

**ТОО «RAMCO Oil Shubar»
ТОО «SCIRES»**

УТВЕРЖДАЮ:

Генеральный директор

ТОО «RAMCO Oil Shubar»



Яндиев И.А.

2022 г.

ГРУППОВОЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ

на строительство скважин SH-1, SH-2, SH-3, SH-4, SH-5, SH-6
глубиной 500 м с разделом ОВОС на месторождении Шубаркудук

Договор № 2 от 01.03.2022г.

Директор ТОО «Sci-Res»



Мырзағалин А.М.

Ақтау – 2022 г.

СОДЕРЖАНИЕ

РАЗДЕЛ I	4
РЕФЕРАТ	9
ОБЩАЯ ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА	10
1. СВОДНЫЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ	11
2. ОСНОВАНИЕ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ	14
3. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ	15
4. ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА	18
4.1. Литолого-стратиграфическая характеристика разреза скважины	24
4.2. Нефтегазоводоносность по разрезу скважины	26
4.3. Возможные осложнения по разрезу скважины	28
4.4. Исследовательские работы	29
4.5. Работы по испытанию в эксплуатационной колонне и освоение скважины, сведения по эксплуатации	32
5. КОНСТРУКЦИЯ СКВАЖИНЫ	35
6. ПРОФИЛЬ СТОЛА СКВАЖИНЫ	44
7. БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ	45
7.1 Буровые растворы	45
7.1.1 Основными проблемами при бурении скважин являются:	45
7.1.2 Обоснование плотности бурового раствора	45
7.1.3 Контроль качества и подготовка бурового раствора	46
8. УГЛУБЛЕНИЕ СКВАЖИНЫ	55
9. КРЕПЛЕНИЕ СКВАЖИН	62
9.1. Обсадные колонны	62
9.2 Цементирование обсадных колонн	67
9.3. Оборудование устья скважины	73
10. ИСПЫТАНИЕ СКВАЖИН	74
10.1. Испытание пластов в процессе бурения	74
10.2. Испытание горизонтов на продуктивность в эксплуатационной колонне	75
11. ДЕФЕКТОСКОПИЯ И ОПРЕССОВКА	78
12. СТРОИТЕЛЬНЫЕ И МОНТАЖНЫЕ РАБОТЫ	79
12.1. Подготовительные работы к строительству скважины (скважин)	81
13. ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТЬ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИНЫ	85
14. МЕХАНИЗАЦИЯ И АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ, СРЕДСТВА КОНТРОЛЯ И ДИСПЕРТИЗАЦИИ	86
15. ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ, ПРОМЫШЛЕННАЯ САНИТАРИЯ И ПРОТИВОПОЖАРНАЯ ТЕХНИКА	89
16. ПРОГНОЗ ВОЗМОЖНЫХ АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ, МЕРОПРИЯТИЯ ПО ИХ ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ, ЛИКВИДАЦИИ	100
16.1. Мероприятия по защите людей в случае возникновения аварийных ситуаций. Ошибка! Закладка не определена.	
17. Ликвидация и консервация скважин	107
17.1 Порядок оформления материалов на ликвидацию скважины	107
17.2 Оборудование устья и ствола скважины при ее ликвидации	108
17.3 Ликвидация скважины	109
17.4 Консервация скважины	110
17.5 Подготовительные, строительно-монтажные и вспомогательные работы при консервации и ликвидации	112
18. ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ И ОХРАНА НЕДР	113
18.1. Мероприятия по предупреждению ГНВП при СПО	114
18.2. Мероприятия по предупреждению ГНВП и порядок работы по герметизации устья скважины при отсутствии бурильного инструмента в скважине и геофизических работах. Исследование и освоение скважины.	116
18.3. Технология установки аварийного цементного моста	119
18.4. Долив скважины	120
18.5. Мероприятия по предупреждению износа обсадных колонн, периодичность и методы контроля их остаточной прочности	122
18.6. Оснащение буровой средствами технологического контроля раннего обнаружения	122
18.7. Оснащение средствами контроля воздушной среды, средствами индивидуальной защиты персонала на буровой, средствами пожаротушения и медицинскими средствами	123

18.8. Организация контроля за производством работ на объектах работниками противофонтанной службы в зависимости от условий строительства и особенности скважины; обеспечение средствами связи, рабочего места, оперативного транспорта для работников противофонтанной службы	123
18.9. Наличие средств дегазации, вентиляции.....	123
18.10. Прогноз возможных аварийных ситуаций. Мероприятия по их предотвращению и ликвидации. Инструкция по действию персонала.....	123
18.11. Оценка степени риска при строительстве скважины	124
18.12. Анализ и оценка степени риска при строительстве скважины.....	125
18.13. Анализ видов и последствий отказов	126
18.14. Основные требования пожарной безопасности	130
18.15.Определение степени риска строительства скважины.....	130
18.16. Идентификация опасностей.....	131
18.17. Охрана недр.....	132
19. ОЦЕНКА СТЕПЕНИ РИСКА ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИНЫ	149
20. СПИСОК НОРМАТИВНО-СПРАВОЧНЫХ И ИНСТРУКТИВНО-МЕТОДИЧЕСКИХ МАТЕРИАЛОВ, ИСПОЛЪЗУЕМЫХ ПРИ ПРИНЯТИИ РЕШЕНИИ	154
РАЗДЕЛ II	157
ОРГАНИЗАЦИЯ СТРОИТЕЛЬСТВА	157
1. СВЕДЕНИЯ О ВОДОСНАБЖЕНИИ	158
2. СВЕДЕНИЯ ОБ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИИ.....	159
3. СХЕМА ТРАНСПОРТИРОВКИ ГРУЗОВ И ВАХТ	160

СПИСОК ТАБЛИЦ В ТЕКСТЕ

РАЗДЕЛ I

Таблица 1.1 - Основные проектные данные.....	11
Таблица 1.2 - Общие сведения о конструкции скважины	12
Таблица 1.3 - Дополнительные сведения для составления сметы	12
Таблица 1.4 - Дополнительные сведения для составления сметы	12
Таблица 1.5 - Сведения об условиях эксплуатации скважины.....	13
Таблица 1.6 - Номера скважин, подлежащих ликвидации или консервации.....	13
Таблица 2.1 - Список документов, которые являются основанием для проектирования	14
Таблица 3.1 - Сведения о районе буровых работ.....	15
Таблица 3.2 - Сведения о площадке строительства буровой.....	15
Таблица 3.3 - Сведения о площадке строительства буровой.....	15
Таблица 3.4 - Источники и характеристики водо- и энергоснабжения связи и местных стройматериалов.	16
Таблица 3.5 - Сведения о подъездных путях	16
Таблица 3.6 - Сведения о магистральных дорогах и водных транспортных путях.....	16
Таблица 4.1 - Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания пластов и коэффициент кавернзности	24
Таблица 4.2 - Литологическая характеристика разреза скважины	24
Таблица 4.3 - Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины.....	24
Таблица 4.4 - Геокриологическая характеристика разреза скважины	25
Таблица 4.5 – Нефтеносность.....	26
Таблица 4.6 – Газоносность.....	26
Таблица 4.7 – Водоносность.....	27
Таблица 4.8 - Давление и температура по разрезу скважины (в графах 6, 9, 12, 15, 17 проставляются условные обозначения источника получения градиентов; ПСР – прогноз по сейсморазведочным данным; ПФГ – прогноз по геофизическим исследованиям; РФЗ – расчет по фактическим замерам в скважинах)	27
Таблица 4.9 - Поглощение бурового раствора.....	28
Таблица 4.10 - Осыпи и обвалы стенок скважины	28
Таблица 4.11 – Нефтегазоводопроявления.....	28
Таблица 4.12 - Прихватоопасные зоны	28
Таблица 4.13 - Текучие породы.....	29
Таблица 4.14 - Прочие возможные осложнения	29
Таблица 4.15 - Отбор керна, шлама и грунтов.....	30
Таблица 4.16 - Геофизические исследования	31
Таблица 4.17 - Данные по испытанию (опробованию) пластов в процессе бурения	31
Таблица 4.19 Испытание продуктивных горизонтов (освоение скважины) в эксплуатационной колонне	32
Таблица 4.20 - Работы по перфорации эксплуатационной колонны при испытании (освоение)	32
Таблица 4.21 - Интенсификация притока пластового флюида или повышение приемистости пласта в нагнетательной скважине	33
Таблица 4.22 - Дополнительные работы при испытании (освоения).....	33
Таблица 4.23 - Данные по эксплуатационным объектам	33
Таблица 4.24 - Дополнительные данные для определения продолжительности испытания (освоения) скважины	34
Таблица 4.25 - Данные по нагнетательной скважине.....	34
Таблица 4.26 - Сведения об осложнениях по пробуренным скважинам-аналогам	34
Таблица 5.1 - Характеристика и устройство шахтового направления.....	36
Таблица 5.2 - Глубина спуска и характеристика обсадных колонн	38
Таблица 5.3 - Характеристика раздельно спускаемых частей обсадных колонн	39
Таблица 5.4 - Техничко-технологические мероприятия, предусмотренные при строительстве скважины по проектной конструкции	40
Таблица 5.5 - Максимально-допустимые гидродинамические давления в открытом стволе скважины при выполнении технологических операций	43
Таблица 6.1 - Входные данные по профилю наклонно-направленной скважины	44
Таблица 6.2 - Профиль ствола скважины	44
Таблица 7.1 - Типы и параметры буровых растворов	48
Таблица 7.2 - Компонентный состав бурового раствора и характеристики компонент	49
Таблица 7.3 - Потребность бурового раствора и компонентов (товарный продукт) для его приготовления, обработки и утяжеления	50
Таблица 7.4 - Потребность воды или компонентов для обработки бурового раствора при разбуривании цементных стаканов	52
Таблица 7.5 - Потребность компонентов для обработки бурового раствора при спуске обсадных колонн.....	52
Таблица 7.6 - Суммарная потребность компонентов бурового раствора на скважину.....	53

