота её 80 м.

В осадочном чехле выделяются три структурных комплекса пород: подсолевой, солевой и надсолевой.

Совпадение структурных планов отмечается по поверхностям фундамента, подсолевых отложений и осинского горизонта. Все вышележащие отложения дислоцированы более сложно. Это обусловлено проявлениями соляной тектоники, внедрением пластовой интрузии долеритов и, возможно, гипергенным выщелачиванием каменных солей ангарской свиты.

По данным сейсморазведочных работ установлен целый ряд разрывных нарушений, осложняющих структурные планы поверхности фундамента и осадочных отложений. Часть из них прослеживается только в подсолевой и солевой частях разреза, часть затрагивают весь разрез. Нарушения образуют сложную систему зон северо-западного, северо-восточного, субширотного и субмеридионального простирания.

Литолого-стратиграфический разрез

Верхнечонское месторождение приурочено к крупной флексуре, осложняющей северо-западный склон Пеледуйского поднятия, расположенного на юго-восточном склоне Непско-Ботуобинской антеклизы.

В строении осадочного чехла рассматриваемого района принимают участие породы протерозоя, палеозоя, мезозоя и кайнозоя. Литолого-стратиграфическая характеристика разреза приводится по данным бурения скважин Верхнечонской площади, результатам сейсморазведочных работ, материалам структурно-геологической съемки 1:50000.

Общая толщина осадочных отложений (без траппов) на площади изменяется от 1176.0 до 1729.5 м, при преобладающих средних величинах до 1550.0 м. В пределах грабена, прослеживающегося в северо-восточной части площади, толщина осадочных отложений увеличивается до 1810…1881 м. Глубина вскрытия пород фундамента колеблется от 1595.0 до 1761.8 м, в пределах грабена при глубинах 1810…1881 м породы фундамента не вскрыты.

Архей Протерозой (AR-PR)

Породы фундамента представлены гранитами, гранито-гнейсами, грано-диоритами, пегматитами серыми, розовато-серыми, красными. В верхней части цоколя гранитоиды часто выветрелые, разуплотненные, темно-серые, почти черные. Толщина коры выветривания изменяется от 0 до 34 м. Повышенные толщины (10…34 м) отмечаются в изолированных участках шириной 2…6 км, редко 8 км, в виде волнистых цепочек, вытянутых в северо-восточном направлении.

Перерыв

Протерозой-PR

Верхний отдел-PR2

Рифей-PR2 R

Сохранились отложения в пределах узкого грабена. В разрезе это сравнительно монотонная толща гравелитов песчаных, галечников полимиктовых серого, зеленовато-серого, реже темно-коричневого цвета, рыхлых. Гравий и галька окатанные, редко полуокатанные размером до 0.05 м, представлены кварцем, микроклином, гранитоидами, кварцитами. Промежутки между крупными обломками заполнены песчаным, алевролито-глинистым, линзами карбонатно-сульфатным материалом. Вскрытая толщина отложений рифея на Верхнечонской площади составляет 0…63.0…132.8 м.

Перерыв

Палеозой – PZ

Кембрийская система – Є

Подразделяется на нижний, нижний-средний, и средний-верхний отделы.

Нижний отдел кембрия – Є1

К этому возрасту относятся отложения мотской, усольской, бельской, булайской и ангарской свит.

Мотская свита – Є1mt

Отложения свиты залегают с перерывом, угловым и стратиграфическим несогласием на породах кристаллического фундамента, а в пределах грабена – рифея. По литологическим признакам подразделяется на 3 подсвиты: нижнюю, среднюю, верхнюю.

Нижнемотская подсвита (Є1mt1) залегает на большей части площади непосредственно на породах фундамента, в пределах грабена на разуплотненных гравелитовых отложениях рифея. Литологически разрез ее неоднороден. Нижняя, базальная часть представлена песчаниками кварцевыми, реже полевошпатово-кварцевыми серыми, коричневато-серыми, в объеме которых на площади выделяется верхнечонский продуктивный горизонт (ВЧ). В юго-восточной половине территории месторождения он разделен глинисто-алевритовыми породами на два пласта. За этими пластами закреплены индексы Вч2 для нижнего и Вч1 для верхнего.

Выше песчаниковых пластов залегает регионально выдержанная пачка аргиллитов темно-, реже зеленовато-серых толщиной 6.0…14.2 м, которые перекрываются породами терригенно-сульфатно-карбонатной пачки.

Толщина подсвиты на площади месторождения 18.0…77.7 м.

Среднемотская подсвита (Є1mt2) сложена тонким ритмичным переслаиванием доломитов, доломитов глинистых, доломито-ангидритов, реже ангидритов, аргиллитов серых, коричневато- и темно-серых. Нижняя граница подсвиты проводится по подошве массивного пласта доломитов преображенского горизонта. Толщина подсвиты на площади изменяется от 77.3 м до 82.0 м, в северо-восточной и юго-западной ее частях – до 84 м, редко 89 м.

Верхнемотская подсвита (Є1mt3) сложена ритмичным переслаиванием доломитов, доломито-ангидритов, доломитов глинистых серых, коричневато- и темно-серых, участками окремненных. В кровле подсвиты прослеживаются два пласта

массивных доломитов, разделенных глинистыми доломитами и ангидритами. В объеме этих пластов выделяется устькутский горизонт. Существенную роль в строении верхней части разреза занимают водорослевые образования, являющиеся в ряде случаев основными породообразующими элементами. Толщина ее на площади изменяется от 126 до 138 м.

Толщина свиты на площади месторождения 219.7…287.6 м, в скв. 30 – 211 м.

Усольская свита (Є1us)

Представлена переслаиванием каменных солей розовых, грязно-серых, прозрачных, доломитов, известняков, доломито-ангидритов, ангидритов темно- и коричневато-серых, серых. В нижней части свиты в 18…29 м выше ее подошвы залегает осинский продуктивный горизонт, сложенный доломитами, доломитами и известняками. Толщина горизонта на площади 39.5…60.0 м. В 53…140 м выше его кровли прослеживаются два-три сближенных пласта карбонатов толщиной 13…34 м, в которых спорадически отмечаются газо-нефте-водопроявления. Подосинская часть усольской свиты на большей части территории сложена каменными солями с подчиненными прослоями карбонатов. К Верхнечонской площади и далее к северо-востоку каменные соли постепенно выклиниваются и осинский горизонт отделен от нижележащих пород мотской свиты тонкопереслаивающимися сульфатно-карбонатными породами с единичным прослоем каменных солей толщиной 0…6 м, редко 7.0…9.5 м, залегающим непосредственно под осинским горизонтом. Толщина усольской свиты на площади составляет преимущественно 323…335 м.

Бельская свита (Є1bs)

По литологическим признакам отложения свиты в пределах Иркутского амфитеатра подразделяются на три подсвиты: нижнюю, среднюю, верхнюю. В виду однородности состава в пределах Непско-Ботуобинской антеклизы нижняя и средняя подсвиты не разделяются.

Нижнее-среднебельская подсвита (Є1bs1-2) представлена мощной карбонатной толщей, сложенной доломитами и известняками с подчиненными прослоями доломито-ангидритов, ангидритов, доломитов глинистых. В верхней части преобладают доломиты, в нижней – известняки.

В прикровельной части подсвиты на северо-востоке площади месторождения и далее появляются один-три прослоя каменных солей толщиной 2…7 м, по кровле которых проводится подошва атовского нефтегазоносного горизонта. Толщина горизонта 53…62 м. Кровля горизонта совпадает с кровлей подсвиты. В подошве подсвиты выделяется христофоровский горизонт толщиной 77…83 м. Толщина подсвиты 249…288 м.

Верхнебельская подсвита (Є1bs3) представлена переслаиванием каменных солей прозрачных, розовых, грязно-серых с доломитами, известняками, реже доломито-ангидритами, ангидритами, доломитами глинистыми темно- и зеленовато-серыми.

Общая толщина свиты 308…416 м, в нарушенных участках до 459 м.

Булайская свита (Є1bl)

Сложена доломитами светло-коричневато-серыми, в средней части известняками серыми. В нижних 35…40 м свиты отмечаются прослои доломитов глинистых темно-серых, доломито-ангидритов серых, которые характеризуются повышенными значениями гаммаактивности.

В объеме свиты выделяется биркинский горизонт. Толщины свиты на площади изменяются от 94.5 до 145 м.

Ангарская свита (Є1an)

Сложена на площади доломитами, известняками, реже доломито-ангидритами, доломитами глинистыми серыми, коричневато- и темно-серыми, ангидритами, гипсами розовыми, белыми и каменными солями прозрачными, розовато-оранжевыми и грязно-серыми.

В нижних 47…78 м разреза отмечается тонкое линзовидное переслаивание доломито-ангидритов, ангидритов, доломитов глинистых. На большей части площади месторождения каменные соли выщелочены вследствие вывода их в сторону активного гипергенеза. В результате в этих участках карбонаты имеют существенно кальцитовый состав и чередуются с глинисто-карбонатными брекчиями голубовато- и темно-серыми, гипсами.

Нормальный солевой разрез ангарской свиты сохранился в виде причудливой формы участка в западной части территории. В погруженных участках юго-западной, южной частей Непско-Ботуобинской антеклизы преобладает преимущественно солевой тип разреза ангарской свиты и соответственно увеличенные до 300…600 м ее толщины.

Толщины свиты с траппами изменяются от 155…196 м до 350…430 м, уменьшаясь к периферии траппового тела, без траппов – от 70…155 до 250… …360 м. Повышенные толщины фиксируются в западной части площади месторождения, на участке солевого разреза свиты.

Нижний-средний отдел – Є1-2

Включает в себя отложения литвинцевской свиты (Є1-2lt), которая по литологическим признакам подразделяется на 2 подсвиты: нижнюю и верхнюю.

Нижнелитвинцевская подсвита (Є1-2lt1) сложена доломитами, известняками доломитизированными светло-серыми, пятнистыми, кавернозными, в подошве с прослоями доломитов глинистых темно-серых, песчаников, гипсов.

Верхнелитвинцевская подсвита (Є1-2lt2). Сложена преимущественно доломитами с подчиненными прослоями известняков, брекчий обрушения, гипсов, доломитов глинистых. Породы светлоокрашенные, участками окремненные.

Толщины свиты без траппов изменяются от 130 до 157 м.

Средний-верхний отдел – Є2-3

К этому возрасту отнесены верхоленская и илгинская свиты (Є2-3vl+il), отложения которых сохранились от предюрского размыва на большей части территории месторождения. Представлены они красноцветными и зеленовато-серыми глинисто-алевролитовыми породами, чередующимися в средней и нижней частях разреза с мергелями.

В подошве верхоленской свиты отмечаются доломиты глинистые, зеленова-

то-серые с включениями и прослоями гипсов розовых, белых. Толщины отложений на площади месторождения изменяются от 0 до 284 м.

Перерыв

Каменноугольная система – C

Нижний отдел – C1

Включает в себя образования тушамской свиты (C1ts), залегающей с угловым и стратиграфическим несогласием на породах верхоленской и илгинской свит. Сохранились отложения спородически на водораздельных участках преимущественно в западной части площади. Представлены они алевролитами, песчаниками и аргиллитами с прослоями известняков. Цвет пород голубовато- и темно-серый. В западной части площади в подошве свиты прослеживается пластовая интрузия траппов толщиной 37…180 м. Толщина отложений тушамской свиты без траппов изменяется от 0 до 64 м.

Перерыв

Мезозой – MZ

Юрская система – J

Нижний отдел – J1

Чайкинская свита (J1cj) залегает на размытой поверхности верхоленской, тушамской свит или долеритах пермо-триаса.

Представлена песчаниками серыми, светло-серыми, желтыми и алевролитами желтовато-серыми. Сохранились отложения на водораздельных участках. Толщина отложений изменяется от 0 до 83 м.

Перерыв

Кайнозой – KZ

Четвертичная система – Q

Представлены отложения глинами, суглинками, супесями с галечниками, валунами и обломками нижележащих пород. Толщина отложений 5…10 м.

1.4 Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания

Таблица 1.4.1 - Коэффициент кавернозности пластов

Глубина залегания по вертикали, м		Стратиграфическое подразделение		Коэффициент кавернозности в интервале
От (верх)	До (низ)	Название	Индекс	
1	2	3	4	5
0	5	Четвертичные отложения	Q	1,13
5	55	Верхний+средний кембрий Верхноленская свита	Є2+3 Є2+3vl	 1.13

Продолжение таблицы 1.4.1

55	207	Средний+нижний кембрий Литвинцевская свита	Є1+2 Є1+2lt	 1.1
 207 313	 533 403	Нижний кембрий Ангарская свита Траппы	Є1 Є1an T1	 1.1 1.03
533	661	Булайская свита	Є1bl	1.1
661 663 798	1073 798 1073	Бельская свита Верхнебельская подсвита Средне+нижнебельская	Є1bs Є1bs3 Є1bs1+2	 1.15 1.1
1073 1071 1335 1377	1398 1335 1377 1398	Усольская свита Надосинская пачка Осинский горизонт Подосинская пачка	Є1us Є1us (os)	 1.14 1.05 1.15
1398 1404 1538 1601 1624 1636	1651 1538 1624 1624 1651 1651	Мотская свита Верхнемотская подсвита Среднемотская подсвита Преображенский горизонт Нижнемотская подсвита Верхнечонский горизонт	Є1mt Є1mt3 Є1mt2 Є1mt2 (пр) Є1mt1 Є1mt1	 1.1 1.1 1.1 1.1 1.15 1.15
1651	1680	Кора выветривания, кристалл фундамент	Pr1+2 AR + PR	

Таблица 1.4.2 - Литологическая характеристика разреза скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал по вертикали, м		Горная порода		Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т. п.)
	От (верх)	До (низ)	Краткое название	% в интервале	
1	2	3	4	5	6
Q	0	5	Глины рыхлые, гравий.		Обломки подстилающих пород, пески суглинки, супеси.
J1uk	5	50	Песчаники, Алевролиты	35 35	Песчаники, алевролиты, глины с примесями конгломератов
ηT1	5	20	Траппы	30	Интрузии долеритов, дайки темно-серые
Є2+3vl	5	129	Алевролиты, Мергели, Песчаники	 40 30 18	Алевролиты, мергели, аргиллиты, коричневые, зеленовато-серые с редкими прослоями песчаников. В подошве доломиты глинистые с линзами гипсов.
Є2lt	129	279	Доломиты Известняки	65 35	Доломиты светло-серые, окремненные с прослоями доломитов глинистых, гипсов. Известняки в нижней части свиты доломитизированные с прослоя- ми гипсов, доломитов глинис -тых, в подошве запесоченные.
Є1an	279	584	Доломиты, Известняки, Каменная соль	61 5 30	Доломиты, известняки темно-коричневые, серые, разнозернистые, мраморизованные с прослоями каменных солей, сульфато-карбонатных брекчий. Ангидриды, доломито-ангидри -ты с прослоями доломитов глинистых, темно-серых.
ηT1	350	440	Траппы	4	Долериты темно-серые, черные мелкосреднекристаллические трещиноватые.
Є1bl	584	704	Доломиты, Доломито-ангидриты, Прослои известняков	63 35 2	Доломиты серые, светло-коричниватосерые, мелкозернис -тые, массивныес прослоями известняков в средней части разреза и в нижней доломито-ангидритов и доломитов глинистых

Продолжение таблицы 1.4.2

1	2	3	4	5	6
Є1bs3	704	811	Каменная соль, Доломиты, Известняки	57 33 10	Переслаивание каменных солей прозрачных, розовых с просло- ями доломитов, известняков темно-серых или сульфато-карбонатной брегчии
Є1bs1+2	811	1078	Доломиты, Известняки	64 36	Доломиты серые, коричневато-серые, средне-мелкозернистые. Известняки серые разнозернис- тые с прослоями доломитов, долмито-ангидритов, доломитов глинистых
Є1us	1078	1348	Каменная соль, Доломиты, Доломито-ангидриты	70 20 10	Переслаивание каменных солей прозрачных, розовых известня -ков, доломитов, доломито-ангидритов, серых и темно-серых.
Є1us(os)	1348	1393	Доломиты, известняки	50 50	Доломиты, известняки доломи- тизированные, серые, коричне -вато-серые, темно-серые, ковернозно-пористые, частично засолоненные. Поры и каверны частично заполнены галитом, реже кальцитом
Є1us	1393	1418	Каменная соль, Доломиты	60 40	Доломиты, известняки серые с прослоями каменных солей.
,	1418	1548	Доломиты, Доломиты-ангидриты	83 17	Доломиты темно-серые, серые с прослоями доломитов глинис -тых, мелко-среднезернистых, засолоненных, кавернознопо-ристых, долоомито-ангидритов.
Є1mt2	1548	1608	Доломиты, Доломито-ангидриты	73 27	Ритмичное переслаивание доло- митов серых, доломито-ангид- ритов, глинистых доломитов темно-серых.
Є1mt2 (пр)	1608	1628	Доломиты, Доломито-ангидриты	90 10	Доломиты реликтовые, органогенные, коричневато-серые, серые, кровле и подошве химогенные с прослоями глинистых, алевролитистых разностей. В кровле доломито-ангидриты
Є1mt1 тск	1628	1640	Доломиты, Аргиллиты	80 20	Доломиты, аргиллиты темно-серые
Є1mt1	1640	1680	Песчаники, Алевролиты	80 20	Песчаники кварцевые полевошпато-во-кварцевые серые с прослоями аргиллитов и алевролитов
Ar + Pr	1680	1700	Граниты, Гранито-гнейсы	90 10	Кора выветривания, темно-серая, граниты серые

Таблица 1.4.3 - Физико-механическая характеристика пород

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал по вертикали, м		Краткое название горной породы	Плотность, г/см3	Пористость, %	Проницаемость, *10-15м2	Глинистость, %	Карбонатность, %	Твердость, кгс/мм2	Расслоенность пород	Абразивность	Категория породы по трудности бурения
	от (верх)	до (низ)										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Є1mt2 Преображенский	1608	1628	Доломиты	2.83	6-13 редко 18-19	0.583 - 578.820	Нет данных	Нет данных	Нет данных	Нет данных	-	крепкая
Є1mt1 Верхнечонский	1640	1680	Песчаники	2.71 2.66	18-22 18-23,6	368.4 208.6 Вг1+2 87.57	Нет данных	Нет данных	400 - 500	Нет данных	XI	крепкая

1.5 Нефтегазоносность месторождения

Верхнечонское месторождение находится на территории Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области, входящей в состав Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции.

Промышленная продуктивность всех этих месторождений приурочена к горизонтам подсолевого комплекса нижнего кембрия.

В южной части Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области запасы нефти и газа приурочены как к карбонатным (осинский, устькутский, преображенский), так и к терригенным (верхнетирский, парфеновский, ярактинский, верхнечонский) горизонтам.

Осинский горизонт залегает в нижней части усольской свиты, сложен известняками и доломитами. Промышленно продуктивен на Верхнечонском месторождении. К осинскому горизонту приурочена одна нефтяная залежь и три газоконденсатных. После испытания с применением вторичных методов воздействия на пласт получены притоки пластовых флюидов: газа – дебитом до 109.9 тысяч м3/сут (скв. 46), нефти – 14.7 м3/сут (скв. 113).

Тип коллектора – каверно-поровый. Значения открытой пористости достигают 12.6 %, при величине проницаемости до 130 мД.

Для осинского горизонта характерны пластовые давления, как правило, превышающие нормальное гидростатическое. На ряде площадей фиксируется АВПД

с коэффициентом аномальности до 1.3 и более.

Типы выявленных залежей пластовые, литологически и тектонически экранированные.

Устькутский горизонт представлен двумя пластами доломитов, приуроченных к верхней части мотской свиты.

На Верхнечонском месторождении горизонт нефтегазоносен в ряде скважин (53, 76, 77, 78, 114, 90, 91). Промышленные притоки получены в скважинах: 900 – газа 47.6 тыс. м3/сут (верхний и нижний пласты); 78 – газа 29.8 тыс. м3/сут (нижний пласт); 53 – нефти 15.2 м3/сут (нижний пласт).

Коллектор горизонта – каверно-поровый. Значения открытой пористости колеблются от 7.1 до 13.2 %, при проницаемости до 16 мД.

Типы выявленных залежей пластовые, литологически и тектонически экранированные.

Преображенский горизонт приурочен к основанию среднемотской подсвиты, представлен доломитами.

На Верхнечонском месторождении горизонт промышленно продуктивен. Доказано наличие трех нефтяных и одной газонефтяной залежей, приуроченных к преображенскому горизонту. Притоки пластовых флюидов, полученные из горизонта, составляют: нефти – до 43.2 м3/сут, газа – 21.4 тыс. м3/сут.

Тип коллектора поровый. Значения открытой пористости достигают 17 %, при проницаемости – 9 мД.

Залежи пластовые, литологически и тектонически экранированные.

Верхнечонский горизонт залегает в терригенной части нижнемотской подсвиты. Представлен двумя песчаниковыми пластами (Вч1 и Вч2), разделенными в восточной и центральной частях площади глинистой перемычкой, а на остальной территории – зоной слияния этих пластов (Вч1+Вч2). Промышленная продуктивность горизонта связана с выделенными 10 залежами: восьмью газонефтяными, одной нефтяной, одной газовой. Притоки пластовых флюидов, полученные в процессе испытании, достигают следующих величин: нефти – до 230 м3/сут, газа – до 270 тыс. м3/сут.

Тип коллектора поровый. Значения открытой пористости достигают 17.5 %, при межзерновой проницаемости до 2930 мД.

Типы выявленных залежей пластовые, литологически и тектонически экранированные.

Нефтеносность и газоносность продуктивных горизонтов представлены в таблице 1.5.1 и таблице 1.5.2

Таблица 1.5.1 – Нефтеносность месторождения

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, г/см3		Подвижность, дарси на сантипуаз	Содержание серы, % по весу	Содержание парафина, % по весу	Свободный дебит, м3/сут	Параметры растворенного газа					
	От	До		В пластовых условиях	После дегазации					Газовый фактор, м3/т3	Содержание сероводорода, % по объему	Содержание углекислого газа, % по объе-	Относительная по воздуху плотность	Коэффициент сжимаемости	Давление насыщения в пластовых условиях, кгс/см2
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Є1mt2 Преобра-жен-ский	1608	1628	Трещинно-поро-вой	0,779	0,848-0,864	0,02	0,42-0,43	1,48-1,85	2,35-10,4 ср. 24,19	76,4-85,0 ср. 80,68	-	1,27	0,889	1,164	118,1
Є1mt1 Верх-нечон-ский Вч1+Вч2 Вч1 Вч2	1640	1680	Трещинно-поровой	0.779 0.779 0.779	0.853 0.853 0.848	0.119 0.113 0.022	0.51 0.52 0.49	1.73 1.79 1.74	55.99 99.83 35.94	95.27 66.44 90.28	- - -	0.43 0.43 0.43	0.923 0.923 0.923	1.185 1.185 1.185	148.1 123.4 135.8

Таблица 1.5.2 - Газоносность месторождения

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал,м		Тип коллектора	Состояние, (газ, конденсат)	Содержание сероводорода, % по объему	Содержание углекислого газа, % по объему	Относительная по воздуху плотность газа	Коэффициент сжимаемости газа в пластовых условиях	Свободный дебит м3/сут
	От (верх)	До (низ)							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Є1mt2 Преображенский	1608	1628	Трещинно-поровой	Газ	н/д	н/д	н/д	0,731	0,2-92,0 среднее 23,35тыс.
Є1mt Верхнечонский Вч1+Вч2	1640	1680	Трещинно-поровой	Газ	н/д	1,74	0,687	0,731	3000 (скв.66)

1.6 Гидрогеологические условия

Водоносность Верхнечонского месторождения изучена по материалам глубокого и колонкового бурения, а также по данным изучения родников и рек.

В пределах месторождения водоносные горизонты проявляли себя как водопроявлениями, так и поглощениями промывочной жидкости. Были зафиксированы и самоизливы в верхоленской, литвинцевской, булайской свитах (в основном с глубин до 500 м). Поглощающие зоны отмечались в различных интервалах разреза. Интенсивность поглощений различная – от 0.1 м3/час до полной потери циркуляции.

Характеристика водоносных горизонтов

В разрезе месторождения водоносные горизонты и комплексы объединяются в три гидрогеологические формации: надсолевую, соленосную и подсолевую.

Надсолевая гидрогеологическая формация составляет верхнюю часть разреза до глубин 200…300 м – от четвертичных отложений до верхоленской свиты включительно. Эти отложения в значительной степени дренируются речной сетью и являются зоной активного водообмена.

Водоносный комплекс четвертичных отложений связан с аллювиальными отложениями, представленными песчано-галечными образованиями.

Водонасыщенность комплекса зависит от атмосферных осадков и от подтока вод из других горизонтов. Выходы родников приурочены к долинам рек. По химическому составу воды гидрокарбонатные кальциевые слабоминерализованные

0.098…0.121 г/дм3, pH = 6.2…7.4.

Водоносный комплекс юрских отложений. Водоносные горизонты связаны с чайкинской свитой. Бурением водозаборных скважин в свите установлено три водоносных горизонта, которые варьируются от подошвы свиты и выше 15-33м и 55-65 м. вмещающими породами являются песчаники. дебит воды при откачки составил в среднем около 8 м3/час. Статический уровень горизонтов 5-21, 10-22 и 3,5-60 метров.

Воды юрских отложений, в основном, гидрокарбонатные кальциевые. Минерализация невысокая – от 0.06 до 0.6 г/дм3, pH = 6.0…7.2.

Наличие водоносных горизонтов в комплексе подтверждается также и поглощением бурового раствора при проходке юрских отложений. Интенсивность поглощений менялась от 3…4 м3/час до «полного» (скв. 11, 30, 42, 47, 48, 107).

Пермо-триасовый комплекс (траппы)

Обводненность траппов зависит от их трещиноватости, которая крайне не равномерна. Наиболее обводнена верхняя выветрелая зона пластовых залежей траппов. К этой зоне и приурочены источники дебитом до 2 л/сек. Вода получена в скважинах 88, 89. В скважине 88 горизонт находится в 26 м от контакта с верхоленской свитой. Водонасыщенная толщина составляет 8 м. Дебит воды до 6 м3/час (144 м3/сут). Статический уровень 31 м. В скв. 89 водоносный горизонт находится в 166 м выше контакта с литвинцевской свитой. Водонасыщенная толщина 5 м. Дебит воды 8 м3/час (192 м3/сут). Статический уровень 10 м.

Каменноугольный водоносный комплекс

Отложения каменноугольного возраста на месторождении обводнены слабо. Водовмещающими породами являются песчаники тушамской свиты, а водоупором – глинистые плотные разности пород верхоленской и илгинской свит, а также подстилающие пластовые интрузии траппов. Источники из этого комплекса были зафиксированы геологосъемочными работами. Воды родников гидрокарбонатные натриевые. Дебит их до 4 м3/час. Водоносный горизонт в отложениях тушамской свиты был вскрыт скважиной 112. Толщина водонасыщенной части 12 м. Дебит воды 3 м3/час (72 м3/сут). Статический уровень 11 м.

Верхне-среднекембрийский водоносный комплекс

Водоносные горизонты приурочены к отложениям верхоленской и илгинской свит. Вскрыты они 33 гидрогеологическими скважинами.

Водовмещающими породами являются песчаники, трещиноватые алевролиты. Водоупором служат аргиллиты, прослои доломитов. Водоносные горизонты по характеру залегания поровые, трещинно-поровые.

В комплексе можно выделено семь водоносных горизонтов.

Эти горизонты находятся выше подошвы верхнеленской свиты до отложений илгинской свиты. Дебит воды в среднем около 5 м3/час. Статический уровень варьируется от 6 до 40 м.

При бурении глубоких скважин водоносные горизонты подтверждаются поглощением различной интенсивности: от 0.5…20 м3/час до «полного».

Соленосная гидрогеологическая формация включает водоносные комплексы

литвинцевской, ангарской, булайской и бельской свит, а также верхнюю часть усольской свиты (балыхтинский горизонт). Водовмещающими горизонтами являются карбонатные коллекторы, водоупорами для них служат пласты каменной соли или плотные сульфатно-карбонатные и глинистые породы.

Нижне-среднекембрийский водоносный комплекс

Литвинцевский водоносный комплекс представлен карбонатными породами. Верхним водоупором для него служат глинистые и глинисто-карбонатные породы каменноугольных, юрских, средне-верхнекембрийских отложений. Нижним водоупором являются пласты каменной соли.

Водовмещающими породами для всех водоносных горизонтов литвинцевской свиты являются трещиноватые, кавернозные, брекчированные доломиты порово-кавернозного типа.

Литвинцевская свита на месторождении сильно обводнена. Выделяется несколько водоносных горизонтов, находящиеся до 125 м выше подошвы свиты, где дебит составил 5 м3/час. Самый максимальный дебит выявлен в горизонте, контактирующий с ангарской свитой, где дебит воды составил 20 м3/час. Это максимальный дебит, зарегистрированный из гидрогеологических скважин месторождения.

В ходе бурения глубоких скважин 12, 15, 22, 23, 24, 25, 29, 30, 31, 34, 41, 42, 47, 53, 57, 58, 60, 61, 62, 65, 73, 74, 76, 79, 82, 92, 100, 107, 128 при проходке литвинцевской свиты отмечалось поглощение промывочной жидкости интенсивностью от 0.5…20…60 м3/час до «полного».

Ангарский водоносный комплекс

На месторождении в разрезе ангарской свиты выделяется три водоносных пласта. Водовмещающими породами являются трещиноватые кавернозные доломиты.

Первый пласт находится в верхней части ангарской свиты (в кровле) – скв.27, 57, 122. Толщина пласта 6…20 м. Дебит воды горизонта от 5 до 17 м3/час (144…432 м3/сут).

Второй пласт находится в 23…45 м ниже кровли свиты, вскрыт скважинами 21, 35(II). Толщина пласта 10 м. Производительность скважин 1.5… …6.8 м3/час.

Третий пласт на месторождении вскрыт скважиной 26 на глубине 122 м. Дебит воды 960 м3/сут.

В ангарской свите многими скважинами вскрыты траппы. С траппами и отложениями ангарской свиты связаны интенсивные поглощения бурового раствора от 1 до 100 м3/час и до полного.

Булайский водоносный комплекс.

На месторождении в скважине 23 было отмечено водопроявление из биркинского горизонта, дебит составил 12…24 м3/сут. В других скважинах (49, 54, 11, 29, 30, 41, 128, 79, 68) с этим комплексом связаны поглощения бурового раствора от 0.5 до 5…10 м3/час, в 128 скважине – до «полного».

Бельский водоносный комплекс.

В разрезе комплекса выделяются два горизонта, с которыми связаны водопроявления – атовский и христофоровский.

Атовский горизонт находится в верхней части разреза нижне-среднебельской подсвиты. Сложен доломитами с редкими прослоями доломитов глинистых, доломито-ангидритов, известняков. Из этого горизонта в скважине 128 отмечено водопроявление дебитом 1.78 м3/сут. Плотность воды изменяется от 1.15 до 1.22 г/см3. В 53 скважине был получен приток воды, но дебит не определен.

Христофоровский горизонт расположен в нижней части нижне-среднебельской подсвиты. Сложен доломитами и известняками с подчиненными прослоями глинистых доломитов и доломито-ангидритов. Горизонт проявил себя в скважинах 122 и 123. В 122 – дебит воды составил 3.6 м3/сут, нефти 80 л/сут. В скважине 123 дебит воды составил 0.07 м3/сут. (плотность 1.22 г/см3).

В ряде скважин 11, 23, 29, 30 при проходке отложений бельской свиты отмечалось поглощение бурового раствора интенсивностью от 0.5 до 2 м3/час.

Из балыхтинского горизонта водопроявлений не наблюдалось.

Подсолевая гидрогеологическая формация объединяет осинский горизонт (совместно с надосинским пластом) и все нижележащие толщи до фундамента включительно.

Водопроявления в средне-верхнемотско-усольском водоносном комплексе связаны с надосинским пластом, осинским, устькутским и преображенским горизонтами.

Осинский горизонт представлен доломитами с прослоями известняков. Водовмещающими породами служат трещиноватые и кавернозные карбонатные породы. Вода получена в скважинах 31, 37, 150. Дебит воды – до 13.7 м3/сут. В процессе бурения горизонт проявил себя в скв. 11, 29, 30, 128, 900 поглощениями бурового раствора с интенсивностью 0.5…4 м3/час.

Устькутский горизонт состоит из двух доломитовых пластов-коллекторов, разделенных глинистой сульфатно-карбонатной перемычкой. Из этого горизонта водопроявления отмечены в скважинах 53, 77, 113. Дебиты воды изменяются от 1.4. до 7.3 м3/сут. В процессе бурения горизонт проявил себя поглощением во многих скважинах (21, 30, 34, 41, 51, 122, 128). Интенсивность поглощения от 0.5 до 20 м3/час.

Преображенский горизонт приурочен к основанию среднемотской подсвиты. Горизонт представлен доломитами. Горизонт проявил себя в скважинах 77, 82, 40, 105, 91, 73. В некоторых скважинах получены незначительные притоки воды. Максимальный дебит воды был 1.6 м3/сут.

Верхнечонский горизонт нижнемотского комплекса представлен песчаниковыми пластами Вч1 и Вч2, которые разделены между собой алевролито-аргиллитовой перемычкой. Тип коллектора поровый. В скважинах 29, 31, 46, 53, 59, 74, 70, 77, 82, 83, 91, 98, 103, 105 были получены притоки воды до 146.5 м3/сут (скв. 46). Незначительные дебиты (до 1 м3/сут) получены в скважинах 23, 24, 30, 37, 60, 72, 74, 76, 128.

В коре выветривания фундамента водовмещающими являются выветрелые трещиновато-поровые породы. Вода получена в скважинах 39, 70, 85, 122. Дебит воды до 26 м3/сут (скв. 39). Отмечены были и поглощения бурового раствора в скважинах 21, 23, 38, 104 интенсивностью 1…8 м3/час.

В гидродинамической плане район месторождения расположен в зоне регионального пьезоминимума, ограниченного изопьезой приведенных напоров терригенного комплекса +200 м. Краевые области питания терригенного комплекса на район месторождения существенного гидродинамического влияния не оказывают. Усиление водообмена в этом комплексе происходит, в основном, за счет вертикальных (нисходящих и восходящих) внутрипластовых перетоков рассолов по дизъюнктивным нарушениям и «гидравлическим окнам» в водоупорных горизонтах.

Характеристика законтурной зоны продуктивных горизонтов

В результате испытания скважины 74 из пласта Вч2 в интервале 1623… …1625 м был отмечен приток пластовой воды 2.6 м3/сут при Нд = 1067 м. Содержание брома – 4.9 г/л. При испытании интервала 1630…1637 м дебит воды составил 19.6 м3/сут, Рзаб = 13.8 МПа, расчетное пластовое давление 15.2 МПа (на гл. 1623 м). Плотность рассола 1.3 г/см3, пластовая температура +18.5°С. Содержание брома в пределах 6.5…6.8 г/л. По химическому составу вода хлоридная кальциевая с минерализацией 393.3…395.4 г/л.

В скважине 50 по прямым геофизическим методам (ОПН) из пласта Вч1+Вч2 был зафиксирован приток пластовой воды. Плотность воды 1.28 г/см3.

Из преображенского горизонта в скважине 105 из интервала 1644…1655 м при испытании получили приток воды с пленкой нефти (Q = 0.45 м3/сут), содержание брома 4.99 г/л. По химическому составу пластовая вода имеет минерализацию 335.5 г/л, хлоридно-кальциевого типа.

Верхнечонский горизонт (пласт Вч1+Вч2) в скважине 105 в интервалах 1674…1680 м и 1670…1674 м при испытании проявил себя притоком пластовой воды. Дебит составил 3.2…3.7 м3/сут, ΔР = 3.9…8.3 МПа, Рпл = 15.6 МПа. Содержание брома в пределах 4.0…6.6 г/л. По химическому составу воды хлоридные кальциевые с минерализацией 380.5…411.3 г/л.

Физические свойства и химический состав подземных вод

Водонасыщенность четвертичных отложений находится в прямой зависимости от атмосферных осадков и от подтока вод из других горизонтов. Выходы родников на поверхность встречаются, в основном, в долинах рек.

По своему составу воды гидрокарбонатные кальциево-магниевые, слабоминерализованные – 0.098…0.120 г/л, pH=6.2…7.4.

Газонасыщенность вод равна 17.25 мл/л. Газ состоит на 73…75 % от общего объема из азота; 18…20 % – кислорода, 7.9…8.9 % – углекислого газа; 0.8…2.2 % – водорода.

Органические вещества (тяжелые углеводороды) присутствуют в очень незначительном количестве.

По физическим свойствам вода пресная, без запаха, бесцветная. Жесткость

воды от 1 до 3.14 мг-экв/л.

Минерализация вод юрских отложений равна 0.218…0.517 г/л, pH = 7.1… 7.8, жесткость воды изменяется в пределах от 5.1 до 8.1 мг-экв/л. Воды умеренно жесткие. По химическому составу вода гидрокарбонатная кальциевая. В воде присутствуют: Fe (от 0.03 до 3 г/л), F (от 0.27 до 0.4 г/л). Обнаружено присутствие нитратов в количестве до 0.6 мг/л. Йод, бром, бор, нафтеновые кислоты, фенол, бензол в водах отсутствуют. По физическим свойствам воды юрских отложений без запаха, цветность их равна 2.2…2.8, мутность 0.005-1.0 мг/л.

Воды траппов слабоминерализованные – 0.2 г/л, pH = 6.2…8.0. По химическому составу воды гидрокарбонатные кальциевые, магниево-кальциевые. В водах траппов присутствуют растворенный газ (до 28 мл/л). По своему содержанию газ состоит на 78.28 % из азота; 17.28 % – кислорода; 2.01 % – углекислого газа; 0.07 % – водорода. Тяжелые углеводороды присутствуют в незначительном количестве. Йод, бром, бор – отсутствуют. По физическим свойствам воды пресные, мягкие, без запаха, бесцветные.

Воды тушамской свиты каменноугольных отложений слабоминерализованные – 0.043…0.424 г/л, pH = 6.4…8.0. По химическому составу гидрокарбонатные натриево-кальциевые. Растворенного газа в воде содержится до 16 мл/л.

Газ по составу на 71 % представлен азотом; 17 % – кислородом, 12 % – углекислым газом. Содержание йода – 0.212 мг/л, брома – 0.27 мг/л. По физическим свойствам вода пресная, мягкая, бесцветная, без запаха.

Воды верхоленской и илгинской свит слабоминерализованные (0.062… …4.182 г/л), pH находится в пределах 6.8…7.8, жесткость равна 1.25… …35.2 мг-экв/л. По химическому составу в верхней части разреза воды гидрокарбонатные кальциево-магниевые, гидрокарбонатно-сульфатные натриевые, для низов характерны сульфатно-гидрокарбонатные кальциево-магниевые. Газонасыщенность вод находится в пределах от 11 до 130 мол/л. Поклассификации Л. М. Зоркина растворенные газы относятся к азотному типу. В водах присутствуют: йод (0.127…0.846 мг/л), бром (0.15…1.33 мг/л), железо (0.02…3.0 мг/л), сероводород (0.29…2.8 мг/л). По физическим свойствам воды пресные, солоноватые. Для некоторых проб характерен запах сероводорода, керосина. Цветность вод 2.6… 29.2°. Мутность 0.07…3.2 мг/л. В большинстве своем воды умеренно жесткие.

Химический состав и степень минерализации вод литвинцевской свиты находятся в прямой зависимости от литологического состава пород. В их формировании важное место принадлежит процессам выщелачивания гипса. Степень минерализации вод варьирует от 0.187 до 3.895 г/л. Увеличение ее происходит вниз по разрезу, pH изменяется от 6.4 до 7.9, общая жесткость 14.2.…35.3 мг-экв/л.

Химический состав вод изменяется сверху вниз от гидрокарбонатных магниево-кальциевых, сульфатных кальциево-магниево-натриевых до сульфатно-хлоридных магниево-кальциевых. Растворенный газ в водах присутствует в количестве от 14 до 30 мл/л. Газ состоит на 69.9…85.9 % из азота, 10.6…23.0 % – кислорода, 0.56…3.5 % – углекислого газа, 0.02…1.99 % – водорода.

По своим физическим свойствам воды литвинцевской свиты имеют солоно-

ватый вкус, в основном, без запаха. Для воды, залегающей в основании свиты, характерен запах сероводорода. Окисляемость вод равна 0.80…14.5, цветность равна 2.5…10.4°, мутность 0.04…7 мг/л. По показателям жесткости воды относятся к очень жестким.

Водоносные пласты ангарской свиты опробованы в скважинах 32, 57. (см. табл.3.4.1). Воды солоноватые, с минерализацией 3.76…4.23 г/л, pH = 4.7. Отмечается присутствие брома – 60 мг/л. По химическому составу воды сульфатные кальциево-магниевые и хлоридно-сульфатные кальциевые.

Вода булайской свиты была получена в скважине 23 на глубине 600 м. Скважина переливала с дебитом 1 м3/час. Анализ воды не производился. В других скважинах с отложениями свиты связаны поглощения бурового раствора.

Вода атовского горизонта бельской свиты представляет собой рассол с минерализацией 316 г/л, плотностью 1.206 г/см3. Температура в пластовых условиях +9°С. Бром содержится в количестве 2.4 г/л. Водородный показатель 5.05. Газонасыщенность 0.08 м3/т. Тип воды хлоридный натриевый.

Воды христофоровского горизонта проанализированы по четырем пробам из скважин 122, 123. Представлены рассолами с минерализацией 283…361 г/л и плотностью 1.20…1.24 г/см3. Температура воды в пластовых условиях +13°С. В воде присутствует бром до 3 г/л, бор, йод, стронций. Газосодержание 0.03 м3/т. Водородный показатель меняется от 5.2 до 7.8. Тип воды хлоридный натриевый, кальциевый.

Вода второго межсолевого пласта карбонатов над осинским горизонтом представляет собой рассол с минерализацией 354 г/л и плотностью 1.23 г/см3. В рассоле присутствует бром (2.9 г/л), бор (4.3 г/л), литий (18.1 мг/л), рубидий (2.7 мг/л). Водородный показатель среды 5.1. Тип воды хлоридный кальциево-натриевый.

Химический состав вод осинского горизонта определялся по 8 анализам. Минерализация изменяется в пределах 237…399 г/л. Плотность рассолов 1.15… …1.29 г/см3. В воде присутствуют: бром (до 6 г/л), бор – 41 мг/л, йод – 6.8 мг/л, нафтеновые кислоты до 4.38 мг/л и другие микрокомпоненты. Водородный показатель – 6. тип воды хлоридный натриевый и кальциевый (см. табл. 3.4.1).

Среди вод мотской свиты выделяют воды устькутского горизонта в верхнемотской подсвите, воды преображенского горизонта в среднемотской подсвите, верхнечонского горизонта в терригенной части нижнемотской подсвиты (пласты Вч1, Вч2, Вч1+Вч2).

Рассолы устькутского горизонта имеют минерализацию 217…399 г/л. Плотность вод в стандартных условиях 1.16…1.32 г/см3. В воде присутствуют: бром – 6.9 г/л, йод – 6.8 мг/л. Пределы изменения pH в проанализированных пробах – 4.5…6.0. Тип вод хлоридный натриевый, кальциевый. Пластовая температура 12.9 °С (замерена в скв. 53).

Воды преображенского горизонта анализировались по 18 пробам. Они характеризуются высокой минерализацией от304 до 423 г/л и плотностью 1.2… …1.3 г/см3. Водородный показатель изменяется в пределах 2.1…4.8. Температура

воды в пластовых условиях до +17 °С. В водах содержится: бром (до 7 г/л), йод до (7.62 мг/л). Тип воды хлоридный натриевый, кальциевый.

Воды верхнечонского горизонта (пласты Вч1 и Вч2) имеют минерализацию до 450.6 г/л, плотность – 1.17…1.34 г/см3.

По своему химическому составу воды подразделяются на хлоридные натриевые и хлоридные кальциевые. Воды с меньшей минерализацией, как правило, хлоридные натриевые, с большей хлоридные кальциевые, pH вод изменяется от 2.0 до 5.7. В пробах присутствуют: бром (до 6.85 г/л), йод (до 6.68 мг/л). Температура воды в пластовых условиях +17…+25 °С.

По анализам воды из скважины 74 определена общая жесткость, составившая 6750…6850 мг-экв/л. Водорастворенный газ (до 470 м3/т) состоит на 73…86 % из CH4, 10…17.5 % из N2 (анализы проб из скв. 105).

Воды коры выветривания кристаллического фундамента характеризуются химическими анализами рассолов скважин 31, 122 (см. табл. 3.4.1). Минерализация исследованных рассолов 294…399 г/л, плотность 1.23…1.29 г/см3. Воды, в основном, хлоридные кальциевые. Содержатся бром (до 6.6 г/л), йод (5.5 мг/л).

1.7 Характеристика коллекторских и гидродинамических свойств продуктивных горизонтов

Таблица 1.7.1 - Характеристика коллекторских и гидродинамических свойств продуктивных горизонтов

Индекс пласта	Интервал залегания		Тип коллектора	Тип флюида	Пористость, %	Проницаемость, мДа	Коэффициент нефте-газо-, конденсато-нефтенасыщенности	Пластовое давление, МПа	Коэффициент аномальности	Толщина глинистого раздела флюид-вода, м
	от (верх)	до (низ)								
Є1mt1 Верхнечонский горизонт	1636	1651	каверно-поровой	Нефть, газ, конденсат	7,1-13,2	2000	0.85/0.86	15,2	До 1,3 и более	12

1.8 Зоны возможных геологических осложнений

Таблица 1.8.1 - Зоны возможных геологических осложнений

Индекс страти-графического подразделения	Интервал, м		Максимальная Интенсивностьпоглощения, м3/час	Расстояние от устьяскважины до статического уровня при его-максимальном снижении, м	Имеется ли потеря циркуляции (да, нет)	Градиент давления поглощения, кгс/		Условия возникновения
	от(верх)	до (низ)				при вскрытии	после изоляционных работ	
Є2-1lt	150	210	От 0,5-0,7 дополного	-	да	до 0,6	0,130	Низкие градиенты пластовых давлений 0,6-1.Линзовидная трещиноватость трапповых интрузий.
Є1an	210	320	Разовое 15–20 до полного	-	да	до 0,6	0,130	Низкие градиенты пластовых давлений0,6-1. Линзовидная трещиноватость трапповых интрузий.
Є 1an, траппы	320	370	От частичного до полного	-	да	до 0,6	0,100	Низкие градиенты пластовых давлений0,6-1. Линзовидная трещиноватость трапповых интрузий.
Є1mt1	16 62	1680	0,5-12	200-300	нет	0,095		Аномально низкое пластовое давление.

Таблица 1.8.2 - Поглощение бурового раствора

Индекс страти-графического подразделения	Интервал, м		Максимальная Интенсивностьпоглощения, м3/час	Расстояние от устьяскважины до статического уровня при его-максимальном снижении, м	Имеется ли потеря циркуляции (да, нет)	Градиент давления поглощения, кгс/см2∗м		Условия возникновения
	от(верх)	до (низ)				при вскрытии	после изоляционных работ	
Є2-1lt	150	210	От 0,5-0,7 дополного	-	да	до 0,6	0,130	Низкие градиенты пластовых давлений 0,6-1.Линзовидная трещиноватость трапповых интрузий.
Є1an	210	320	Разовое 15–20 до полного	-	да	до 0,6	0,130	Низкие градиенты пластовых давлений0,6-1. Линзовидная трещиноватость трапповых интрузий.
Є 1an, траппы	320	370	От частичного до полного	-	да	до 0,6	0,100	Низкие градиенты пластовых давлений0,6-1. Линзовидная трещиноватость трапповых интрузий.
Є1mt1	16 62	1680	0,5-12	200-300	нет	0,095		Аномально низкое пластовое давление.

Таблица 1.8.3 - Нефтегазоводопроявления

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Вид проявляемого флюида (вода,нефть, конденсат, газ)	Длина столба газа при ликвидации газопрояв-ления, м	Плотность смеси при проявлении для расчета избыточных давлений, г/см3		Данные по объекту, содержащему свободный газ			Условия возникновения	Характер проявления (в виде пленок неф-ти, пузырьков газа, перелива воды, увеличения водоотдачи и т.п.)
	от (верх)	до (низ)			Внутреннего	наружного	Коэффи-циент сжимаемости газа	Температура, град.			
								устье скважины	в проявляющем пласте		
Є 1us (межсолевой)	1300	1310	Газ	техническая вода	0,687		0,731			Разжижения пластовыми водами и разгазирования бурового раствора	Перелив, газопроявления
Є1us (осинский)	1366	1408	Газ, нефть	глинистый	0,74*		0,731			- //-	Перелив, газопроявления
Є 1 ПР	1625	1645	Газ, нефть, водопроявления	глинистый	0,779					Разжижения пластовыми водами и разгазирования бурового раствора	Перелив, в виде пле- нок нефти, насыще- ния раствора газом, выброс газа

Продолжение таблицы 1.8.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Є 1ВЧ 1+ ВЧ 2	1662	1680	Нефть, газопро-яв-ления	глини-стый	0,687 (0,664***)		0,731(0,732***)				Нефть, газо-проявления В виде пленок нефти, насыще-ния раствора газом, выброс газа
Кора вы-ветрива-ния	1680	1686	Водо-проявле-ния	глини-стый	<1,21					Разжижения пластовыми водами	Перелив

Таблица 1.8.4 - Прихватоопасные зоны

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Вид прихвата (от перепада давления, заклинки, сальникообразования и пр.)	Раствор, при котором произошел прихват				Наличие ограничений на оставление инструмента без движения или промывки (да, нет)	Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)		тип	Плотность, г/см3	Водоотдача, см3/30 мин	смазывающие добавки (название)		
Q	0	5	Сальникообразования, заклинки.	Техническая вода	1,00			да	Увлажнения аргиллитов вследствие высокой водоотдачи бурового раствора. Образование шламовых корок, сужение ствола, заклинивание инструмента, перепад давления. Оставление инструмента без движения более 0,5 часа.
C1ts	5	25		глинистый	1,10			да	
Є3vl	25	67	Сальникообразования, сужение ствола, заклинивание инструмента, перепад давления.	Глинистый	1,15			да	
Є2-1lt	67	90		глинистый	1,15			да	
Є1mt1	1645	1662		глинистый	1,15			да	

Таблица 1.8.5 - Текучие породы

Индекс стратиграфического подразделе-	Интервалегания чих по от (верх) 2 458 695 1101	ал затекуород, м до (низ) 3 500 895 1366	Краткое название пород	Минимальная плотность бурового рас-	Условия возникновения
Є1an			Каменная соль	1,2 – 1,22 (полимер-солевой раствор)	Размыв каменных солей
Є1bs1			Каменная соль	1,2 – 1,22	-II-
Є1us			Каменная соль	1,2 – 1,22	-II-
Є1us	1408	1434	Каменная соль	1,2 – 1,22	-II-
Є1 mt1	1645	1662	Аргиллиты	1,04–1,06 (буровой раствор ингибирующий полимерно-эмульсионный или на нефтяной основе)	Увлажнения аргиллитов вследствие высокой водоотдачи бурового раствора (водной фазы). Образование шламовых корок, сужение ствола, заклинивание инструмента. Оставление инструмента без движения более 0,5 часа.

Таблица 1.8.6 - Прочие возможные осложнения

Индекс стратиграфического подразделения	Вертикальные относительно устья координаты интервала выделенного вида осложнения, м		Вид (название) осложнения: желобообразование, перегиб ствола, искривление, грифонообразование	Характеристика (параметры) осложнения и условия возникновения
	от (верх)	до (низ)		
1	2	3	4	5
Є1an	458	500	Образование каверн и уступов	Бурение на недонасыщенном
Є1bs1	695	895		
Є1us	1101	1366		
Є1us	1408	1434		
Є1mt1	1645	1662		

2 Профиль и конструкция скважины

Основными условиями для начала проектирования конструкции скважины являются: цель бурения и назначения скважины, проектный горизонт и глубина скважины, диаметр эксплуатационной колонны, пластовых давлений и давлений гидроразрыва горных пород стратиграфических горизонтов.

Конструкция скважины проектируется на основании графика совмещенных давлений и совместимых условий бурения, их число соответствует зонам креплений обсадными колоннами.

2.1 Выбор и расчет профиля скважины

Исходя из геологического задания, скважина №345 планируется наклонно-направленной.

Проектом принимается упрощенная схема профиля скважины, которая состоит из трех участков: l1 - вертикальный, l2 - участок набора кривизны и l3 – прямолинейный горизонтальный участок.

Согласно заданию проекта и методике работ, т.е. вскрытие Верхнечонского пласта с зенитным углом 85°, на глубине по вертикали 1636 м и проходкой открытым стволом 200 м по продуктивному горизонту, для увеличения дебита скважины с отходом по горизонтали от устья 600 м.

При этом мы получим следующие преимущества:

- допустимые значения зенитного угла ствола скважины;
- минимальные нагрузки на крюке буровой установки при подъеме бурильного инструмента и спуске эксплуатационной колонны;
- минимальное количество смены размеров компоновок низа бурильного инструмента;
- обеспечение полной отработки долот d=215,9 мм при минимальном их количестве;
- допустимую интенсивность пространственного искривления в соответствии с существующими требованиями в интервале набора зенитного угла и интервале стабилизации.

Данный профиль позволит обеспечивать свободное прохождение обсадных колонн диаметром 178 мм и 168 мм, КНБК для бурения горизонтального участка, промыслово-геофизических исследований, спуск насосного оборудования.

A = 600 м, H = 1636 м, α = 85°.

Определение длины скважины L, м [2]:

$L = l1 + l2 + l3$

$l1 = Нв = H – h$, где

Нв – проекция вертикального участка, м;

h – проекция криволинейного участка, м.

$l2 = 0{,}01745R\alpha$, где

R – радиус кривизны, м;

l3 = 200 м.

$H' = l3 \cos\alpha = 200 \cdot \cos 85° = 17{,}4$ м, где

H′ - проекция прямолинейного участка на вертикаль, м.

$A' = H' \cdot tg\alpha = 17,4 \cdot tg85° = 198{,}9 \approx 199$ м., где

A′ - проекция прямолинейного участка на горизонталь, м.

Отсюда следует

a = A - A′, где

a – проекция на горизонталь участка набора кривизны, м.

a = 600 – 199 = 401 м.

h = R · sinα, a = R(1- cosα)

$$R = \frac{a}{(1 - cos\alpha)} = \frac{401}{(1 - cos85°)} = 439{,}2 \text{ м.}$$

h = 439,2 · sin85° = 437,5 м.

l2 = 0,01745Rα = 0,01745 · 439,2 · 85 = 651,5 м.

l1 = Нв = H – h = 1636 – 437,5 = 1198,5 м.

L = 1198,5 + 651,5 + 200 = 2050 м.

Интенсивность искривления

$$i10 = \frac{573}{R} \text{ (град/10м)}$$

$$i = \frac{573}{439{,}5} = 1{,}3°/10\text{м.}$$

Исходя из расчетов, проектом принимается следующий профиль скважины (см. табл. 2.1 и рис. 2):

- от 0 до 1198,5 м вертикальный ствол скважины.
- интервал набора кривизны от 1198,5 до 1850 м.
- 1850 – 2050 прямолинейный наклонный участок зенитным углом 85°.

Таблица 2.1 - Профиль ствола скважины с отходом на 600 м

Интервал по вертикали, м		Длина интервала по вертикали, м	Зенитный угол, град.		Горизонтальное отклонение, м		Длина по стволу, м	
от (верх)	до (низ		в начале интервала	в конце интервала	за интервал	общее	интервала	общая
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0	60	60	0	0	0	0	50	50
60	560	560	0	0	0	0	500	560
560	1198,5	638,5	0	0	0	0	638,5	1198,5
1198,5	1636	437,5	0	85	0	401	651,5	1850
1636	1653	17,4	85	85	401	600	200	2050

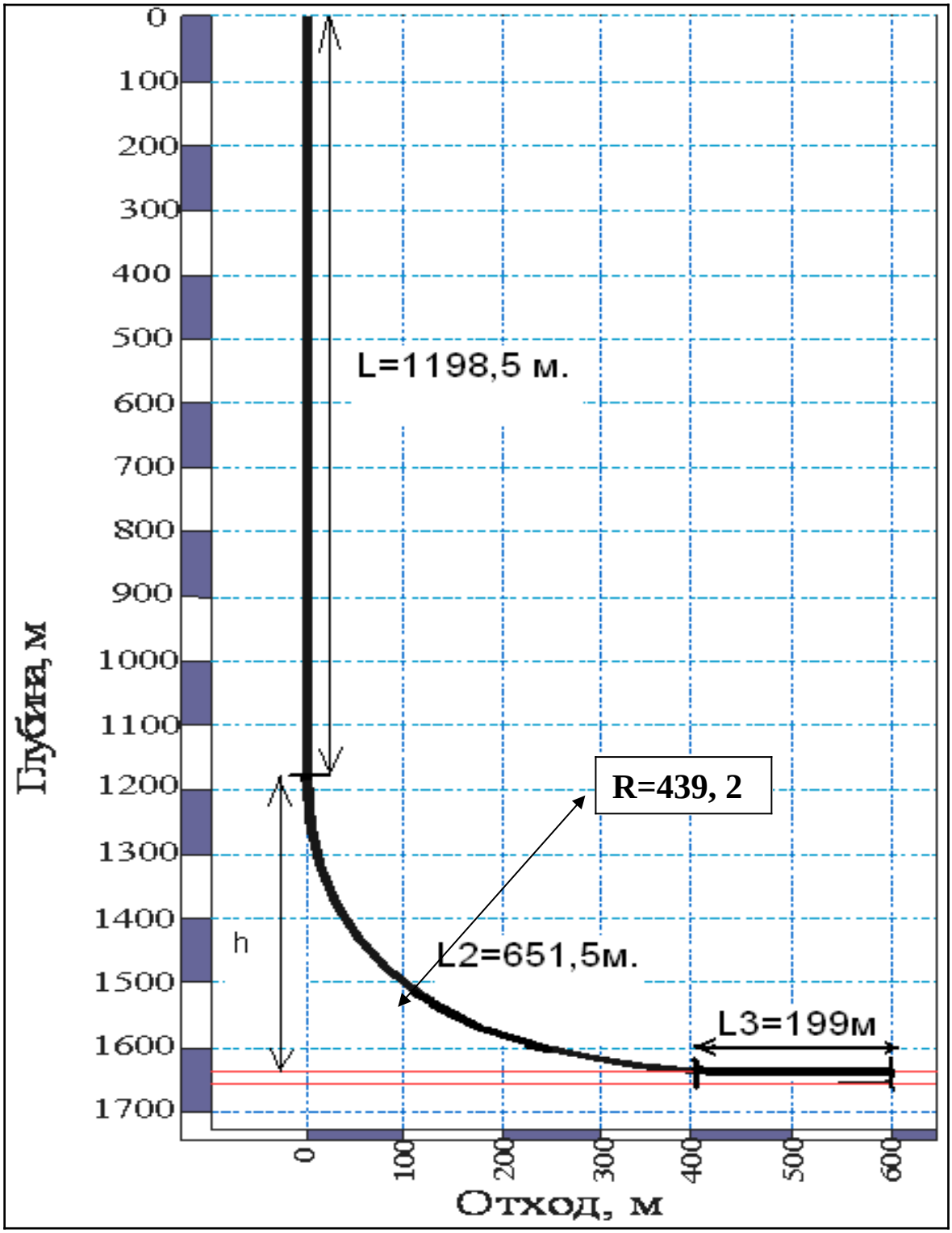


Рисунок 2.1 - Профиль скважины

2.2 Проектирование конструкции скважины

Согласно таблице 2.2 определяется коэффициенты аномальности Ка и гидроразрыва пород Кгр по формулам [4]:

Ка = ; Кгр = ,

где Рпл – пластовое (поровое) давление, МПа.

Ргр – давление гидроразрыва пород, МПа.

Н – глубина интервала, м.

Таблица 2.2 - Интервалы пластовых давлений и гидроразрыва пород

№ интервала	Индекс стратиграфического подразделения	Итенрвал, м		Градиент давления, МПа на м	Давление, МПа	Градиент давления, МПа на м	Давление, МПа
		От (верх)	До (низ)	Рпл	Рпл	Ргр	Ргр
1	Q; J1uk; Траппы; Є1vl	0	129	0,0085	1,096	0,0176	2,27
2	Є2lt	129	279	0,01	2,79	0,0191	11,15
3	Є1an; Траппы	279	584	0,006; 0,01	5,8		
4	Є1bl	584	704	0,01	10,8	0,02	14,08
5	Є1bs3	704	811	0,0106	15.0	0,0196	15,9
6	Є1bs2+1	811	1078			0,0191	20,6
7	Є1us	1078	1418			0,0196	31,52
8	Є1mt3; Є1mt2	1418	1608	0,01	16,1		
9	Є1пр	1608	1628	0,0096	15,6	0,0175	29,75
10	Є1mt1	1628	1640	0,01	16,4		
11	Є1Вч1+Вч2	1640	1680	0,0094	15,8		
12	Prz	1680	1700	0,01	17,0		

При Н = 129 м

$$Ка = \frac{1{,}09_6}{0{,}0_1 \cdot 12_9} = 0{,}85$$

При Н = 129 м

$$Кгр = \frac{2{,}2_7}{0.0_1 \cdot 12_9} = 1{,}76$$

При Н = 279 м

$$Ка = \frac{2{,}7_9}{0{,}0_1 \cdot 27_9} = 1$$

При Н = 584 м

$$Кгр = \frac{11{,}1_5}{0.0_1 \cdot 58_4} = 1{,}9$$

При Н = 584 м

$$Ка = \frac{3{,}5}{0{,}0_1 \cdot 58_4} = 0{,}6$$

При Н = 704 м

$$Кгр = \frac{14{,}0_8}{0.0_1 \cdot 70_4} = 2$$

При Н = 1078 м

$$Ка = \frac{10{,}_8}{0{,}0_1 \cdot 107_8} = 1$$

При Н = 811 м

$$Кгр = \frac{15{,}_9}{0.0_1 \cdot 81_1} = 1{,}96$$

При Н = 1418 м

$$Ка = \frac{15{,}0_3}{0{,}09_8 \cdot 141_8} = 1{,}06$$

При Н = 1078 м

$$Кгр = \frac{20{,}_6}{0.09_8 \cdot 107_8} = 1{,}91$$

При Н = 1608 м

$$Ка = \frac{16{,}08}{0{,}098 \cdot 1608} = 1$$

При Н = 1608

$$Кгр = \frac{31{,}52}{0.098 \cdot 1608} = 1{,}96$$

При Н = 1628 м

$$Ка = \frac{15{,}63}{0{,}098 \cdot 1628} = 0{,}96$$

При Н = 1700

$$Кгр = \frac{29{,}75}{0.098 \cdot 1700} = 1{,}75$$

При Н = 1640 м

$$Ка = \frac{16{,}4}{0{,}098 \cdot 1640} = 1$$

При Н = 1680 м

$$Ка = \frac{15{,}8}{0{,}098 \cdot 1680} = 0{,}94$$

Исходя из данных коэффициентов аномальности и гидроразрыва пласта, строится график совмещенных давлений.

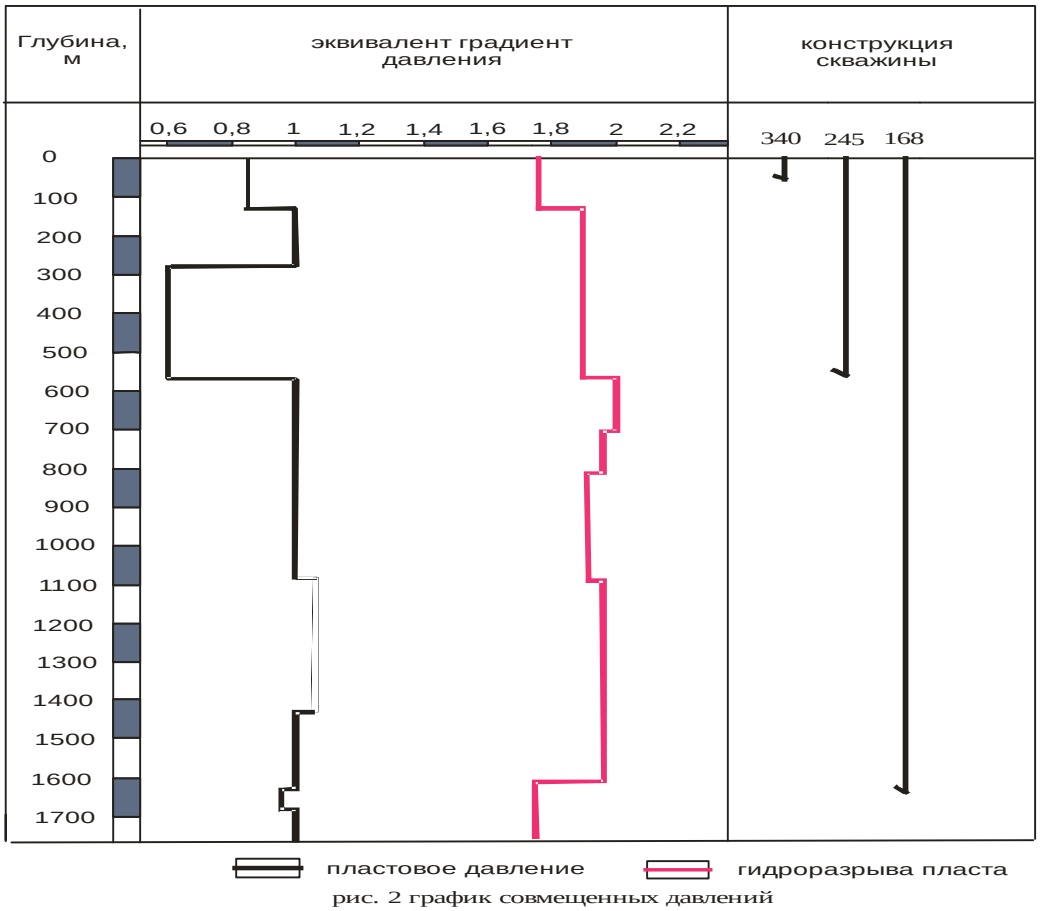


Рисунок 2.2 - График совмещенных давлений

Диаметр эксплуатационной колонны устанавливается заказчиком, ожидаемого дебита скважины на разных стадиях эксплуатации или спускаемого в них

технического оборудования.

Для данной скважины, используя фактические данные разведочного бурения на Верхнчонского НГКМ. Проектом принимается эксплуатационная колонна диаметром 168 мм.

Диаметр долота для бурения открытого ствола принимается: Dд = Dв ок – 2 Δ = 154 – 2*3= 149 мм. Диаметр долота принимается 139,7 мм.

Диаметры кондуктора и направления, диаметры долот для бурения скважины принимается из следующих отношений.

Диаметры промежуточной колонны и кондуктора, а также диаметры долот для бурения стволов под каждую колонну находятся из следующих соотношений[8]:

Диаметр долота для бурения под эксплуатационную колонну:

Где:

$D_Д = (1{,}0447 + 0{,}00022D)D_М$,

D - диаметр обсадных труб, мм;

DM - диаметр соединительной муфты (при диаметре колонны 168 мм по ГОСТ 632-64 DM=188мм);

$D_Д = (1{,}0447 + 0{,}00022 * 168) * 188 = 203{,}35$ мм;

Номинальный диаметр долота по ГОСТ 20692-75 DДн=215,9 мм.

Внутренний диаметр кондуктора

d = DДн + 2Δ где: Δ = 5 мм - радиальный зазор между обсадной трубой и долотом

d = 215,9+2 · 5=225,9 мм

Наружный диаметр колонны по ГОСТ 632-64 D=245 мм

Диаметр долота для бурения под кондуктор

где $D_Д = (1{,}0447 + 0{,}00022D)D_М$,

D - диаметр обсадных труб, мм;

DM - диаметр соединительной муфты (при диаметре колонны 245 мм по ГОСТ 632-64 DM=270мм);

$D_Д = (1{,}0447 + 0{,}00022 * 245) * 270 = 296{,}6$ мм;

Номинальный диаметр долота по ГОСТ 20692-75 DДн=311,1 мм.

Внутренний диаметр колонны направления:

d = DДн + 2Δ где: Δ = 5 мм - радиальный зазор между обсадной трубой и долотом

d = 311,1+2 · 5=321,1 мм

Наружный диаметр колонны по ГОСТ 632-64 D=340 мм

Диаметр долота для бурения под техническую колонну:

где $D_Д = (1{,}0447 + 0{,}00022D)D_М$,

D - диаметр обсадных труб, мм;

DM – диаметр соединительной муфты (при диаметре колонны 340 мм по ГОСТ 632-64 DM=365,1мм);

$D_Д = (1{,}0447 + 0{,}00022 * 340) * 365{,}1 = 408{,}7$ мм;

Номинальный диаметр долота по ГОСТ 20692-75 DДн= 444,5 мм.

Таблица 2.3 - Конструкция скважины

Наименование колонны	Диаметр долота, мм	Диаметр обсадных труб, мм	Глубина спуска (по вертикали), м
Направление	444,5	339,7	60
Кондуктор	311,1	244,5	560
Эксплуатационная	215,9	168,3	1636
Открытый ствол	139,7	---	---

3 Технология процесса бурения скважины

3.1 Выбор способа бурения скважины

Способ бурения скважины выбран на основе данных особенностей геолого-технических условий проходки скважин на Верхнечонском НГКМ, с учетом наличия зон осложнений, резко меняющихся литологических пачек пород, применяемых видов промывочных растворов, технологических особенностей силового и насосного оборудования показывают, что наиболее эффективным и приемлемым способом бурения является винтовым забойным двигателем, с участием ротора. Ввиду того что при бурении скважины встречаются осложнения в виде поглощения и размыва соленосных пропластков в Ангарской, верхней части Бельской и Усолькой свитах проектом принимается использование полимер - солевых растворов.

Исходя из перечисленных выводов проектом принимается использование винтового забойного двигателя фирмы Шлюмберже, что обеспечит крутящий момент на долото без потерь на силы трения, чем при роторном способе, особенно при бурении наклонно-направленного участка. Снизит вибрацию на бурильную колонну и скручивание.