Таблица 7.7 - Оборудование для приготовления и очистки буровых растворов.....	54
Таблица 8.1 - Способы, режимы бурения, расширки (проработки) ствола скважины и применяемые КНБК.....	55
Таблица 8.2 - Компоновка низа бурильных колонн (КНБК).....	56
Таблица 8.3 - Потребное количество элементов КНБК.....	57
Таблица 8.4 - Суммарное количество и масса элементов КНБК.....	58
Таблица 8.5 - Рекомендуемые бурильные трубы.....	59
Таблица 8.6 - Конструкция бурильных колонн.....	59
Таблица 8.7 - Крутящие моменты для свинчивания соединений бурильных труб и УБТ.....	60
Таблица 8.8 - Характеристика и масса бурильных труб, УБТ по интервалам бурения.....	60
Таблица 8.9 - Оснастка талевой системы.....	60
Таблица 8.10 - Режим работы буровых насосов.....	61
Таблица 8.11 - Распределение потерь давлений в циркуляционной системе буровой.....	61
Таблица 8.12 - Гидравлические показатели промывки.....	61
Таблица 9.1 - Способы расчеты наружных давлений и опрессовки обсадных колонн.....	62
Таблица 9.2 - Распределение давлений по длине колонны.....	62
Таблица 9.3 - Рекомендуемые типоразмеры обсадных труб.....	64
Таблица 9.4 - Параметры обсадных труб.....	64
Таблица 9.5 - Суммарная масса обсадных труб.....	64
Таблица 9.6 - Технологическая оснастка обсадных колонн.....	65
Таблица 9.7 - Режим спуска обсадных труб.....	66
Таблица 9.8 - Опрессовка обсадных труб и натяжение эксплуатационной колонны.....	66
Таблица 9.9 - Общие сведения о цементировании обсадных колонн.....	67
Таблица 9.10 - Характеристика жидкостей для цементирования.....	68
Таблица 9.11 - Компонентный состав жидкостей для цементирования и характеристики компонентов.....	69
Таблица 9.12 - Технологические операции при цементировании и режим работы цементировочных агрегатов (буровых насосов).....	70
Таблица 9.14 - Потребность в смесительных машинах, цементовозах и автоцистернах.....	71
Таблица 9.15 - Потребное для цементирования обсадных колонн количество цементировочной техники.....	72
Таблица 9.15 - Потребное для цементирования обсадных колонн количество материалов.....	72
Таблица 9.16 - Спецификация устьевого противовыбросового оборудования.....	73
Таблица 10.1 - Продолжительность работы пластоиспытателя, спускаемого на трубах.....	74
Таблица 10.2 - Характеристика КИИ и технологические режимы работы пластоиспытателя, спускаемого на трубах.....	74
Таблица 10.3 - Продолжительность работы опробователя пластов, спускаемого на кабеле.....	74
Таблица 10.4 - Параметры колонны насосно-компрессорных труб (НКТ).....	75
Таблица 10.5 - Характеристика жидкостей и составляющие их компоненты для установки цементных мостов.....	75
Таблица 10.6 - Потребное количество цементировочной техники для установки цементных мостов.....	75
Таблица 10.7 - Потребное количество материалов для установки цементных мостов.....	76
Таблица 10.8 - Продолжительность испытания (освоения) объектов в эксплуатационной колонне (в одной скважине).....	76
Таблица 10.9 - Продолжительность работы агрегатов при испытании (освоении) скважины в эксплуатационной колонне.....	76
Таблица 11.1 Методы проверки износа и контроля коррозионного состояния ведущих труб, НКТ и всех элементов трубных колонн (обусловлены стандартом DS-1).....	78
Таблица 11.2 - Опрессовка оборудования и используемая техника.....	78
Таблица 12.1 - Объем подготовительных работ к строительству скважин (скважин).....	81
Таблица 12.2 - Перечень топографо-геодизических работ.....	81
Таблица 12.3 - Варианты строительных и монтажных работ.....	82
Таблица (объединенная) 12.4.1 (4. 7. 10. 13. 15) – Объемы работ по монтажу бурового и силового оборудования (буровая установка ZJ-30).....	Ошибка! Закладка не определена.
Таблица (объединенная) 12.4.2 (4. 7. 10. 13. 15) – Объемы работ по монтажу бурового и силового оборудования (буровая установка ZJ-20).....	83
Таблица 12.6 - Объемы работ при использовании специальной установки «УПА-60/80», для испытания скважин.....	84
Таблица 13.1 - Продолжительность строительства скважин.....	Ошибка! Закладка не определена.
Таблица 13.2 - Продолжительность бурения и крепления по интервалам глубин.....	Ошибка! Закладка не определена.
Таблица 14.1 - Средства механизации и автоматизации.....	86
Таблица 14.2 - Средства контроля.....	88
Таблица 14.3 - Средства диспетчеризации.....	88
Таблица 15.1 - Основные требования и мероприятия по технике безопасности и противопожарной технике.....	89
Таблица 15.2 - Основные требования и мероприятия по промышленной санитарии и гигиене труда.....	91

Таблица 15.3 - Средства индивидуальной защиты, спецодежда.....	93
Таблица 15.4 - Средства коллективной защиты от шума и вибраций	93
Таблица 15.5 - Нормы освещенности	96
Таблица 15.6 - Средства контроля воздушной среды	99
Таблица 15.7 - Санитарно-бытовые помещения	99
Таблица 15.8 - Первичные средства пожаротушения	99
Таблица 16.1 - Прогноз возможных аварийных ситуаций, мероприятия по их предотвращению, ликвидации	100
Таблица 1.1 - Водоснабжение	158
Таблица 1.2 - Расход воды на технические нужды.....	158
Таблица 2.1 – Электроснабжения	159
Таблица 3.1 – Маршруты транспортировки грузов и вахт	160
Таблица 3.2 – Ведомость потребности в строительных машинах и спец. агрегатах	160

СПИСОК РИСУНКОВ

Рисунок 4.1 – Обзорная карта	19
Рисунок 4.2 - Тектоническая схема	21
Рисунок 4.3. Структурная карта по кровле коллектора. Горизонт Ю-III.....	22
Рисунок 4.4. Структурная карта по кровле коллектора. Горизонт Ю-IV-2-2.....	22
Рисунок 5.1. Совмещенный график давлений	39
Рисунок 9.2. Распределение давлений по длине колонны Ø 339,7 (13 ^{3/8} ") мм (Кондуктор)	69
Рисунок 9.3. Распределение давлений по длине колонны Ø 244,5 (9 ^{5/8} ") мм (Промежуточная)	69
Рисунок 9.4. Распределение давлений по длине колонны Ø 177,8 (7") мм (Эксплуатационная).....	69

СПИСОК ПРИЛОЖЕНИЙ

1. Техническое задание на проектирование.
2. Паспорт проекта
3. Схема расположения буровой установки ZJ-20
4. Схема расположения бурового оборудования УПА – 60/80
5. Схема обвязки устья скважин ПВО
6. Типовая схема обвязки устья скважины при испытании пластов в колонне
7. Протокол совместного совещания специалистов ТОО «RAMCO Oil Shubar» и ТОО «SciRes»
8. Геолого-технический наряд

РЕФЕРАТ

«Групповой технический проект на строительство скважин SH-1, SH-2, SH-3, SH-4, SH-5, SH-6 глубиной 500 м с разделом ОВОС на месторождении Шубаркудук», разработан в соответствии с «Инструкцией о составе, порядке разработки, согласования и утверждения проектно-сметной документации на строительство скважин на нефть и газ» (ВСН 39-86). Выполнен по форме и содержанию согласно «Макета рабочего (технического) проекта на строительство скважин на нефть и газ» (РД 39-0148052-537-87)

СВОДНЫЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ, ИСХОДНЫЕ ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ, КОНСТРУКЦИЯ, БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ, БУРЕНИЕ, КРЕПЛЕНИЕ, ИСПЫТАНИЕ, ОБЪЕМ РАБОТ ПО МОНТАЖУ БУРОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ, ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ И ПРОМЫШЛЕННАЯ САНИТАРИЯ, ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ, МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОХРАНЕ НЕДР

Объектом проектирования является бурение скважин SH-1, SH-2, SH-3, SH-4, SH-5, SH-6 глубиной 500 м на месторождении Шубаркудук.

Цель работы - расчет конструкций скважин, выбор компоновок низа бурильной колонны, параметров режима бурения, параметров бурового раствора, параметров при цементировании скважин, расчет гидравлических потерь в циркуляционной системе, расчет продолжительности проводки скважины, мероприятия по охране недр и окружающей природной среды.

«Групповой технический проект на строительство скважин SH-1, SH-2, SH-3, SH-4, SH-5, SH-6 глубиной 500 м с разделом ОВОС на месторождении Шубаркудук», выполнен в соответствии с договором № 2 от 01.03.2022г. между ТОО «RAMCO Oil Shubar» и ТОО «SciRes».

РАЗДЕЛ I

ОБЩАЯ ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

1. СВОДНЫЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ

Таблица 1.1 - Основные проектные данные

п/п №	Наименование	Значение
1	Номер района строительства скважины (или морской район)	21В
2	Номер скважины, строящаяся по данному техническому проекту	SH-1, SH-2, SH-3, SH-4, SH-5, SH-6
3	Площадь (месторождение)	Шубаркудук
4	Расположение (суша, море)	Суша
5	Глубина Балтийского моря на точке бурения, м	-
6	Цель бурения и назначенные скважины	Разведка и добыча нефти
7	Проектный горизонт:	Пермотриас
8	Средняя проектная глубина, м по вертикали по стволу	500 ±250 -
9	Число объектов испытания: в открытом стволе в колонне	- 1
10	Вид скважины (вертикальная, наклонно-направленная, кустовая)	Вертикальная
11	Тип профиля	-
12	Азимут бурения, град	-
13	Максимальный зенитный угол, град	-
14	Максимальная интенсивность изменения зенитного угла, град/10 м	-
15	Глубина по вертикали кровли продуктивного (базисного) пласта, м	-
16	Отклонение от вертикали точки входа в кровлю продуктивного (базисного) пласта, м	-
17	Допустимое отклонение заданной точки входа в кровлю продуктивного (базисного) пласта от проектного положения (радиус круга допуска), м	10
18	Категория скважины	-
19	Металлоемкость конструкции, кг/м	53,72
20	Способ бурения	Роторный/ВЗД/ВП
21	Вид привода	Дизель-электрический
22	Вид монтажа (первичный, повторный)	Первичный/вторичный
23	Тип буровой установки	«ZJ-20»
24	Тип вышки	Мачтовая, телескопическая
25	Наличие механизмов АСП (ДА, НЕТ)	Нет
26	Номер основного комплекса бурового оборудования	-
27	Максимальная масса колонны, т: обсадной бурильной суммарная (при спуске секциями).	17,65 29,3
28	Тип установки для испытаний	УПА-60/80
29	Продолжительность цикла строительства скважин, сут.: в том числе: строительно-монтажные работы подготовительные работы к бурению бурение и крепление испытание объектов: в том числе: в открытом стволе подготовительные работы в эксплуатационной колонне:	125,0 4,0 2,0 (согл.ВСН) 14,0 105,0 - 15,0 90,0
30	Проектная скорость бурения, м/ст.мес.	1071,4

Таблица 1.2 - Общие сведения о конструкции скважины

Название колонны	Диаметр, мм	Интервал спуска, м			
		по вертикали		по стволу	
		от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5	6
Вариант 1 (основной)					
Направление*	339,7 (13 $\frac{3}{8}$ ")	0	10	0	10
Кондуктор*	244,5 (9 $\frac{5}{8}$ ")	0	160	0	160
Эксплуатационная *	168,3 (6 $\frac{5}{8}$ ")	0	500 $\pm$ 250	0	500 $\pm$ 250

Примечание: * - Конструкция скважины может быть скорректирована и изменена по уточненным и фактическим горно-геологическим условиям установленных в процессе бурения скважины. Отклонение глубины по стволу скважины и длины обсадной колонны от предусмотренных в техническом проекте в пределах $\pm$ 250 м, глава 13 пункт 168 («Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр», 15.06.2018г №239);

Таблица 1.3 - Дополнительные сведения для составления сметы

Мощность трубо-ремонтных баз или площадок, тыс.м бурильных труб	Наличие тампонажной конторы или цеха (ДА, НЕТ)	Среднегодовое количество буровых станков		Время пребывания турбобура (электробура) на забое, %	Время механического бурения на воде, %	Дежурство работа бульдозера, трактора, ч/сут.	Форма оплаты труда буровой бригады (СДЕЛЬНАЯ, ПО-ВРЕМЕННАЯ)	Категория УБР (УРБ)	Коэффициент оборачиваемости бурильных труб, %
		в бурении и испытаниях	в том числе в турбинном бурении						
Трубная площадка	По тендеру	1	-	-	-	Бульдозер 12,00	Договорная	-	-

Таблица 1.4 - Дополнительные сведения для составления сметы

Содержание полевой лаборатори- и по контролю промывочной жидкости в интервале, м				Дополнительные рабочие для при- готовления утяжелителей и обра- ботки бурового раствора				Дополнительные рабочие			Объем повторно используемого раствора, м³	Отходы бурен- ия (отрабо- танный рас- твор, шлам, сточные воды) нефтепродук- ты, другие от- ходы	Объёмы отходов, м³			
При бурении		При испытании		Интервал глубины		количе- ство	Число смен работы в сутки	Количество		Число смен ра- боты в			всего	В том числе подле- жит		
от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)			сле- са- рей	Электро монтёров					вы во- зу	захо- роне- нию	сбо- ры
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
У подрядчика по буровым раство- рам				Исходя из ожидаемых пластовых дав- лений и обеспечения ствола скважи- ны (У подрядчика по буровым рас- творам)				1	1	2	-	ОБР Шлам Сточные воды		-	-	-

Таблица 1.5 - Сведения об условиях эксплуатации скважины

Данные о способах эксплуатации			Срок перевода скважины в нагнетательную от начала эксплуатации, год	Максимальные габаритные размеры спускаемых инструментов и приборов при освоении и эксплуатации скважины		Коррозия		Глубина установки пакера, м	Жидкость за НКТ	
Название (ФОНТАННЫЙ, ШГН ЭЦН, ГАЗЛИФТНЫЙ)	период от начала эксплуатации, год					вид (сероводородная, сульфидная и пр.)	активность пластового флюида, мм/год		тип	плотность г/см ³
	от	до		глубина, м	диаметр, мм					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Таблица не содержит информации										

Таблица 1.6 - Номера скважин, подлежащих ликвидации или консервации

Номера скважин, подлежащих ликвидации	Номера скважин, подлежащих консервации на срок		
	до 3 месяцев	от 3 до 12 месяцев	свыше одного года
1	2	3	4
В случае отсутствия промышленного притока углеводородов SH-1, SH-2, SH-3, SH-4, SH-5, SH-6*	нет	SH-1, SH-2, SH-3, SH-4, SH-5, SH-6**	SH-1, SH-2, SH-3, SH-4, SH-5, SH-6***

Примечания:

* - по решению Заказчика, на случай непромышленного притока углеводородов, ликвидация части скважины (открытого ствола) или скважины в целом осуществляется в соответствии с "Правила консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов, и добычи урана приказ МэРК №200 от 22 мая 2018г".

** - по решению Заказчика скважины консервируются, в соответствии с "Правила консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов, и добычи урана приказ МэРК №200 от 22 мая 2018г".

*** - по решению Заказчика консервация скважин предусматривается на случай получения углеводородов на период до ввода скважины в эксплуатацию, в соответствии с "Правила консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов, и добычи урана приказ МэРК №200 от 22 мая 2018г".

2. ОСНОВАНИЕ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

Таблица 2.1 - Список документов, которые являются основанием для проектирования

п/п №	Название документа (проект геолого-разведочных работ, технологические схемы (проект) разработки площадей) (месторождений), задание на проектирование, номер, дата, должность, фамилия и инициалы лица утвердившего документ.
1	2
1	Дополнение к проекту разведочных работ по поиску углеводородов месторождении Шубаркудук
2	Техническое задание выданное ТОО «RAMCO Oil Shubar» на разработку «Группового технического проекта на строительство скважин SH-1, SH-2, SH-3, SH-4, SH-5, SH-6 глубиной 500 м с разделом ОВОС на месторождении Шубаркудук»
3	Договор 2 от 01.03.2022г. между ТОО «RAMCO Oil Shubar» и ТОО «SciRes» на разработку «Группового технического проекта на строительство скважин SH-1, SH-2, SH-3, SH-4, SH-5, SH-6 глубиной 500 м с разделом ОВОС на месторождении Шубаркудук»

3. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Таблица 3.1 - Сведения о районе буровых работ

Наименование	Значение (текст, название, величина)
1	2
Площадь (месторождение)	Шубаркудук
Блок (номер или название)	
Административное расположение: Республика Область (край) Район	Казахстан Актюбинская Темирский
Год ввода, г: месторождения в эксплуатацию площади в бурение	- 2017г..
Расположение (суша, море)	Суша
Месторасположение проектируемых скважин	Месторасположение проектируемых скважин обосновано с учетом минимальных безопасных расстояний до промышленных объектов, магистральных нефтегазопроводов, ЛЭП и т.д., согласно Приложению 1 к Правилам обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности.
Температура воздуха, °С среднегодовая наибольшая летняя наименьшая зимняя	- + 40°С - 38°С
Среднегодовое количество осадков, мм	120-200
Продолжительность отопительного периода в году, сут.	197 (согласно ВСН)
Продолжительность зимнего периода в году, сут.	151 (согласно ВСН)
Азимут преобладающего направления ветра, град	С-З, С-В
Наибольшая скорость ветра, м/с	6-7
Метеорологический пояс (при работе в море)	-
Количество штормовых дней (при работе в море)	-

Таблица 3.2 - Сведения о площадке строительства буровой

Наименование	Значение (текст, названия, величина)
1	2
Рельеф местности	Представляет собой равнину, пересеченную небольшими реками (главным образом пересыхающими), сухими руслами и оврагами.
Состояние местности	Суша, сельхозугодья
Толщина снежного покрова, см	25
Почвенного слоя, см	15
Растительный покров (гумус)	Растительность типичная для зоны сухих степей: типчак, ковыль, полынь и др.
Категория грунта	Вторая

Таблица 3.3 - Сведения о площадке строительства буровой

Назначения участка	Размер, га	Источник нормы отвода земель
1	2	3
Строительство буровой установки и размещение оборудования и техники для бурения поисковых скважин.	2,0	Нормы отвода земель для нефтяных и газовых скважин, СН 459-74

Таблица 3.4 - Источники и характеристики водо- и энергоснабжения связи и местных стройматериалов.

Название вида снабжения: (ВОДО-СНАБЖЕНИЕ: для бурения, для дизелей, питьевая вода, для бытовых нужд, ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЕ, СВЯЗЬ, МЕСТНЫЕ СТРОЙМАТЕРИАЛЫ) и т.д.	Источник заданного вида снабжения	Расстояние от источника до буровой, км	Характеристика водо и энергопри-вода, связи и стройматериалов
1	2	3	4
Водоснабжение:			
Вода для технических нужд	Привозная	(по договору)	Автотранспорт
Пресная вода: 1. Для котельной и хозбытовых нужд; 2. Для питьевых целей	Привозная	Ст. Жаксымай	Автотранспорт
Энергоснабжение	Дизель электростанция буровой установки	На буровой площадке	Автономное
Местные стройматериалы: а) грунт б) песчано-гравийная смесь	Местный карьер Местный карьер		Автосамосвал Автосамосвал
Связь	Спутниковая	-	Связь с головным офисом и представительством

Таблица 3.5 - Сведения о подъездных путях

Протяженность, км	Характер покрытия (гравийное, из лесоматериалов и т.д.)	Ширина, м	Высота насыпи, см	Характеристика дороги
1	2	3	4	5

Примечание: Подъездные пути будут определены во время переезда станка согласно Землеустроительного проекта.

Таблица 3.6 - Сведения о магистральных дорогах и водных транспортных путях

Магистральные дороги			Водные транспортные пути		
наличие (ДА, НЕТ)	название	расстояние до буровой, км	наличие (ДА, НЕТ)	название	расстояние до буровой, км
1	2	3	4	5	6
Да	Актобе-Буровая	190	нет	-	-

ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА

Исходные геологические данные для составления: «Групповой технический проект на строительство скважин SH-1, SH-2, SH-3, SH-4, SH-5, SH-6 глубиной 500 м с разделом ОВОС на месторождении Шубаркудук»

Цель бурения: Разведка и добыча нефти.

Проектная глубина: 500 ±250 м.

Проектный горизонт: Пермотриас

4. ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА

В административном отношении месторождение Шубаркудук находится в Темирском районе Актюбинской области Республики Казахстан (рисунок 4.1).



Рисунок 4.1 - Обзорная карта района работ

Район работ относится к зонам степей с характерной травяной растительностью и зарослями кустарников, распространенных, в основном, в оврагах и по берегам рек.

Гидрография района представлена рекой Уил с многочисленными притоками – рек Кенжалы, Шиели, Киил, Жарлы, Шагирлыкumды.

Рельеф местности характеризуется как холмисто-увалистый с густой овражно-балочной сетью, с массивами закрепленных песков. Абсолютные отметки колеблются от +170 м и до +270 м.

Климат района резко-континентальный с сухим жарким летом и суровой зимой, со значительными перепадами температур от +40°C летом до -38°C зимой. Другой особенностью климата данного района являются сильные ветры, преимущественно северо-восточного направления. Среднегодовое количество осадков не превышает 120-200 мм, которые выпадают, в основном, в осенне-зимний период.

Основное занятие местного населения – животноводство и земледелие. Большинство земель на участке работ занято под сельскохозяйственные угодья.

Крупный населенный пункт, расположенный на территории участка исследований – Шубаркудук, является железнодорожной станцией. Участок работ пересекает железная дорога Астана-Атырау. На станции Жаксымай находится база производственно – технического снабжения и нефтеналивные эстакады.

Продуктивность пермотриасовых отложений месторождения Шубаркудук была установлена поисковой скважиной №10 в 1931 году. Пермотриасовый комплекс приурочен к двум обособленным участкам: одна – в пределах северного склона, другая – в пределах присводовой части южного крыла соляного купола.

Литолого-стратиграфический разрез района работ изучен поисковыми и разведочными скважинами на соседних месторождениях Кенкияк, Алибекмола, Жанажол, Кожасай, Урихтау и 64-мя разведочными скважинами непосредственно на месторождении Шубаркудук. Разрез месторождения Шубаркудук слагают метаморфические породы палеозойского возраста, на которых с региональным размывом залегают мезо-кайнозойские отложения, представленные пермотриасовой, юрской, меловой и четвертичной системами.

При стратиграфическом расчленении разреза и литолого-фациальной характеристике использованы материалы бурения разведочных и эксплуатационных скважин, анализы керна и шлама, результаты интерпретации данных сейсморазведки (таблицы 4.1-4.4).

По тектоническому районированию исследуемый район располагается в юго-восточной части Астраханско-Актюбинской системы выступов фундамента.

Месторождение Шубаркудук представляет собой солянокупольную структуру почти широтного простирания, вытянутую с юго-запада на северо-восток. Соляной купол

На месторождении Шубаркудук пробурено всего 156 скважин, из них 64 разведочных и 92 эксплуатационных скважин.

С целью уточнения геологического строения месторождения, а также для установления продуктивности нефтенасыщенных коллекторов качественным опробованием и определением достоверных положений межфлюидных контактов, в рамках настоящего проектного документа планируется бурение шести проектных поисковых скважин (SH-1, SH-2, SH-3, SH-4, SH-5, SH-6), с проектной глубиной 500 м (рисунок 4.3).

Основанием для выбора местоположения и глубин проектных скважин являются материалы сейсморазведочных данных 3Д и результаты бурения скважин.

Порядок размещения скважин

Проектная скважина SH-1 – поисковая, независимая, закладывается на северном крыле структуры Шубаркудук на северо - восток от скважины 6 на расстоянии 0,3 км. Проектная глубина – 400 м, проектный горизонт – пермотриас. Устьевые координаты: X = 467381,1; Y = 5451054,1.

Проектная скважина SH-2 – поисковая, независимая, закладывается на северном крыле структуры Шубаркудук на северо - восток от скважины 509 на расстоянии 1 км. Проектная глубина – 450 м, проектный горизонт – пермотриас. Устьевые координаты: X = 471576,6; Y = 5452458,9.

Проектная скважина SH-3 – поисковая, независимая, закладывается на южном крыле структуры Шубаркудук на северо - запад от скважины 28 на расстоянии 0,3 км. Проектная глубина – 400 м, проектный горизонт – пермотриас. Устьевые координаты: X = 468236,1; Y = 5449145,8.

Проектная скважина SH-4 – поисковая, независимая, закладывается на северном крыле структуры Шубаркудук на юго - запад от скважины 21 на расстоянии 1 км. Проектная глубина – 500 м, проектный горизонт – пермотриас. Устьевые координаты: X = 469916,6; Y = 5451392,8.

Проектная скважина SH-5 – поисковая, независимая, закладывается на южном крыле структуры Шубаркудук на северо - восток от скважины 41 на расстоянии 1,3 км. Проектная глубина – 400 м, проектный горизонт – пермотриас. Устьевые координаты: X = 471117,8; Y = 5450156,1.

Проектная скважина SH-6 – поисковая, независимая, закладывается на северном крыле структуры Шубаркудук на восток от скважины 47 на расстоянии 0,9 км. Проектная глубина – 500 м, проектный горизонт – пермотриас. Устьевые координаты: X = 469182,0; Y = 5451232,0.