Роторный способ бурения целесообразен при проработке ствола скважины. Бурение под направление диаметром 340 мм производиться шарошечными

долотами диаметром 444,5 мм. Для обеспечения вертикальности ствола скважины бурение будет вестись с “навеса”. Для предупреждения размыва устья скважины и фундаментов, будет установлен приемник для бурового раствора и откачки его в мерники центробежным насосом. Бурение скважины в интервале 0-60 м предусматривается производить роторным способом. Нагрузка на долото – вес инструмента.

3.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Размеры долот, указанные ниже, выбраны в зависимости от конструкции скважины и на основании рекомендаций по величинам кольцевого зазора между стенкой скважины и муфтой обсадных колонн.

Тип долот установлен в соответствии с крепостью и абразивностью горных пород в разрезе скважины и с учетом последних достижений по показателям работы долот каждого типа.

Расход долот определен по опыту бурения скважин на ВЧНГКМ.

Таблица 3.1 - Физико-механические свойства горных пород

Интервал, м (по вертикали)	Слагаемые породы	Крепость пород	абразивность	Категория твердости
0 – 60	Песчаники, аргелиты	средняя	3 – 4	4 – 5
60 - 560	Доломиты, известняки, траппы, соль	твердая	6	4 – 6
560 - 1700	Доломиты, известняки.	крепкая	6 – 7	7 – 8

Исходя из данных таблицы 3.2 проектом принимаются долота:

Таблица 3.2 - Выбор типоразмеров долот

Интервал бурения, м (TVD)	Диаметр, мм	Код IADC	Тип	Марка	Производитель	Кол-во
0 – 60	444,5	535	шарошечное	GTX-C30	Baker Hughes	1
60 - 560	311,1	517	шарошечное	GX-C20HM	Baker Hughes	1
560 - 1198	215,9	M423	PDC	FMRX653Z	Halliburton	1
1198-1850	215,9	M424	PDC	FMH3655ZR	Halliburton	1
1850-2050	139,7	M233	PDC	MSi613WPX	Smith	1

Итого для бурения скважины требуется 5 долот.

3.3 Расчет параметров режима бурения

Частота вращения $n = \frac{60\omega}{\pi D}$ [13],где

ω – окружная скорость, м/с

D – диаметр долота, м.

$n = \frac{60 \cdot 1,4}{3,14 \cdot 0,4445} = 60$ об/мин

подача насосов Q = K0Sз, где

K0 – коэффициент очистки забоя (0,06 – 0,1), см3/с·см2

Sз – площадь забоя, см2

Q = 0,07·642 = 45 л/с

- Бурение под кондуктор диаметром 245 мм предусматривается роторным способом в интервале от 60 до 560 м с использованием шарошечных долот диаметром 311,1 мм.

Осевая нагрузка P = РудD, где

Руд – удельная нагрузка на долото, кН/мм

D – диаметр долота, мм.

P = 0,5·311,1 = 160 кН = 16 т.

$n = \frac{60 \cdot 1,2}{3,14 \cdot 0,3111} = 74$ об/мин.

Q = 0,07·871 = 61 л/с.

- Бурение под эксплуатационную колонну диаметром 168 мм интервала 560-1850 м ведётся ВЗД долотами диаметром 215,9 мм. Буровые насосы должны быть снабжены втулками 150 мм.

P = 0,9·215,9 = 200 кН = 20 т.

$n = \frac{60 \cdot 1,2}{3,14 \cdot 0,2159} = 110$ об/мин.

Q = 0,07·365 = 25,5 л/с.

- Бурение открытого ствола в интервале 1850-2050 м ведётся ВЗД долотами диаметром 139,7 мм.

P = 0,9·139,7 = 125 кН = 12,5 т.

$$n = \frac{60 \cdot 1,2}{3,14 \cdot 0,1397} = 180 \text{ об/мин.}$$

Q = 0,07· 274= 20 л/с.

3.4 Рациональная отработка долот

Чтобы рационально отработать долото, необходимо выполнить нормы по проходке.

По мере углубления забоя породоразрушающий инструмент изнашивается, и для того, чтобы износ не произошѐл раньше времени, необходимо соблюдать режим бурения.

Режим бурения включает в себя обороты забойного двигателя, нагрузку на долото и давление в насосах (на стояке). Так, для правильной отработки долота нагрузка на него должна составлять на более 75 % веса колонны УБТ.

Перегрузка долота может обернуться его преждевременным износом, а недогрузка – падением проходки. Обороты ВЗД и давление на стояке задаются по геолого-техническому наряду настоящего проекта.

Для рациональной отработки долота необходимо подавать его на забой без вращения и только после контакта с забоем включать вращение. При бурении гидравлическим забойным двигателем долото подаѐтся на забой уже во вращении. В этом случае можно либо остановить промывку и спустить долото до забоя, либо без остановки промывки постепенно нагружать долото до требуемой величины.

Ориентируясь на рациональную отработку долот, нужно добиваться равномерной подачи бурильной колонны без колебаний. Это можно достичь, применяя регуляторы подачи долота. С технической точки зрения долото на забое следует держать до тех пор, пока механическая скорость проходки, уменьшаясь, не станет равной рейсовой скорости проходки. Это и будет рациональное время эффективной работы долота на забое.

3.5 Контроль параметров режима бурения

Средства контроля процесса бурения скважины представлены в таблице 3.3.

Таблица 3.3 - Средства контроля параметров

№ п/п	Наименование, а также тип, вид и т.д.	Средства измерения
1	Индикатор веса гидравлический	ГИВ-6, ИВЭ.
2	Крутящий момент на роторе	Моментомер ММК-35
3	Давление на входе	ММК-35

Продолжение таблицы 3.3

4	Расход на входе	РГР-7; «АМТ-121»
5	Обороты ротора	Тахометр ИСР1
6	Число ходов каждого насоса	ИХН-1
7	Момент на ключе	ГМК-1;
8	Комплект лаборанта	КЛР-3
9	Автоматический указатель уровня приемной и доливной емкостей	УП-11М или ЭХО-3
10	Газосигнализатор стационарный	СТМ-10-0010
11	Станция геолого-технического контроля	ГТК

4 Выбор типа и параметров буровых растворов

Тип бурового раствора, компонентный состав и границы его применения установлены исходя из геологических условий: физико-химических свойств пород и содержащихся в них флюидов, пластовых и горных давлений, забойной температуры.

4.1 Приготовление и регулирование свойств буровых растворов

Обоснование плотности бурового раствора

Бурение интервала 0-300м. Пластовое давление в этом интервале ниже гидростатического или ближе к нему. Так как вскрытие продуктивных горизонтов здесь не будет, то основная задача раствора профилактическая, т.е. предупредить поглощение промывочной жидкости, осыпи и обвалы стенок скважины.

В соответствии с пунктом 2.2.6.6 ПБ 08-624-03[1] и исходя из практического опыта бурения, с целью снижения давления на поглощающие горизонты, предотвращения потери устойчивости ствола скважины, плотность бурового раствора принимается 1,1-1,12 г/см3.

Бурение под кондуктор в интервале 300-500 м. Пластовые давления по разрезу близки к гидростатическому. Плотность бурового раствора в интервалах совместимых условий бурения рассчитывается исходя из создания столбом бурового раствора гидростатического давления, превышающего пластовое, согласно п. 2.7.3.3 ПБ 08-624-03[1], а также наличия пластов каменной соли.

$Р_{пл} = 0,01 \cdot 500 = 5$ МПа.

Необходимое превышение гидростатического давления над пластовым: $\Delta Р = 0,01 \cdot 50 = 0,5$МПа.

Плотность бурового раствора:

$\gamma = (Р_{пл} + \Delta Р)/0,1 \cdot L = (5 + 0,5)/0,1 \cdot 500 = 1,1$ г/см3.

Однако, с целью предотвращения размыва отложения солей принимаем плотность бурового раствора – 1,22 г/см3.

Бурение под эксплуатационную колонну d=168мм в интервале глубин по стволу 500-1850 м.

Пластовое давление в осинском горизонте 14,9 МПА (149 кгс/см2), преображенском – 15,6 МПа (156 кгс/см2). Рекомендуемое превышение гидростатического давления над пластовым:

$\Delta Р = 0,05 \cdot 14,9 = 0,745$ кгс/см2.

Плотность бурового раствора:

$\gamma = (Р_{пл} + \Delta Р)/0,01 \cdot L = (14,9 + 0,745)/0,01 \cdot 1366 = 1,15$ г/см3.

С учетом проходимых галогенно-карбонатных пород удельный вес бурового раствора принимаем 1,24-1,26 г/см3.

Бурение до проектной глубины по продуктивному горизонту 1850-2050 м.

Пластовое давление в Верхнечонском горизонте равно 15,7 МПа (157 кгс/см2). Превышение гидростатического давления над пластовым:

$\Delta Р = 0,05 \cdot 16 = 0,8$ МПа.

Тогда плотность бурового раствора:

$\gamma = (Р_{пл} + \Delta Р)/0,1 \cdot L = (16 + 0,8)/0,01 \cdot 1636 = 1,03$ г/см3.

Для расчета принимаем плотность раствора 1,05-1,1 г/см3.

4.2 Расчет гидравлической программы бурения

Гидравлическая программа является основной частью проектного режима проводки скважины.

4.2.1 Расчет необходимого расхода бурового раствора

1) по удельному расходу на единицу диаметра забоя:

Интервал 0-300м

$$Q_З \geq q * F_З, \quad \left(м^3/с/м^2\right) \qquad (4.2.1)$$

удельный расход q = 0,3-0,7 м/с

площадь забоя:

$$F_З = \frac{\pi}{4} D_c^2 = \frac{\pi}{4} 0{,}2953^2 = 0{,}06845 м^2,$$

Q3 = 0,63*0,06845 = 0,04312 м3/с

Интервал 300-500м

$$F_З = \frac{\pi}{4} * 0{,}2159^2 = 0{,}0366 м^2$$

Q3 = 0,63*0,0366 = 0,0231 м3/с

2) по рекомендуемой скорости восходящего потока в кольцевом пространстве скважины:

$$Q = Vп * Fк, \qquad (4.2.2)$$

где Vп – скорость восходящего потока,

Fк – площадь кольцевого пространства скважины.

0-500м бурение под кондуктор

Максимальная площадь кольцевого пространства

$$F_{кп} = \frac{\pi}{4}\left(0{,}2953^2 - 0{,}147^2\right) = \frac{3{,}14}{4}(0{,}0872 - 0{,}0216) = 0{,}785 * 0{,}0656 = 0{,}05149 м^2$$

Диаметр наиболее крупных частиц шлама:

$$d_ш = 0{,}0035 + 0{,}037 * 0{,}2953 = 0{,}0035 + 0{,}0109 = 0{,}0144 м$$

Скорость витания:

$$V_в = K\sqrt{d_ш\left(\frac{\rho_п}{\rho_ж} - 1\right)}, \qquad (4.2.3)$$

$$K = \sqrt{\frac{4 * g}{3 * C_w}} = \sqrt{\frac{4 * 9{,}81}{3 * 0{,}4}} = 5{,}72$$

$$V_в = 5{,}72\sqrt{0{,}0144\left(\frac{1950}{1050} - 1\right)} = 5{,}72 * 0{,}11109 = 0{,}635 м/с$$

$$V_ч = 0{,}2 * 0{,}635 = 0{,}12709 м/с$$

$$V_{потока} = V_в + V_ч$$

Vпотока=0,635+0,127=0,762 м/с

Q1>0,762*0,05149=0,0392 м3/с

500-1850 – бурение под эксплуатационную колонну

$$F_{кп} = \frac{\pi}{4}(0{,}2159^2 - 0{,}147^2) = 0.785(0{,}04661 - 0{,}0216) = 0{,}785 * 0{,}025 = 0{,}01962 м^2$$

$$d_ш = 0{,}0035 + 0{,}037 * 0{,}2159 = 0{,}01148 м$$

$$V_в = 5{,}72\sqrt{0{,}01148\left(\frac{2190}{1050} - 1\right)} = 5{,}72 * 0{,}1116 = 0{,}6383 м/с$$

$$V_ч = 0{,}2 * 0{,}6383 = 0{,}12766 м/с$$

$$V_{потока} = 0{,}6383 + 0{,}1276 = 0{,}766 м/с$$

Q1>0,766*0,01962=0,0150 м3/с

3) по условиям недопущения прихватов и размыва стенок скважины:

недопущения прихватов:

$$Q = V_{КПМIN} \cdot S_{МАХ} \text{ м3/сек,} \qquad (4.2.4)$$

где $S_{МАХ}$ – максимальная площадь кольцевого пространства;

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

Интервал 0-500м

Q =0,5 · $\frac{3{,}14}{4}$ · (0,29532 – 0,1472) =0,0427 м3/сек

Интервал 500-1120 м

Q =0,5 · $\frac{3{,}14}{4}$ · (0,21592 – 0,1472) =0,0267 м3/сек

недопущения размыва:

$$Q = V_{КПМАХ} \cdot S_{МIN} \text{ м3/сек,} \qquad (4.2.5)$$

где $S_{МIN}$ – минимальная площадь кольцевого пространства;

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

Интервал 0-500м

Q =1,5 · $\frac{3{,}14}{4}$ · (0,29532 – 0,2402) =0,035 м3/сек

Интервал 500-1120 м

Q =1,5 · $\frac{3{,}14}{4}$ · (0,21592 – 0,1952) =0,010 м3/сек

Производится выбор расхода промывочной жидкости с учетом паспортного диапазона гидравлических забойных двигателей

Типы буровых растворов по интервалам бурения и первичного вскрытия продуктивных пластов

Строительство наклонно-направленных скважин с большим смещением забоев на Верхнечонском месторождении предполагает повышенные требования к качеству промывочной жидкости и ее очистке.

Основными из них, в порядке важности являются:

- минимизация отрицательного воздействия бурового раствора на коллекторские свойства продуктивных пластов;

- предупреждение растворения солей и образования каверн при разбури-

вании соленосных отложений;

- высокая выносная способность с целью наиболее полной очистки ствола скважины от выбуренной породы, особенно при больших зенитных углах (>450);

- хорошие смазывающие свойства с целью снижения осевых нагрузок при подъеме бурильного инструмента, снижении крутящего момента и гидравлических сопротивлений;

- минимизация отрицательного воздействия на окружающую природу.

В наибольшей степени этим требованиям, вероятно, отвечают буровые растворы компании «MI SWACO». Ежегодно этой компанией бурится свыше 300 скважин, как наклонно-направленных, так и горизонтальных с большими отходами от вертикали.

Так, для бурения интервала под направление и частично кондуктор, предлагается стандартный глинистый раствор с повышенной вязкостью для более качественной очистки ствола и обеспечения устойчивости стенок скважины. При поглощении промывочной жидкости предлагается ввод наполнителей, их концентрация и состав будет зависеть от характеристик поглощающего горизонта. При этом очистка должна быть отключена, бурение производится ротором с минимально возможной производительностью насосов.

С глубины 300 м в разрезе присутствуют соли, поэтому для исключения их размыва будет использоваться соленасыщенный биополимерный раствор. Раствор прост в приготовлении, применении и обработке.

Для бурения интервала под эксплуатационную колонну (после кондуктора) необходимо продолжить использование соленасыщенного биополимерного раствора. Основными особенностями данного интервала являются:

- наличие каменной соли в условиях бурения наклонно-направленных стволов с большими углами;

- наличия высокопроницаемых зон, где возможны частичные поглощения.

В этих условиях важным является сохранение номинального диаметра ствола скважины, поскольку в случае образования каверн и появления уступов неизбежна самопроизвольная забурка нового ствола.

Для исключения этого осложнения в соленасыщенный биополимерный раствор включен аттапульгит, высококачественная целлюлоза, которая обладает высокой эффективностью по сравнению с КМЦ и ГЭЦ, а также биополимер «Duovis» высокой степени очистки.

Основное назначение данного биополимера – регулирование реологического профиля раствора.

В случае незначительных поглощений раствор может быть обработан карбонатом кальция различного помола.

В качестве альтернативы соленасыщенному биополимерному раствору представляет интерес система «Афроникс» - одной из самых современных технологических разработок компании «MI SWACO». Данный раствор специально предназначен для проводки наклонных стволов в интервалах поглощений (вплоть до полных) и залежей каменной соли.

В дальнейшем, при проходке наклонно-направленных и горизонтальных

скважин с большими отклонениями система «Афроникс» может быть эффективным средством предупреждения вышеназванных осложнений.

Для бурения интервала открытого ствола эксплуатационной колонны, рекомендуется использовать биополимерный раствор Flo Pro NT. Данная система за 10 лет использования в РФ хорошо себя зарекомендовала при бурении наклонно-направленных скважин и первичном вскрытии продуктивных горизонтов.

На основании этих данных используются следующие типы буровых растворов и их технологические параметры[14]:

Направление 0 – 60 м. Проектом предлагается использование глинистого раствора.

Рецептура: каустическая сода – 1,5 кг/м3 – регулятор Рн среды
Кальцинирования сода–1кг/м3–регулятор Рн среды
Bentonit – 70 кг/м3 – понизитель фильтрации.
Benex – 0,1 кг/м3 – экстентер, контроль реологии.

При бурении под кондуктор проектом принимается использование пресного глинистого раствора в интервале 60 – 300 м.

Рецепт: каустическая сода – 1,5 – 2 кг/м3
Кальцинирования сода – 1 – 2 кг/м3
Bentonit – 25 кг/м3
Kwik Seal Med– 10 кг/м3 – кольматант наполнитель
Nut Shell Coar – 5 кг/м3- кольматант наполнитель
Polypac R – 3 - 3,5 кг/м3- понизитель водоотдачи
Polypac UL – 3,5 кг/м3- понизитель водоотдачи
Mica Medium – 10 кг/м3- кольматант наполнитель
Mix II Med – 10 кг/м3
Mix II Fin – 10 кг/м3

В инервале 300 – 560 предлагается использовать малоглинистый полимер-солевой раствор.

Рецепт: каустическая сода – 2 кг/м3
Кальцинирования сода – 2 кг/м3
Bentonit – 25 кг/м3
Kwik Seal Med – 10 кг/м3
Nut Shell Coar – 5 кг/м3
Polypac R - 3 кг/м3
Polypac UL – 3,5 кг/м3
Mica Medium – 20 кг/м3
Mix II Med –10 кг/м3 – кольматант среднего помола

Mix II Fin – 10 кг/м3 -
Соль(NaCl) – 100 кг/м3

С интервала 560 – 1850 м по стволу полимер-солевой раствор

Рецепт: каустическая сода – 2 кг/м3
Кальцинирования сода – 2 кг/м3
Bentonit – 25 кг/м3
Polypac R – 2 кг/м3
Polypac UL – 3 кг/м3
Thin Smart – 1 кг/м3- разжижитель
Duo-vis – 1,5 кг/м3- биополимер, реологическая добавка
Modified strarch (модифицированный крахмал) – 20 кг/м3-понизитель водоотдачи
CaCO3 (Мел) – 25 кг/м3
Mix II Fin – 10 кг/м3
Соль (NaCl) – 300 кг/м3
Вода

Буровой раствор система Flo-Pro NT при бурении открытого ствола по продуктивному горизонту 1850 – 2050 м по стволу.

Рецепт: Кальцинирования сода – 1 кг/м3
Лимонная кислота – 1 кг/м3
M-I Cide (бактерицид) – 0,5 кг/м3
Flo-Trol - 15 кг/м3 – понизитель водоотдачи
Duo-vis – 5 кг/м3 - биополимер
CaCO3 (Мел) – 100 кг/м3
MgO – 3 кг/м3 – буфер pH
Смазка Drill-free – 8,5 кг/м3
Соль(KCl) – 50 кг/м3
Вода

Приготовление раствора планируется непосредственно на буровой с помощью гидро-воронки в емкости, согласно рецептуре.

Таблица 4.1 - Параметры бурового раствора

Интервал (по стволу), м		Параметры бурового раствора				
от	до	плотность, г/см3	условная вязкость	водоотдача, см3/мин	СНС, Па	pH
0	60	1,1 – 1,12	50 - 90	--	--	--
60	300	1,1-1,12	46-65	6 - 8	30/50	8-10
300	560	1,1-1,22	30 - 40	< 5	20/30	9-10
560	1850	1,24-1,26	35-50	< 5	20/30	9-10
1850	2050	1,05-1,1	45-50	3-4	30/40	9-10

Рекомендации по системе очистки бурового раствора:

Одним из ключевых параметров для всех без исключения растворов, ис-

пользуемых для первичного вскрытия (РПВ) продуктивных горизонтов, зачастую упускаемым при проектировании раствора и работе с ним на буровой является содержание в нем выбуренного шлама. Помимо очевидных отрицательных последствий увеличения содержания твердой фазы вообще и выбуренного шлама в частности, таких как рост плотности и вязкости, при вскрытии продуктивных горизонтов проблема загрязнения раствора существенно обостряется. Повышение содержания выбуренного шлама в растворе ведет к:

глубокой кольматации порового пространства (следует её отличать от управляемой приповерхностной кольматации карбонатом кальция), необратимому снижению проницаемости ПЗП.

увеличению давления отрыва корки и затруднению вызова притока.

затруднению или невозможности удаления остатков раствора и фильтрационной корки из ПЗП кислотной или иной обработкой.

увеличению репрессии при вскрытии на фоне неудовлетворительных свойств фильтрационной корки.

ухудшению качества фильтрационной корки и увеличению вероятности возникновения дифференциальных прихватов.

В качестве общепринятой нормы в буровой практике за рубежом максимально допустимое содержание выбуренного шлама в РПВ составляет 2-2.5% (это «универсальный» показатель, применимый к 90% всех терригенных коллекторов, конкретная цифра для некоторых пластов может колебаться как в сторону увеличения, так и в сторону уменьшения).

Соответственно, столь низкое допустимое содержание выбуренного шлама накладывает серьезные требования к качеству и эффективности работы оборудования очистки раствора. Рассмотрим следующую таблицу, наглядно демонстрирующую зависимость коэффициента разбавления (отношения потребности в объеме приготавливаемого бурового раствора к объему открытого ствола скважины) в зависимости от допустимого содержания выбуренного шлама и эффективности работы оборудования очистки раствора:

Если принять допустимое содержание выбуренного шлама в растворе для первичного вскрытия равным 2% по объему (~50 кг/м3 шлама), для поддержания его концентрации на этом уровне при эффективности оборудования очистки 75% (что расценивается как хороший показатель) потребуется приготовить 12.3 м3 раствора на каждый кубометр выбуренной породы.

При этом следует отметить, что 75% эффективность оборудования очистки является достаточно высоким показателем, который обычно достижим только при соответствующем обслуживании и оптимизации оборудования очистки, использовании импортного оборудования и наличии соответствующей инженерно-технической службы и сервиса. Для большинства же буровых установок, с которыми нам приходилось работать, данный показатель находится в диапазоне 50-65 %.

Поэтому для обеспечения качественного первичного вскрытия продуктивных горизонтов и увеличения производительности скважин необходимо использовать не только грамотно спроектированные буровые растворы, но и качественное и эффективное оборудование очистки. Это позволит уменьшить объем разбавления при бурении скважины и тем самым снизить стоимость бурения.

Поэтому мы рекомендуем приложить все усилия к обеспечению непрерывной и эффективной работы оборудования очистки.

Для этого мы рекомендуем:

Укомплектовать буровые для очистки раствора на первой ступени 2 или 3 высокоскоростными линейными виброситами (типа SWACO ALS-II, Mongoose или аналогичными) с комплектом сеток размером 110, 175, 210 и 250 меш. (желательно многослойными прямоугольного плетения типа SWACO XR). Вибросита должны быть проверены и отрегулированы для обеспечения вертикальности несущей рамы и необходимой частоты, амплитуды и формы колебаний. Желательно, чтобы угол наклона виброрамы имел достаточно высокую свободу регулировки.

Необходимо предусмотреть использование ситогидроциклонной установки с осушающим ситом 325 или 400 меш. помимо указанных выше вибросит первой ступени

комплектовать буровую как минимум одной высокоскоростной центрифугой с рабочей скоростью вращения барабана не менее 2800 об/мин.

Все четыре ступени очистки должны быть разделены для повышения эффективности работы каждой из них. Раствор после вибросит первой ступени подаётся на пескооотделители, после пескоотделителей - на илоотделители и т.д. Не допускается, например, подача раствора после вибросит первой ступени сразу на илоотделитель.

5 Бурильная колонна

5.1 Выбор конструкции бурильной колонны

Диаметр УБТ определяется, исходя из условий обеспечения наибольшей жесткости сечения в данных условиях бурения, а длину исходя из нагрузки на долото, предусмотренной проектом и резерва (по весу) 25% от этой нагрузки.

При выборе диаметра УБТ была учтена рекомендация – отношение диаметра УБТ к диаметру скважины должно быть, возможно, большим (0,75 –0,85 для долот диаметром до 295,3 мм, 0,65-0.75 диаметром свыше 295,3 мм).

Таким образом, для обеспечения проектного профиля ствола скважины, создания оптимальных нагрузок на долото, для получения максимальной проходки и механической скорости проектом предлагается следующие диаметры и типы УБТ:

а) при бурении под направление в интервале 0-60 м для создания оптимальной нагрузки на долото принимается вес инструмента.

б) при бурения кондуктора в интервале 60 –90 м для придания жесткости низа бурильной колонны включаем в компоновку два калибратора КЛСН-311,1 мм, УБТ-229 мм длиной 18 м. Следующие трубы УБТ – 229 мм – 36 м, но для придания плавного перехода устанавливаем в верхней части КНБК УБТ–178 мм длиной 36 м.

в) при бурении кондуктора в интервале 90-560 м принимается (см. табл. 5.1).

г) для бурения под эксплуатационную колонну интервала 560 – 1850 м проектом принимается КНБК в таблице 5.1.

Таблица 5.1- КНБК для бурения под кондуктор

Элементы	Длина (м)	НД (мм)	ВД (мм)	МАХ НД (мм)
Долото	0,44	311,15	95,25	311,15
A962M5640XP	9,29	168,40	200,00	308,00
Обратный клапан	1,00	203,00	71,00	203,00
КЛС	2,00	209,55	63,00	308,00
Немагн. УБТ	3,00	203,00	71,00	203,00
Телеметрия SlimPulse	10,42	171,45	98,50	174,50
Немагн. КЛС	2,00	206,50	71,80	308,00
Немагн. УБТ	9,00	203,00	71,00	203,00
Переводник	1,00	203,00	71,00	203,00
7 х УБТ	63,00	203,00	71,00	203,00
Переводник	1,00	203,00	71,00	203,00
Гидр. Ясс	10,06	203,00	76,00	207,00
Переводник	1,00	203,00	71,00	203,00
3 х УБТ	27,00	203,00	71,00	203,00
Переводник	1,00	203,00	71,00	203,00
Расстояние от долота до датчика телеметрии = 20.5 м				

Таблица 5.2 - КНБК для бурения под эксплуатационную колонну.

Элементы	Длина (м)	НД (mm)	ВД (мм)	
Долото	0,24	215,90	57,00	215,90
A675S7850XP (1.15 град)	7,99	172,00	140,00	213,00
Обратный клапан	0,82	172,00	71,00	172,00
КЛС	2,00	210,00	64,00	210,00
Немагн. УБТ	4,00	172,00	72,00	172,00
Телеметрия SlimPulse	10,42	172,00	99,00	172,00
Немагн. КЛС	2,00	210,00	72,00	210,00
Немагн. УБТ	9,48	172,00	72,00	172,00
Переводник	1,00	178,00	71,00	178,00
10 х УБТ	90,00	178,00	71,00	178,00
Переводник	1,00	178,00	71,00	178,00
Гидр. Ясс	9,87	165,00	70,00	165,00
Переводник	1,00	178,00	71,00	178,00
3 х УБТ	27,00	178,00	71,00	178,00
Переводник	1,00	178,00	71,00	178,00
Бур. Трубы		127,00	109,00	168,00
Расстояние от долота до датчика телеметрии = 19.79 м				

5.2 Расчет бурильной колонны

Расчет производится согласно [8].

Определим типы утяжеленных бурильных труб и длины ступеней компоновки УБТ. Наружный диаметр основной ступени ДУБТ должен соответствовать диаметру долота Дд (таблица № 3). Значение УБТ будет диаметром 229 мм, внутренним диаметром 90 мм, весом 1 п.м. 273,4 кг.

Для плавного перехода к бурильному инструменту вибираем УБТ-203 мм и 178 мм. Длины переходных ступеней принимаем по 250 м.

Длину первой (основной) ступени УБТ вычислим по формуле:

$$L_{01} = \frac{1}{q \cdot \cos\alpha}\left(\frac{K_3 \cdot Q_0}{1 - \gamma_ж/\gamma_м} - \left(Q_{02} + Q + \sum_{i=2}^{n} q_{0i} L_{0i}\right) \cdot \cos\alpha\right) =$$

$$= \frac{1}{273.4 \cdot 1}\left(\frac{1.333 \cdot 20000}{1 - 1.12/7.85} - (214.6 \cdot 25 + 155.9 \cdot 25) \cdot 1\right) = 79.8$$

Принимаем 80 м.

Общий вес компоновки:

Q0 = 273,4 · 80 + 214,6 · 25 + 155,9 · 25 = 31135 кгс

Общая длина:

L0 = 80 + 25 + 25 = 130 м.

Для ограничения прогибов и площади контакта УБТ со стенкой скважины промежуточные опоры можно не ставить, т.к. диаметр основной секции УБТ больше 203 мм.

Проверочный расчет бурильной колонны

Расчет при следующих исходных данных:

1. Скважина наклонно-направленная, профиль трехинтервальный:

- глубина по вертикали – 1653 м (Н);
- вертикальный участок - 1200 м (Нв);
- интервал бурения – 520-1653 м (по вертикали);
- бурение ведется под эксплуатационную колонну диаметром – 178/168 мм;
- конструкция обсадной колонны, спущенной к началу бурения данного интервала 0-560 м (кондуктор d=245мм);
- способ бурения забойный двигатель или турбобур двухсекционный диаметром 176 мм, вес Qзд = 1200 кгс (11764Н), длина 8,81 м;
- диаметр долота Dд = 215,9 мм.
- осевая нагрузка на долото Qд = 12 т.с. (117,6 кН);
- наружное давление 2,3 кг/мм2 (23,3 МПа);
- перепад давления в двигателе и долоте - Δр = 0,6 кгс/мм2 (5,9 мПа);
- удельный вес бурового раствора – 1,23 г/см3;
- угол наклона Δ α = 85.
- коэффициент трения колонны о породу - μ = 0,3;
- клиновой захват ПКР-560 с длиной клина 400 мм;
- расчет производится согласно «Инструкции по расчету бурильных колонн для нефтяных скважин», Москва, 97г;

Определим типы утяжеленных бурильных труб, диаметры и длины ступеней УБТ.

основная ступень УБТС-2 равна Д01=178 мм внутренним диаметром 80 мм, вес 1 п.м. = 155,9 кгс.

Диаметр проходной ступени УБТС = 146 мм, внутренним диаметром 74 мм, вес 1 п.м. = 97,7 кгс, длиной 12 м.

Диаметр нижней секции бурильной колонны согласно таблицы 1 равен 127 мм.

Тогда длина 1-ой основной ступени УБТ равна:

$$L_{01} = \frac{1}{q_{01} \cdot \cos\alpha} \cdot \left[\frac{Kg \cdot Qg}{(1-\gamma_{;}/\gamma_v)} - (Q_{зд} + Q_{\Sigma} + \sum_{i=2}^{n} q_{01} \cdot L_{01})\right] =$$

$$= \frac{1}{155,9 \cdot 0,656} \left[\frac{1,175 \cdot 8000}{(1-1,2/7,85)} - (1200+97,7 \cdot 12) \cdot 0,656\right] = 93 \text{ м}$$

Принимаем - 93 м.

Общая длина компоновки УБТ:

L0 = (93+12) = 105 м.

Вес компоновки УБТ в воздухе:

$Q0 = (155{,}9 \cdot 93 + 97{,}7 \cdot 12) = 15671$ кгс (153641Н)

Общий вес КНБК:

$Qкн = [(1200+15671) \cdot (1 – 1{,}2/7{,}85)] = 14340$ кгс.

Обшая длина КНБК:

$Lкн = 105+9 = 114$ м.

Число промежуточных опор для УБТ (табл.3):

$m = 2$.

5.3 Выбор и расчет конструкции КНБК

С учетом большого отклонения от вертикали и значительного удлинения ствола скважины, около 528 м, а также в соответствии с пунктом 3.39 для всей бурильной колонны могут быть использованы трубы с наружным диаметром 127 мм, типа ТБПК (ПК), толщиной стенки 9,2 мм, марки Д, Е, замковым соединением ЗП-162-95.

Согласно рекомендаций п.3.36 первую над УБТ секцию КБТ длиной 250м скомпонуем из труб 127 х 9,2 марки «Д».

В соответствии с приложением 11 для данной трубы:

$Ркр = 3{,}92$ кгс/мм2.

$Рн = 3{,}92/1{,}15 = 3{,}4$ кгс/ мм2, что выше действующего наружного давления 2,3 кг/ мм2.

Проверим выполнение условий статической прочности в верхнем сечении секции для случая отрыва от забоя:

$Qб1 = (31{,}94 \cdot 250 \cdot (1\text{-}1{,}2/7{,}85)) = 6687$ гкс.

$Qк = (1{,}15 \cdot 14340 \cdot (0.3 \text{ x } \sin 49030 + \cos 49030)) =$

$= (1{,}15 \cdot 14340 \cdot (0{,}3 \cdot 0{,}755 + 0{,}656)) = 14553$ кгс.

$$Qp = K\sum_{i=1}^{m} Qб1 \cdot (\mu \text{ x } \sin\alpha + \cos\alpha) + \Delta p \cdot Fk + Qk =$$

$= 1{,}15 \cdot 6634 \cdot (0{,}3 \cdot 0{,}755 + 0{,}656) + 0{,}6 \cdot 9331 + 14553 = 26885$ кгс.

$\sigma p = 26885/3336 = 8{,}06$ кгс/мм2.

$[\sigma] = 38/1{,}4 = 27{,}14$ кгс/мм2.

$\sigma p < [\sigma]$

Фактический запас прочности: $n = 38/8{,}06 = 4{,}7$

Проверим для I-ой секции выполнение условий статистической прочности на верхней границе искривленного участка при подъеме БК.

Длина искривленного участка:

$Ln = 0{,}01745 \cdot R \cdot \Delta\alpha = 0{,}01745 \cdot 439{,}2 \cdot 85 = 651{,}5$ м.

Тогда наклонном прямолинейном участке будет находится часть = 5,5 м.

Получим по формуле:

Qб1 =(31,94 · 5,5 · (1-1,23/7,85)) = 150 кг.

Qк = K · (Qкн · (μ · sinα + cosα) + Δp · Fk =

= 1,15 · (150 + 14340) · 0,883 + 0,6 · 9331 = 20313 кгс.