Цель бурения проектных поисковых скважин: уточнение геологического строения структуры по пермотриасовым отложениям, прослеживания выявленного продуктивного горизонта, оценка их коллекторских свойств и оконтуривания залежи.

Согласно проекту «Дополнение к проекту разведочных работ по поиску углеводородов на месторождении Шубаркудук» планируется производить отбор кернa в предполагаемых интервалах залегания продуктивных пластов. Отбор кернa и шлама производится в соответствии с геолого-техническим нарядом из перспективных горизонтов, а также при проявлениях прямых признаков УВ в процессе бурения (таблица 4.15).

Количество отбора образцов кернa и проб флюидов корректируется геологической службой, как в процессе бурения, так и при освоении продуктивных коллекторов. Также ими осуществляется наблюдение и контроль за выполнением отбора, выноса кернa и проб флюидов.

В процессе бурения необходимо вести постоянное наблюдение за нефтегазопрооявлениями (ГТИ), появлением пленок нефти или пузырьков газа в выходящем потоке глинистого раствора. Во всех случаях газопрооявлений производить отбор проб газа на лабораторные анализы.

Для увеличения выноса кернa и его сохранения необходимо применять съемные керноприемные трубы, использовать подходящие буровые растворы и технологические параметры бурения. Необходимо контролировать глубину отбора кернa по ГИС.

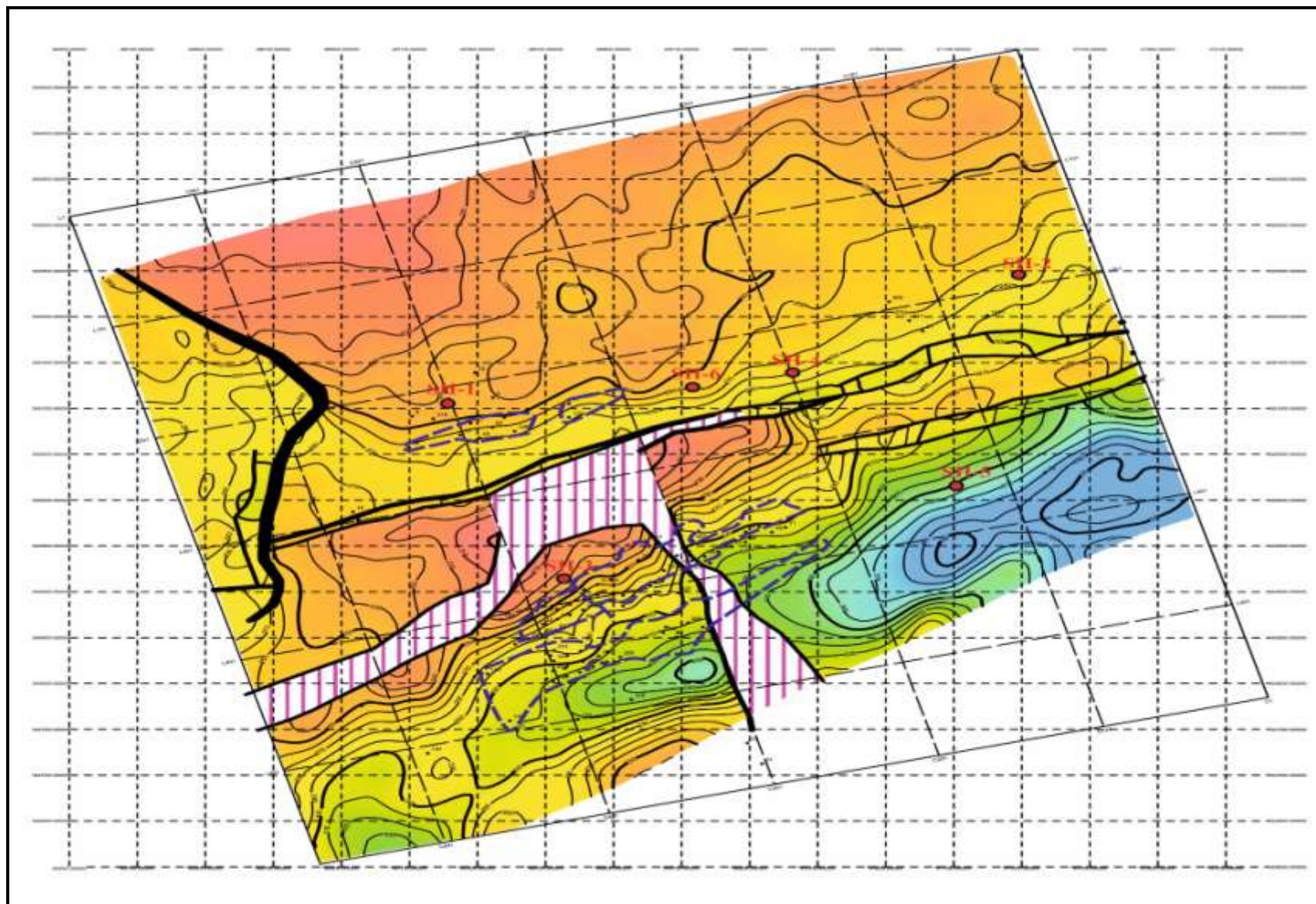


Рисунок 4.3 - Структурная карта по отражающему горизонту V (подошва нижней юры).

4.1. Литолого-стратиграфическая характеристика разреза скважины

Таблица 4.1 - Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания пластов и коэффициент кавернозности

Глубина залегания от стола ротора, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания пластов, град.		Коэффициент кавернозности в интервале
от (верх)	до (низ)	название	индекс	угол. пад.	азимут	
1	2	3	4	5	6	7
0	140	Четвертичная-Неоген-Палеогеновая+ Меловая	N+Q+P+K	до 4°		1,2
140	340	Юра	J			1,2
340	500	Пермотриас	PT			1,2

Таблица 4.2 - Литологическая характеристика разреза скважины

Стратиграфический горизонт	Интервал залегания, м		Горная порода		Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.д.)
	от (верх)	до (низ)	краткое название	% в интервале	
1	2	3	4	5	6
N+Q+P+K	0	140	Пески	10	Пески серые, зеленовато-серые, коричневые, средне-мелко-зернистые, кварцевые, глинистые.
			Песчаники	40	Песчаники светло-серые, зеленовато серые, коричневатого-серые, крупно-средне-мелкозернистые, кварцевые.
			Глины	50	Глины серые, зеленовато-серые, коричневые, пестроцветные, песчанисто-алевритистые, слабокарбонатные.
J	140	340	Песчаники	10	Песчаники серые, зеленовато серые, коричневые, средне-мелко зернистые, кварцевые, алевритистые, слабо крепкие.
			Алевриты	20	Алевриты светло-серые, коричневатого-серые, массивные, слюдяные, с примесью кварцевого песка.
			Глины	70	Глины зеленовато-серые, красно-коричневые, коричневые, массивные алевритистые, слабокарбонатные.
PT	340	500	Алевриты	30	Алевриты серые, светло-серые, зеленовато-серые, песчаные и слюдяные, слабо-средне-крепкие.
			Песчаники	40	Песчаники серые, зеленовато серые, коричневые, средне-мелко зернистые, кварцевые, алевритистые, слабо крепкие.
			Глины	30	Глины зеленовато-серые, красно-коричневые, коричневые, массивные алевритистые, слабокарбонатные.

Таблица 4.3 - Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность, г/см ³	Пористость, %	Проницаемость, мкм ²	Глинистость, %	Карбонатность, %	Соленость, %	Расслоенность породы	Категория породы по промысловой классификации	Коэффициент Пуассона	Модуль Юнга, Е x 10 ⁻⁴ , МПа
	от (верх)	до (низ)											
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
N+Q+P+K	0	140	Пески	2,2-2,4	30-35	1-0,01	5-70	5-15		1-2	мягкие	0,30	3,3-7,8
			Песчаники		18-30							0,32	
			Глины									0,50	
J	140	340	Песчаники	2,2-2,4	18-30	1-0,01	5-70	5-15		1-2	мягкие	0,32	3,3-7,8
			Алевролиты		15-18							0,51	
			Глины									0,50	
PT	340	500	Алевролиты	2,2-2,4	10-18	1-0,01	15-70	15-20		1-2	мягкие, средние	0,51	3,3-7,8
			Песчаники									0,27	
			Глины		25-30							0,50	

Таблица 4.4 - Геокриологическая характеристика разреза скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал залегания многолетнемерзлых пород, м		Тип многолетнемерзлых пород: основная, реликтовая	Льдистость пород %	Наличие: ДА, НЕТ			
	от (верх)	до (низ)			Избыточной льдистости в породе в виде линз, пропластков, прослоев и т.д.	таликов	Межмерзлотных, напорных (защемленных) вод	Пропластков газогидратов
1	2	3	4	5	6	7	8	9

Примечание: В разрезе проектной скважины многолетнемерзлые породы отсутствуют.

4.2. Нефтегазоводоносность по разрезу скважины

Таблица 4.5 – Нефтеносность

Индекс страти- графиче- ского подраз- деления	Интервал, м		Тип коллектора	Параметры нефти					Параметры растворенного газа					
	от (верх)	до (низ)		плотность, г/см ³		содержа- ние серы, % по весу	содержа- ние пара- фина, %по весу	Свободный дебит, м ³ /сут	газо- вый фак- тор, м ³ /м ³	содер- жание серово- дорода, %	содер- жание угле- кислого газа, %	удель- ный вес по отно- шению к воз- духу	коэффи- циент сжимаемости	давление насы- щения в пласто- вых условиях, МПа
				в плас- товых усло- виях	после дегаза- ции 20°C									
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
РТ	330	339	поровый	0,910	-	0,6	1,5	10,0	15,6	-	-			

Примечание: Данные о параметрах нефти и растворенного газа взяты из ДПРР и ПЗ-1963г.

Таблица 4.6 – Газоносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м (по вертикали)		Тип коллектора	Содержание в % по объему			Относительная по воздуху плотность газа	Коэффициент отклонения газа в пластовых условиях	Свободный дебит м ³ /сут	Параметры конденсата	
	от (верх)	до (низ)		H ₂ S	Ne	CO ₂				в пластовых условиях г/см ³	на устье скважины кг/м ³
1	2	3	4		5	6	7	8	9	10	11

Примечание: Вскрытие газовых пластов не ожидаются.