Угол охвата:

$$\varphi = ½ \cdot \left(\frac{Q_к}{K_q \cdot R_q} \cdot 1 + \mu\cos\alpha_к + (1-\mu^2) \cdot \sin\alpha_к \right) \cdot e^{-\mu\alpha_к} =$$

$$= ½ \cdot \left(\frac{20313}{1{,}15 \cdot 31{,}94 \cdot 286} \cdot \frac{1{,}090}{0{,}85} - 2 \cdot 0{,}3 \cdot 0{,}656 + 0{,}91 \cdot 0{,}755 \right) \cdot e^{-0{,}3x0{,}8552} =$$

= 1,38 · e-0,257 = 1,0672

При полученном значении φ не существует решения трансцендентного уравнения

Тогда на искривленном участке бурильная колонна и КНБК располагается на верхней стенке скважины при ее подъеме и растягивающая нагрузка будет:

$$Q_р = 2 \cdot K \cdot q \cdot R \cdot \frac{1 - \gamma/\bar{\gamma}}{1 + \mu^2} \cdot ((\varphi \cdot e^{\mu\alpha_к} + 2 \cdot \mu \cdot \cos\alpha_к) \cdot e^{\mu\alpha_к} - \mu) =$$

= (2 · 1,15 · 31,94 · 286 · 0,85/1,09 · ((1,0672 · 1,293 + 2 · 0,3 · 0,656) · $e^{0,24}$ – 0,3)

= 32579 кгс.

σр = Qр/F = 32579/3405 = 9,56 кгс/мм2.

Первая критическая нагрузка Тс1 равна:

ТС1 = 3,84 · 10-3 · E JRδ/S4

δ = (Д3 – Д)/2 = (162-127)/2 = 17,5 мм

Т1 = 3,84 · 10-3 · 2,1 · 104 · 594,2 · 286 · 17,5/124 = 11565 кгс.

ТС2 = 3 · ТС1 = 3 · 11565 = 34696 кгс.

Таким образом:

ТС1 < Q < ТС2

Поэтому

$$M_{имах} = \frac{E \cdot J}{100 \cdot R} \left(1 + \frac{3 \cdot R \cdot \delta}{125 \cdot S^2} + \frac{25 \cdot Q_р \cdot S^2}{12 \cdot E \cdot J}\right) =$$

$$= \left(\frac{2{,}1 \cdot 10^4 \cdot 594{,}2}{100 \cdot 286} \cdot \left(1 + \frac{3 \cdot 286 \cdot 17{,}5}{125 \cdot 12^2} + \frac{25 \cdot 32579 \cdot 144}{12 \cdot 2{,}1 \cdot 10^4 \cdot 594{,}2}\right)\right) =$$

=1138,7 кгс.

σимах = Мимах / Wn = 1138,74 / 93,57 = 12,17 кгс/мм2.

σэ = (9,56 + 12,17) = 21,73 <= [σ]

Фактический запас прочности составляет n = 38/21,73 = 1,75

Таким образом БТ-127 · 9,2 «Д» - 250м удовлетворяет всем условиям и принимается для компоновки 1-ой секции КБТ.

Для компоновки 2-ой секции принимаем трубы ТБПК (ПК) толщиной стенки 9,2 мм марки «Е», с замком ЗП-162-89.

Допускается избыточное наружное давление для этих труб:

Ркр = 6,52 кгс/мм2 (63,96 МПа).

Рн = 6,52/1,15 = 5,67 кгс/мм2,

что выше действующего давления 2,3 кгс/мм2.

Определим наибольшую допустимую длину 2-ой секции (первое приближение) по формуле:

$$Q_{pmax} = (55 \cdot 3405/1,4) = 133767 \text{ кгс.}$$

$$L_2 = \left(\frac{133767 - 1,15 \cdot (6787 + 14340) - 0,6 \cdot 9263}{1,15 \cdot 31,94 \cdot (1 - 1,2/7,85)} \right) = 3328 \text{ м.}$$

Необходимая длина 2-ой секции: 2137 - 114 - 250 = 1773 м.

Длина наклонно-прямолинейного участка:

$$L2 = 2137 - 520 - 244 = 1373 \text{ м.}$$

Длина части 2-ой секции на наклонном участке:

$$L2(H) = 1373 - (114 - 250) = 1009 \text{ м.}$$

Далее вес 2-ой секции:

$$(QБ2)H = (31,94 \cdot 1009 \cdot (1 - 1,23/7,85)) = 27393 \text{ кгс.}$$

Проверим выполнение условий статической прочности 2-ой секции на верхней границе искривленного участка для момента окончания бурения наклонного участка и отрыва долота от забоя.

$$Qл = K \cdot (QБ1 + (QБ2)H + Qкн) \cdot (\mu \sin \alpha + \cos \alpha) + \Delta pF =$$
$$= 1,15 \cdot (6787 + 27393 + 14340) \cdot (0,3 \cdot 0,755 + 0,656) + 0,6 \cdot 9263 = 54800$$

кгс.

Определим φ .

$$\varphi = ½ \cdot \left(\frac{54800}{1{,}15 \cdot 31{,}94 \cdot 286} \cdot \frac{1{,}090}{0{,}85} - 2 \cdot 0{,}3 \cdot 0{,}656 + 0{,}91 \cdot 0{,}755 \right) \cdot e^{-0{,}3x0{,}8552} = 2{,}69$$

$$Q_p = 2 \cdot K \cdot q \cdot R \cdot \frac{1 - \gamma}{1 + \mu^2} \cdot ((\varphi \cdot e^{\mu\alpha_к} + 2 \cdot \mu \cdot \cos\alpha_k) \cdot e^{\mu\alpha_к} - \mu) =$$

$$= 2 \cdot 1{,}15 \cdot 31{,}94 \cdot 286 \cdot 0{,}85/1{,}09 \cdot (2{,}69 \cdot 1{,}293 + 2 \cdot 0{,}3 \cdot 0{,}656)) \cdot 1{,}293\text{-}0{,}3) = 77187 \text{ кгс.}$$

σр = 77187/3405 = 22,67 кгс/мм2.

ТС1 = 3,84 · 10-3 · Е JRδ/S4 = 3,84 · 10-3 · 2,1 · 104 · 594,2 · 286 · 17,5/124 = 11565 кгс.

ТС2 = 3 · 11565 = 34696 кгс.

Qр > ТС2

$$M_{имах} = \frac{E \cdot J}{100 \cdot R}\left(1 + \sqrt{\frac{Q_p \cdot R}{5 \cdot E \cdot J}}\right) = \frac{2{,}1 \cdot 10^4 \cdot 594{,}2}{100 \cdot 286} \cdot \left(1 + \sqrt{\frac{77187 \cdot 286}{5 \cdot 2{,}1 \cdot 10^4 \cdot 594{,}2}}\right) =$$

$$= 463{,}3 \cdot (1 + 0{,}59) = 694 \text{ кгс.}$$

σимах = (694/93,57) = 7,42 кгс/мм2.

σэ = (22,67 + 7,42) = 30,09 кгс/мм2.

[σ] = 55/1,4 = 39,28> 30.09 кгс/мм2.

Фактический запас прочности составляет n = 55/30,09 = 1,83.

Проверим условие выполнения статистической прочности для 2-ой секции на устье скважины:

(QБ2)П = (31,94 · 520 · (1 – 1,2/7,85)) = 14117 кгс.

Qр = (1,15 · 14117 + 0,6 · 9263 + 77187) = 98980 кгс = 98,98 тс.

σр = 98980/3405 = 29,06 кгс/мм2.

σр < [σ]

Фактический запас прочности на устье скважины:

П = 55/29,06 = 1,89

Таким образом, БТ №2 удовлетворяет всем условиям.

Усилие Qp значительно меньше допускаемого для замка ЗП-162-95 значения Рмах = 342 тс.

В итоге проектировочного расчета получена следующая конструкция бурильной колонны сведены в таблицу 5.3..

Таблица 5.3 - проектировочный расчет конструкция бурильной колонны

№ п/п	Тип трубы	Размер, мм	Группа прочности	Длина секции
1 2	УБТС-2 УБТ	178 х 80 146 х 74	- -	93 12
3 4	ТБПК ТБПК	127 х 9,2 127 х 9,2	Д Е	250 1773
5	Забойный двигатель	176		9

6 Крепление скважины обсадными колоннами

6.1 Расчет обсадных колонн

Расчет колонн производится по [7].

Условные обозначения, принятые в формулах:

Расстояние от устья скважины, м:	
до башмака колонны	L
до уровня цементного раствора (в затрубном пространстве)	h
до уровня жидкости в колонне	H
до пласта в котором возможны нефтегазопроявления	l
до верхнего конца хвостовика	l0
до верхнего конца i – й секции обсадной колонны	Li
до рассчитываемого сечения	Z
Высота цементного стакана, м	hст
Длина i – секции обсадной колонны, м	li
Удельный вес газа по воздуху (относительный)	$\bar{\gamma}$
Удельный вес, г/см2:	
опрессовочной жидкости	ɣж
бурового раствора за колонной	ɣр
жидкости в колонне	ɣв
цементного раствора за колонной	ɣц
бурового раствора в колонне	ɣк
жидкости в колонне в процессе проявления (минимальный)	ɣо
Давление ,МПа:	
наименьшее давление в газовой скважине при окончании эксплуатации	Pmin
на устье при закрытом превенторе во время ГНВП	Ру
внутреннее на глубине Z	P_{B_z}
наружное на глубине Z	P_{H_z}
внутреннее избыточное на глубине Z	$P_{ВИ_z}$
наружное избыточное на глубине Z	$P_{НИ_z}$
критическое избыточное наружное, при котором напряжение в теле трубы достигают предела текучести	Ркр
избыточное внутреннее, при котором напряжения в теле трубы достигают предела текучести	Рт
пластовое на глубине Z	$P_{ПЛ_z}$
Вес колонны, кг	
1 м i-й секции (теоретически)	qi
общий вес подобранных секций	Q
Нагрузка, кН:	
страгивающая	Рст
допустимая осевая	[Р]
Запас прочности при расчете на избыточное наружное давление	n1

Запас прочности при расчете на избыточное внутреннее давление n2

Запас прочности при расчете на растяжение n3

Крепление скважины - заключительная операция ее проводки, предназначена для укрепления стенок скважины, обеспечения длительной изоляции пластов друг от друга и от дневной поверхности.

Процесс крепления скважин включает в себя подготовительные работы к креплению и технологические операции по креплению скважин.

6.1.1 Расчет направления ⊘ 340 мм

В связи с незначительной глубиной (60м) спуска 340 мм направления расчет на прочность его не производится. Для направления принимаются трубы 340 10 Д ОТТМ.

Массу колонны определяем по формуле:

$Q = q \cdot l$

q- масса одного метра трубы. (78,6 кг)

$Q = 60 \cdot 78{,}6 = 4{,}72$ т.

Таблица 6.1-Конструкция обсадной колонны Ø 340 мм

Номер секции	Интервал установки, м	Толщина стенки трубы, мм	Группа прочности	Длина секции, м	Вес секции, кг
1	0-60	9,7	Д	60	4716

6.1.2 Расчет кондуктора Ø 245 мм

Проектные данные:

Глубина спуска, L=560 м

Уровень жидкости в колонне, H = 0 м.

Высота подъема цемента, h=0 (до устья) h1= 560 м (γц1=1.85)

Расстояние от устья скважины до башмака предыдущей колонны, L0=60 м

Давление при ГНВП, МПа Ру=13

Удельный вес, г/см3:

Цементного раствора, γц1=1.85

Бурового раствора, γр=1.25

Испытательной жидкости, γж=1.25

Жидкости внутри колонны, ɣв= 1,25

Коэффициент запаса прочности:

на наружное давление, n1=1,15

на внутреннее давление, n2=1,15

на растяжение, n3=1,75

Расчет колонны проводится на избыточное наружное и внутренне давление. Наиболее высокое наружное давление для данной колонны будет при ОЗЦ

Z = 0 Рн.и.= 0

Z = L = 560

Рн.и.= 0,01[(γц1 - γв) L + γвН]

Рн.и.= 0,01[(1,85 – 1,25)560 + 1,25·0] = 3,36 МПа.

Расчет на внутреннее избыточное давление. Самое высокое внутреннее давление колонна будет испытывать при опрессовке труб на герметичность в один прием без пакера.

Z = 0 Рв.и. = 1,1Ру

Рв.и. = 1,1·13 = 14,3 МПа.

Z = L = 560

Рв.и. = {1,1Ру – 0,01[(γц1 - γо.ж.)Z]}

Рв.и. = {14,3 – 0,01[(1,85 - 1,25)·560]} = 11 МПа.

Эпюры наружных и внутренних избыточных давлений приведены на рис 6.1.

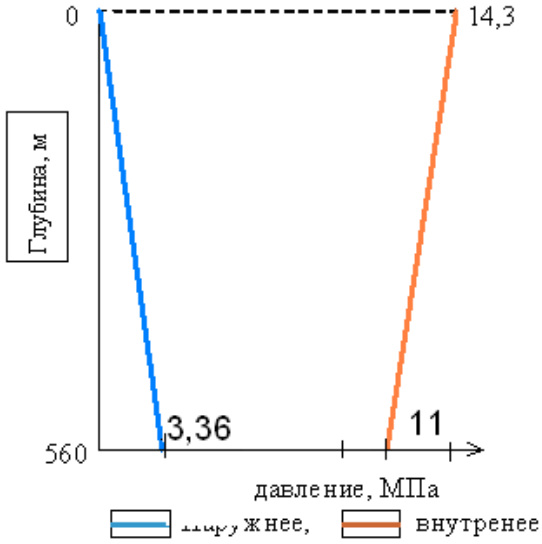


Рисунок 6.1 - Эпюры наружных и внутренних избыточных давлений

Проектом принимается колонна из одной секции. Выбор труб определяется из максимального давления. Из эпюры видно, что условия прочности колонны – на разрыв.

Рв.и. ≤ Рт/ n2

Р = Рв.и. n2 = 14,3·1,15 = 16,5 МПа.

Проектом принимаются обсадные трубы в соответствии с ГОСТ 632 – 80 исполнения А ОТТМ 245×7,9 Д

Вес колонны

Q = ql

q- вес одного метра трубы. (46,2 кг)

Q = 46,2·560 = 25872 кг ≈ 25,9 т = 259 кН .

Условие прочности на растяжение

Рст = Q n3 = 259 · 1,75 = 453 кН.

n = $\frac{1755}{259}$ = 6,8 > n3, что удовлетворяет условию.

Таблица 6.2-Конструкция обсадной колонны Ø 245 мм

Номер секции	Интервал установки, м	Толщина стенки трубы, мм	Группа прочности	Длина секции, м	Вес секции, кг
1	0-560	7,9	Д	560	25872

6.1.3 Расчет эксплуатационной колонны ⊘ 168 мм

Проектные данные:

Глубина спуска, L=1636 м (по вертикали). По стволу – 1850 м.

Уровень жидкости в колонне, H = 1000 м. H = 2/3L = 1636·2/3 ≈ 1000

Высота подъема цемента, h=0 (до устья) h1= 1850/1636-1200м (γц1=1.85)

h2 = 1200 - 0 м (γц2 = 1.5)

Расстояние от устья скважины до башмака предыдущей колонны, L0=560 м

Давление , МПа

На устье во время ГНВП, Ру=13

Удельный вес, г/см3:

Цементного раствора, γц1=1.85 γц2 = 1.5

Бурового раствора, γр=1.25

Испытательной жидкости, γж=1.25

Жидкости внутри колонны, γв= 0,8

Коэффициент запаса прочности:

на наружное давление, n1=1,15

на внутреннее давление, n2=1,15

на растяжение, n3=1,75

определяем избыточные наружные давления (на стадии окончания эксплуатации).

Z = 0 Рн.и.= 0

Z = H = 1000

Рн.и. = 0,01γц2H = 0,01·1,5·1000 = 15 МПа

Z = h = 1200

Рн.и. = 0,01[γц2h - γв(h – H)]

Рн.и. = 0,01[1,5·1200 – 0,8(1200 – 1000)] = 16,4 Мпа.

Z = L = 1636

Рн.и.= 0,01[(γц1 - γв) (L – h)+(γц2 - γВ)(h-H) + (γц2-γВ)H]

Рн.и.= 0,01[(1,85 – 0,8)·(1636 – 1200) + (1,5 – 0,8)·(1200 – 1000)+(1,5-0)*1000] = =21 МПа.

Определяется избыточное внутреннее давление из условия испытания обсадной колонны на герметичность в один прием без пакера.

Роп = 11,5 МПа < Ру = 13 МПа

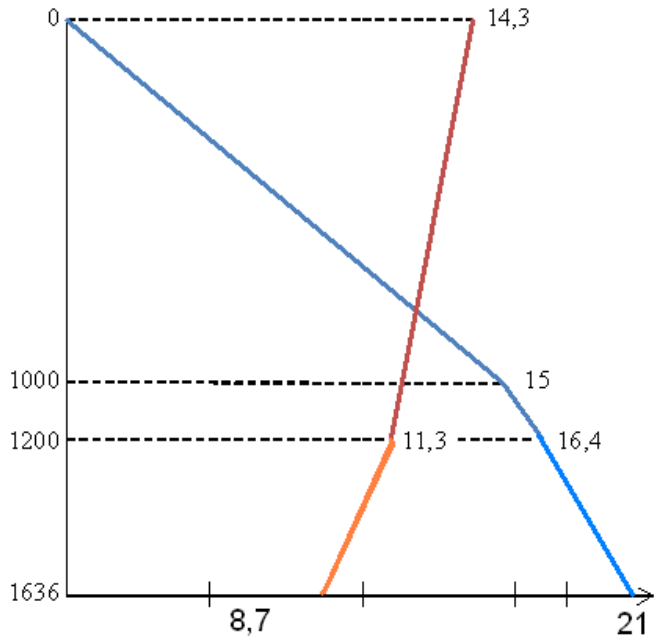
Проектом принимается для расчета Ру

Z = 0 Рв.и. = 1,1Ру
Рв.и. = 1,1·13 = 14,3 МПа.

Z = h = 1200
Рв.и. = 1,1Ру – 0,01(γц2 - γо.ж.)Z
Рв.и. = 1,1·13 – 0,01(1,5 – 1,25)·1200 = 11,3 МПа

Z = L = 1636
Рв.и. = {1,1Ру – 0,01[(γц1 - γо.ж.)Z - (γц1 - γц2)h]}
Рв.и. = {14,3 – 0,01[(1,85 - 1,25)·(1636 – 1200)+(1,5 – 1,25)·(1200-0)]} = 8,7 МПа

Эпюры наружных и внутренних избыточных давлений приведены на рисунок 6.2.



Расчетное давление, МПа
Наружнее, внутренее

Рисунок 6.2 - Эпюры наружных и внутренних избыточных давлений

Принимается наибольшее значения избыточных давлении для данных глубин.

Из рисунка 6.2 видно, что в верхней часть колонны выполняется условия прочности - на разрыв, а в нижней части - на смятие.

P = Рн.и. n1 = 21·1,15 = 24,1 МПа.

P = Рв.и. n2 = 14,3·1,15 = 16,5 МПа.

Исходя из полученных данных проектом, принимаются трубы для эксплуатационной колонны в соответствии с ГОСТ 632 – 80 по условиям прочности.

Принимается колонна труб из одной секции, ОТТМ 168×7,3 Е исполнения А.

Вес колонны

Q = ql

q- вес одного метра трубы. (29 кг)

l – длинна обсадной колонны, м (1850)

$$Q = 29 \cdot 1850 = 53650 \text{ кг} \approx 53{,}7 \text{ т} = 537 \text{ кН} .$$

Условие прочности на растяжение

Рст = Q n3 = 537 · 1,75 = 939,8 кН.

$$n = \frac{1226}{537} = 2{,}3 > n3,$$ что удовлетворяет условию.

Таблица 6.3 - Конструкция обсадной колонны Ø 168 мм

Номер секции	Интервал установки, м	Толщина стенки трубы, мм	Группа прочности	Длина секции, м	Вес секции, кг
1	0-1850	7,3	Е	1850	53650

6.2 Выбор технологической оснастки для обсадных колонн

Элементы оснастки обсадных колонн представляют комплекс устройств, применяемый для успешного спуска обсадных колонн и качественного цементирования скважин, надежного разобщения пластов и нормальной последующей эксплуатации скважин.

Колонные башмаки предназначены для оборудования низа обсадных колонн с целью направления их по стволу скважины и защиты от повреждений при спуске

Цементировочные обратные клапаны для предотвращения поступления тампонажного раствора из кольцевого пространства скважины в колонну по окончании цементирования.

Кольцо “стоп” предназначено для получения четкого сигнала об окончании продавливания тампонажного раствора при цементировании скважины.

Центраторы пружинные предназначены для обеспечения концентричного размещения обсадной колонны в скважине, для создания вокруг колонны равномерной толщины цементную оболочку и изолировать друг от друга все проницаемые породы

Количество центраторов и место их установки на колонне определяется по данным кавернометрии ствола скважины и с учетом накопленного опыта.

Разделительные цементировочные пробки типа ПП (верхняя) для разобщения тампонажного раствора от бурового и продавочной жидкости.

Цементировочные головки типа ГУЦ для обвязки устья скважины.

6.3 Подготовка ствола скважины и спуск обсадных колонн

Спуск обсадной колонны - весьма ответственная операция. До начала спуска должны быть закончены все исследовательские и измерительные работы в скважине, тщательно проверено состояние бурового оборудования и инстру-

мента, соответствие грузоподъемности вышки и талевой системы весу подлежащей спуску колонны, подготовлен ствол скважины.

За несколько дней до спуска колонны на буровую завозят обсадные трубы, элементы технологической оснастки и необходимый дополнительный инструмент, тщательно проверенные и испытанные на базе, а также специальную смазку для обеспечения герметичности резьбовых соединений при наиболее высоких температурах, возможных в данной скважине.

На буровой обсадные трубы вновь осматривают, проверяют овальность жесткими двойными шаблонами соответствующих диаметров; трубы, поврежденные при транспортировке и с повышенной овальностью, отбраковывают, а годные сортируют по группам прочности, толщине стенок и видам резьбовых соединений и укладывают на стеллажи в порядке, противоположном очередности спуска их в скважину. При укладке каждую трубу нумеруют, измеряют ее длину; номер трубы, ее длину и нарастающую длину колонны и составляется реестр спуска. По данным каверно и профилеграмм выявляют участки сужений ствола скважины. Эти участки тщательно прорабатывают новыми долотами со скоростью не более 35 - 40 м/ч и расширяют до нормального диаметра. При проработке целесообразно применять ту же компоновку низа бурильной колонны, которую использовали для бурения последнего интервала скважины. После проработки ствол скважины, особенно если условия бурения сложные, калибруют: спускают бурильную колонну, низ которой имеет примерно такую же жесткость, как и подлежащая спуску обсадная колонна, и следят за успешностью прохождения такой компоновки до забоя. Если наблюдаются посадки или затяжки, ствол прорабатывают повторно с несколько меньшей скоростью. По окончании калибровки скважину тщательно промывают в течение одного-двух циклов циркуляции. При проработке применяют промывочную жидкость с минимальной водоотдачей, низкими значениями статического и динамического напряжений сдвига и пластической вязкости, а также с хорошими смазочными характеристиками.

Перед спуском обсадной колонны, в открытом стволе производят поинтервальную опрессовку ствола скважины, на давление возникающее при цементаже., с целью недопущения поглощения цемента.

Спуск обсадной колонны начинается только после проведения полного комплекса подготовительных операций и проверки исправности бурового оборудования, при наличии на буровой утвержденного и доведенного до сведения каждого исполнителя плана работ.

Спуск, как правило, осуществляется на клиновых захватах, соответствующих по размерам и весу обсадной колонне. Тип резьбового соединения обсадных труб должен соответствовать ожидаемых флюиду и давлению в процессе эксплуатации. проработке применяют промывочную жидкость с минимальной водоотдачей, низкими значениями статического и динамического напряжений сдвига и пластической вязкости, а также с хорошими смазочными характеристиками.

Перед спуском обсадной колонны, в открытом стволе производят поинтервальную опрессовку ствола скважины, на давление возникающее при цементаже., с целью недопущения поглощения цемента.

Спуск обсадной колонны начинается только после проведения полного комплекса подготовительных операций и проверки исправности бурового оборудования, при наличии на буровой утвержденного и доведенного до сведения каждого исполнителя плана работ.

Спуск, как правило, осуществляется на клиновых захватах, соответствующих по размерам и весу обсадной колонне. Тип резьбового соединения обсадных труб должен соответствовать ожидаемых флюиду и давлению в процессе эксплуатации.

7 Цементирование обсадных колонн

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:

- направление 340 мм цементируется прямым способом в один прием. Подъем цемента до устья.

- кондуктор 245 мм цементируется в один прием. Подъем цемента до устья. Цементируется облегченными двумя тампонажными смесями. Граница тампонажа 1 и тампонажа 2 на отметке 500 м.

- эксплуатационная колонна 168 мм спускается в один прием. Цементирование производится в один прием. На отметке 1200 м граница тампонажа 1 и тампонажа2. Подъем цемента до устья. Цементирование с применением облегченных тампонажных смесей. После окончания спуска обсадных колонн скважина должна быть промыта до полного выравнивания параметров промывочной жидкости, величина параметров должна быть в соответствии с параметрами в ГТН.

Запрещается цементирование обсадной колонны при наличии в скважине нефтегазопроявления. Если при цементировании эксплуатационной колонны возникнут признаки нефтегазопроявления, то процесс цементирования стоит продолжать с регулированием противодавления в затрубном пространстве с помощью превентора. В период закачки тампонажного раствора в скважину, ОЗЦ разгружать обсадную колонну на забой категорически запрещается. При подъеме тампонажного раствора до устья обсадная колонна должна быть отцентрирована по отношению в вертикальной оси проходного отверстия ротора.

При цементировании и ОЗЦ колонна удерживается спайдером на столе ротора. Избыточное давление срезки штифтов, удерживающих спецпоршни цементировочных муфт должно быть в пределах 3 – 4 Мпа. 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.

7.2 Выбор тампонажного материала, типа буферной жидкости и расчет цементирования скважины

Проектом принимается использование тампонажных смесей и глубин закачки, их характеристики и характеристики их компонентов указаны в таблице 7.1– 7.3.

Таблица 7.1 - Общие сведения о цементировании обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Способ цементирования (прямой, ступенчатый, обратный)	Данные по раздельно спускаемой части колонны			Данные о каждой ступени цементирования					
			Номер раздельно спускае-мой части колонны в порядке спуска	Интервал установки, м		Глубина установки муфты ступенчатого цементирования	Номер ступени цементирования	Высота цементного стакана, м	Название порции тампонажного раствора	Интервал глубин цементирования, м	
				От (верх)	До (низ)					От (верх)	До (низ)
1	Направление	Прямой	1	0	60	-	1	5	Тампонаж	0	60
2	Кондуктор	Прямой	1	0	560	-	1	10	Буферная Тампонаж	0 0	0 560
3	Эксплуатационная	Прямой	1	0	1850	-	1	20	Буферная Тампонаж-1 Тампонаж-2	0 0 1200	0 1200 1850

Таблица 7.2 - Компонентный состав жидкостей для цементирования и характеристики компонентов

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Номер части колонны в порядке спуска	Номер ступени (снизу вверх)	Тип или название жидкости для цементирования	Название компонента	Плотность, г/см3	ГОСТ, ОСТ, (РТУ, ТУ, МУ, и т.п. на изготовление	Норма расхода компонента кг/м3
1	Направление	1	1	Тампонаж	ПЦТ-1G-CC-1	3.10	Гост 1581-96	1230.0
					Вода пресная	1.00	Местная	615.0
					CaCl2	2.5		36.9
				Продавочная	Буровой раствор	1.12		
2	Кондуктор	1	1	Буферная	МБП-М	2.60	ТУ 2148-215-00147001-2002	5.0
					Вода пресная	1.00	Местная	998.4
				Тампонаж	ПЦТ-1G-CC-1	3.10	Гост 1581-96	1230.0
					Вода пресная	1.00	Местная	615.0
					NaCl	2.16	ТУ 6-12-26-69	150.0
				Продавочная	Буровой раствор	1.25		
3	Эксплуатационная	1	1	Буферная	МБП-М	2.60	ТУ 2148-215-00147001-2002	5.0
					Вода пресная	1.00	Местная	998.4
				Тампонаж-1	ПЦТ-III-ОБ5-1	2.60	Гост 1581-96	820.0
					Вода пресная	1.00	Местная	660.0
					NaCl	2.16	ТУ 6-12-26-69	30.0
				Тампонаж-2	ПЦТ-1G-CC-1	3.10	Гост 1581-96	1230.0

Номер колонны в поряд-ке спуска	Название колонны	Номер части колонны в поряд-ке спуска	Номер ступе-ни (снизу вверх)	Тип или название жидкости для цементирования	Название компонента	Плот-ность, г/см3	ГОСТ, ОСТ, (РТУ, ТУ, МУ, и т.п. на изго-товление	Норма расхода компонен-та кг/м3
1	Направление	1	1	Тампонаж Продавочная	ПЦТ-1G-CC-1 Вода пресная Буровой раствор	3.10 1.00 1.25	Гост 1581-96 Местная	1230.0 615.0

Таблица 7. 3 - Характеристика жидкостей для цементирования

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны (см. таблицу 5.2 гр.2)	Номер части колонны в порядке спуска	Номер ступени (снизу вверх)	Характеристика жидкости (раствора)					
				Тип или название	Плотность, г/см3	Растекаемость, см	Прочность на изгиб,кгс/см2	Время начала конца схватывания, час	Время ОЗЦ, ч
1	Направление	1	1	Тампонаж Продавочная	1.85 1.12	20-22	не менее 27	3-4 6-8	24
2	Кондуктор	1	1	Буферная Тампонаж Продавочная	1.05 1.85 1.25	20-22	не менее 27	3-4 6-8	24
3	Эксплуатационная	1	1	Буферная Тампонаж-1 Тампонаж-2 Продавочная	1.05 1.5 1.85 1.25	19-20 20-22	не менее 10 не менее 27	6-7 12-14 3-4 6-8	24 24

Расчет цементирования колонны направления 340 мм.

- Глубина спуска , L – 60м.
- Высота подъема цемента, Нц – 60м.
- Высота цементного стакана, hст – 5м
- Уд. вес тампонажного раствора , γ – 1,85г/см3, затворение в 1м3: цемента-1,23 т, соли-0,02 т, воды – 0,6 т.
- Номинальный диаметр скважины – 444,5 мм.
- номинальный диаметр труб:

Наружный - 339,7 мм;

Внутренний – 320 мм;

- Коэффициент кавернозности в интервале – 1,25.

Коэффициент потерь цемента, воды – 1,05 и 1,1 соответственно.

Потребное количество тампонажного растворах[13]:

$$V_ц = 0{,}785\left[k_1(D^2 - d_н^2)H_ц + d_в^2 h_{цс}\right]$$

где k1-коэффициент кавернозности;

D- диаметр долота, м;

d1- наружный диаметр обсадных труб, м;

Нц- высота подъема цемента за колонной, м;

d2- внутренний диаметр обсадных труб, м;

h- высота цементного стакана, м.

$$V_ц = 0{,}785 \cdot \left[1{,}25(0{,}4445^2 - 0{,}3397^2) \cdot 60 + 0{,}32^2 \cdot 5\right] = 5{,}2 м^3$$

Количество сухой тампонажной смеси, необходимое для приготовления заданного объема тампонажного раствора:

-цемента:

$5{,}2 \cdot 1{,}23 \cdot 1{,}05 = 6{,}7$ т.

-воды:

$5{,}2 \cdot 0{,}6 \cdot 1{,}1 = 3{,}4$ м3.

-соли:

$5{,}2 \cdot 0{,}02 \cdot 1{,}05 = 0{,}1$ т.

Объем продавочной жидкости:

$$V_{пр} = 0{,}785 d_в^2 (L - l_{цс})$$

$$V_{пр} = 0{,}785 \cdot 0{,}32^2 \cdot (60 - 5) = 4{,}5 \text{ м3}$$

Давление в конце продавки:

$$P = 0{,}01 \times [\gamma_{тр}(H - h_{ст}) - \gamma_р \times (H - h_{ст} - h_б) - \gamma_б \times h_б]$$

P=0,01× [1,85(60-5)-1,12× (60-5)]=0,4 МПа

Необходимое количество цементосмесительных машин:

$$n = \frac{1}{Vc} \times \frac{Qсц}{\rho}$$

$$n = \frac{1}{14.5} \times \frac{6{,}7}{1.21} = 0{,}4$$

Количество 2СМН-20 принимается 1 шт.

Число ЦА-320М при закачке тампонажного раствора:

m=2 x 1 = 2

Количество ЦА-320М принимается 2шт.

Кондуктор 245 мм

- Глубина спуска – 560 м.
- Глубина спуска предыдущей колонны – 60 м.
- Глубина границы тампонаж 1 – тампонаж 2 – 500 м.
- Высота подъема цемента – устье.
- Высота цементного стакана - 10 м.
- Уд. вес тампонажного раствора – 1,85г/см3, (затворение в 1м3: цемента-1,23 т, воды – 0,6 т, соль техническая – 0,02 т.) в интервале 0 – 560м.
- Номинальный диаметр скважины – 311,1 мм.

- Коэффициент кавернозности в интервале – 1,2.

- Коэффициент потерь цемента, воды – 1,05 и 1,1 соответственно.

Потребное количество тампонажного раствора[13]:

$$V_ц = 0{,}785\left[k_1(D^2 - d_н^2)H_ц + (d_в^2 - d_н^2)L\right]$$

Vц = 0,785*(1,2(0,31112-0,24452)*(560-60)+(0,322-0,24452)*60=19,4м3

Количество сухой тампонажной смеси, необходимое для приготовления заданного объема тампонажного раствора:

-цемента:

$19{,}4 \cdot 1{,}32 \cdot 1{,}05 = 25$ т.

-воды:

$19{,}4 \cdot 0{,}6 \cdot 1{,}1 = 12{,}8$м3.

-соли

$19{,}4 \cdot 0{,}02 \cdot 1{,}05 = 0{,}4$ т.

Объем продавочной жидкости:

$$V_{пр} = 0{,}785 d_в^2 (L - l_{цс})$$

$$V_{пр} = 0{,}785 \cdot 0{,}2287^2 \cdot (560 - 10) = 22{,}6 \text{ м3}$$

Давление в конце продавки:

Рк=0,01×(1,85-1,25) × 560 = 3,36 Мпа

Необходимое количество цементосмесительных машин:

$$n = \frac{1}{Vc} \times \frac{Qсц}{\rho}$$

Qсц – суммарное количество цемента, 17,6 т.

$$n = \frac{1}{14.5} \times \frac{17{,}6}{1.21} = 1$$

Количество 2СМН-20 принимается 1 шт.

Число ЦА-320М при закачке тампонажного раствора:

$$m = 2 \times n = 2 \times 1 = 2$$

Количество ЦА-320М принимается 2шт.

Объем буферной жидкости (исходя из условия обеспечения столба в затрубном пространстве высотой 50м):

$$V_{бж} = 0.785(D^2 - d_н^2) \cdot 50 = 0.785 \cdot (0.3111^2 - 0.2445^2) \cdot 50 = 1.85 м^3$$

Эксплуатационная колонна 168 мм

- Глубина спуска по стволу – 1850м. по вертикали – 1636м.

- Глубина границы тмпонажных растворов – 1200 м.

- Высота подъема цемента – устье.

- Высота цементного стакана – 20м.

- Уд. вес тампонажного раствора № 1 – 1,5г/см3, (затворение в 1м3: цемента-0,82 т, воды – 0,66 т, соль – 0,03т.) в интервале 1200 – 0м.

- Уд. вес тампонажного раствора № 2 – 1,85г/см3, (затворение в 1м3: цемента-1,23 т, воды – 0,6 т, соль техническая – 0,02 т.) в интервале 1850 – 1200м.

- Номинальный диаметр скважины – 215,9 мм.

- Коэффициент кавернозности в интервале – 1,1.

- Коэффициент потерь цемента, воды – 1,05 и 1,1 соответственно.

Потребное количество тампонажного раствора № 1:

$V_ц = 0{,}785\left[k_1(D^2 - d_н^2)H_ц + (d_в^2 - d_н^2)L\right]$

Vц=0,785(1,1 *(0,21592-0,16832)*(1200-560)+(0,22872-0,16832)*560)= 20,6м3

Количество сухой тампонажной смеси, необходимое для приготовления заданного объема тампонажного раствора:

-цемента:

$20{,}6 \cdot 0{,}82 \cdot 1{,}05 = 17{,}7$ т.

-воды:

$20{,}6 \cdot 0{,}66 \cdot 1{,}1 = 15$м3.

-соли

$20{,}6 \cdot 0{,}03 \cdot 1{,}05 = 0{,}6$ т.

Потребное количество тампонажного раствора № 2:

VЦ=0,785*(1,1*(0,21592 – 0,1682)*(1850-1200)+0,15372*20)= 10,6 м3

Количество сухой тампонажной смеси, необходимое для приготовления заданного объема тампонажного раствора:

-цемента:

$10{,}6 \cdot 1{,}23 \cdot 1{,}05 = 13{,}6$ т.

-соль техническая:

$10{,}6 \cdot 0{,}02 \cdot 1{,}05 = 0{,}2$ т .

-воды:

$10{,}6 \cdot 0{,}06 \cdot 1{,}1 = 6{,}9$м3.

Объем продавочной жидкости:

$V_{пр} = 0{,}785 d_в^2 (L - l_{цс})$

Vпр=0.785*0.15372 * (1850-20) = 34м3

Давление в конце продавки:

Рк=0,01×(1,85-1,25) × (1636-1200)+0,01×(1,5-1,25)×1200 = 5,6 Мпа

Необходимое количество цементосмесительных машин:

$n = \frac{1}{Vc} \times \frac{Qсц}{\rho}$

n = 1/14.5 * 35/1.21=2

Количество 2СМН-20 принимается 2 шт.

Число ЦА-320М при закачке тампонажного раствора:

m=2*n=2*2=4

Количество ЦА-320М принимается 4шт.

Объем буферной жидкости (исходя из условия обеспечения столба в затрубном пространстве высотой 50м):

Vб.ж. = 0,785*(D2-dH2)*50 = 0.785*(0.21592-0.16832)*50 = 0.72м3

7.3 Оценка качества цементирования скважины и испытание колон на герметичность

Качественное цементирование затрубного пространства нефтяных и газовых скважин является одной из важнейших задач на этапе разведки нефтегазовых месторождений. При низком качестве цементирования одних пластов ре-

зультаты опробования других пластов могут оказаться неверными.

При оценке качества цементирования скважин определяют:

-высоту подъѐма цементного кольца;

-наличие и распределение цементного камня в затрубном пространстве;

-наличие или отсутствие контакта цемент - колонна и цемент - горная порода (адгезия);

-герметичность затрубного пространства и некоторые другие параметры.

Для получения этих сведений применяют термометрию, гамма-гамма цементометрию и акустическую цементометрию. При этом термометрия и гамма-гамма цементометрия используются для определения высоты подъема цементного кольца и для оценки распределения вещества цементного камня в затрубном пространстве, а акустическая цементометрия - для определения адгезии.

Акустическая цементометрия является модификацией или разновидностью акустического каротажа и предназначена для контроля качества цементажа скважин. Метод основан на регистрации амплитуды преломленной волны, распространяющейся по обсадной колонне, и измерении времени прохождения упругой волной пути в один метр. Измеряемое время несет информацию о скорости распространения упругих колебаний. По данным метода можно установить наличие цементного кольца за колонной, определить высоту его подъема, оценить степень сцепления цемента с колонной и горной породой, выявить наличие каверны, трещины и разрывов в зацементированном интервале.

Испытание колон на герметичность

Испытание колон на герметичность производиться путем создания внутреннего избыточного давления. В свези с тем что кондуктор не рассчитывается на избыточное давление, давление опрессовки принимаем исходя из минимально необходимого, в зависимости от диаметра, давления при испытании колонны на герметичность, в соответствии с [2]. Кроме того. эксплуатационная колонна, дополнительно опрессовываеться снижением уровня.

7.4 Цементировочное оборудование

К оборудованию, необходимому для цементирования скважины, относятся: цементировочные агрегаты, цементосмесительные машины, цементировочная головка и др.

Для закачивания цементного раствора в скважину применяются цементировочные агрегаты типа ЦА-320М развиваемое насосами максимальное давление 32МПа.

Цементирование осуществляется при помощи цементосмесительных машин типа 2СМН-20 вместимость бункера смесительной машины 20тонн.

Спущенная обсадная колонна оборудуется специальной цементировочной головкой типа ГЦК, к которой присоединяются нагнетательные трубопроводы (манифольды) от цементировочных агрегатов.

Техническая характеристика цементировочного агрегата ЦА-320М.

Монтажная база_____шасси автомобиля КрАЗ – 257

Цементировочный насос:

тип_____ 9Т

гидравлическая мощность, лс_____ 125
ход поршня, мм_____ 250
максимальное давление, кгс/см2_____ 320
максимальная подача, л/с_____ 23
привод_____ от двигателя автомобиля КрАЗ-257

Водоподающий насос:
тип_____ 1В
диаметр плунжера, мм_____ 125
ход плунжера, мм_____ 170
подача, л/с_____ 13
давление, кгс/см2_____ 15
привод_____ от двигателя ГАЗ-51А

Ёмкость мерного бака , м3_____ 6,4
Ёмкость цементного бачка, м3_____ 0,25
Диаметр приёмных трубопроводов, мм_____ 100
Диаметр нагнетательных трубопроводов, мм_____ 50
Общая длина разборного трубопровода, м_____ 22
Общая масса агрегата, т_____ 17,5

Техническая характеристика цементносмесительной машины 2СМН – 20.
Монтажная база_____шасси автомобиля КрАЗ –257
Транспортная грузоподъёмность, т_____ 8 – 10
Объм бункера, м3_____ 14,5
Вместимость бункера (по цементу), т_____ 20
Способ получения раствора_____механико-гидравлический
Производительность в м3/мин при приготовлении:
цементного раствора_____ 0,6 – 1,2
цементно-бентонитового раствора_____ 0,5 – 1,0
глинистого раствора_____ 1,0 – 2,0
Давление жидкости затворения, кгс/см2_____ 8 – 20,0
Общая масса нагружённой машины, т_____ 13,8
Способ погрузки цемента в бункер_____ погрузчиком

8 Обвязка устья скважины

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

колонной головки типа ОКК3-350-340х245х168;

противовыбросовое оборудование ОП5-350х35 (кондуктор), ОП5-230х35 (эксплуатационная колонна).

фонтанная арматура АФК-6-65х35

Выбор типа устьевого оборудования производится по максимально возможным давлениям на устье скважины (раздел “Расчет обсадных колонн”).

Параметры ПВО представлены в таблице 8.1.

Таблица 8.1 - Спецификация устьевого и противовыбросового оборудования (ПВО)

Обсадная колонна		Типоразмер, шифр или название устанавливаемого, устьевого и ПВО оборудования	ГОСТ, ОСТ, ТУ и т.д. на изготовление	Кол-во, к-т	Допустимое рабочее давление, МПа
№ в порядке спуска	Название				
2	Кондуктор	ОП5-350х35 (плашечный превентор и ПУГ)	ГОСТ 13862-90	1	35
3	Эксплуатационная	ОКК3-350-340х245х168 (колонная головка) ОП5-230х35 (плашечный превентор)трубный глухой	ТУ3901-301-77 ОСТ 26-02-1366-76	1 1	35 35

9 Метод заканчивания скважины и вскрытие продуктивного горизонта

9.1 Опробование перспективных горизонтов в процессе бурения и освоения скважины

Основными условиями рационального вскрытия продуктивного пласта является сохранение естественной проницаемости коллектора.

На сегодняшний день существует два вида вхождения в пласт:

- вскрытие пласта на репрессии, когда, РЗ>РПЛ;

- вскрытие пласта на депрессии, когда РЗ<РПЛ..

Определяющими факторами выбора метода вскрытия продуктивного пласта являются: тип коллектора, прочность слагающих его горных пород, мощность пласта, наличие или отсутствие пропластков, насыщенных водой, величина относительного пластового давления.

При выборе бурового раствора для вскрытия продуктивных пластов основное внимание уделяется обоснованию требуемой плотности, водоотдачи, химической совместимости с породой и пластовым флюидом, минимальному воздействию на призабойную зону.

Способ заканчивания – открытый ствол в интервале коллектора

Под освоением понимают комплекс работ по вызову притока жидкости из пласта, очистки приствольной зоны от загрязнения (если необходимо), проведению работ по интенсификации притока (если необходимо) до потенциально возможного.

В процессе бурения скважин опробование пластов осуществляется приборами ГДК и ОПК на трубах в Верхнечонском горизонте. Опробование испытателями пластов способствует повышению достоверности интерпретации данных геофизических исследований, выделению нефтяных, газоносных и водоносных пластов; установлению водонефтяных и газожидкостных контактов. Результаты опробования приборами на трубах позволяют оценивать свойства пласта, изучать его проницаемость.

Работы по испытанию скважины.

Работы по освоению скважин могут быть начаты при обеспечении следующих условий:

- высота подъема цементного раствора за эксплуатационной колонной и качество сформировавшейся крепи соответствует проектным решениям и требованиям Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности (ПБ 08-624-03[1]);

- эксплуатационная колонна прошаблонирована, опрессована совместно с колонной головкой, превенторной установкой (фонтанной арматурой), герметична при максимально ожидаемом давлении на устье скважины;

- устье с фонтанной арматурой и выкидные линии оборудованы и обвязаны в соответствии со схемой (приложение);

- отсутствуют межколонные давления.

Освоение предусматривается вести через насосно-компрессорные трубы, спущенные в кровлю испытуемого горизонта с контрольным замером, оборудуются башмачной воронкой для ввода приборов в зону пласта.

Работы по испытанию (освоению) ведутся круглосуточно с передвижной

установки А-50 (А-60/80).

Количество режимов испытания (освоения) – 3.

Испытание объекта в интервале 2710-3210 м производится по следующему плану:

Строительно-монтажные работы подъемника А-50 (А-60/80) в объеме, приведенном в таблице.

Оборудование устья скважины при исследовании АФ6-65х21.

Спуск НКТ 73мм в интервале продуктивного горизонта.

Замена бурового раствора на дегазированную нефть плотностью 0,848 г/см3.

Выход скважины на режим (сваб).

Гидродинамические исследования.

Задавка скважины разгазированной нефтью с последующей закачкой вязко-упругого состава на основе нефти (типа УТЖ VIP или ЭЖГ).

Подъем НКТ.

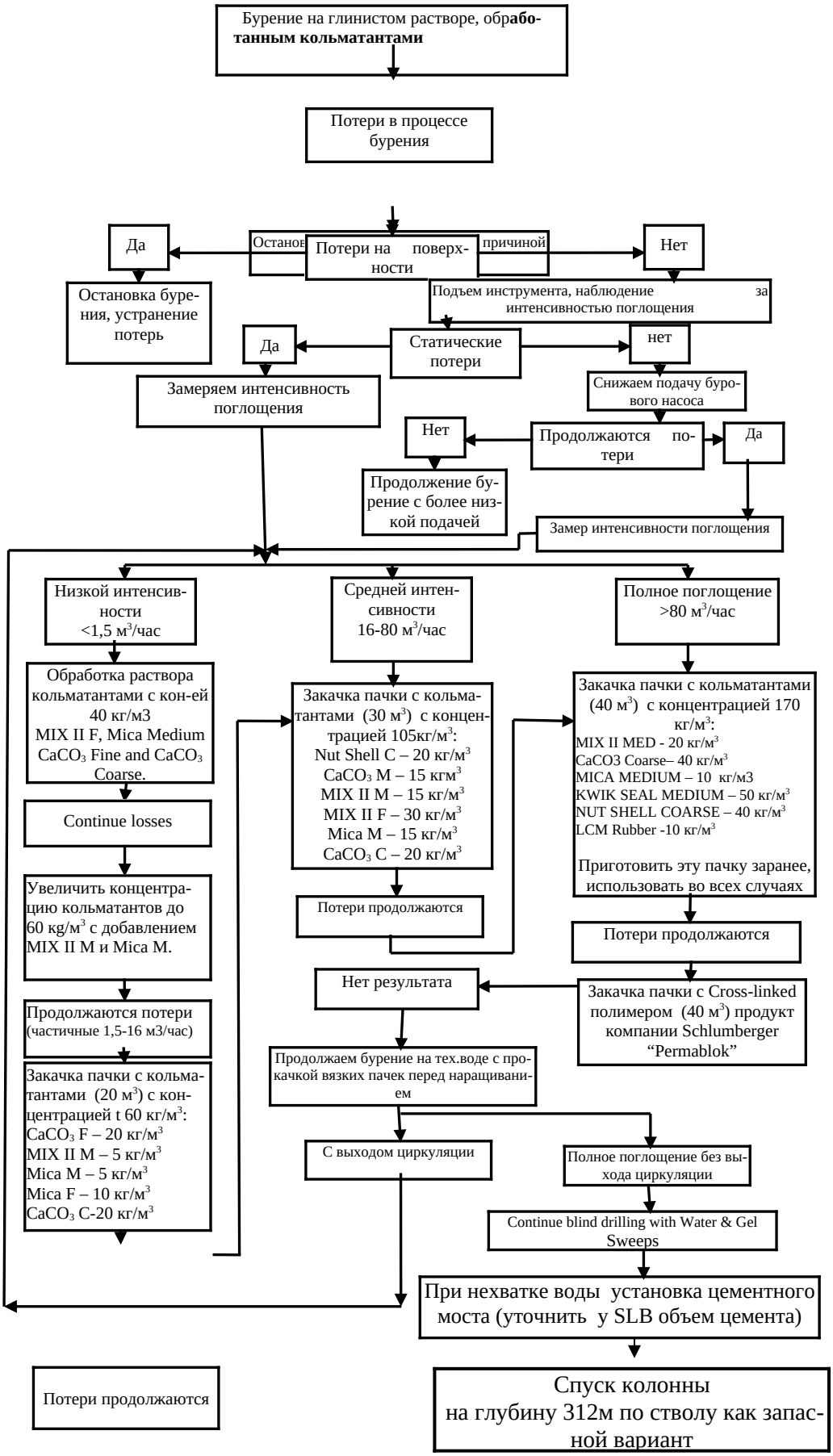
Спуск НКТ с забойным клапаном отсекателем.

Замена жидкости глушения на нефть.

Запуск скважины в работу.

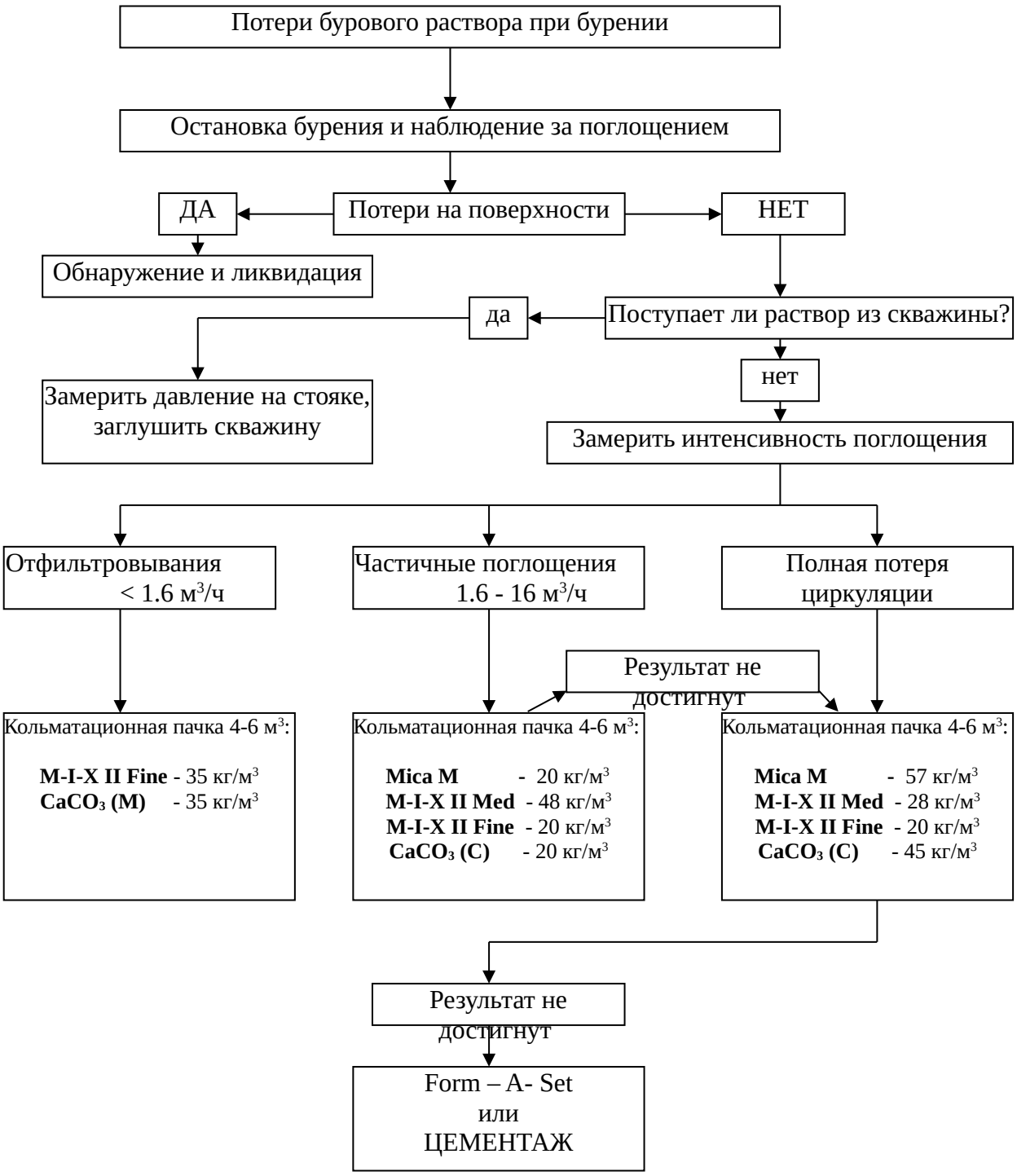
Для предупреждения гидратообразования производится закачка раствора метанола. На каждый объект предусматривается прокачка, объем раствора на прокачку составляет 1,5 м3.

10. Предупреждение и ликвидация осложнений и аварий при бурении и креплении скважины.

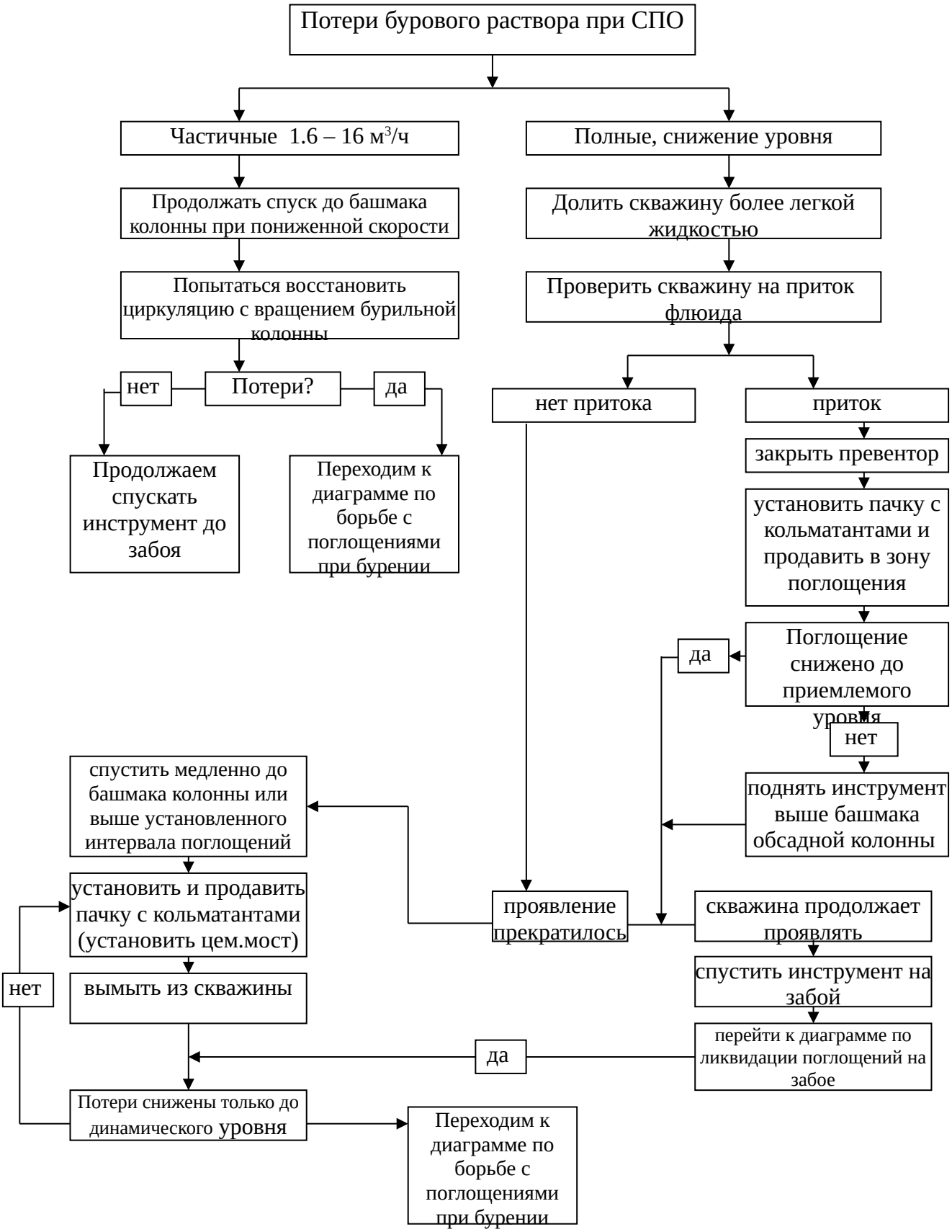


Древо решений по борьбе с поглощениями при бурении продуктивного

горизонта ВЧ-1 скв.345



Древо решений по борьбе с поглощениями при СПО скв. 345 (со вскрытым продуктивным горизонтом ВЧ-1)



процедура прокачек Вязко-упругих пачек (ВУС)

Прокачка вязко-упругих пачек производится для очистки ствола от накопившегося шлама и образовавшихся шламовых подушек при бурении наклонных и горизонтальных скважин. Основными причинами неудовлетворительной очистки ствола скважины могут являться:

Недостаточно высокая подача буровых насосов;

Горно-геологические условия;

Реологические свойства буровых растворов не обеспечивают хорошую очистку скважины;

Сложный профиль скважины;

Отсутствие вращения бурильной колонны.

Наиболее эффективным является прокачка ВУС вместе с пачкой низкой вязкости (например, водой, соленой водой), так как при прохождении низковязкой пачки в затрубном пространстве создается турбулентный режим течения, который помогает поднять как слежавшийся шлам (шламовые подушки), так и шлам, который скопился в кавернах. При прокачке просто ВУС без пачки с низкой вязкости, создается ламинарный режим течения, профиль которого позволяет частично очищать ствол от шламовых подушек, но не позволяет очищать ствол в местах образования каверн, вследствие конфигурации профиля ламинарного потока.

Процедура приготовления и прокачки ВУС с пачкой низкой вязкости

ВУС приготавливается на основе соленасыщенного раствора, используемого при бурении скважины, в объеме 3-4 м3. Для этого пачка обрабатывается биополимерным реагентом Duovis NS до достижения значения условной вязкости 80-100 сек, уд.вес 1.25-1.27..

Отдельно готовиться готовится 3-4 м3 соленасыщенной воды на основе хлорида натрия с концентрацией 312 кг/м3, уд.вес 1.18 – 1.19.

Сначала закачивается в трубное пространство бурильной колонны пачка соленасыщенной воды (через агрегат или буровой насос);

Вслед за ней закачивается ВУС.

При выходе низковязкой пачки в затрубное пространство, рекомендуется начать расхадивание бурильной колонны с вращением.

При выходе пачки низкой вязкости с ВУС рекомендуется их сброс в амбар.

Процедурой приготовления и прокачки ВУС с пачкой низкой вязкости осуществляет руководство инженер по буровым растворам под контролем супервайзера.

Инженер по буровым растворам должен замерить параметры ВУС и низковязкой пачки до и после закачки в ствол скважины (плотность, вязкость, пластическую вязкость, ДНС), занести результаты в отчет по скважине. Кроме того, должно прилагаться визуальное описание шлама (количество, размер), выходящего на ситах при выходе пачкек.

Прокачку ВУС с пачкой низкой вязкости рекомендуется производить перед:

подъемом компоновки на смену долота (после достижения угла >35 градусов);

перед проведением каротажа;

при промывке перед спуском обсадной колонны (во время шаблонировки);

при возникновении осложнений (затяжки, проработки ствола скважины и т.д.).

11 Специальная часть

11.1 Поглощения буровых и тампонажных растворов

Буровые и тампонажные растворы поглощаются в скважине в условиях, когда

$$Рст + Ргд > Рпл + Рр \quad (11.1.1)$$

где р„ - гидростатическое давление в стволе скважины; рга - гидродинамическое давление; рпл - пластовое давление рр - гидравлическое сопротивление растеканию промывочной жидкости или тампонажного раствора по каналам в горной породе, вскрытым скважиной.

Необходимо знать, что

$$ргр = (0,49+0,91)рг, \quad (11.1.2)$$

где ртр - давление гидроразрыва пласта; рг - горное давление.

Для предупреждения гидроразрыва пластов давление в скважине рекомендуется поддерживать ниже Ргр:

рс < (0,85-Ч),90)ргр. [24]

При бурении скважины вскрываются пласты, сложенные горными породами с различной пористостью, проницаемостью и дренированностью, в том числе трещиноватые и кавернозные (известняки, доломиты) коллекторы, насыщенные пресной или минеральной водой, рапой, газом и нефтью.

До момента вскрытия флюид находится под пластовым давлением. От кровли к подошве пласта давления повышается на величину давления столба насыщающего пласт флюида. Следовательно, при одной и той же мощности пласта, насыщенного водой и нефтью, разница давлений в подошве и кровле значительно больше, чем насыщенного газом. Трещины в пласте могут образовываться как в результате перекристаллизации пород, так и вследствие тектонических процессов. Раскрытость трещин изменяется в широких пределах: от полного смыкания до 40-50 мм. Трещины уменьшаются под действием горного давления и выпадения солей и увеличиваются при движении подземных вод и растворении пород.

Флюиды, насыщающие пласт и проникающие в него в процессе бурения при выполнении технологических операций, имеют разные состав и свойства, вступают в различные физико-химические взаимодействия между собой и коллектором. По указанным причинам закон фильтрации в таком коллекторе оказывается часто очень сложным. При циркуляции жидкости плотностью р давление в скважине рс на глубине z будет

$$РС=Рст+Ргд \quad (11.1.3)$$

где рст = gpz,pm - гидродинамическое давление, равное сумме потерь давления в кольцевом канале на участке от глубины z до устья скважины.

С рядом допущений можно написать

$$Рст = Рпл = Рст + Ргд = gPZ + Ргд \quad (11.1.4)$$

Отсюда буровой раствор должен иметь плотность

$$Р = (Рпл-Ргд)/gz$$

При остановке циркуляции давление в скважине рс <> рп – ргд и может оказаться рс < рпл , что ведет к газо-нефте-водопроявлениям. Для предупреждения названных осложнений в большинстве случаев плотность раствора рассчи-

тывается из условия некоторого превышения давления в скважине над пластовым в статических условиях (без циркуляции).

Относительное давление в поглощающем горизонте можно определить как:

$$Po = Рб.р. (h п.г. - h ст.)/ h п.г. \rho в \quad (11.1.4)$$

где Рб.р, ρ в -плотность соответственно бурового раствора и воды, кг/м3; h п.г -глубина поглощающего горизонта, м; hст - высота снижения уровня жидкости (статический уровень), м.

Объем бурового раствора (в м3), который поглотила скважина:

$$Q = Sh, \quad (11.1.5)$$

где S - площадь приемной емкости, м2; h - высота снижения уровня в емкости, м.

Интенсивность поглощения (в м3/ч)

$$Q1 = Q60/t \quad (11.1.6)$$

где t - время, ч, за которое уровень в емкости снизился на величину h.

Коэффициент поглощающей способности при полном поглощение бурового раствора

Таблица 11.1 - Классификация зон поглощения в зависимости от величины Кп.с

Коэффициент Кп.с	1	1-3	3-5	5-15	15-25	>25
Классификация зон поглощения	I	II	III	IV	V	VI
Поглощение	Частичное	Полное	Интенсивное		Катастрофическое	

При частичном поглощении коэффициент $K_{п.с}$ определяется из выражения

где - гидравлические потери в кольцевом пространстве при движении раствора от зоны поглощения к устью скважины, МПа.

При определении необходимой плотности аэрированного бурового раствора можно воспользоваться формулой

где - плотность исходного бурового раствора; Н - глубина поглощающего горизонта, м.

Максимальная скорость спуска бурильного инструмента с целью предупреждения поглощения бурового раствора определяется из выражения

где рг- гидростатическое давление бурового раствора, МПа; рпл - пластовое давление, МПа; Dд - диаметр долота, м; d - диаметр бурильных труб, м; η - пластическая вязкость бурового раствора, Па×с.

Поглощением называется гидродинамическое взаимодействие в системе скважина-пласт, сопровождающееся поступлением бурового или тампонажного раствора из скважины в пласт с интенсивностью,

осложняющей дальнейшую проводу скважины. Основные причины поглощения заключаются в превышении давления в скважине над пластовым дав-

лением вследствие излишней плотности бурового или там-понажного раствора и больших потерь напора в кольцевом пространстве при бурении или цементировании колонн в высокопроницаемых коллекторах большой емкости или в интервалах образования трещин гидравлического разрыва пластов.

Повышение гидравлического давления в скважине вызывается рядом факторов:

повышением плотности промывочной жидкости в восходящем потоке вследствие обогащения ее шламом разбуриваемых горных пород и обломками породы, выпавшими из стенок ствола скважины;

утяжелением бурового раствора для борьбы с проявлениями и по другим причинам;

повышением гидродинамических сопротивлений в затрубном пространстве вследствие сужения проходного сечения по ряду причин (отложение толстой глинистой корки на стенках, набухание горных пород в стенках ствола скважины и т.п.) или образования сальников на буровом инструменте;

повышением гидродинамических сопротивлений вследствие роста структурной вязкости бурового раствора, динамического напряжения сдвига, загустевания в связи с потерей термостабильности и т.д.;

проявлением эффекта поршневания бурового инструмента при быстром спуске бурильной колонны в скважину.

Главным признаком поглощения является то, что расход жидкости на выходе из скважины меньше, чем на входе, уровень жидкости в приемных емкостях насосов уменьшается. При этом потери бурового растворе обнаруживаются с помощью прибора поплавкового типа. Его показания наблюдаются на пульте бурильщика. Но этот прямой признак часто может затушевываться, если в скважине наряду с поглощением есть и проявления. При разбуривании интервалов поглощения возможны провалы инструмента и увеличение механической скорости, ухудшение выноса шлама, его локальные скоплебния в стволе скважины с последующим заклиниванием или зависанием инструмента.

Предупреждать поглощение возможно путем уменьшения давления в скважине и проницаемости коллектора, повышения гидравлического сопротивления при движении жидкости по пласту путем регулирования ее состава и свойств.

Значительную опасность представляет гидродинамическое давление, возникающее при спуске бурильной обсадной колонн.

Так при проведении экспериментальных исследованиях изменения давления в скважине с помощью глубинного манометра установлено, что эффект поршневания при быстром перемещении инструмента по стволу может приводить к значительным кратковременным скачкам давления: при спуске - к повышению давления, при подъеме - к понижению. Например, в скважине глубиной 2440 м при быстром спуске инструмента отмечено повышение давления на 3,7 МПа (свечу длиной 27 м*спускали за 15 с), а при медленном (ту же свечу спускали за 33 - 41 с) - всего на 0,3 МПа.

Явление поршневания связано с тем, что при спуске инструмента жидкость в скважине увлекается самим инструментом вниз и в то же время избыток жидкости вытесняется вверх. В стволе скважины возникают встречные потоки

жидкости. Появляется значительный градиент скоростей, который сопровождается сдвигом в вязкопластичной жидкости. Возникающее при этом дополнительное сопротивление и отмечается как повышение давления.

Иногда поглощения промывочной жидкости в скважине могут быть вызваны кратковременным повышением давления в стволе и носить временный характер, например при возобновлении циркуляции бурового раствора с высокими тиксотропными свойствами.

Для оценки интенсивности поглощения применяются различные показатели: например, коэффициент поглощающей способности (методика ВНИИБТ), удельная поглощаемость (методика ТатНИИ). Поглощения по своей интенсивности классифицируются на несколько категорий.

Поглощение подразделяется также на частичное и полное. Поглощение называется частичным, если потери бурового раствора в стволе скважины меньше подачи бурового насоса. Если потери равны подаче бурового раствора в скважину, поглощение называется полным. В этом случае динамический уровень жидкости в скважине не достигает ее устья, раствор не выходит из скважины и циркуляция нарушается. На емкости также устанавливают ограничитель допустимого колебания уровня бурового раствора, и от них срабатывает аварийная сигнализация.

Профилактические меры по предупреждению поглощения включают контроль за состоянием ствола скважины и уровня жидкости в приемной емкости, правильную организацию промывки скважины, позволяющей своевременно удалять шлам из ствола, систематический контроль параметров бурового раствора (его плотности и содержания твердой фазы), соблюдение требований очистки бурового раствора от шлама и проведение дополнительных мероприятий по удалению избытка твердой фазы из раствора.

Для ликвидации незначительного поглощения иногда бывает достаточно откорректировать режим бурения. Более интенсивные поглощения ликвидируются по разработанному плану. Чтобы правильно составить план мероприятий, надо выявить причину поглощения, определить его интенсивность, установить местоположение поглощающего интервала в скважине, попытаться увязать его с литологическим разрезом и на основании исследований установить поглощающую способность выделенного интервала.

Интенсивность, поглощающую способность выделенного интервала. Интенсивность поглощения обычно определяется по скорости снижения уровня бурйвого раствора в приемной емкости известного объема. Местоположение и протяженность поглощающего интервала можно определить на основании геофизических исследований.

Выбор способа борьбы с поглощением нередко зависит не только от интенсивности суммарного поглощения, наблюдаемого на устье скважины, но и от гидродинамической характеристики поглощающего пласта. Для ее получения с помощью пакера изолируют интервал поглощающих пород и проводят нагнетание жидкости с переменным дебитом, одновременно отмечая изменения давления нагнетания. На основании практического опыта в буровых производственных организациях разработаны рекомендации по борьбе с поглощениями в зависимости от гидродинамической характеристики (например, в Татарии.)