Таблица 4.7 – Водоносность

Индекс страти- графиче- ского под- разделе- ния	Интервал, м*		Тип кол- лектора	Плотность, г/см ³	Свободный де- бит, м ³ /сут	Фазовая проницае- мость, мдарси	Химический состав воды						Степень минера- лизации, мг-экв/л	Тип воды по Сулину СФН- сульфатно- натриевый; ХК-хлор- кальциевый; ХМ-хлор- магниевый	Относит- ся к ис- точнику питьевого водо- снабжение- ния (да или нет)
	от (верх)	до (низ)					анионы			катионы					
							Cl мг/ экв/л	SO ₄ ⁻ мг/ экв/л	HCO ₃ ⁻ мг/ экв/л	Na+K мг/л	Mg ⁺⁺ мг/л	Ca ⁺⁺ мг/л			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
J	140	200	поровый		5-9	-	131,49	0,52	0,74	101,8	14,35	16,59	265,49	ХК	нет

Таблица 4.8 - Давление и температура по разрезу скважины (в графах 6, 9, 12, 15, 17 проставляются условные обозначения источника получения градиентов; ПСР – прогноз по сейсморазведочным данным; ПФГ – прогноз по геофизическим исследованиям; РФЗ – расчет по фактическим замерам в скважинах)

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал по вертикали, м		Градиент давления												Температура в конце интервала	
	от (верх)	до (низ)	Пластового			Порового			Гидроразрыва пород			Горного			Градус	Источник получения
			кгс/см ² на м		Источник получения	кгс/см ² на м		Источник получения	кгс/см ² на м		Источник получения	кгс/см ² на м		Источник получения		
			от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
N+Q+P+K	0	140	0,094	0,103	ПФГ	0,094	0,103	ПГФ	0,176	0,178	ПГФ	0,182	0,184	ПГФ	15	ПГФ
J	140	340	0,103	0,104	ПФГ	0,103	0,104	ПГФ	0,178	0,181	ПГФ	0,184	0,187	ПГФ	19	ПГФ
PT	340	500	0,104	0,105	ПФГ	0,104	0,105	ПГФ	0,181	0,183	ПГФ	0,187	0,189	ПГФ	24	ПГФ

4.3. Возможные осложнения по разрезу скважины

Таблица 4.9 - Поглощение бурового раствора

Стратиграфические подразделения	Интервалы, м		Максимальная интенсивность поглощения, м ³ /час	Расстояние от устья скважины до статического уровня при его максимальном снижении, м	Потеря циркуляции (да, нет)	Градиент давления поглощения, кгс/см ² /м		Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)				При вскрытии	После изоляционных работ	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
N+Q+P+K+J	0	160	Частичные поглощения					

Таблица 4.10 - Осыпи и обвалы стенок скважины

Стратиграфические подразделения	Интервал, м		Буровые растворы, применявшиеся ранее			Условия возникновения осложнений, сут	Мероприятия по ликвидации последствий (проработка, промывка) и т.д.
	от (верх)	до (низ)	тип раствора	плотность, г/см ³	«Показатель водоотдачи, при которой возможны осыпи и обвалы стенок скважины»		
1	2	3	4	5	6	7	8
N+Q+P+K+J	0	160					Поддерживать удельный вес бур. раствора по проекту. Обеспечивать достаточную циркуляцию.

Примечание: в процессе бурения допустимо изменение рецептуры обработки и плотности бурового раствора для поддержания стабильности стенок, для сохранения устойчивости ствола и предотвращения загрязнения призабойной зоны скважин с использованием различных методов обработки буровых растворов.

Таблица 4.11 – Нефтегазоводопроявления

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Вид проявляемого флюида (вода, нефть, конденсат, газ)	Плотность смеси при проявлении для расчета избыточных давлений, г/см ³		Условия и характер проявлений	Характер проявления (в виде пленок нефти, пузырьков газа, перелива воды, увеличения водоотдачи и т.п.)
	от (верх)	до (низ)		трубное	затрубное		
1	2	3	4	5	6	7	8
J	140	200	Вода	0,80	0,80		пузырьки газа, перелив воды, увеличение водоотдачи
PT	330	339	Нефть	0,80	0,80		пленки нефти, пузырьки газа

Таблица 4.12 - Прихватоопасные зоны

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Раствор, при применении которого произошел прихват				Наличие ограничений на оставление инструмента без движения или промывки (да, нет)	Вид прихвата (от перепада давления, заклинки, сальникообразования и т.д.)	Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)	тип	плотность, г/см ³	водоотдача, см ³ / 30 мин и вязкость (УВ), с	смазывающие добавки (название)			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
J	200	340	KCL полимерный	1,10-1,14	B<5	LUBE -167	да	Сальникообразования, осыпание	Превышение фильтрации, недостаточная гидромониторная очистка забоя

Примечание: При неукоснительном соблюдении технологических требований к качеству и рецептуре промывочных жидкостей осложнения исключаются

Таблица 4.13 - Текучие породы

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал залегания текущих пород, м		Краткое название пород	Минимальная плотность бурового раствора, предотвращающая течение пород, г/см ³	Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)			
1	2	3	4	5	6
Текучие породы в разрезе отсутствуют.					

Таблица 4.14 - Прочие возможные осложнения

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Вид (название) осложнения: желобообразование, перегиб ствола, искривление, грифонообразование	Характеристика (параметры) осложнения и условия возникновения
	от (верх)	до (низ)		
1	2	3	4	5

Примечание: В процессе бурения прочие возможные осложнения не ожидаются – при условии соответствия фактических параметров техническому проекту.

4.4. Исследовательские работы

Таблица 4.15 - Отбор керна, шлама и грунтов

Наименование стратигра- фического под- разделения	Условия отбора керна					Условия отбора шлама				Условия отбора грунтов			
	Интервал, м		Максималь- ная проходка за рейс, м	Минималь- ный диа- метр, мм	Мет- раж отбора керна, м	Наимено- вание страти- графического подразделе- ния	Интервал, м		Частота отбора шлама через, м	Наименование стратиграфи- ческого подраз- деления	Глубина отбора грунта, м	Тип бо- кового грунто- носа	Коли- чество об- разцов по- род, шт.
	от (верх)	до (низ)					от (верх)	до (вниз)					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
РГ	330	339	9	101,6	9	в интервале 160-500 м через каждые 5 м, в случае признаков УВС через каждый 1 метр.	Не предусматривается						

Примечание:

- По данным ГТИ интервалы и объем отбора керна корректируется геологической службой Заказчика.
- При проявлении или появлении признаков углеводородов отбор керна производить до полного исчезновения признаков.
- Общий отбор керна по каждой скважине – 9м. Общий отбор керна по шести проектируемым скважинам составляет 54м.

Таблица 4.16 - Геофизические исследования

Наименование исследований	Масштаб вывода диаграмм	Замеры производятся в интервале, м		Примечание
		от (верх)	до (низ)	
1	2	3	4	5
Общие исследования: Радиоактивный каротаж (GR, CNL); Акустический каротаж (BHC); Резистивеметрия (DIT); ПС, КС (стандартный зонд), Кавернометрия, Термометрия, Профилеметрия, Инклинометрия	1:500	0	160	ГИС под тех. колонну и промежуточные каротажные работы с целью контроля за стволом скважины
		160	500	
Детальные исследования: Индукционный каротаж (AIT); Акустический каротаж (SL); Радиоактивный каротаж (GR, CNL); Гамма-плотностной каротаж (LDT); Диэлектрический каротаж (EPT); Фокусированный боковой каротаж (MSFL, LLS, LLD); Гамма-спектрометрический каротаж (NGS); ПС, КС (стандартный зонд), Кавернометрия, Профилеметрия, Термометрия.	1:200	160	500	Детальные ГИС всей продуктивной толщи
ГТИ, Газовый каротаж	1:200	160	500	Отбор шлама производится в интервале 160-500 м через каждые 5 м, в случае признаков УВС через каждый 1 метр.
Специальные исследования: Ядерно-магнитный резонанс (CMR); Микросканирование стенки скважины (FMI); RFT или MDT	1:500	В интервале продуктивных пластов		

Примечание:

- Забой скважины, объёмы и интервалы вышеперечисленных геолого-геофизических исследований могут корректироваться геологической службой заказчика в процессе строительства скважин с учётом фактического разреза скважин и только с разрешения Заказчика.
- Интервалы и объем ГТИ корректируются геологической службой Заказчика. В случае обнаружения УВ возможно проведение дополнительных работ по решению Заказчика

Таблица 4.17 - Данные по испытанию (опробованию) пластов в процессе бурения

Индекс стратиграфического подразделения	Испытание (опробование) пластоиспытателем на трубах			Опробование пластоиспытателем на кабеле		
	вид операции (испытание, опробование)	глубина нижней границы объема, м	количество циклов промывки после проработки	интервал, м		количество проб, шт.
				от (верх)	до (низ)	
1	2	3	4	5	6	7
Не предусматривается						

4.5. Работы по испытанию в эксплуатационной колонне и освоение скважины, сведения по эксплуатации

Таблица 4.18 Испытание продуктивных горизонтов (освоение скважины) в эксплуатационной колонне

Индекс стратиграфического подразделения	Номер объекта (снизу вверх)	Интервал залегания объекта, м		Интервал установки цементного моста, м		Тип конструкции продуктивного горизонта: открытый забой, фильтр, зацементированная колонна	Тип установки для испытания (освоения): передвижная, стационарная	Пласт фонтанирующий (ДА, НЕТ)	Количество режимов (штуцеров) испытания, шт.	Диаметр штуцеров, мм	Последовательный перечень операций вызова притока или освоения нагнетательной скважины: смена раствора на воду (РАСТВОР-ВОДА), смена раствора на нефть (РАСТВОР-НЕФТЬ), смена воды на нефть (ВОДА-НЕФТЬ), аэрация (АЭРАЦИЯ), понижение уровня компрессорами (КОМПРЕССОР)	Опорожнение экс. колонны при освоении	
		от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)							Максимальное снижение уровня, м	Плотность жидкости, г/см ³
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Для проектных скважин №№ SH-1, SH-2, SH-3, SH-4, SH-5, SH-6													
РТ	I	330	339	310	359	зацементированная колонна	передвижная	да	3	3, 5, 7	Смена раствора на тех. воду с последующим снижением уровня путем компрессирования		1,01

Примечание: Интервалы, максимальное снижение уровня и плотность жидкости будут уточняться Заказчиком по результатам ГИС;
Количество режимов испытания и диаметры штуцеров будут уточняться по результатам фактического вторичного вскрытия.

Таблица 4.19 - Работы по перфорации эксплуатационной колонны при испытании (освоение)

Номер объекта	Перфорационная среда		Мощность перфорации, мм	Вид перфорации	Типоразмер перфоратора	Количество отверстий на 1 м.шт.	Количество одновременно спускаемых зарядов, шт.	Количество спусков перфоратора раз	Спуск перфоратора на НКТ
	вид	плотность, г/см ³							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
I	Тех. вода/Рапа	1,01	1500	кумулятивная	Импортный	20	60	3	да

Примечание: 1. Тип и параметры перфоратора могут быть изменены по желанию Заказчика;
2. Количество отверстий на 1 п.м. уточняются после проведения окончательного ГИС;
3. Плотность и тип жидкости при перфорации будут уточнены по фактическим данным бурения и ГИС.
4. В графе 8 - указано из расчета спуска перфоратора длиной по 3 м за 1 раз спуска.

Таблица 4.20 - Интенсификация притока пластового флюида или повышение приемистости пласта в нагнетательной скважине

Номер объекта	Название процесса: глинокислотная обработка керасино-кислотной эмульсией, установка кислотной ванны, добавочная кумулятивная перфорация, обработка ПАВ, метод переменных давлений (МПД), закачка изотопов и другие операции, выполняемые по местным нормам	Количество операций, установок, импульсов, спусков перфоратора	Плотность жидкости в колонне, г/см ³	Давление на устье, МПа	Температура закачиваемой жидкости, °С	Глубина установки пакера, м	Мощность перфорации, мм	Типоразмер перфоратора	Количество отверстий на 1 м, шт.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10

Примечание: все параметры интенсификации будут уточняться по результатам ГИС и моделирования дизайна ГРП.

Таблица 4.21 - Дополнительные работы при испытания (освоения)

Номер объекта	Название работ: промывка песчаной пробки; повышение плотности бурового раствора; повторное понижение уровня азарацией; температурный прогрев колонны (при освоении газового объекта); виброобработка объекта; частичное разбуривание цементного моста; и другие дополнительные работы, выполняемые по местным нормам	Единица измерения	Количество	Местные нормы времени, сут.
1	2	3	4	5
-	-	-	-	-

Примечание: Не предусматривается

Таблица 4.22 - Данные по эксплуатационным объектам

Номер объекта	Плотность жидкости в колонне, г/см ³		Пластовое давление на период поздней эксплуатации, кгс/см ²	Максимальный динамический уровень при эксплуатации, м	Установившаяся при эксплуатации температура, °С		Данные по объекту, содержащему свободный газ		Заданный коэффициент запаса прочности на смятие в фильтровой зоне
	на период ввода в эксплуатацию	на период поздней эксплуатации			в колонне на устье скважины	в эксплуатационном объекте	Длина столба газа по вертикали, м	Коэффициент сжимаемости газа в стволе скважины	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Таблица не несет данных									

Таблица 4.23 - Дополнительные данные для определения продолжительности испытания (освоения) скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Относится ли объектам, которые (да, нет)		Предусмотрено ли (да, нет)			Для эксплуатационных скважин требуется ли исключить из состава основных работ (да, нет)			Работы по испытанию проводятся в 1, 1.5, 2 или 3 смены	Требуется ли двукратное приращение работ после интенсификации притока (да, нет)
			Шаблонирование обсадной колонны	Для эксплуатационных скважин		Вызов притока в нагнетательной скважине	Гидрогазодинамические исследования в эксплуатационной скважине	Освоение, очистку и гидрогазодинамические исследования		
	Задавка скважины через НКТ	Использование норм по ССНВ для разведочных скважин								
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
РТ	нет	нет	да	-	-	нет	-	-	две	-

Примечание: Решения по проведению работ будут приниматься по результатам вторичного вскрытия и интенсификации притока пластового флюида.