Все способы борьбы с поглощениями можно подразделить на две группы:

способы, позволяющие восстановить и поддерживать гидродинамическое равновесие с пластовой жидкостью поглощающей зоны;

способы, позволяющие создать малопроницаемую или непроницаемую изолирующую среду или оболочку на границе раздела скважина - поглощающий пласт.

Применение способов первой группы основано на регулировании статического и гидродинамического давлений в скважине изменением состава и свойств циркуляционного агента и в меньшей степени - на изменении фильтрационных свойств поглощающей среды. Способы второй группы имеют целью изменение проницаемости самой поглощающей среды или полную ее изоляцию.

В первой группе можно выделить способы, имеющие целью снижение гидростатического давления (снижение плотности бурового раствора регулированием содержания твердой фазы, применение малоглинистых буровых растворов с низкой плотностью, бурение с регулированием дифференциального давления в системе скважина - пласт, аэрирование промывочной жидкости, переход на бурение с продувкой) или гидродинамического давления (регулирование реологических свойств бурового раствора, правильный выбор компоновки бурильной колонны по наружному диаметру в сравнении с диаметром скважины, борьба с образованием сальников, профилактика набухания горных пород в стенках скважины, применение буровых растворов, образующих тонкую и прочную глинистую корку на стенках скважины, плавное возобновление циркуляции в стволе скважины и т.п.).

Способы второй группы также можно подразделить на две подгруппы. К первой подгруппе следует отнести способы, направленные на значительное снижение проницаемости поглощающих пород (повышение пластической вязкости бурового раствора или статического напряжения сдвига, введение в буровой раствор специальных закупоривающих материалов - наполнителей), Наполнители - весьма эффективное средство. Они подразделяются на волокнистые (отходы текстильного производства, асбест, хлопья целлюлозы и т.п.), пластинчатые (слюда, шелуха семян, кусочки целлофана и т.п.), зернистые (ореховая скорлупа, измельченная резина и т.п.), и гранулированные (шарики пластмассовые, стеклянные и т.п.). Вторая подгруппа включает способы, позволяющие создать изолирующую среду или непроницаемую оболочку (закачивание в пласт тампонажных материалов и смесей, установка гофрированных труб в поглощающем интервале, спуск обсадной или потайной колонны).

Чтобы устранить небольшое частичное поглощение, нередко бывает достаточным незначительное уменьшение плотности бурового раствора или повышение его структурной вязкости. Хорошие результаты в обводненном разрезе дает использование аэрированного раствора. В породах сухих без притоков рационально применять бурение с продувкой.

Если в скважине происходит интенсивное поглощение и в то же время возможно применение воды в качестве промывочной жидкости, то при наличии близких источников водоснабжения можно с полным поглощением пробурить весь интервал, а затем его затампонировать. Нередко в практике борьбы с по-

глощениями прибегают к использованию нескольких способов. Например, иногда при очень высокой интенсивности поглощения сначала стараются снизить ее закачкой воды или раствора с инертными наполнителями, а затем тампонирую быст-росхватывающейся смесью (смесь тампонажного цемента с глиной, гипсовые смеси) или специальным тампонажным цементом.

Необходимо иметь в виду, что также опасен резкий запуск буровых насосов, так как при этом кратковременное действие давления может привести даже к гидроразрыву пласта. Необходимо предупреждать сальникообразование, ограничивать скорость спуска колонны, плавно запускать буровые насосы, перед запуском разрушать структуру раствора путем расхаживани и проворачивания инструмента при

низкой скорости.

Следует отметить, что при бурении глубоких скважин на нефть и газ проводится большой цикл исследований.

Так исследования проницаемости пластов проводятся для установления параметров и характеристик:

границы (мощности) зоны поглощения;

пластового давления;

интенсивности поглощения;

взаимодействия пластов, направления внутри скважинных перетоков;

типа коллектора, размеров и форм каналов;

местоположения и размеров сужений и каверн в скважине;

возможности других осложнений (обвалов, проявлений);

прочности и давления гидроразрыва пород;

- подготовленности ствола скважины к переходу на промывку другим раствором и к цементированию колонны.

По результатам исследований разрабатываются мероприятия по ликвидации поглощений (выбор метода, техники и технологии). Все методы исследований подразделяются на:

- метод наблюдений (за характером изменения механической ско рости, поведения бурильной колонны и т.д.);

геофизические методы (кавернометрия, радиоактивный, акустический каротаж, термометрия и др.);

гидродинамический метод, основанный на измерении расхода раствора, перепада давления в системе скважина-пласт при доливе, нагнетании раствора в скважину (пласт) или отборе его из пласта.

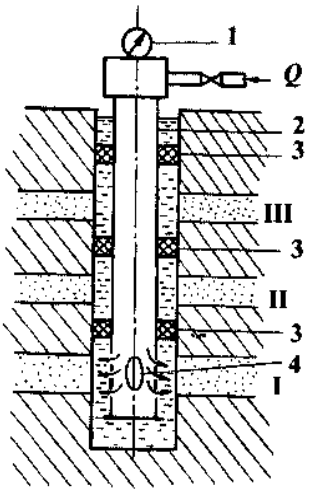
Для оценки подготовленности скважины к переходу на глинистый раствор или к цементированию колонны производится опрессов-ка ствола или отдельных интервалов нагнетанием жидкости (воды, глинистого или тампонажного растворов) до контрольного давления.

Схема поинтервальной опрессовки скважины показана на рис. 11.1, а схема пакерной заливки зоны поглощения - на рис. 11.2.

Пакер (рис. 11.2) не извлекается на поверхность до набора необходимой прочности смеси. Процесс твердения ее происходит при условии равновесия системы пласт-скважина, которое достигается закачиванием в скважину расчетного объема продавочной жидкости. Условия равновесия (рис. 11.2) следую-

щие:

где рт, рПр - плотность соответственно тампонирующей смеси и продавочной жидкости; hсм =20÷30 м - превышение уровня тампонирующей смеси над кровлей зоны поглощения; hx - высота столба продавочной жидкости над тампонирующей смесью.



1 - манометр; 2 – эксплуатационная колонна; 3 - пакер; 4 – глубинный манометр; I, II, III - пласты

Рисунок 11.1 - Схема поинтервальной опрессовки ствола скважины

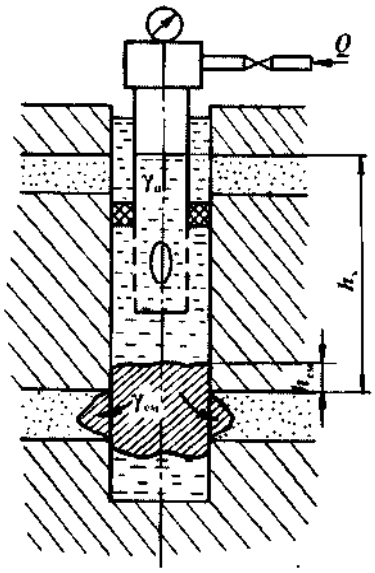


Рисунок 11.2 - Схема пакерной заливки зоны поглощения

Из уравнения можно определить потребную плотность продавочной жидкости:

$$Pnp= (Pnл -g Pсм hсм)/g hx \qquad (11.1.7)$$

11.2 Газонефтеводопроявления

К проявлениям относят самопроизвольный излив бурового раствора, пла-

стового флюида различной интенсивности (перелив, выброс, фонтан) через устье скважины по межтрубному пространству, бурильным трубам, межколонному либо заколонному пространству за пределами устья скважины (грифоны).

Переливы - излив жидкости через устье при отсутствии подачи бурового раствора в скважину.

Выбросы - апериодическое выбрасывание жидкости или газожидкостной смеси через устье на значительную высоту.

Фонтаны - непрерывное интенсивное выбрасывание больших количеств пластового флюида через устье скважины. Возможно открытое - неуправляемое фонтанирование и закрытое - управляемое.

Жидкость (газ) в порах пород находится под большим или меньшим давлением. Это давление принято называть поровым.

11.3 Инструмент и устройства, предупреждающие технологические осложнения

Данный инструмент (устройства) способствуют нормальному продолжению процесса бурения, предотвращению его приостановки вследствие технологических осложнений (типа прихватов, заклиниваний, обвалов и т.п.). Во избежание прихватов инструмента целесообразно при компоновке бурильной колонны предусматривать установку над долотом, колонковым снарядом или на валу турбобура шламоуловителей.

Шламоуловитель или (шламометаллоуловитель ШМУ-О) показано на рис 11.3, а. Он присоединяется к бурильной колонне 1 и состоит из внутренней трубы (вала) 2 и шламовой трубы (кожуха) 3. Действие этого инструмента основано на замедлении скорости в расширенном пространстве над шламовой трубой восходящего потока 4 промывочной жидкости, поднимающей взвешенные в ней частицы 5 разбуренной породы и элементов вооружения долота, истирающихся в процессе бурения. При замедлении скорости потока, взвешенные в нем тяжелые кусочки породы, металла и твердого сплава под действием силы тяжести выпадают в осадок в кольцевом кармане 6, образованном между внутренней 2 и шламовой 3 трубами. Критический размер частиц, выпадающих в осадок, можно определить по формуле Ритингера. ВНИИБТ разработан универсальный Шламоуловитель (открытого типа), отличающийся от ШМУ - О в основном наличием подпружиненной защелки, ограничивающей перемещение свободно подвешенного кожуха в осевом направлении и облегчающей извлечение шлама на буровой площадке.

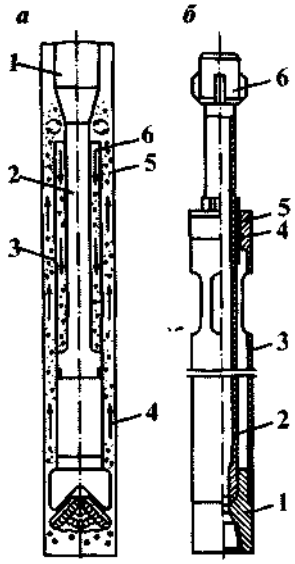


Рисунок 11.3 - Шламоуловители:

а - ШМУ - 0 (схема работы);

б-ШМУ-ЗБ.

На рисуноке 11.3, б показан Шламоуловитель закрытого типа (ШМУ - ЗБ). Он состоит из переводника, 1, внутренней трубы 2, кожуха 3, резьбовой втулки 4, гайки 5 и стабилизатора 6. Переводник 1 соединяется с турбобуром колонковым снарядом или долотом. В кожухе вырезаны сквозные овальные окна, отстоящие от его верхнего торца на 10 - 150 мм. Верхний конец кожуха закрепляется втулкой 4 и гайкой 5.

Описанные Шламоуловители во избежание аварий или прихватов инструмента целесообраз - но периодически применять для очистки ствола и забоя скважин, бурящихся как турбинным (в особенности), так и роторным способами. Это особенно необходимо при заменен шарошечного или лопастного долота алмазным, так как дорогостоящий алмазный буровой инструмент в присутствии на забое шлама, главным образом металлического и твердосплавного, быстро разрушается из-за сколов и выкрашивания алмазов.

Наиболее эффективны расширяющиеся по диаметру трубы (профильные перекрыватели) и устройства с сеткой, ограничивающие растекание тампонажной смеси по крупным поглощающим каналам и удерживающих смесь возле ствола скважины до ее твердения. Схема профильного перекрывателя, разработанного в ТатНИПИнефти, приведена на рис. 11.4. Перекрыватель состоит из профильных труб 2, суммарную длину которых выбирают из условия перекрытия зоны поглощения снизу, и свержу не менее чем по 1,5 м. На нижней трубе устанавливают чугунный башмак 4, а на верхней - левый переводник 1. Профильные трубы соединяются между собой с помощью конусных упорных резьб. Перед спуском перекрывателя в скважину проводят подготовительные работы, включающие проработку скважины в интервале установки перекрывателя, шаблонировку перекрывателя на проходимость шара 3 по обоим каналам профильных труб, шаблонировку бурильных труб. В случае необходимости готовят герметизирующую пасту из битума марки БП - 4 и наносят ее во впадины перекрывателя с интервалом 10 см, предварительно прогрев место нанесения

пасты до 50 -70 °С. После спуска перекрывателя в бурильные трубу бросают шар, навинчивают ведущую трубу и устанавливают Пере-крыватель в необходимом интервале. Нагнетанием бурового раствора доводят шар до отверстия в башмаке и дальнейшим повышением давления расширяют перекрыватель, который плотно прижимается к стенкам скважины. Разгрузкой инструмента на 150 - 200 кН проверяют надежность закрепления перекрывателя на стенках скважины.

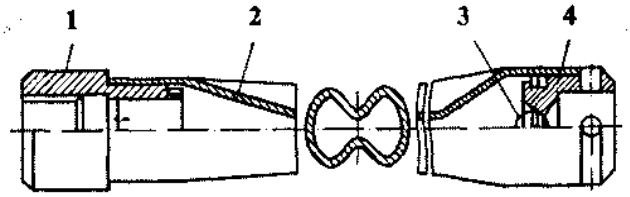


Рисунок 11.4 - Профильный перекрыватель (П 219/216; П219/190)

После отсоединения и подъема бурильных труб в скважину спускают развальцеватель, с помощью которого расширяют трубы в резьбовых соединениях, шаблонируют профильную часть перекрывателя и развальцовывают нижний конец трубы.

Одним из наиболее эффективных способов изменения характеристики поглощающего горизонта является применение закупоривающих материалов - наполнителей, которые в зависимости от условий бурения конкретной скважины добавляют в циркулирующий буровой раствор, или проведение разовой закачки в зону поглощения порции специальной жидкости с наполнителем. Первый прием можно реализовать с профилактической целью перед вскрытием зоны поглощения. Применяют наполнители трех разновидностей: волокнистые) кордное волокно, обрезки нитей, кожа - "горох" и др.); зернистые (ореховая скорлупа, керамзит, перлит, песок, частицы резины, пластмасс и т.п). Большинство наполнителей, которые добавляют к буровому раствору, позволяют закупоривать трещины размером не более 6мм (табл. 11.2)

Таблица 11.2 - Рациональные добавки некоторых наполнителей в буровой раствор (по данным ВНИИБТ)

Наполнитель	Количество наполнителя q•10-4 кг/м3 при бурении	
	турбинном	роторном
Древесные опилки		2-10
Целлофан	0,1-1,0	1-3
Слюда-чешуйки	0,1-2,0	2-7
Кордное волокно	0,1-0,2	0,2 - 5,0
Кожа - "горох"	0,1-0,5	0,5 - 7,0

Продолжение таблицы 11.2

Резиновая крошка размером, мм < 1 2-3	 0,1-2,0 -	 1-5 1-5
Подсолнечная лузга	0,1-0,5	0,5-5
керамзит (< 5 мм)	-	0,5-5
Ореховая скорлу-па (2-8 мм)	-	1,0-5

Наполнитель доставляется двумя способами: намыв наполнителя через открытую бурильную колонну с установленной на ней воронкой; намыв наполнителя по закрытой нагнетательной линии. Подача наполнителя по открытой бурильной колонне с воронкой применяется при условии, что статический уровень жидкости в скважине находится на глубине не менее 50 м. Для того чтобы пульпа с наполнителем поступила в пласт, ее средняя плотность должна превышать плотность пластовой воды. Основное преимущество способа намыва через воронку состоит в том, что можно вводить наполнитель с большим размером частиц. Он ограничен только внутренним диаметром бурильной колонны и не должен превышать Уз внутреннего диаметра в наиболее узкой части. При подаче наполнителя по второму способу применяется буровой насос или цементировочный агрегат. По сравнению с первым способом в этом случае приходится использовать наполнитель с меньшим размером частиц. Допустимый размер частиц при подаче буровым насосом до 25 мм, а при подаче цементировочным агрегатом до 15 мм.

В качестве успешной ликвиыации поглощений применяется устройство УПП-8А или УПП-8Б с сеткой (капроновой, нейлоновой, металлической со специальным плетением и др.), разработанные во ВНИИБТ.

Схема изоляции пласта устройством с сеткой приведена на рис. 11.5.

Перед проведением изоляционных работ необходимо установить искусственный забой (мост) на 1 - 1,5 м ниже подошвы поглощающего пласта. В случае необходимости это место расширяется. Устройство на бурильных трубах спускается в скважину, устанавливают на 0,5 - 0,8 м от забоя (или моста) и промывают (рис. 11.5, а). Затем в бурильные трубы бросают шар, с помощью которого срезаются шпильки, удерживающие башмак, и инструмент медленно приподнимают от забоя на длину сетчатой оболочки (сетки) (рис. 11.5, б). Устройство поднимают с одновременной прокачкой в бурильные трубы 1 - 1,5 м3 воды, а затем закачивают чистый цементный раствор, приготовленный из 1,5 - 2 т. цемента. После этого закачивают остальное количество тампонажной смеси с добавлением 3 - 4 % наполнителя. После продавки смеси буровым раствором (рисунок 11.5, в) инструмент поднимают с обязательным доливом скважины.

Для применения совместно с гидравлической головкой из комплекта пакера в качестве уплотнителя для разобщения трубного пространства при изоляции зон поглощения в скважинах диаметром 216 мл предназначен разбуривае-

мый пакер сменного типа ПРС - 195 (рис. 11.5).

Пакер (рис. 11.6) для изоляционых работ в открытом стволе по-лощающей скважины, разработанный ОАО НПО «Буровая техника» и технологическим отделом Альметьевского УБР, имеет широкий проходной канал одинаковой с внутренним диаметром бурильных труб. Он позволяет вести изоляционные работы с применением тампонаж-ных смесей с любым типом наполнителей (с размером частиц до 20 - 40 мм).

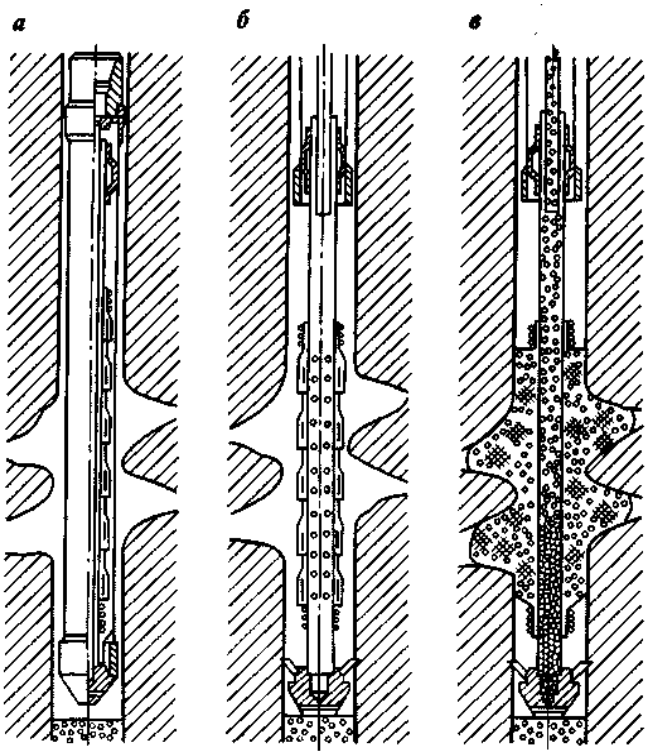


Рисунок 11.5 - Схема изоляции поглощающего пласта устройством с сетчатой оболочкой

Положение устройства в скважине: а - до среза шпилек;
б - после среза шпилек; в - в момент окончания продавки

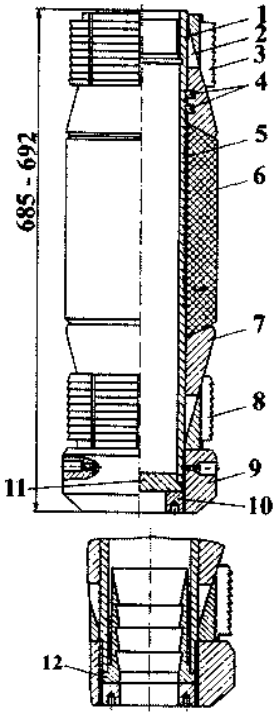


Рисунок 11.6 - Пакер типа ПРС - 195 конструкции Боткинского завода для ремонта скважин:

1- резьба присоединительная трапецеидальная; 2 - клиновая втулка верхняя; 3, 8 - плашки якорные; 4 - кольца уплотнительные; 5 - ствол; 6 - уплотитель пакера; 7 - втулка клиновая нижняя; 9 - башмак; 10 - кольцо стопорное; 11 - заглушка; 12 - седло для разделительной пробки

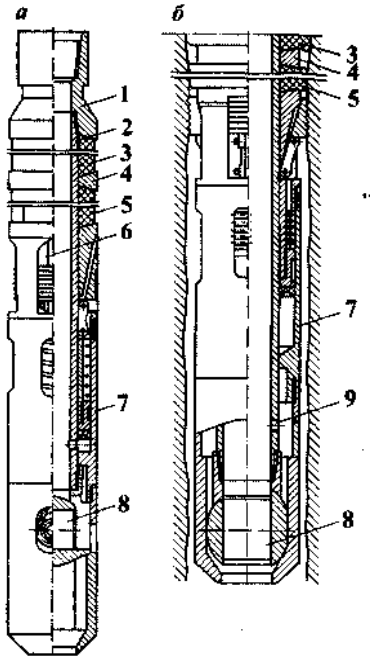


Рисунок 11.6 - Пакер для ликвидации поглощения конструкции ОАО НПО «Буровая техника» в транспортном (а) и рабочем

(б) положениях: 1- переводник; 2 - ствол; 3,5 - уплотнительные элементы; 4 - упор; 6 - якорный узел; 7 - гидроцилиндр; 8 - кран поворотный сферический; 9 - канал радиальный

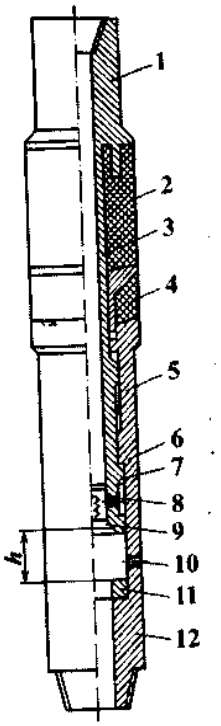


Рисунок 11.7 - Устройство для снижения гидростатического давления в зоне прихвата:

1- верхнее соеди-нение; 2 – основной пакерующий элемент; 3 - ствол;4-вспомога-тельный пакер; 5 - корпусный переводник; 6 - корпус; 7 – пор-шень; 8 - отверстия в поршне; 9 - обратный клапан; 10 - отверстия в корпусе; 11 - регулировочное кольцо; 12 - нижнее соединение; h - ход поршня

Применяют также устройства для снижения гидрастатичско-го давления в зоне прихвата (рис. 11.7), которое имеет пакер и золотниковый клапан, который после его открытия гидравлически соединяет подпарное пространство, т.е. зону прихвата с внутренней полостью бурильной колонны, которая заполнена буровым раствором на заданную высоту. Это и обеспечивает резкое снижение гидростатического давления в зоне прихвата и устраняет прижимающую силу.

Устройство спускают в скважину на бурильной колонне и соединяются с прихваченным инструментом. Длину компоновки и место отвинчивания подбирают таким образом, чтобы устройство размещалось на необходимой глубине внутри обсадной колонны, что обеспечит надежность пакеровки. После разгрузки инструмента на пакер происходит пакеровка и давление в зоне прихвата снижается, что может привести к освобождению прихваченного инструмента. После ликвидации прихвата начинают промывку и вращение инструмента, а затем подъем.

11.4 Применение нового материала-наполнителя буровых и цементных растворов при бурении скважин

При бурении скважин на Верхнечонском месторождении, разрез которого сложен трещиноватыми отложениями, наблюдается поглощение бурового раствора. Это наиболее распространенный вид осложнений при бурении скважин. Интенсивность поглощения варьируется в широких пределах: от единиц и де-

сятков м3/час до катастрофических.

Существует много способов борьбы с такими осложнениями.

Одним из эффективных предотвращения поглащений и изоляции зон является применение наполнителей.

Мной предложено использовать наполнители, изготовленные на основе целлюлозы – эко вата целлюлозная (торговое название – эковата) представляющая собой тонковолокнистое вещество, изготовлено в соответствие с ТУ0761-001-01867310-96. Плотность 40-50кг/м, влажность-11%. Получена измельчением, в основном газетной макулатуры. Экологически безопасна. Производиться в г. Иркутске ОАО «Вторма-Байкал».

Метод предотвращения поглощения регулированием качества бурового раствора. Распространен при бурение скважин при частичном поглощение и даже сильном. Регулирование свойств в основном ведется направлении снижении плотности, повышение вязкости и статического напряжения сдвига. Ввод: использование эковаты позволяет решить поставленную задачу, так как можно получит буровые растворы с небольшим удельным весом повышенной вязкостью СНС.

В таблице 11.3 приведены некоторые составы тампонажных растворов на основе цемента ПЦТ-50 с добавлением эковаты и технологичечкие показатели.

Таблица 11.3 - Состав и свойства буровых растворов с добавлением эковаты

Состав раствора %			Показатели раствора								
Эко вата	Хак г/п	КМЦ	УВ,с	СНС1/10, dПа	Ф,см3	ρ, кг/м3	Fлип	К,мм	ηПЛ	τО	ρН
1	5	-	10	52/58	24	1040	0.138	3,0	10	75	8,4
2	5	-	н/т	н.з	24	1040	0.134	3,0			8,4
-	5	0,2	5,5	13/18	17	1040	0.156	1,5	6	15	8,5
3	5	-	н/т	н/з	24	1040	0.134	3,0			8,3
2	5	0,2	н/т	94/99	14	1040	0.156	2,5	35	180	8,4
-	4	0,2	5	10/16	17	1030	0.156	1,0	6	12	8,5
2	4	0,2	П.к	69/75	14	1030	0.156	1,5	37	162	8,3
-	4	0,3	9	12/24	12	1030	0.156	1,0	24	64	8,5
2	4	0,3	п.к	69/84	12	1030	0.156	1,5	46	173	8,3
1,5	4	0,3	25	53/84	2	1030	0.156	1,5	29	157	8,4

Вывод: 2% эковаты в пресные 4-5% глинистые растворы позволяют получить высоковязкие растворы с пониженной плотностью.

Такие буровые растворы применяют для профилактики поглощений, кроме того, применение эковаты позволит уже в процессе бурения кальматировать

вскрываемые мелкотрещиноватые пласты.

Если же происходит снижение статического уровня бурового раствора, необходимо закачать пачку бурового раствора с более высокой концентрацией эковаты.

Для закупорки крупных каналов рационален ввод дополнительного крепкого гранулированного материала, который может закальматировать трещины размером 1-3 размера гранул, при одновременном применении с эковато трещины будут заполнены эффективнее. Как только крупные частицы заполнят каналы, более мелкими частицы забивают оставшееся проницаемое пространство до образования малопроницаемой корки.

Комбинированное применение разнофракционных наполнителей отличных как по размеру, так и по фактуре более эффективно.

Для ликвидации высокоинтенсивных катастрофических поглощений возможно применение тампонажных составов на базе цемента с добавление эковаты и ускорителе схватывания. Такой тампонажный состав отличается от применяемых более высокой вязкостью и пониженной плотностью, что предотвращает его уход в более отдаленные зоны пласта.

Сроки схватывания можно варьировать. В таблице 11.4 приведены некоторые составы тампонажных растворов на основе цемента ПЦТ-50 с добавлением эковаты и технологические показатели.

Таблица 11.4 - Основные свойства тампонажных растворов содержащих эковату

№п/п	Эковата, % к цем.	CACl2, %	NaCl	B/C	Растек, см	Р, кг/м3	Вододеление, %	Сроки схватывания	
								начало	конец
1	-	-	-	0,5	22,5	1800	7,0	7-55	9-20
2	5	5	-	0,9	7	1420	5,5	3-35	5-15
3	3	5	-	0,9	16	1425	2	4-55	6-35
4	4	5	-	0,96	7	1490	0	3-55	5-45
5	5	5	-	0,79	7	1233	0	4-15	5-50
6	5	-	5	0,76	7	1460	4	5-50	7-30
7	5	5	-	0,96	7	1460	0	1-40	4-50
8	5	-	-	0,96	7	1430	0	3-05	6-10

Как видно из таблицы получены облегченные тампонирующие растворы с малой растекаемостью и небольшими сроками схватывания. Снижение плот-

ности цементного раствора при вводе эковаты достигается вследствие ее свойства связывать дополнительное количество воды. Эковата вводиться от 3% до 5% к весу цемента. Прочность при изгибе цементного камня через 3 сеток при добавлении эковаты колеблется от 0,9 до 2,3 МПа. При сжатии разрушения образца не происходит, образец прессуется.

В связи с вышеизложенным, можно сделать следующие выводы:

Эковата- эффективный наполнитель буровых растворов не только для ликвидации, но и для профилактики поглощений.

Рекомендуется совместное использование волокнистого наполнителя-эковаты

Повышается надежность изоляции поглощающих пластов, можно, применяя облегченные тампонирующие растворы с малой растекаемостью и небольшими сроками схватывания на основе цемента с добавлением эковаты.

12 Выбор бурового оборудования

Тип буровой установки для бурения скважины выбран с учетом конкретных геологических, климатических, энергетических, дорожно-транспортных условий, с учетом технико-технологических требований для бурения скважины (глубины и конструкции скважины, веса бурильных и обсадных колонн), с учетом основных параметров комплекса буровых установок согласно [1].

Таблица 12.1 - Условия выбора типа буровой установки

Скважина	Проектная глубина, м	Масса обсадных колонн, т		
		направление	кондуктор	эксплуатационная
Эксплуатационная	2050	4,72	25,9	53,6

Нагрузка на крюке буровой установки от максимальной массы обсадной колонны с учетом коэффициента 1,1 составит 59 т.

Нагрузка на крюке буровой установки от максимальной массы бурильной колонны с учетом коэффициента 1,5 (для момента затяжек и расхаживания) составит 130,2 т.

Учитывая конкретные условия бурения скважины и согласно ГОСТу 16293-82 масса наиболее тяжелой колонны труб не должна превышать 0,6 допустимой нагрузки на крюке буровой установки, т. е. $310 \cdot 0{,}6 = 186$ т >130. т, принимается буровая установка “

Проектом принимается аналог БУ «Уралмаш 3Д – 86» иностранная БУ Т – 505 с верхним приводом, что позволяет бурить горизонтальные скважины и отвечает современным международным стандартам.

T505

Мощность	1500 л.с.	1118 кВт
Нагрузка на крюке с 10 стропами	3160 кН	
Расчетная глубина бурения	5000 м	
Год выпуска	2006/2007	

ВЫШКА

Тип	Bentec Cantilever
Высота	46,3 м
Основание	9,14 м
Нагрузка на крюке с 10 стропами	3160 кН

ПОДВЫШЕЧНОЕ ОСНОВАНИЕ

Тип	Bentec
Высота	10,8 м
Нагрузка от обсадной колонны	4080 кН
Емкость подсвечника	2313 кН

БУРОВАЯ ЛЕБЕДКА

Тип	Bentec E-1500DC
Расчетная мощность	1100 кВт
Диаметр талевого каната	35 мм 6x19 Seale EIPS
Вспомогательный тормоз	BAYLOR 6032
Охлаждение	Воздух

ВЕРХНИЙ ПРИВОД

Тип	Varco TDS 11SA
Грузоподъемность	4450 кН
Система подачи труб	PH-75
Макс. крутящий момент	74,6 кНм
Непрерывн. крутящий момент	50,8 кНм

РОТОР

Тип	Abco RK 375
Привод	2x45 кВт двигатель переменного тока
Проходное отверстие ротора	953 мм

ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЕ

Тип двигателя	4 генератора Caterpillar 3512 B (также альтернативный источник энергии 6 kB)
Тип генератора	Leroy Somer SR4
Мощность	4 x 1331 кВт
Мощность генератора	4 x 1500 кВА
Напряжение	690 В, 50 Гц
КТУ	Bentec

СИСТЕМА БУРОВОГО РАСТВОРА

Буровые насосы	Wirth TPK 7½ x12, 1600 л.с. замкнутая система
Мощность	2 x 1194 кВт
Давление в напорной линии	35 МПа
Вибросито	три Mi Swaco Mongoose PT (одно смонтировано для тонкой очистки бурового раствора)
Центрифуга	две Mi Swaco 518
Действующая система бурового раствора	231 м³
Запасная система бурового раствора	258 м³
Смесительная система	50 м³

ПВО

Cameron (кольцевой)	346 мм - 35 МПа
Cameron (плашечный)	346 мм - 70 МПа, 2 шт

ШТУЦЕРНЫЙ МАНИФОЛЬД

Тип	Cameron 78 мм - 70 / 35 МПа

БУРИЛЬНАЯ КОЛОННА

Тип	1500 м 139,7 мм; 184,15 мм внешний диаметр S 135, 320 Н/м; полноразмерное двухмуфтовое замковое соединение 4500 м 127 мм; 168,3 мм внешний диаметр S 135, 284 Н/м, соединение № 50 4000 м 89 мм; 127 мм внешний диаметр S 135

13 Вспомогательные цеха и службы

13.1 Ремонтная база

К вспомогательному производству относится база производственного обслуживания (БПО) которая состоит из:

1) прокатно-ремонтных цехов
- бурового оборудования (ПРЦБО),
- электроснабжения (ПРЦЭЭ),
- турбобуров и труб (ПРЦТТ),
2) цеха пароводоснабжения (ЦПВС);
3) цеха промывочной жидкости (ЦПЖ),
4) цеха автоматизации производства (ЦАП).

13.2 Энергетическая база

Источник электроснабжения – энергосистема, находящаяся на расстоянии 2 км от буровой установки. Протяженность линии электропередачи составляет 2 км., мощность ЛЭП составляет 6 кВ. Заявленная мощность трансформаторов с учетом коэффициента запаса (Кз = 0,78) составляет: 1000*2*0,78=1560 кВт, суммарная мощность системы электроснабжения буровой (Кф=0,9) составит 1400 кВт.

Таблица 13.1 - Количество потребляемой электроэнергии при сооружении скважины

Электроприборы и электрооборудование	Кол-во	Мощность единицы, кВт	Рабочее время, часы	Итого мощность, кВт
Буровая лебедка	1	550	40,79	22434,5
Верхний привод	1	180	40,79	7342,2
Буровой насос (1й)	1	600	407,98	244788
Буровой насос (2й)	1	600	40,18	24108
Циркуляционная система	1	405	407,98	165231,9
Освещение вагонов	24	0,1	576	57,6
Плиты в столовой	3	5	576	2880
Обогрев вагонов	12	2	576	1152
Наружное освещение				7,065
Итого				468001,27

13.3 Водные ресурсы и водоснабжение

Район месторождения представляет собой равнинную, слабовсхолмленную местность, сильно заболоченную с большим количеством рек и озёр.

Для технических целей планируется возвести водозаборную скважину с

дебитом 7,08 м3/ч, глубиной 187 метров, проектный горизонт – четвертичные отложения. Артезианская скважина возводится на кустовой площадке, расстояние до буровой 75 м. Диаметр водопровода 50мм.Объем запасных емкостей для воды составляет 50 м3. Потребность в технической воде: в летний период 65,2 м3/сут, в зимний период – 135,94 м3/сут.

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

Питьевая вода завозится каждые сутки в объеме 200 литров.