Таблица 4.24 - Данные по нагнетательной скважине

Индекс стратиграфического подразделения	Номер объекта (снизу вверх)	Интервал залегания объекта нагнетания, м		Название (тип) нагнетаемого агента (ВОДА, НЕФТЬ, ГАЗ, ПАР и т.д.)	Режим нагнетания				
		от (верх)	до (низ)		плотность жидкости, г/см ³	относительная по воздуху плотность нагнетаемого газообразного агента	интенсивность нагнетания, м ³ /сут	давление на устье, кгс/см ²	температура нагнетаемого агента, °С
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10

Примечания: В данном техническом проекте нагнетательные скважины не проектируются.

Таблица 4.25 - Сведения об осложнениях по пробуренным скважинам-аналогам

Номер скважины	Площадь	Интервал осложнения		Индекс стратиграфического подразделения	Вид осложнения	Условия возникновения (тип, параметры бурового инструмента, глубина спуска предыдущей колонны, диаметр ствола и т.д.)
		от	до			
1	2	3	4	5	6	7

Примечания: Сведения об осложнениях по пробуренным скважинам – аналогам приведены в таблицах осложнений : №№ 4.9 – 4.14

5. КОНСТРУКЦИЯ СКВАЖИНЫ

С целью охраны недр, подземных вод и предотвращения возможных осложнений при строительстве скважины предусматривается следующая конструкция:

Направление Ø 339,7 (13³/₈") x 10м –цементируется до устья, устанавливается с целью предотвращения размыва устья при бурении под кондуктор и возврата восходящего потока бурового раствора из скважины в циркуляционную систему.

Кондуктор Ø 244,5 (9⁵/₈") мм x 160м – цементируется до устья. Кондуктор спускается с целью перекрытия меловых отложений, в которых возможно поглощения бурового раствора или водопроявления в водоносных горизонтах, осыпей и обвалов верхних неустойчивых пород. Устье скважин после спуска кондуктора оборудуется противовыбросовым оборудованием.

Эксплуатационная колонна Ø 168,3 (6⁵/₈") мм x 500 (±250)м – цементируется до устья, спускается с целью разобщения продуктивных и водоносных горизонтов, а также опробования перспективных горизонтов.

Конструкция скважины выбрана согласно геологическим данным в соответствии с требованиями «Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности».

Количество, глубины спуска и типоразмеры обсадных колонн определены исходя из совместимости условий бурения и безопасности работ при ликвидации возможных нефтегазоводопроявлений и испытания скважин на продуктивность.

Совмещенный график давлений приведен на рис. 5.1.

Обоснование необходимости спуска обсадных колонн и принятая конструкция скважины приведены в таблице 5.2, общая характеристика обсадных колонн – в таблице 5.3, в таблице 5.4 приведены технико-технологические мероприятия, которые обусловлены горно-геологическими условиями строительства скважин. В таблице 5.5 – максимально допустимые гидродинамические давления в открытом стволе при выполнении технологических операции в процессе бурения скважин.

Таблица 5.1 - Характеристика и устройство шахтового направления

Характеристика трубы						Подготовка шахты или ствола, спуск и крепление направления
Наружный диаметр, м	Длина, м	Марка (группа прочности) материала	Толщина стенки, мм	Масса, т	ГОСТ, ОСТ, ТУ, МРТУ, МУ и т.д. на изготовление	
1	2	3	4	5	6	7
						1. Устройство шахты 2м х 2м х 2м с бетонированием стенок и дна бетоном. Стенки и дно шахты должны быть укреплены армированным бетоном с толщиной не менее 20см.
245	18	Д	10,0	1,1	ГОСТ 8732-80	2. Ствол под шурф для квадратной штанги буриться турбобуром долотом 295,3 мм под углом 20° к вертикали или шурфозабоником.
339,7 (13⅝")	10	Д	9,7	0,796	ОТТМ	3.Цементируется до устья, устанавливается с целью предотвращения размыва устья при бурении под кондуктор и возврата восходящего потока бурового раствора из скважин в циркуляционную систему.

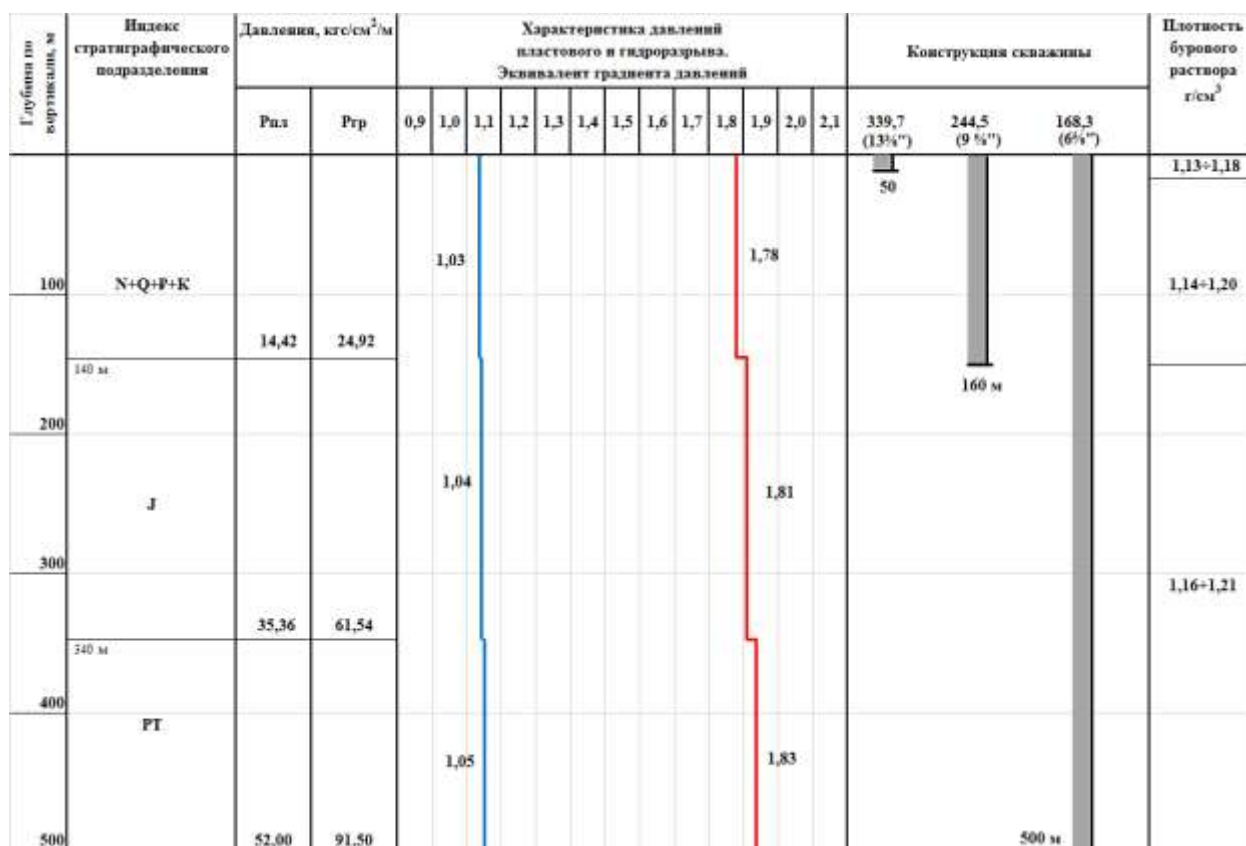


Рисунок 5.1. Совмещенный график давлений.

Таблица 5.2 - Глубина спуска и характеристика обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска	Наименование колонны (направление, кондуктор, эксплуатационная)	Интервал по стволу скважины (установка колонны или открытый ствол), м		Номинальный диаметр ствола скважины (долота) в интервале, мм	Расстояние от устья скважины до уровня подъема цементного раствора за колонной, м	Количество раздельно спускаемых частей колонны, шт.	Номер раздельно спускаемой части в порядке спуска	Интервал установки раздельно спускаемой части, м		Необходимость (причина) спуска колонны (в том числе в один прием или секциями), установки, надбавки смены или поворота секции
		от (верх)	до (низ)					от (верх)	до (низ)	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Направления Ø 339,7 (13 ^{3/8} ") мм	0	10	393,7	0	1	1	0	10	Цементируется до устья, устанавливается с целью предотвращения размыва устья при бурении под кондуктор и возврата восходящего потока бурового раствора из скважин в циркуляционную систему.
2	Кондуктор Ø 244,5 (9 ^{5/8} ")	0	160	295,3	0	1	1	0	160	Цементируется до устья. Кондуктор спускается с целью перекрытия меловых отложений, в которых возможно поглощения бурового раствора или водопроявления в водоносных горизонтах, осыпей и обвалов верхних неустойчивых пород. Устье скважин после спуска кондуктора оборудуется противовыбросовым оборудованием.
3	Эксплуатационная Ø 168,3 (6 ^{5/8} ") мм	0	500	215,9	0	1	1	0	500	Цементируется до устья, спускается с целью перекрытия газового пласта, разобщения продуктивных и водоносных горизонтов, а также опробования перспективных горизонтов.

Примечание: Конструкция скважин уточняется исходя из горно-геологических условий бурения скважин.

Таблица 5.3 - Характеристика раздельно спускаемых частей обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска (табл. 5.2.гр. 1)	Раздельно спускаемые части												
	номер в порядке спуска (табл. 5.2.гр.8)	Количество диаметров, шт.	Номер одно размерной части в порядке спуска	Наружный диаметр. мм	интервал установки одноразмерной части (от стола ротора), м		толщина стенки, мм	Соединения обсадных труб в каждой одноразмерной части					
					от (верх)	до (низ)		кол-во типов соединений, шт.	номер в порядке спуска	условный код типа соединения	максимальный наружный диаметр соединения, мм	интервал установки труб с заданным типом соединения, м	
												от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1	1	1	1	339,7 (13 ^{3⁄8} ")	0	10	-	1	1	ОТТМ	365,1	0	10
2	1	1	1	244,5 (9 ^{5⁄8} ")	0	160	-	1	1	ОТТМ	269,9	0	160
3	1	1	1	168,3 (6 ^{5⁄8} ")	0	500	-	1	1	ОТТМ	187,7	0	500

Примечание: Возможно замена обсадных труб всех размеров и типов резьбы на более высокопрочные по усмотрению «Заказчика».