13.4 Цех по приготовлению и очистке буровых растворов

Приготовление и очистка буровых растворов производится с помощью циркуляционной системы ЦС 2900 ВЗБТ[1], которая скомпонована в виде цельнометаллических блок-модулей. Блок-модули снабжены: системой освещения, системой приточно-вытяжной вентиляции, люками для очистки емкостей, желобной системой для перетока бурового раствора по емкостям, донными клапанами для слива отработанного бурового раствора, пароподогревателями в донной части емкостей, паровыми калориферами для обогрева помещений ЦС.

Таблица 13.2 - Характеристика ЦС БМ 2900ДЭПК

Характеристика	Значение
Пропускная способность средств очистки , м3/сут, не менее:	
Вибросит при очистке бурового раствора на водной основе плотностью 1100-1200 кг/м3 при установке кассет с сеткой с размером ячеек:	
0,4х0,4 мм	0,12
0,16х0,16мм	0,06
пескоотделителей ГЦК – 360М при очистке бурового раствора плотностью 1100-1200 кг/м3	0,09
илоотделителя ИГ-45М при очистке бурового раствора плотностью 1100-1200 кг/м3	0,045
Минимальный размер частиц (плотностью 2600кг/м3), удаляемых из бурового раствора, мм, не более:	
виброситами ВС-11	0,16
пескоотделителем ГЦК-360М	0,09
илоотдеоителем ИГ-45М	0,05
Пропускная способность оборудования для удаления газа, м3/с не менее	0,04
Допустимое остаточное содержание газа в буровом растворе, % не более	2,0
Установленная мощность электрооборудования, вВт, не более	405
Масса, кг, не более	175

Таблица 13.3 - Комплектность ЦС БМ 2900ДЭПК

Оборудование	Количество
Блок очистки	
Комплектующее оборудование:	
вибрационное сито ВС-11	2
пескоотделитель ГЦК-360М	2
илоотделитель ИГ-45М	1
дегазатор «Каскад-40»	1
Блоки приготовления и обработки бурового раствора	
Комплектующее оборудование:	
системы приготовления жидких реагентов из порошкообразных материалов	1
системы приготовления утяжеленного бурового раствора	1
Блок хранения бурового раствора (Тип I) объемом 46м3 в комплекте с подпорным насосом ГРА 170/40	1
Блок хранения бурового раствора (Тип II) объемом 46м3 без подпорного насоса	1(2)
Блок хранения бурового раствора (Тип III) объемом 46м3 в комплекте с подпорным насосом ГРА 170/40	1
Емкость объемом 3,2м3 для хранения жидких химреагентов	2
Перемешиватели:	
лопастной	7(9)
гидравлический	7(9)
Емкость объемом 50м3 для воды	1
Емкость объемом 10м3 для долива скважины	1
Емкость для сбора технологических сточных вод	1
Блок-модуль хранения сыпучих материалов в таре	-
Насос ВШН-150 для циркуляции бурового раствора при забуривании скважины	1
Тамбуры для укрытия вне блоков затворов и других распределительных устройств трубопроводов	-
Приборы контроля уровня и плотности бурового раствора в приемной емкости	1

13.5 Транспорт

Завоз вахт производится каждые 14 суток;

Питьевая вода доставляется каждые сутки;

Продукты привозятся еженедельно;

Обсадные трубы, тампонажный материал а также цементировочные агрегаты завозятся на куст непосредственно перед цементажем.

Результаты заносятся в таблицу 13.4.

Таблица 13.4- График организации работы транспорта

День	Завоз питьевой воды	Доставка продуктов	Завоз вахты	Завоз обсадных труб	Завоз тампонажного материала, ЦА
1	+	+	+		
2	+				
3	+				
4	+				
5	+			+	+
6	+				
7	+			+	+
8	+	+			
9	+				
10	+				
11	+				
12	+				
13	+				
14	+				
15	+	+			
16	+		+		
17	+				
18	+				
19	+				
20	+				
21	+				
22	+	+			
23	+			+	+
24	+				
25	+				
26	+				

13.6 Связь и диспетчерская служба

Таблица 13.5 - Средства диспетчеризации

Название, тип, вид, шифр и т.д.	Количество, шт
Радиостанция мощностью до 100 Вт типа «Маяк», «Лен» или РТ-23/10, НСМ 301-80, «Nokia»	1

14 Безопасность жизнедятельности

14.1 Краткая характеристика объекта работ

Верхнечонское газоконденсатнонефтяное месторождение расположено в Катангском районе Иркутской области.

Месторождение расположено в 100 км от районного центра п. Ербогачен, в 250 км от г. Киренска и в 420 км от г. Усть-Кута. Ближайший населенный пункт (п. Преображенка) находится в 50 км. Через месторождение протекает р.-Чона с ее многочисленными притоками. Постоянные дороги в районе отсутствуют. Связь с г. Усть-Кутом возможна по зимнику или по реке Лене (до п. Чечуйск).

Пути сообщения района весьма ограничены.

Основной объем грузов от г. Усть-Кута до месторождения может перевозиться автотранспортом по зимнику (расстояние 660 км). В летнее время грузы могут доставляться водным транспортом по реке Лене от Усть-Кута до Чечуйска (расстояние 373 км) и от Чечуйска до п. Надеждинск автотранспортом – 27 км. Срочные грузы и доставка вахт могут осуществляться вертолетом.

В качестве источников энергоснабжения при проведении буровых работ на месторождении могут использоваться дизельные станции внутреннего сгорания, ЛЭП на территории месторождения отсутствует.

Климат района резко континентальный с продолжительной холодной зимой и жарким летом, с годовыми максимально-экстремальными колебаниями температуры от +36 до –580С, среднегодовая температура –5.0…–5.50С. В зимний период господствует мощный антициклон с солнечной безветренной погодой. В это время происходит сильное выхолаживание приземного воздуха, что обусловливает сезонное промерзание грунтов на 1.5…2.0 м и островное развитие многолетней мерзлоты. Первые заморозки начинаются в конце августа. Толщина снежного покрова колеблется от 40 до 70 см, снег держится с октября по апрель.

Техническое водоснабжение месторождения может осуществляться из естественных водотоков по трубопроводам или из специальных водозаборных скважин. Для питьевого водоснабжения могут быть использованы воды четвертичных и верхоленских отложений. Они соответствуют санитарно-гигиеническим показателям.

Раздел безопасность жизнедеятельности, составлен с учетом правил безопасности в нефтяной и газовой промышлености разработаных в соответствии с Федеральным законом от 21.07.1997 г. №116ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».

14.2 Анализ вредных и опасных производственных факторов на рабочих местах

Основные опасные и вредные производственные факторы при глубоком бурение на нефть и газ приведены в таблице 1.

Таблица 14.1 - Основные опасные и вредные производственные факторы

Опасные и вредные производственные факторы	Источники, места и причины возникновения опасных и вредных факторов	Основные средства защиты от вредных и опасных факторов
Движущиеся и вращающиеся части оборудования	Буровые ключи, спецтехника	Защитные шлемы, СИЗ, спец одежда. Ограждение опасных зон, инструктаж персонала
Повышенный уровень шума	Талевый, насосный и силовые блоки	Наушники, беруши
Недостаточное освещение рабочих мест	Неисправность осветительного оборудования или несоответствие норм освещения	Дополнительные приборы освещения
Повышенный уровень вибрации	Неисправность оборудования (т.е. несвоевременная подтяжка соединительного оборудования)	Своевременные планово-предупредительные ремонты оборудования. Визуальный контроль за оборудованием. Рукавицы, перчатки, стельки, обувь, наколенники, нагрудники, пояса, спец. костюмы
Химические вещества ПДК,10мг/м3 (Окись углерода СО) ПДК, 20/м3 (Испарения хим. реагентов)	Система очистки промывочной жидкости, склад хим.реагентов . Контакт человека с хим.реагентами и буровыми растворами	Оградительные герметизирующие средства, для вентиляции и очистки воздуха ,СИЗ ,знаки безопасности

Таблица 14.2 - Основные опасные и вредные производственные факторы

Расположение рабочего места на значительной высоте, относительно земли	Стол ротора, рабочая площадка верхового рабочего	Ограждения, защитные сетки, знаки безопасности
Физические перегрузки	Поднятие «тяжелых предметов», таких как: ключи, долота, переводники и т. д..	Ограничение по поднятию тяжелых предметов, применение элементов малой механизации «лебедки тельферы»
Напряженность труда	Высокая продолжительность рабочей смены	Повышение и продолжительность качества отдыха персонала.

Для уменьшения воздействия опасных и вредных производственных факторов, необходимо наличие основных средств защиты, по возможности устранение опасных и вредных факторов в источнике возникновения, а так же контроль самочувствия во время работы.

14.3 Основные мероприятия по обеспечению безопасных, здоровых условий труда при ведении проектируемых работ

14.3.1 Организация работ по охране труда

Ответственный за организацию работ по обеспечению безопасных, здоровых условий труда, является начальник буровой

Для создания безопасных условий труда при строительстве скважин необходимо соблюдать требования и мероприятия, соответствующие:

нормативам оснащения объектов нефтяной и газовой промышленности механизмами и приборами, повышающими безопасность и технический уровень их эксплуатации;

единым нормам техники безопасности на разработку основных видов нефтегазодобывающего оборудования;

правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности.

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 работающих на случай пожара каждая буровая обеспечивается первичными средствами пожаротушения и нормативно – технической документацией по пожарной безопасности.

Руководители работ отвечают за обучение рабочих, в том числе:

предварительное обучение рабочих при приеме на работу;

инструктивное обучение-проведение работнику инструктажа (вводного и первичного, на рабочем месте, периодического, внепланового);

специальное обучение - предопределяет получение особых знаний (про-

ведение работы на высоте, электроустановках, сосудах, работающих под давлением, умение преодолевать водные преграды, работать в охранной зоне воздушных, наземных, подземных коммуникаций).

Проводится обучение специалистов по охране труда и промышленной безопаспости. Такое обучение заканчивается экзаменами не реже 1 раза в 3 года.

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;

обучение рабочих умению пользоваться средствами индивидуальной защиты, правилами оказания первой медицинской помощи, пожарной безопасности;

использование на объекте транспортных средств, складов ГСМ и других средств, необходимых для выполнения работ;

соблюдение на производстве трудовой дисциплины.

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. Проводятся занятия всех работников по оказанию первой доврачебной помощи на производстве. Буровая обеспечивается медицинскими аптечками из расчета 5-7 человек на одну аптечку.

Для обеспечения безопасных условий труда при строительстве рабочий персонал обеспечивается: санитарно-бытовыми помещениями, средствами индивидуальной защиты, средствами контроля воздушной среды и необходимым уровнем освещенности.

В соответствии с СанПиН 2.2.4.548-96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений» при вахтовом методе организации труда буровая оснащается:

Санитарно–бытовыми помещениями, которые необходимо ежедневно убирать и проветривать;

Гардеробные, душевые и другие санитарно – бытовые помещения, которые должны периодически дезинфицироваться;

Помещения для обогрева и отдыха, рабочих, которые необходимо сооружать на расстоянии, превышающем высоту вышки не менее чем на 10 м;

Помещением с бачком с питьевой водой (предварительно подвергшейся анализу), аптечкой с полным набором медикаментов первой помощи, носилками и мебелью;

Эмалированными и алюминиевыми бачками для питьевой воды (легко

очищаемыми и дезинфицируемыми), снабженными кранами. Крышки бачков должны запираться на замок и закрываться брезентовым чехлом. Температура питьевой воды должна быть в пределах +8 …+20 0С;

Туалетами, которые соответствуют санитарным нормам, не загрязняют почву, колодцы и водозаборы;

Выгребными ямами с устройствами, не допускающими загрязнения почвы.

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

Обеспечение работающих средствами индивидуальной защиты

Средства индивидуальной защиты это – неотъемлемая часть технических мер в комплексе мероприятий по охране труда.

Средства индивидуальной защиты включают:

Специальную одежду

Предохранительные приспособления

Средства защиты рук, лица, глаз, головы, органов дыхания;

Специальную обувь

Защитные дерматологические средства

Спецодежда –это средства индивидуальной защиты, предназначено для защиты человека от воздействие вредных производственных факторов (таблица 3). В зависимости времени года и специфики работы, рабочие обеспечиваются теплой спец одеждой, качество которое определяется соответствием ее теплового сопротивления и воздухопроницаемости метеорологическим условиям, тяжести физической работы, продолжительностью пребывания на холоде. Спецодежда для защиты от низкой температуры, ветра и атмосферных осадков в зависимости от условий труда изготавливается из смешанных тканей с водонефтеотталкивающими пропитками, из меха и синтетических утеплителей. Комплект спецодежды должен обязательно дополняться эффективными средствами защиты от холода рук, ног и головы. Обеспечение СИЗ спецодеждой и спецобувью осуществляется в соответсвие с Постановление Министерства здравоохранения и социального развития РФ №970-н от 9 декабря 2009г.

Таблица 14.3 - Индивидуальные средства защиты, спецодежда

Профессия	Средства защиты	Норма выдачи на год (единицы или комплекты)
1	2	3
Мастер, инженер по бурению	Костюм для защиты от воды из синтетической ткани с пленочным покрытием	1 на 2 года
	Комбинезон для защиты от токсичных веществ из нетканых материалов	1 до износа
	Костюм из смесовых тканей для защиты от общих производственных загрязнений и механических воздействий	2 на 2 года
	Футболка	4 на 2 года
	Головной убор	1
	Ботинки или сапоги кожаные с жестким подноском	1 пара
	Сапоги резиновые или сапоги резиновые болотные с жестким подноском	1 пара
	Перчатки с полимерным покрытием	6 пар
	Каска защитная	1 на 2 года
	Подшлемник под каску (с однослойным или трехслойным утеплителем)	2 на 2 года
	На наружных работах зимой дополнительно:	
	Костюм из смесовых тканей на утепляющей прокладке	1
	Белье нательное утепленное	2 комплекта
	Жилет утепленный	1
	Жилет меховой в IV и особом поясах	1 на 4 года
	Ботинки или сапоги, утепленные с жестким подноском	(по поясам)
	Валенки	(по поясам)
	Галоши на валенки	1 пара
	Шапка-ушанка	1 на 3 года
	Перчатки с защитным покрытием, нефтеморозостойкие	6 пар
	Перчатки шерстяные	6 пар
	Рукавицы меховые в IV и особом поясах	1 на 2 года

Продолжение таблицы 14.3

1	2	3
Бурильщик и помощник бурильщика	Костюм для защиты от воды из синтетической ткани с пленочным покрытием	1 на 2 года
	Костюм из хлопчатобумажной ткани с огнезащитной пропиткой или из огнестойкой ткани на основе полиамидных волокон или костюм из смесовых тканей для защиты от нефти и нефтепродуктов	2 на 2 года
	Костюм противоэнцефалитный	1
	Комбинезон для защиты от токсичных веществ из нетканых материалов	1 до износа
	Футболка	4 на 2 года
	Головной убор	1
	Ботинки или сапоги кожаные с жестким подноском	1 пара
	Сапоги резиновые болотные с жестким подноском	1 пара
	Нарукавники из полимерных материалов	6 пар
	Перчатки с полимерным покрытием	12 пар
	Каска защитная	1 на 2 года
	Подшлемник под каску (с однослойным или трехслойным утеплителем)	2 на 2 года
	Очки защитные открытые	1 до износа
	На наружных работах зимой дополнительно:	
	Костюм из хлопчатобумажной ткани с огнезащитной пропиткой или из огнестойкой ткани на основе полиамидных волокон на утепляющей прокладке или костюм из смесовых тканей для защиты от нефти и нефтепродуктов на утепляющей прокладке	(по поясам)
	Белье нательное утепленное	2 комплекта
	Жилет утепленный	1
	Жилет меховой в IV и особом поясах	1 на 4 года
	Ботинки или сапоги, утепленные с жестким подноском	(по поясам)
	Валенки	(по поясам)
	Галоши на валенки	1 пара
	Шапка-ушанка	1 на 3 года
	Перчатки с защитным покрытием, нефтеморозостойкие	6 пар
	Перчатки шерстяные	6 пар
	Рукавицы меховые в IV и особом поясах	1 пара на 2 года
	При выполнении работ с кислотой дополнительно:	
	Костюм из смесовых тканей с кислотозащитной пропиткой	1 на 2 года

	Фартук защитный из полимерных материалов	2 на 2 года
	Перчатки с полимерным покрытием	4 пары
	Очки защитные закрытые	1 до износа
Инженер по растворам, лаборант	Халат из смесовых тканей	2
	Футболка	4 на 2 года
	Головной убор	1
	Полуботинки кожаные	1 пара
	Фартук защитный из полимерных материалов	2
	Нарукавники из полимерных материалов	6 пар
	Перчатки трикотажные с точечным покрытием	12 пар
	Перчатки резиновые или из полимерных материалов	6 пар
	Респиратор	1 до износа
	Лаборанту химического анализа, занятому отбором проб воздушной среды на объектах нефтедобычи и подготовки нефти, дополнительно:	
	Костюм из смесовых тканей для защиты от общих производственных загрязнений и механических воздействий	2 на 2 года
	Сапоги резиновые с жестким подноском	1 пара
	Перчатки с полимерным покрытием	6 пар
	Очки защитные закрытые	1 до износа
	Зимой дополнительно:	
	Костюм из смесовых тканей на утепляющей прокладке	(по поясам)
	Жилет утепленный	1
	Ботинки или сапоги, утепленные с жестким подноском	(по поясам)
	Валенки	(по поясам)
	Галоши на валенки	1 пара
	Шапка-ушанка	1 на 3 года
	Перчатки с защитным покрытием, нефтеморозостойкие	3 пары
	Перчатки шерстяные	3 пары
	Рукавицы меховые в IV и особом поясах	1 пара на 2 года

14.4 Безопасность производственных процессов

14.4.1 Электробезопасность

К основному оборудованию работающему под напряжением 220/380В на буровой относяться: 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 ква-

лификационную 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. Безопасность работ может быть обеспечена только при применение следующих средств и методов защиты:

- защитное заземление;
- защитное отключение;
- изоляция токоведущих частей;
- знаки безопасности, средства защиты.

Безопасность обслуживающего персонала обеспечивается путем применения следующих методов и способов защиты: диэлектрические перчатки, слесарно-монтажный инструмент, 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.

Расчет заземления буровой

При расчете пользуются схемой для расчета контура заземления представленной на рисунке 1

Сопротивление контура на буровой $R3 \leq 4$ Ом.

Рассчитывается сопротивление одного электрода (длина которого $l = 2{,}5$ м, диаметр $d = 0{,}05$ м, заложенного в грунт на глубину $h = 1{,}9$ м до середины электрода) по формуле:

Rт=0,366 · ρ/ l · (lg 2 · l/d+1/2 · lg(4 · h+l)/(4 · h-l)) Ом,
где ρ – удельное сопротивление почвы, Ом·м(ρ=70 Ом·м);
l – длина электрода;
h – глубина до половины электрода, м;
d – диаметр электрода, м.

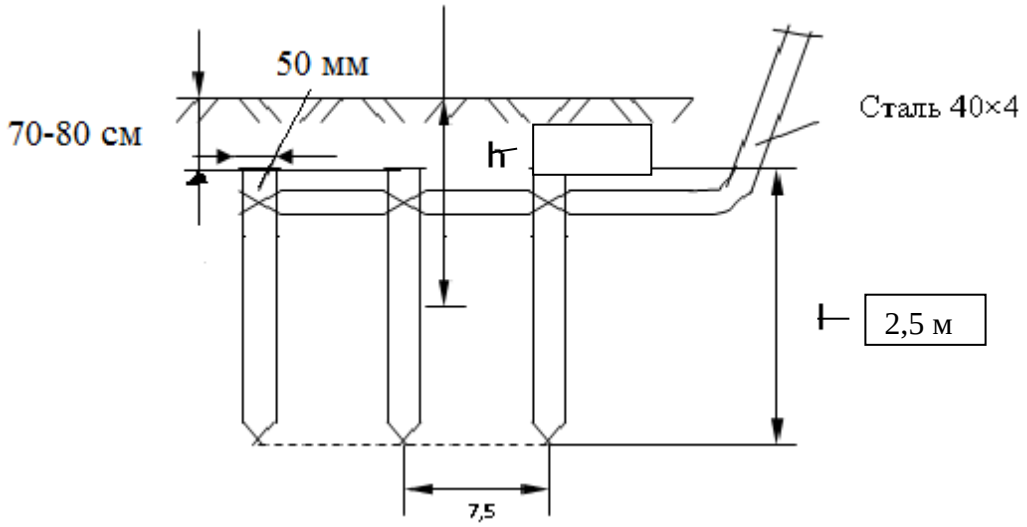


Рисунок 14.1 - Схема для расчета контура заземления

Rт=0,366 · 70/ 2,5 · (lg 2 · 2,25/0,05+1/2 · lg(4 · 1,9+2,5)/(4 · 1,9-2,5))=22 Ом.
Необходимое число электродов n определяется по формуле:
n=(Rт · ηс)/ (R3 · ηЭТ),
где R3 – допустимое сопротивление заземления, Ом (R3= 4 Ом);
ηс – коэффициент сезонности (ηс =2);
ηЭТ – коэффициент экранирования труб (электродов), (0,2< ηЭТ <0,9).
n=(22 · 2)/ (4 · 0,55)=20.
Сопротивление соединительной полосы по формуле:
Rп=0,366 · ρ/ lп · lg (2 · lп2/1 · hп) Ом ,
где lп – длина соединительной полосы, м;
hп – ширина соединительной полосы, м.
Длина соединительной полосы определяется по формуле:
lп=(n – 1) · 2 · l · 1,05 м ,
где n – необходимое число электродов;
l – длина электрода, м.
lп=(20 – 1) · 2 · 2,5 · 1,05=99,75 м.
Тогда получится:
Rп=0,366 · 70/ 99,75 · lg (2 · 99,752/ · 2,5 · 0,04)=2,72 Ом.
Находим общее заземление контура по формуле:
RK = 1/ (ηЭТ / RT · n + ηЭП / RП) Ом,
где ηЭП – коэффициент экранирования полосы, (ηЭП = 0,15).
RK = 1/ (0,55 / 22 · 20 + 0,15 / 2,72)=1,8 Ом < 4 Ом,
условие выполняется.

Расчетное сопротивление контура соответствует требованиям ПУЭ, так как Rк=1,8 < 4 Ом.

14.4.2 Требования к эксплуатации оборудования, аппаратуры и инструмента

Управление буровой лебедкой осуществляться с пульта бурильщика. Пуск буровых насосов в работу производится с местного поста управления, а регулирование их работы и остановка - с пульта бурильщика и местного поста управления.

Работы на приемном мосту буровой установки по затаскиванию и выбросу труб, а также работы по обслуживанию (замене) гидравлических блоков буровых насосов механизируются, а управление грузоподъемными механизмами для работы на приемном мосту - дистанционным.

Конструкция вспомогательной лебедки проектируется таким образом, чтобы обеспечивать плавное перемещение и надежное удержание груза на весу. С пульта управления лебедкой оператору обеспечивается обзор места работы и перемещение груза

Буровая установка укомплектовывается:

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

Конструкция основания буровой вышки предусматривает возможность:

- монтажа превенторной установки на устье скважины и демонтажа основания при установленной фонтанной арматуре или части ее;
- установки стола ротора на уровне пола буровой, а также рационального размещения:
- средств автоматизации, механизации и пультов управления;
- обогреваемого подсвечника со стоком раствора;
- воздухо-, масло-, топливопроводов и средств системы обогрева;
- механизма крепления неподвижной ветви талевой системы;
- механизмов по изменению положения машинных ключей по высоте;
- механизма крепления рабочих и страховочных канатов машинных клю-

чей;

- шурфом для наращивания, установки ведущей трубы и (при необходимости) утяжеленных бурильных труб;

Вышка оборудуется площадками для обслуживания кронблока и замены бурового шланга. При ручной расстановке свечей вышки оборудуются площадкой верхового рабочего с устройством для его эвакуации в случае возникновения аварийной ситуации. Устройство располагается за пределами вышки и обеспечивает эвакуацию верхового рабочего за пределы внутривышечного пространства.

Вышка оснащается лестницами-стремянками с устройствами инерционного или другого типа, для безопасного подъема и спуска верхового рабочего, или лестницами тоннельного типа с переходными площадками через каждые 6 м, или маршевыми лестницами до рабочей площадки верхового рабочего (балкона) с переходными площадками через каждые 6 м, а выше - лестницей тоннельного типа или лестницей-стремянкой с устройством для безопасного подъема и спуска. Вышки для мобильных установок оборудоваться лестницами тоннельного типа без переходных площадок.

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

Буровые насосы надежно крепятся к фундаментам или к основанию насосного блока, а нагнетательный трубопровод - к блочным основаниям и промежуточным стойкам. Повороты трубопроводов выполняются плавно или делаются прямоугольными с отбойными элементами для предотвращения эрозионного износа. Конструкция крепления элементов нагнетательного трубопровода (стояка и т.п.) к металлоконструкциям предусматривает возможность центровки талевой системы по отношению к оси скважины. На соединение фланцев нагнетательного трубопровода устанавливаются съемные металлические хомуты.

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

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

В процессе работы контролируются:

- скорость вращения бурильной колонны;
- величина крутящего момента при свинчивании и бурении;
- положение элементов трубного манипулятора;
- положение системы противофонтанной арматуры.

В системе управления автоматическим ключом предусматривается возможность полного отключения механизмов от линии питания рабочего агента, а также блокировка с целью предотвращения случайного включения.

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

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.

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 кана-

тами 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.

14.5 Пожарная безопасность

Пожарная опасность обусловлена тем, что на буровой находятся источники повышенной опасности, а так же ведутся работы с открытым огнем.

Оборудование буровой, территории вокруг буровой и работы связанные с бурением проектируются согласно. 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;

молниезащита.

Вокруг буровой установки в радиусе 50 м выкашивается трава, а территория очищается от валежника и листьев.

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 4.

На территории буровой проектируется необходимое количество единиц пожарной техники (таблица 5).

На буровой установке запрещается:

курить, применять факел и другие источники открытого огня для освещения и других нужд;

отогревать замерзшие трубопроводы и оборудование, а также разогревать в зимнее время емкости с буровым раствором при помощи открытого огня (только паром или горячей водой);

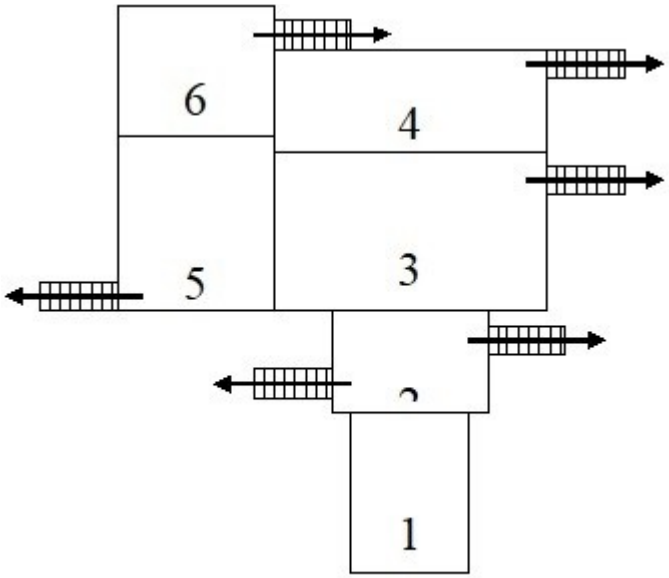
В случае пожара эвакуация рабочего персонала осуществляется по схеме, приведенной на рисунке 2.

Таблица 14.4 – Комплектация буровых установок по нормам пожарной безопасности

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 (не более).	$5 \cdot 5$
Кол-во выходов из буровой, не менее	2
Емкость пожарного ящика для песка, м3 (не менее)	0,2
Ширина окантовки пожарного щита красной краской, м	0,02-0,05

Таблица 14.5 – Комплектация пожарного щита первичными средствами пожаротушения

Наименование пожарной техники	Количество
Химические огнетушители (пенные) ОХП-10	4
(углекислотные) огнетушители ОУ-3, ОУ-5	2
Ящик с песком V= 0,2 м3	2
Ведра пожарные	6
Войлоковое полотно 4м2	1
Комплект пожарного оборудования (топор, багор, лом, лопата)	3



Условные обозначения:
1. Мостки. 2. Роторно-лебедочный блок.
3. Силовой блок. 4. Насосный блок. 5. Лаборатория. 6. Глиномес.

Рисунок 14.2 - План эвакуации рабочего персонала при пожаре

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.

14.5.1 Обеспечение безопасности труда в аварийных ситуациях

Предупреждение нефтегазового выброса и открытого фонтанирования

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.

Буровой мастер и ИТР не реже одного раза в декаду, согласно утвержденному графику, проводят учебные тревоги по сигналу «Выброс» с буровыми вахтами, а также инструктажи и практические обучения производственного персонала необходимым приемам и методам предупреждения возникновения и ликвидации нефтегазопроявлений и открытых фонтанов.

В случае открытого фонтанирования скважины необходимо отключить

все линии электропередачи; потушить технические и бытовые топки и другие огни, находящиеся поблизости от скважины; закрыть движение на прилегающих к скважине проезжих дорогах; соорудить амбар для приёма конденсата, установить насосы и проложить трубопровод для перекачки конденсата в закрытую ёмкость; вызвать работников пожарной охраны, военизированного отряда и медицинский персонал; устроить вокруг фонтанирующей скважины канавы для стока конденсата, воды и промывочной жидкости. Доступ к фонтану проектируется со стороны, не занятой амбарами. Работы у устья по ликвидации открытого фонтана выполняются работниками специальных военизированных отрядов и пожарной части; к этим работам могут быть допущены также специально обученные и проинструктированные рабочие, снабженные необходимыми средствами защиты и соответствующей спецодеждой. Во всех случаях руководство буровой организации, заранее (не позднее, чем за двое суток до начала работы) ставит в известность руководство ИВЧ по ПВ и ЛОНГФ, для получения разрешения на проведения в скважинах следующих работ: дальнейшее углубление скважины после обвязки устья, монтажа и опрессовки ПВО; испытание продуктивных горизонтов в процессе бурения с помощью испытателей пластов; разбуривание цементного моста при вскрытом продуктивном горизонте; установку нефтяной, кислотной или водяной ванн при вскрытом продуктивном горизонте; покрытие продуктивного горизонта и перфорацию при испытании первого объекта после обследования скважины специальной комиссией и составления акта готовности; дальнейшее производство работ после устранения нарушений отмеченных в ранее ранее выданных запрещениях.

Вывод: Безопасность жизнедеятельности является важным аспектом процесса строительства скважины на всех этапах. Грамотная организация работ, соблюдение правил безопасности и нормализация вредных производственных факторов позволяет безаварийно и быстро вести работы по строительству скважины, а также оградить рабочих, и инженерный состав от несчастных случаев и профессиональных заболеваний.

15 Охрана окружающей среды

Основные источники загрязнения

Основные загрязняющие вещества, их источники по соответствующим этапам представлены в таблице 15.1

Таблица 15.1 - Загрязняющие вещества, образующиеся при строительстве скважин и их источники

Наименование этапов работ	Источники выделения вредных веществ в атмосферу	Перечень вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу	Примечания
I. Этап Строительно-монтажные работы (Планировка и обустройство площадки под буровую, установка вышки и оборудования, продуктопроводов и т.д.)	Транспорт, спецтехника, дизель-электростанция, материалы (цемент и пр.), емкости хранения ГСМ, сварочные работы	Оксид углерода, оксиды азота, углеводороды (диз.т.), сажа (в пересчете на С), диоксид серы, глинопорошок, цемент, КМЦ, недиффе-рен-цированный остаток, окись марганца, окись хрома, фториды	
II. Этап Бурение, крепление	Дизельная электростанция, ДВС, транспорт (ДВС), емкости ГСМ, емкости мазута, котельная (котлы), материалы, циркуляционная система, шламовый амбар	Оксид углерода, оксиды азота, углеводороды, сажа, (в пересчете на С), диоксид серы, глинопорошок, цемент, барит, КМЦ, сероводород, сажа (в пересчете на V2O5)	При использовании бурового оборудования с электроприводом перечень выбрасываемых в атмосферу веществ значительно уменьшится
III. Этап Испытание скважины (сжигание газа на факеле)	Сепаратор (факел), дизельная электростанция, котельная (котлы), емкости ГСМ, склад материалов и реагентов, транспорт	Оксид углерода, оксиды азота, углеводороды (метан), сажа, диоксид серы, углеводороды (в пересчете на С)	
IV. Этап Демонтаж установки, консервация и ликвидация скважины	Транспорт, дизельная электростанция, газорезательный аппарат, емкости хранения ГСМ, котельная, циркуляционная система, шламовый амбар, превенторный 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

Вывод: строительство скважины- это процесс, который сопровождается большим количеством источников загрязняющих веществ. Исходя из этого,

следует следить за вредными выбросами в атмосферу, наблюдать за исправностью оборудования.

15.1 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 № 362, 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.

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.

Емкости ГСМ обносятся сплошным валом. Ширина вала по верху - 0,5 м, высота – 1 м, откосы 1:1, расстояние от стенок емкостей до нижней кромки внутренних откосов – 3 м.

Во избежание загрязнения пресноводного комплекса и окружающей среды пластовыми жидкостями и межпластовых перетоков, обеспечить качественное цементирование обсадных колонн с подъемом тампонажного раствора за колонной до устья.

Для сбора аварийных разливов нефти, технологических жидкостей и жидких отходов будут применяться сорбенты (опилки, пеносорбенты, цеолиты и др.), а для окончательной очистки - микробиологические препараты. С целью локализации загрязнения предусмотрены соответствующие технические сооружения.

15.3Охрана 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.

Опыт показывает, что содержимое земляных амбаров не высыхает в течение нескольких лет. Поэтому без подготовки прямую засыпку амбаров трудно осуществить.

Работы по ликвидации шламового амбара выполнять в следующей последовательности:

1. Откачка жидких отходов бурения.

2. Химическая обработка для последующего отделения жидкой фазы от твердой, откачка жидкой фазы и покрытия амбара слоем глинистого грунта толщиной не менее 0,5 м с уплотнением.

3. Засыпка минеральным грунтом.

16 Организационно-экономическая часть

Проектные данные:
Номер скважины № 344
Район строительства скважины Иркутская область
Лицензионный участок Верхнечонский
Расположение суша
Цель бурения эксплуатация
Способ бурения роторный
Вид бурения вертикальный
Тип буровой установки“ БУ Т – 505 ”
Конструкция скважины, м:
направление 340 мм 50
кондуктор 245 мм 560
эксплутационная колонна 168 мм 2050
Продолжительность производственного цикла в сутках……162,8
в том числе:
подготовительные работы и рекультивация 7,4
строительно-монтажные работы 76
подготовительные работы к бурению 4
бурение и крепление 63
освоение 7,4
консервация……5
Глубина скважины, м 2050

16.1 Организация работ

Открытое акционерное общество «Верхнечонскнефтегаз» было создано 25 апреля 2002 года, а затем в сентябре этого же года на основании решения Совета директоров компании «РУСИА Петролеум» выделено в отдельную компанию.

Основная деятельность ВЧНГ является разведка , разработка и добыча нефти на территории Верхнечонского нефтегазоконденсатного месторождения, которое расположено на территории Катангского района Иркутской области в бассейне верхнего течения реки Чона в 1100 км северо-восточнее от г. Иркутска и в 250 км от г. Киренска. Это одно из крупнейших месторождений нефти в Иркутской области.

На данном лицензионном участке для обеспечения безопасной работы и комфортного проживания созданы соответствующие условия .

Площадка участка отсыпана щебнем ,основание под буровой установкой ,выложена бетонными плитами ,в поселке расположена система оповещения и предотвращения пожарной опасности ,для бытовых целей пробурена водяная скважина ,для приготовления пищи и соблюдения норм личной гигиены воду привозят с главной базы ВЧНГ ,которая соответствует хим.нормам ,так же созданы условия освещенности и рекультивации данного участка .

Общая численность подразделения 44 человека, в том числе: буровая бригада- 33 человека, вспомогательный состав 6 человек и ИТР- 5 человек.

Строительство скважины №345 Верхнечонского месторождения осуществляется специализированными бригадами (вышкомонтажная, буровая) по вахтовому методу. Продолжительность одной вахты составляет 15 суток. Состав бригад, необходимый для оптимального проведения работ в проектные сроки, представлен в табл. 16.1

Буровая бригада осуществляет непрерывную работу буровой в течение суток. Она включает две смены, каждая продолжительностью 12 часов.

Буровой мастер руководит буровой вахтой, состоящей из двух звеньев. Каждое звено, как правило, включает четырех рабочих - бурильщика и четырех помощников.

Вышкомонтажная бригада и испытательная бригада ,осуществляет работы по монтажу демонтажу и испытанию всех узлов буровой установке и вахтового поселка ,работа осуществляется в одну смену по 12 часов .

Таблица 16.1 - Численный состав

Наименование должностей	Кол-во штатных единиц	Разряд
Мастер	2	-
Инженер-технолог	2	-
Начальник буровой	1	-
Итого:	5	
Буровая бригада:		
Бурильщик	4	6
Помощник бурильщика	8	5
Помощник бурильщика	8	4
Машинист буровых установок (Дизелист)	4	5
Машинист буровых установок (Дизелист)	4	4
Слесарь	2	5
Лаборант-коллектор	1	4
Электрик по обслуживанию буровых	2	5
Итого:	33	
Вспомогательный состав:		
Сварщик	2	5
Машинист ЦА-320, СМН-20	2	6
Машинист котельной установки	2	3
Итого:	6	
Всего:	44	

16.2 - График выходов буровой бригады

Бригада	Звено	Месяц																													Кол-во
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	
1-я вахта	1е звено	Д	Д	Д	Д	Д	Д	Д	Д/Н	Н	Н	Н	Н	Н	Н	Н	ОТДЫХ															
	2е звено	Н	Н	Н	Н	Н	Н	Н	Д/Н	Д	Д	Д	Д	Д	Д	Д	ОТДЫХ															
2-я вахта	3е звено	ОТДЫХ															Н	Н	Н	Н	Н	Н	Н	Д/Н	Д	Д	Д	Д	Д	Д	Д	
	4е звено	ОТДЫХ															Д	Д	Д	Д	Д	Д	Д	Д/Н	Н	Н	Н	Н	Н	Н	Н	

Буровая бригада работает в две смены. Продолжительность смены 12 часов с 700 до 1900 и с 1900 до 700.

16.3 Календарный график выполнения работ

С учетом сроков выполнения запроектированных объемов работ по строительству скважины №345 составляется календарный график выполнения работ (см. табл. 16.2)

Таблица 16.2 – Календарный график выполнения работ

Виды работ	Продолжительность работ, сут.	Месяцы, 2013 год									
		июль	август	сен-тябрь	ок-тябрь	ноябрь	декабрь	январь	февраль	март	апрель	май
Подготовительные работы к строительству скважины и рекультивация	7,4											
Строительно-монтажные работы	76											
Подготовительные работы к бурению	4											
Бурение и крепление скважины	63											
Освоение	7,4											
Консервация	5											
Итого продолжительность 162,8 сут.												

Начало строительства скважины 13 июля 2013г. Окончание строительства и работ по скважине 5 января 2014г.

16.2 Организация заработной платы

При строительстве скважины № 345 для рабочих основного состава применяется сдельно-премиальная оплата труда, в зависимости от их квалификации, для рабочих вспомогательного состава повременно-премиальная, для ИТР штатно-окладная.

При сдельно-премиальной оплате труда работнику помимо заработной платы начисляются премии. Премии могут устанавливаться как в твердых суммах, так и в процентах от заработной платы по сдельным расценкам.

Заработная плата при сдельно-премиальной оплате труда рассчитывается так же, как и при простой сдельной системе оплаты труда, в добавок получение премий .

Повышение заработной платы работникам, работающим в многосменном режиме, производятся в следующем размере: - 40% часовой тарифной ставки (оклада) за каждый час работы в ночную смену и 20%- в вечернее.

Премирование рабочих производится за выполнение и перевыполнение нормы выработки. Премирование рабочих основного состава производится по результатам работы.

Премирование инженерно-технических работников и служащих системы нефтяной промышленности осуществляется по показателям, характеризующим их вклад в конечные результаты предприятия в целом.

Компенсирующая надбавка а) надбавка- к заработной плате, выплачиваемая рабочим в целях компенсации за тяжелые условия труда.

б) надбавка - выплата к тарифной части, носящая постоянный или временный характер за ненормированный рабочий день, стаж работы.

Все выплаты компенсирующего и стимулирующего характера (доплаты и надбавки) можно условно разделить на два вида:

1) доплаты, являющиеся в соответствии с трудовым законодательством обязательными и минимальный размер которых законодательно гарантирован; при этом наниматель может устанавливать иной размер выплат, но не имеет права устанавливать размер доплатниже минимально гарантированных;

2) доплаты и надбавки, решение о выплате которых принимает наниматель и размер и порядок выплаты которых определяются коллективным договором, трудовым договором, положением по оплате труда работников и т.п.

К обязательным выплатам компенсирующего характера относятся:

а) доплаты за работу во вредных и тяжелых условиях труда, б) доплаты за работу в ночное время и за многосменный режим работы.

в) вахтовые, г) выплаты по р. к, д) северные.

На основании данных по организации работ, типового состава бригад, а так же проектных сроков по строительству скважины составляется штатное расписание таблица 16.3 и фонд оплаты труда.

К обязательным выплатам компенсирующего и стимулирующего характера относятся:

а) доплаты за работу во вредных и тяжелых условиях труда.

б) доплаты за работу в ночное время и за многосменный режим работы.

На основании данных по организации работ, типового состава бригад, а так же проектных сроков по строительству скважины составляется штатное расписание таблица 16.3 и фонд оплаты труда.

Таблица 16.3 – Штатное расписание производственного персонала

Наименование должностей	Кол-во штатных единиц	Разряд	Продолжительность работы в мес.	Всего человек в месяц	Заработная плата	ФОТ
Мастер	2	-	12,83	25,66	63504	814756
Инженер-технолог	2	-	12,83	25,66	57000	731310
Начальник буровой	1	-	12,83	12,83	61950	794818
Итого:	5				182454	2340884
Буровая бригада:						
Бурильщик	4	6	12,83	51,32	120188	1542012
Помощник бурильщика	8	5	12,83	102,65	177808	2281276
Помощник бурильщика	8	4	12,83	102,65	144216	1850291
Дизелист	4	5	12,83	51,32	72108	925145
Дизелист	4	4	12,83	51,32	64096	822351
Слесарь	2	5	12,83	25,66	35054	449742
Лаборант-коллектор	1	4	12,83	12,83	9937	127492
Электрик по обслуживанию буровых	2	5	12,83	25,66	32048	411175
Итого:	33				655455	8409484
Вспомогательный состав:						
Сварщик	2	5	12,83	25,66	32048	411175

Продолжение таблицы 16.3

Машинист ЦА-320, СМН-20	2	6	12,83	25,66	21811	279835
Машинист котельной установки	2	3	12,83	25,66	19860	254803
Итого:	6				73719	945813
Всего:	44				911628	11696181

Для расчета с рабочими действуют следующие часовые тарифные сетки:

Тарифная сетка №1 – применяется при расчете с основным персоналом (буровой и пусконаладочной бригад).

Основной персонал	Наименование структурного поведения	разряд					
Рабочие буровых и пусконаладочных бригад	Бригады бурения и ПНБ	1	2	3	4	5	6
		50,20	55,14	60,38	65,25	70,25	87,35

Тарифная сетка № 2 - применяется при расчете с вспомогательным составом.

Основной персонал	Наименование структурного поведения	разряд					
Рабочие вспомогательных бригад	Вспомогательные бригады	1	2	3	4	5	6
		50,20	55,14	60,38	65,25	70,25	87,35

16.4 Смета на строительство скважины № 344

Таблица 16.4 - Сводная смета на строительство скважины

№ п/п	Наименование работ или затрат	Стоимость всего, тыс. руб.	Стоимость 1сут. Бурения,(тыс. руб).	Стоимость 1сут. Осложнения(тыс. руб.)	Стоимость 1 сут. Простоя, (тыс. руб.)
1	Обустройство площадки	2876			
	Подготовительные работы, обустройство буровой площадки и вахтового поселка.	2005			

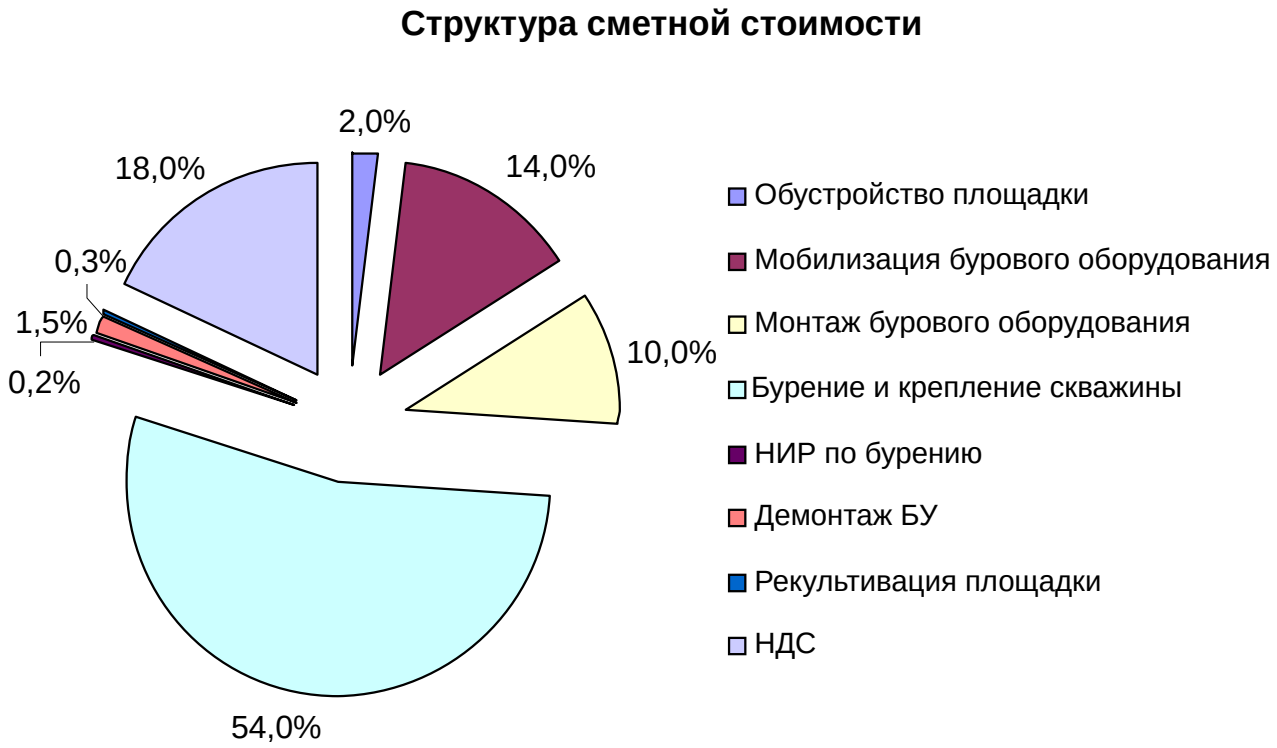
Продолжение таблицы 16.4

	Строительство гидроскважины	871			
2	Мобилизация бурового оборудования	20671			
3	Монтаж бурового оборудования	13854			
	Перевозка оборудования с Магистрального	3302			
	Монтаж бур. оборудования	9432			
	Электромонтажные работы	535			
	Строительство котельной	94			
	Земляные работы, гидроизоляция	491			
4	Подготовительные работы, бурение и крепление скважины	76696	330,1	265,4	181,6
	Материалы (с переработкой)	37805			
	Транспартировка ТМЦ и конденсата	1691			
	Печное топливо	687			
	Амортизация бур оборудования	9993	91,7	91,7	91,7
	Амортизация вагон-домиков	461	4,2	4,2	4,2
	Содержание бурового оборудования	4613	42,3	42,3	9
	Эксплуатация трактора	603	5,5	5,5	1,1
	Автоспецтранспорт	349	3,2	3,2	0
	Эксплуатация вахтовой машины	785	7,2	7,2	0
	Содержание крана	777	7,1	7,1	1,1
	Заработная плата	5627			
	ГИС	1803	16,1	16,1	-
	СКПБ	1584	13,6	13,6	-
	Транспортировка вахт	2496	22,9	22,9	22,9
	Дефектоскопия	373			

Продолжение таблицы 16.4

	Содержание спецтехники	323	3		
	Тампонажная техника	1072	9,8		
	Износ бурильных труб	5188	47,6		
	Эксплуатация котельной установки	468	4,3		
5	НИР по бурению	325			
6	Консервация скважины (5 сут)	545			
7	Демонтаж	2099			
8	Рекультивация площадки	320			
	Итого по скважине:	116841			
	Итого по скважине с НДС в ценах 2006г :	137872			

16.3 Структура сметной стоимости



Наименование работ	Тыс. руб.	%
Обустройство площадки	2876	2
Мобилизация бурового оборудования	20671	14
Монтаж бурового оборудования	13854	10
Бурение и крепление скважины	76696	54

НИР по бурению	325	0,24
Демонтаж БУ	2099	1,5
Рекультивация площадки	320	0,26
НДС	21031	18

Исходные данные:

1) глубина скважины – 2050 м
2) продолжительность строительства скважины – 163 сут.
3) сметная стоимость строительства скважины – 16841 т.руб.
4) плановое накопление - 12%

1.Vтех бур= Lн/tтех =2050/1512 =1.35 м/час

Vтех =Q*720 час/мес / Тбур+кр=2050*720/1512=976,19 м/ мес

2.Vком= Q×720/ Тбур+кр ×1,1=2050×720/1663.2=147600/1663.2=887.44 м/мес

3.В = 116841/44=2655.47 т.руб.

4.ПН = 116841*12/112=12518.6 т.руб.

5.Прасч = Пбал - ∑налогов = 12518.6 – 3438.44 = 9080.16 т.руб.

∑налогов = 1168.4 + 2270.04 =3438.44 т.руб.

НИ = 116841×1%/100% = 1168.4т.руб.

НП = 12518.6– 1168.4 = 1135.02 т.руб.

НП = 1135×20%/100% = 2270.04 т.руб.

6.Сметная себестоимость 1метра бурения (116841-12518.6)/2050=50.8 тыс.руб/м

16.5 - Сводная таблица технико – экономических показателей

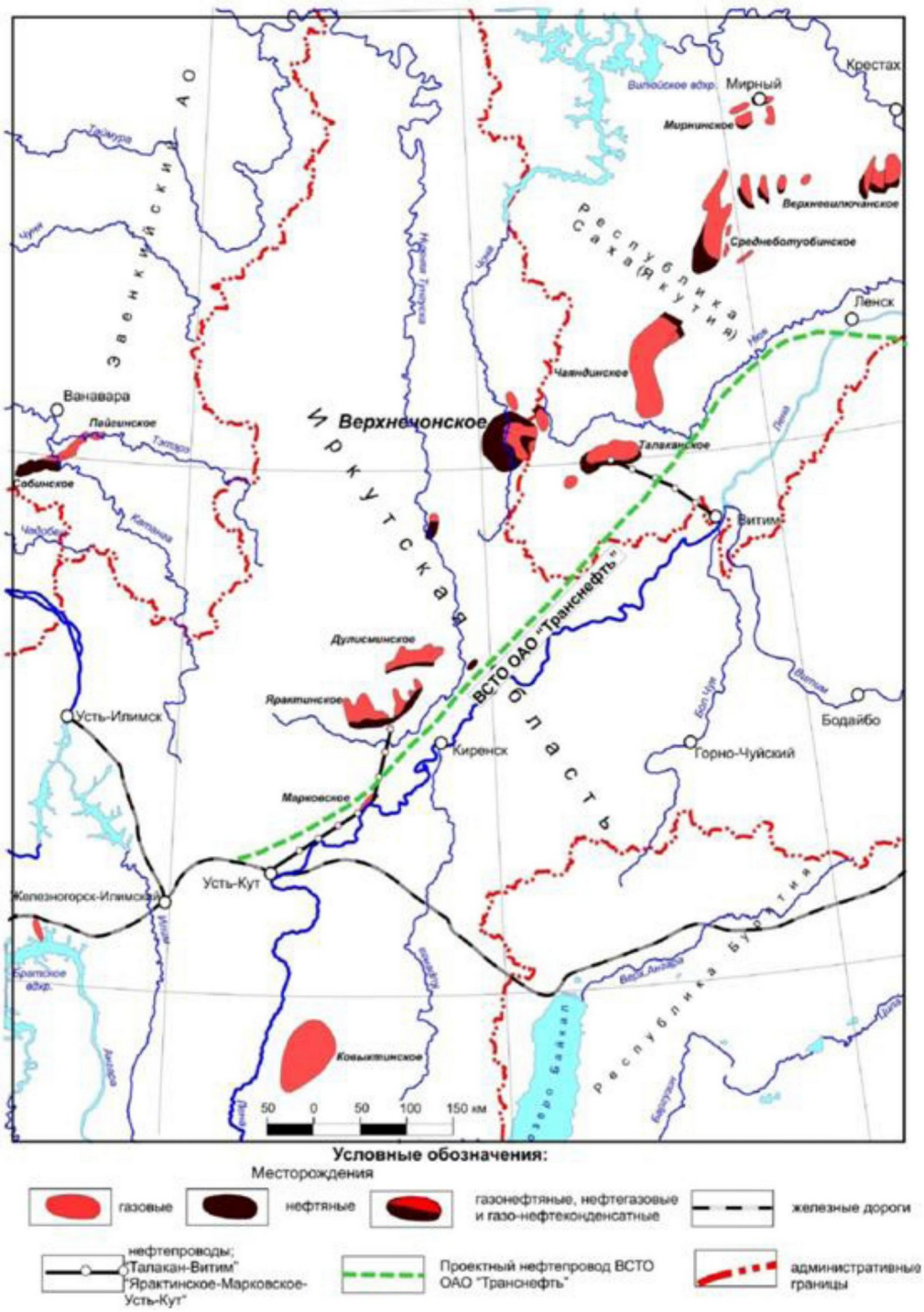
Наименование показателя	Единица измерения	Показатель
Сметная стоимость строительства скважины (без НДС)	Тыс. руб.	116841
Продолжительность строительства скважины	Сут.	163
Плановая численность буровой бригады	Чел.	44
Техническая скорость	м/мес	976,19
Коммерческая скорость	м/мес	887.44
Выработка на одного рабочего	Тыс. руб/чел	2655.47
Нормативная прибыль	Тыс. руб.	12518.6
Расчетная прибыль	Тыс. руб.	9080.16
Налог на имущество	Тыс. руб.	1168.4
Налог на прибыль	Тыс. руб.	2270.04
НДС	Тыс. руб.	21031.38
Сметная себестоимость строительства скважины	Тыс. руб.	104,3224
Сметная себестоимость 1м бурения	Тыс. руб/м	50.8

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» ПБ в 08-624-03.
2. Иогансен К.В. «Спутник буровика»- Москва: «Недра», 1990г.
3. Сулейманов М.М.,Газорян Г.С. «Охрана труда в нефтяной промышленности» - Москва: «Недра»,1980г.
4. Трубы нефтяного сортамента. Справочник(под общей редакцией Сароян).3-е издание переработано и дополнено - Москва: «Недра»,1987г.
5. Мавлютов М.Р., Алексеев Л.А.,Вдовин К.И. «Технология бурения глубоких скважин. Учебное пособие для ВУЗОВ.» - Москва: «Недра»,1982г.
6. Гриценко А.И.,Алиев З.С., Ермилов О.М. «Руководство по исследованию скважин»- Москва: «Наука»,1995г.
7. Инструкция по расчёту обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин-АООТ ВНИИТнефть: Москва, 1997г.
8. Инструкция по расчёту бурильных колонн для нефтяных и газовых скважин - АООТ ВНИИТнефть: Москва, 1997г.
9. Элияшевский И.В., Сторонский М.Н.,Орсуляк Я.М. «Типовые задачи и расчёты в бурении- Москва: «Недра»,1982г.
10. Гульянц Г.М. «Справочное пособие по противовыбросовому оборудованию скважин» - Москва: «Недра»,1983г.
11. Инструкция по составлению ПСД на строительство нефтяных и газовых скважин- Москва:1987г.
12. Булатов А.И. «Справочник инженера по бурению» том 1-2- Москва: «Недра»,1982г.
13. Николаева Л.В. «Методические рекомендации по приготовлению и применению растворов на углеводородной основе в Восточной Сибири».ВостСибНИИГГиМС: Иркутск,1983г.
14. СанПиН 2.2.4.548-96 “Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений”
15. ВСХ 34-01 “Отраслевые нормы проектирования искусственного освещения предприятий нефтяной и газовой промышленности”
16. СНиП 23.05-95 “Естественное и искусственное освещение”
17. ПУЭ-00 “Правила устройства электроустановок”
18. ГОСТ 12.1.003-83 “ Шум. Общие требования безопасности”
19. СН 2.2.4/2.1.8.562-96 «Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки»
20. ССБТ “Установки, геологоразведочные буровые”
21. ОСТ-41-01-244-01 “Требования пожарной безопасности”
22. “Правила пожарной безопасности для геологоразведочных организаций и предприятий”
23. СНиП 2.09.04-87 «Административные и бытовые здания »
24. Калинин А. Г. «Бурение нефтяных и газовых скважин» «ЦентрЛитНефтеГаз»-2008г.

Приложение А

Обзорная карта Верхнеченского нефтегазоконденсатного месторождения.



Приложение Б

График совмещенных давлений

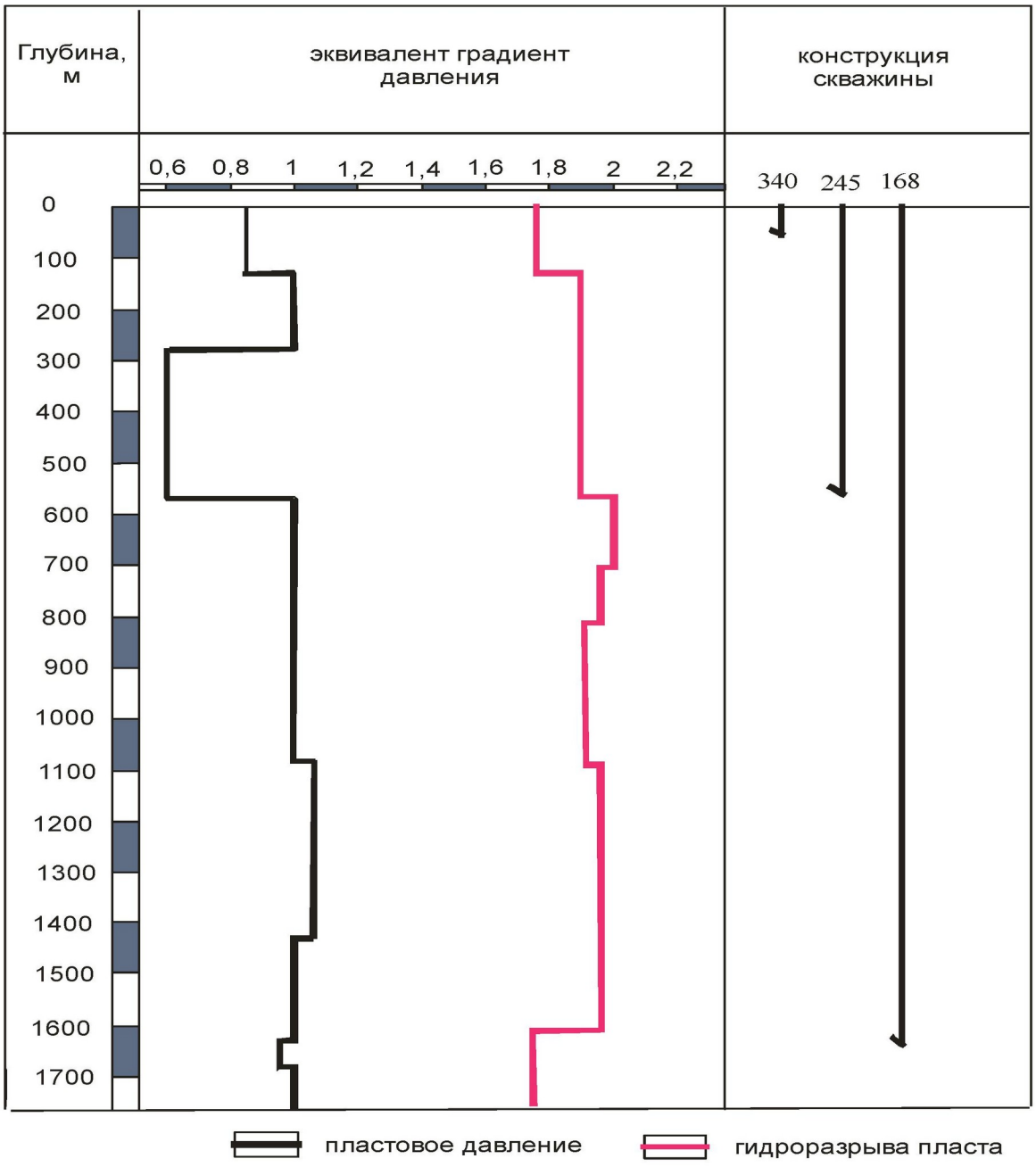
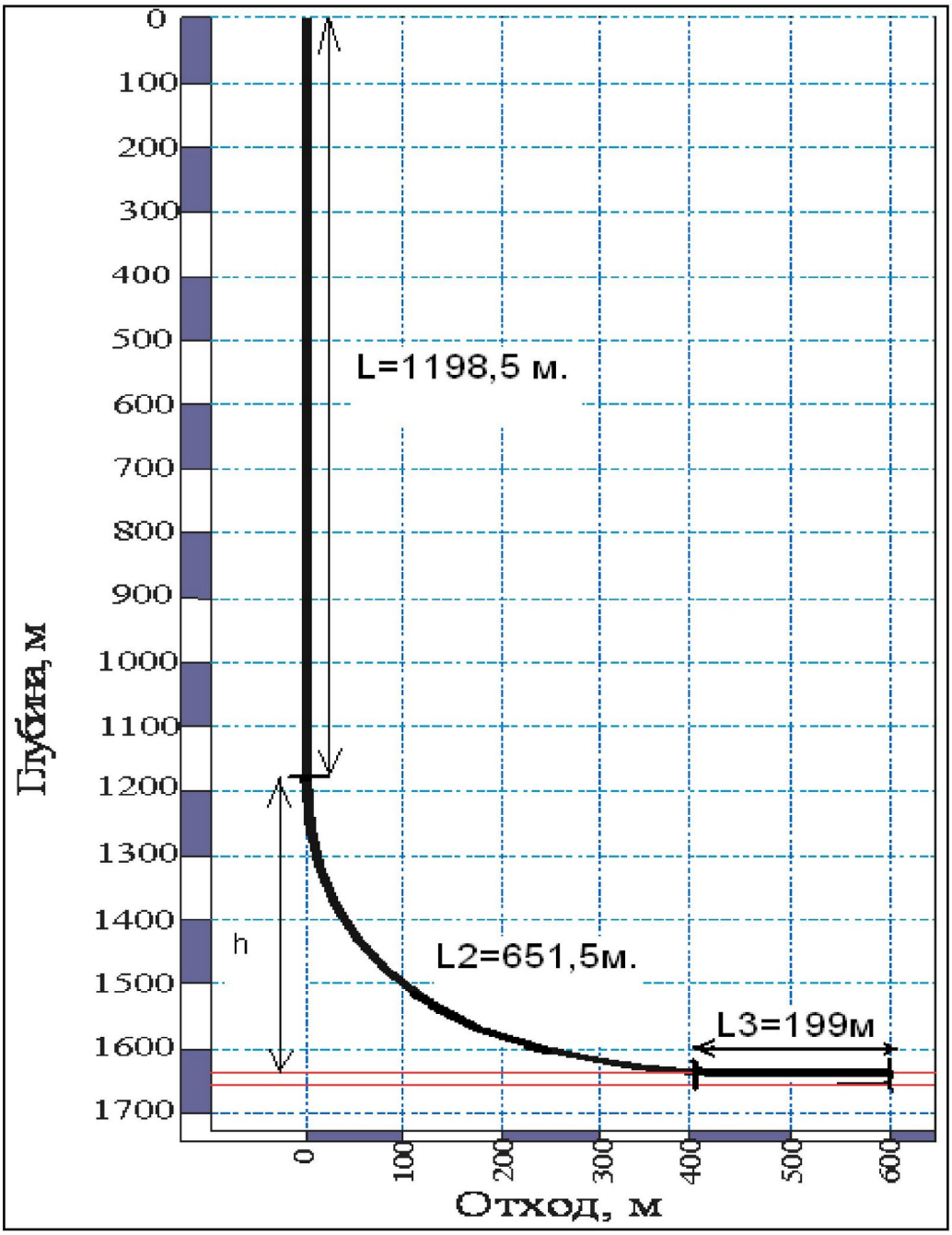


рис. 2 график совмещенных давлений

Приложение В

Профиль скважины

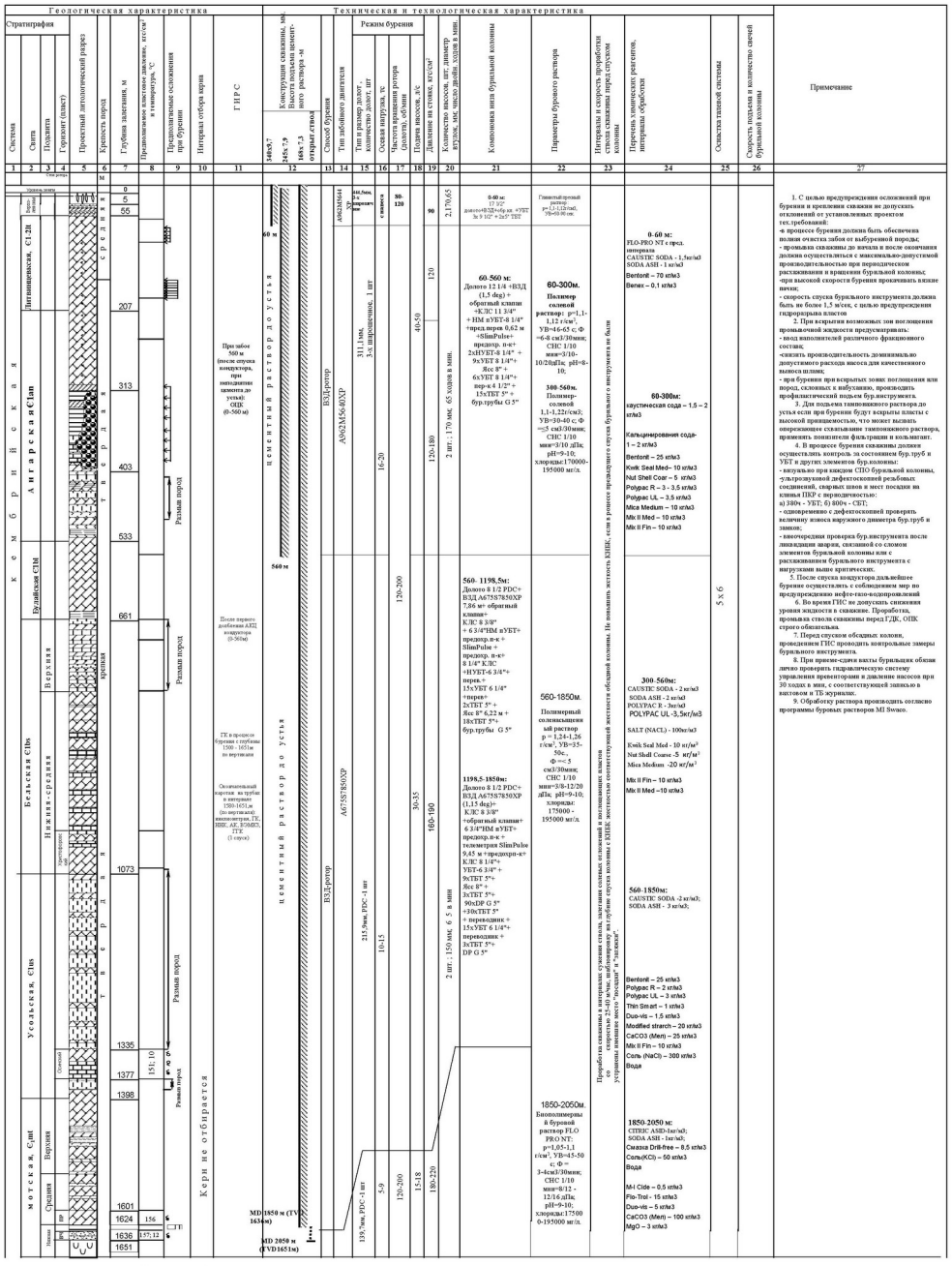


Г Е О Л О Г О - Т Е Х Н И Ч Е С К И Й Н А Р Я Д

Скважина № 344 куст № 6 ВЧНГКМ

Буровая установка: Т-505
Продолжительность бурения: 59 сут.
Лебедка Bentec E-1500DC г/п 316 тн.
Вышка , грузоподъемностью 316 тс.,
Насос Wirth TPK 2 шт., гидравлическая мощность 1194 кВт
Высота стола ротора - 9,14 м.
Верхний привод Varko TDS 11SA г/п 445 тн.

Оборудование устья скважины:
колонная головка:
ОКК1-21-245х168;
противовыбросовое оборудование:
Камерон
прочее оборудование: устьевая арматура АФК6-65х210



Приложение Д

Сводная таблица технико – экономических показателей

Наименование показателя	Единица измерения	Показатель
Сметная стоимость строительства скважины (без НДС)	Тыс. руб.	116841
Продолжительность строительства скважины	Сут.	163
Плановая численность буровой бригады	Чел.	44
Техническая скорость	м/мес	976,19
Коммерческая скорость	м/мес	887.44
Выработка на одного рабочего	Тыс. руб/чел	2655.47
Нормативная прибыль	Тыс. руб.	12518.6
Расчетная прибыль	Тыс. руб.	9080.16
Налог на имущество	Тыс. руб.	1168.4
Налог на прибыль	Тыс. руб.	2270.04
НДС	Тыс. руб.	21031.38
Сметная себестоимость строительства скважины	Тыс. руб.	104,3224
Сметная себестоимость 1м бурения	Тыс. руб/м	50.8