Таблица 5.4 - Техничко-технологические мероприятия, предусмотренные при строительстве скважины по проектной конструкции

п/п №	Наименование мероприятия или краткое описание	Причина проведения мероприятия
1	2	3
1	Проведение учебных тревог «Выброс», периодичность – 4 раза в месяц и перед вскрытием продуктивного пласта	Проверка действий буровой бригады в случае возможных газонефтеводо-проявлений
2	Периодические функциональные проверки ПВО во время бурения – 2 раз в месяц и перед вскрытием продуктивного пласта	Проверка работоспособности ПВО
3	Проведение мероприятий по предупреждению гидроразрыва пластов при выполнении технологических операций в скважине: - запрещается продолжение углубления скважины при появлении поглощения раствора и без выхода циркуляции; - не допускать превышения скорости спуска бурильных (обсадных) труб более установленных значений (см. табл. 9.8); - строго следить за правильным восстановлением циркуляции раствора после спуска инструмента, при соблюдении параметров бурового раствора (см. табл. 7.1); - с целью предупреждения заклинивания и прихвата инструмента в случае потери диаметра необходимо проработать интервал предыдущего долбления. В интервалах возможных поглощений бурового раствора необходимо предусмотреть ограничение скорости спуска бурильного инструмента, поддержание свойств бурового раствора в заданных пределах согласно табл. 7.1. На глубине кровли продуктивного пласта произвести промежуточную промывку скважины не менее 2 циклов и выравнивание параметров бурового раствора (для уменьшения гидравлических сопротивлений на пласт). В интервалах возможных проявлений после окончания долбления, перед подъемом бурильных труб для смены долота, необходимо предусмотреть промывку скважины в течение цикла. В интервалах возможных осыпей и обвалов необходимо поддержание ингибирующих свойств бурового раствора в заданных пределах (см. табл. 7.1).	Предупреждение аварийных ситуаций и осложнений
4	Для обеспечения безаварийной работы при бурении скважины необходимо руководствоваться следующими документами: [1]. При выполнении буровых работ особое внимание обратить на следующие мероприятия: – Обеспечение систематического контроля показателей свойств бурового раствора и поддержание их согласно требованиям ГТН. – Обеспечение буровой (до начала бурения) следующим минимумом ловильного инструмента, соответствующего размерам скважины и применяемым бурильным трубам и УБТ: колокол с воронкой, метчик, магнитный фрезер. Ловильный инструмент должен быть исправлен, смазан и иметь соответствующие переводники под бурильные трубы. На каждый ловильный инструмент необходимо иметь эскизы с указанием размеров. – Перед спуском долот в скважину бурильщик обязан проверить диаметр долота, состояние присоединительной резьбы, сварных швов, люфт шарошек. – Перед началом бурения бурильщик обязан ознакомиться с характером сработки предыдущего долота и режимом его работы для установления правильного режима работы новым долотом. – Немедленно начать подъем инструмента при резком падении механической скорости в 2,5–3 раза за последние 15–20 минут бурения.	Предупреждение аварийных ситуаций и осложнений

Продолжение таблицы 5.4

1	2	3
	– Запрещается крепление долот ротором. – В случае возникновения затяжек инструмента в момент подъема, необходимо приостановить подъем, навернуть ведущую трубу (квадрат), дать промывку и путем расхаживания и проворота ротором при промывке сбить сальник с долота. – Не оставлять инструмент в открытом стволе скважины без движения более 10 мин (уточняется технологической службой подрядчика). – Поддерживать в буровом растворе смазочные добавки в требуемых пределах. – Постоянно контролировать и регистрировать величину вращающего момента бурильной колонны, недопуская превышения установленной величины с помощью моментомера. – В случае интенсивного обвалообразования бурение прекратить, инструмент без движения не оставлять, производить промывку скважины с целью очистки ствола от обвалившейся породы. – При спуске бурильного инструмента в скважину производить промежуточные промывки, при возникновении посадок обязательно. – В местах постоянных сужений ствола скважины производить спуск бурильного инструмента с проработкой, а подъем при наличии затяжек осуществлять с промывкой. – При изменении компоновки низа бурильной колонны или типа долота спуск инструмента в открытой части ствола скважины производить замедленно, а в местах посадок и интервалах постоянных сужений производить проработку. – Все резьбовые соединения УБТ при каждом спуске в скважину докреплять машинными ключами. – Смену положения рабочих соединений УБТ производить через 100 ч механического бурения при бурении до глубины 3000 м и через 50 ч при бурении свыше 3000 м. – Смену положения рабочих соединений бурильных труб производить через 10–15 долблений. При бурении в осложненных условиях и проведении аварийных работ частоту смены рабочих соединений увеличить до практически необходимой. – Если в процессе бурения возникли признаки слома бурильной колонны, ее негерметичности или разрушения долота, колонна бурильных труб должна быть поднята. – В процессе бурения все бурильные трубы и замки к ним, ведущие и утяжеленные трубы, центраторы, переводники и другие элементы бурильной колонны должны проверяться визуально (износ наружной поверхности, состояние резьбовых соединений) и, кроме того, методом опрессовки и дефектоскопии. Проверка производится в соответствующие сроки. – Для предупреждения искривления скважины в проекте предусмотрено: – применение специальной КНБК, обеспечивающей необходимую жесткость низа бурильной колонны, нормальную проходимость по стволу, предотвращение заклинивания инструмента при СПО; – контроль параметров — кривизны и азимута с помощью инклиномера через 150–250 м проходки скважины;	Предупреждение аварийных ситуаций и осложнений
5	Мероприятия по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов В целях предупреждения газонефтеводопроявлений при бурении скважины необходимо руководствоваться: [1]. Признаками начала газонефтеводопроявлений в бурящихся скважинах являются: – повышение расхода (скорости) восходящего потока бурового раствора из скважины при неизменной производительности буровых насосов; – выход на поверхность части (пачки) бурового раствора, насыщенного газом, нефтью или пластовой водой во время промывки скважины.	Предупреждение газонефтеводопроявлений

Продолжение таблицы 5.4

1	2	3
	– увеличение объема бурового раствора в приемных емкостях при циркуляции; – перелив бурового раствора из скважины при прекращении циркуляции; – увеличение объема вытесняемого бурового раствора из скважины при спуске бурильной колонны по сравнению с объемом спущенных бурильных труб; – уменьшение объема заливаемого в скважину бурового раствора при подъеме бурильной колонны по сравнению с объемом извлеченных бурильных труб. В целях предотвращения открытого газонефтеводопроявления при вскрытии продуктивных и водонапорных горизонтов и дальнейшем углублении скважины; – плотность бурового раствора должна поддерживаться из расчета создания гидростатического давления в скважине, превышающего пластовое, и соответствовать проекту; – условная вязкость, статическое напряжение сдвиг бурового раствора должны поддерживаться на минимально допустимом уровне, исходя из требований проекта; – на буровой необходимо иметь запас бурового раствора соответствующих свойств в количестве, равном двум объемам скважины; – буровая должна быть оснащена механизмом (дегазатором) для дегазации бурового раствора и приборами контроля концентрации газа в буровом растворе. Вскрытие продуктивных горизонтов при неисправно дегазаторе запрещается; – устье скважины должно быть оборудовано ПВО в соответствии с утвержденной схемой. Перед подъемом бурильной колонны из скважины со вскрытыми продуктивными горизонтами необходимо тщательно промыть скважину (не менее 1 цикла) и выровнять буровой раствор с доведением его показателей свойств до норм, установленных техническим проектом, промывку производить с периодическим вращением бурильного инструмента. Устье скважины должно быть оборудовано приспособлением для долива. При подъеме инструмента из скважины производить непрерывный долив бурового раствора, поддерживая его уровень у устья скважины. Для непрерывного долива необходимо установить емкость объемом 20–25 м³ под буровой раствор, используемый для долива скважины. Запрещается производить подъем бурильного инструмента из скважины при наличии сифона или поршневания. При первых признаках поршневания подъем прекратить и произвести промывку и проработку скважины. При длительных простоях (более 15 суток) бурящейся скважины вскрытые продуктивные горизонты должны быть изолированы цементным мостом. При появлении признаков газонефтеводопроявления необходимо принять экстренные меры в соответствии с действующими инструкциями, немедленно сообщить руководству буровой организации. В случае вынужденных простоев бурильная колонна должна быть спущена до башмака последней обсадной колонны и устье скважины герметизировано превентором. При этом необходимо периодически производить промывку скважины со спуском бурильных труб до забоя. Периодичность промывок определяется технологической службой бурового предприятия. В проекте предусмотрено: – организовать службу супервайзера на буровой; – службу контроля (круглосуточно) и регулирование параметров бурового раствора; – обеспечить буровую газокаротажной станцией. При вскрытии продуктивного горизонта необходимо уменьшить вес и длину КНБК до минимального значения, обеспечивающего углубление скважины	Предупреждение газонефтеводопроявлений

Таблица 5.5 - Максимально-допустимые гидродинамические давления в открытом стволе скважины при выполнении технологических операций

Интервал, м		Допустимая гидродинамическая составляющая репрессии на границе интервала, кгс/см ²		Допустимая гидродинамическая составляющая депрессии на границе интервала, кгс/см ²	
от (верх)	до (низ)	верхней	нижней	верхней	нижней
1	2	3	4	5	6
10	160	0,15	2,56	Депрессия в процессе бурения не предусматривается	
160	500	2,56	7,50		
				100	100

Примечания: В остальных интервалах допустимые гидродинамические давления по условию предупреждения поглощений ограничивается давлением гидроразрыва пород.

6. ПРОФИЛЬ СТВОЛА СКВАЖИНЫ

Таблица 6.1 - Входные данные по профилю наклонно-направленной скважины

Интервал установки погружных насосов по вертикали, м		Максимальнодопустимые параметры профиля в интервале установки погружных насосов		Зенитный угол, град		
от (верх)	до (низ)	зенитный угол, град	интенсивность изменения зенитного угла, град/100 м	максимальнодопустимый интенсивность искривления на 30 м	при входе в продуктивный пласт	
					минимальнодопустимый	максимальнодопустимый

Примечание: Проектируемая скважина – вертикальная. Необходимо принять все меры по недопущению значительного искривления ствола скважин, не более 3°-5°.

Таблица 6.2 - Профиль ствола скважины

Интервал по вертикали, м		Длина интервала по вертикали, м	Зенитный угол, град		Азимут по замеру, град.	Горизонтальное отклонение, м		Длина по стволу, м	
от (верх)	до (низ)		в начале интервала	в конце интервала		за интервал	общее	интервала	общее
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10

Примечание: Проектируемая скважина – вертикальная.

7. БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ

7.1 Буровые растворы

Программа по буровым растворам разработана с учетом всех осложнений, которые могут возникнуть при бурении скважины.

7.1.1 Основными проблемами при бурении скважин являются:

- газоводонефтепроявления;
- прихваты бурильного инструмента из-за осыпей стенок скважины;
- поглощение бурового раствора в процессе бурения;
- желобообразование и текучесть солей;
- осыпи и обвалы стенок скважины;

Решения:

- для предупреждения осложнений, связанных с целостностью ствола скважины, предусмотрен Полимерный ингибирующий буровой раствор;
- для недопущения нефтегазопроявлений требуется непрерывное слежение за технологическими показателями бурового раствора и уровнем бурового раствора в рабочих ёмкостях с использованием специальных приборов;
- для предупреждения прихватов, в буровой раствор вводить смазывающие и противоприхватные реагенты;
- при температуре бурового раствора, обработанного химическими реагентами, на устье и в отстойниках выше 40⁰С необходимо принимать специальные меры защиты: охлаждение бурового раствора путем перемешивания его; закрытие люков отстойников крышками; проведение работающим спец. инструктажа.

7.1.2 Обоснование плотности бурового раствора

Плотность бурового раствора по интервалам бурения определена исходя из горно-геологических условий бурения скважины в соответствии с правилами «Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности» §7 п. 874 и опыта бурения ранее пробуренных скважин.

$$\rho_{б.р.} = (10 \times \kappa_{н.д.} \times \kappa_{пр.ср.}), \text{ где}$$

$\kappa_{н.д.}$ – наибольший градиент пластового давления в интервале (табл. 4.8, геологической части проекта);

$\kappa_{пр.ср.}$ – коэффициент превышения гидростатического давления столба бурового раствора над пластовым («Правила обеспечения промышленной безопасности», §7 п.874)

Интервал 10-160 м:

$$\rho_{б.р} = 10 \cdot 0,104 \cdot (1,10 \div 1,15) = 1,14 \div 1,20 \text{ г/см}^3$$

Для бурения этого интервала допускается применение раствора плотностью $1,14 \div 1,20 \text{ г/см}^3$, с учетом максимального превышения гидростатического давления в скважине надпластовым («Правила обеспечения промышленной безопасности», §7 п.874), для расчета принимаем плотность бурового раствора $1,20 \text{ г/см}^3$.

Интервал 160-500 ±250 м:

$$\rho_{б.р} = 10 \cdot 0,105 \cdot (1,10 \div 1,15) = 1,16 \div 1,21 \text{ г/см}^3$$

Для бурения этого интервала допускается применение раствора плотностью $1,16 \div 1,21 \text{ г/см}^3$, с учетом максимального превышения гидростатического давления в скважине над пластовым («Правила обеспечения промышленной безопасности», §7 п.874), для расчетов принимаем плотность бурового раствора $1,21 \text{ г/см}^3$.

В случае возникновения осложнений связанных с устойчивостью стенок скважины ступенчато увеличить плотность бурового раствора до прекращения осложнения, при этом не вызывая поглощений. В случае возникновения поглощений предусмотреть ввод комплексных наполнителей.

В случае возникновения осыпей увеличить содержание KCl до 10%. Если при этом осыпи не прекратятся, то рассмотреть вопрос о ступенчатом увеличении плотности бурового раствора.

В случае возникновения проявлений, ступенчато увеличить плотность бурового раствора до прекращения осложнений, при этом не вызывая осложнений. В случае возникновения поглощений в надпродуктивной толще, использовать в необходимом количестве наполнители волокнистые и чешуйчатые типа Well Seal, в случае возникновения поглощения бурового раствора в продуктивных пластах использовать кислоторастворимые легкий и тяжелый кальций.

7.1.3 Контроль качества и подготовка бурового раствора

Необходимо обеспечить жесткий контроль за химическими и реологическими свойствами бурового раствора, для чего, все основные параметры должны замеряться 3-4 раза в сутки, а плотность через 10-15 минут (при нефтегазопроявлениях - через каждые 5 минут), условную вязкость через 15-20 минут.

Результаты анализа должны сообщаться представителю Заазчика.

Особые требования предъявляются к системе контроля за содержанием твердой фазы в буровом растворе и ее регулированию, для чего циркуляционная система буровой установки должна быть оснащена самым современным оборудованием для очистки и регулирования содержания твердой фазы (вибрационные сита, оснащенные сетками с ячейками для грубой очистки 40-80 меш и для тонкой очистки 100-200 меш, гидроциклонные пескоотделитель и илоотделитель). Эффективное использование системы очистки позволит обеспечить поддержание

запроектированных параметров бурового раствора, сократить затраты на его обработку (избегать максимального разбавления) и обеспечить сохранение коллекторских свойств продуктивных пластов.

Периодически в процессе бурения и при подготовке ствола скважины к спуску обсадных колонн, прокачивать специально приготовленную вязкую пачку раствора той же плотности (в количестве 5-6 м³), с целью дополнительной очистки ствола скважины, особенно в кавернозной части его.

Перечень оборудования по очистке бурового раствора представлен в таблице 7.7.

Таблица 7.1 - Типы и параметры буровых растворов

Название (тип) раствора	Интервал, м		Параметры бурового раствора													
	от (верх)	до (низ)	плотность, г/см ³	условная вязкость, с	водоотдача, см3/30 мин	СНС, мгс/см ² через, мин		корка, мм	Содержание твердой фазы, %			рН	Минерализация, % (KCL)	Пластическая вязкость, сП	Динамическое напряжение сдвига, мгс/см ²	Плотность до утяжеления, г/см ³
						1	10		коллоидной, (активной) части	песка	всего					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Бентонитовый	0	10	1,03÷1,04	< 60	<8	8÷10	12÷15	Как можно ниже	Дисперсная глинистая фаза	<5	<5	9,5÷10	-	Как можно ниже	<20	1,01
KCl Полимерный раствор	10	160	1,14÷1,20	45÷50	<6	8÷10	12÷15	Как можно ниже	Полимерные недиспергирующие	<2	<2	9÷9,5	6-7	Как можно ниже	15÷25	1,18
KCl Полимерный раствор	160	500 (±250)	1,16÷1,21	35÷45	<5	8÷10	12÷20	0,5	Полимерные недиспергирующие	<2	<2	9÷9,5	7-8	Как можно ниже	10÷16	1,20

Примечание: Плотность бурового раствора будет зависеть от фактических условий бурения при проводке скважин.

Таблица 7.2 - Компонентный состав бурового раствора и характеристики компонент

Номер интервала с одинаковым доле- вым составом бурово- го раствора	Интервал, м		Название (тип) раствора	Плотность раствора, г/см ³	Смена раствора для бурения ин- тервала (да, нет)	Название компонен- та	Плотность, г/см ³	Сорт	Содержание компонента в буровом рас- творе, кг/м ³
	от (верх)	до (низ)							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	0	10	Бентонитовый раствор	1,03÷1,04	нет	Бентонит NaOH Na ₂ CO ₃ Вода техническая	2,60 2,13 2,531,01	в/с в/с в/с-	50,0 2,0 2,0 0,980
2	10	160	KCl Полимерный раствор	1,14÷1,20	да	PAC-RL PAC-LV XY-27 NaOH Na ₂ CO ₃ Lube 167 Дуовис KCL Вода техническая	1,12 1,12 1,15 2,13 2,53 0,89 1,40 1,98 1,01	в/с в/с в/с в/с в/с в/с в/с в/с	2,0 3,0 7,0 2,0 2,0 5,0 3,0 50,0 0,968
3	160	500 (+250)	KCl Полимерный раствор	1,16÷1,21	нет	PAC-RL PAC-LV XY-27 NaOH Na ₂ CO ₃ Lube 167 Дуовис KCL Вода техническая	1,12 1,12 1,15 2,13 2,53 0,89 1,40 1,98 1,02	в/с в/с в/с в/с в/с в/с в/с в/с	2,0 3,0 7,0 2,0 2,0 5,0 3,0 50,0 0,956

Примечание: Типы буровых растворов и компонентный состав могут быть изменены по усмотрению «Заказчика» на раствор улучшающий качество проводки скважин.

Таблица 7.3 - Потребность бурового раствора и компонентов (товарный продукт) для его приготовления, обработки и утяжеления

Интервал, м		Коэффициент запаса раствора на поверхности	Название (тип) бурового раствора и его компонентов	Нормы расхода бурового раствора (м ³ /м) и его компонентов (кг/м ³) на интервале			Потребность в буровом растворе (м ³) и его компонентах (кг)			
от (верх)	до (низ)			величина	источник	поправочный коэффициент	запас на поверхности	на исходный объем	на бурение интервала	суммарная на интервале
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
0	10	-	Бентонитовый раствор			-	-	50,0	2,6	52,6
			Бентонит	50,0	Расчет	1,0	-	2500,0	130,0	2630,0
			NaOH	2,0	- // -	1,0	-	100,0	5,2	105,2
			Na ₂ CO ₃	2,0	- // -	1,0	-	100,0	5,2	105,2
			Вода техническая	0,980			-	49,0	2,5	51,5
10	160	-	KCl Полимерный раствор					50,0	23,7	73,7
			PAC-RL	2,0	Расчет	1,0	-	100,0	47,4	147,4
			PAC-LV	3,0	- // -	1,0	-	150,0	71,1	221,1
			XY-27	7,0	- // -	1,0	-	350,0	165,9	515,9
			NaOH	2,0	- // -	1,0	-	100,0	47,4	147,4
			Na ₂ CO ₃	2,0	- //	1,0	-	100,0	47,4	147,4
			Lube 167	5,0	- // -	1,0	-	250,0	118,5	368,5
			Дуовис	3,0	- // -	1,0	-	150,0	71,1	221,1
			KCL	50,0	- // -	1,0	-	2500,0	1185,0	3685,0
			Вода техническая	0,968	- // -	1,0	-	48,4	22,9	71,3

Продолжение таблицы 7.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
160	500 (+250)	2,0	КСI Полимерный раствор				42,8	59,0	26,9	128,7
			PAC-RL	2,0	Расчет	1,0	85,6	-	53,8	139,4
			PAC-LV	3,0	- // -	1,0	128,4	-	80,7	209,1
			XY-27	7,0	- // -	1,0	299,6	-	188,3	487,9
			NaOH	2,0	- // -	1,0	85,6	-	53,8	139,4
			Na2CO3	2,0	- // -	1,0	85,6	-	53,8	139,4
			Lube 167	5,0	- // -	1,0	214,0	-	134,5	348,5
			Дуовис	3,0	- // -	1,0	128,4	-	80,7	209,1
			KCL	50,0	- // -	1,0	2140,0	-	1345,0	3485,0
			Вода техническая	0,956	- // -	1,0	40,9	-	25,7	66,6

Примечание:

1. В зависимости от фактических условий проводки скважины, потребное количество компонентов может изменяться.
2. Потери раствора – 20%.
3. На буровой необходимо иметь запас раствора соответствующей плотности в объеме не менее двух объемов скважины, согласно §17, 514 пункт «Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности».
4. Количество хим. реагентов взято по среднему значению.
5. Для утяжеления бурового раствора иметь в наличии не менее 50 тонн аварийного запаса CaCO_3 .
6. Для утяжеления бурового раствора иметь в наличии не менее 50 тонн аварийного запаса Барита, применяется по разрешению Заказчика.
7. В случае поглощений бурового раствора использовать наполнители. На буровой площадке всегда иметь запас наполнителей. Все наполнители должны быть кислотнорастворимым.

Таблица 7.4 - Потребность воды или компонентов для обработки бурового раствора при разбуривании цементных стаканов

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Номер раздельно спускаемой части	Номер ступени цементирования	Название компонентов для обработки раствора	Характеристика химреагента				Норма расхода на обработку 1 м ³ раствора, кг/м ³	Количество, кг
					плотность, г/см ³	влажность, %	содержание вещества в товарном продукте	сорт		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Кондуктор Ø 323,9 (12 ¾)	1	1	Бикарбонат натрия	2,2	2	99,5	I	3,0	221,1
				Лимонная кислота	1,665			I	1,0	73,7

Таблица 7.5 - Потребность компонентов для обработки бурового раствора при спуске обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Название компонентов для обработки раствора	Характеристика компонента				Норма расхода на обработку 1 м ³ раствора, кг/м ³	Количество, кг
			плотность, г/см ³	влажность, %	содержание вещества в товарном продукте (жидкости), %	сорт		
1	2	3	4	5	6	7	8	9

Примечание: Дополнительная обработка раствора перед спуском обсадных колонн, не требуется.

Таблица 7.6 - Суммарная потребность компонентов бурового раствора на скважину

Название компонентов бурового раствора	ГОСТ, ОСТ, МРТУ, ТУ, МУ и т.д. на изготовление	Потребность компонентов бурового раствора, тн							
		запасного раствора			номера колонн			суммарная на скважину	
		I 0-10	II 10-160	III 160-500	I 0-10	II 10-160	III 160-500	на бурение	всего с запасом
1	2	3	4	5	7	8	9	10	11
Буровой раствор, м ³		-	-	42,8	52,6	73,7	26,9	153,2	196,0
Техническая вода, м ³	Местная	-	-	40,9	51,5	71,3	25,7	148,5	189,4
Бентонит (структурообразователь)	ГОСТ 4568-74	-	-	-	2,630	-	-	2,630	2,630
РАС-RL (понижитель фильтрации)	Импортное	-	-	0,000	-	0,147	0,054	0,201	0,201
РАС-LV (регулятор фильтрации)	Импортное	-	-	0,086	-	0,221	0,081	0,302	0,388
ХУ-27 (понижитель вязкости)	Импортное	-	-	0,128	-	0,516	0,188	0,704	0,832
NaOH (регулятор щелочности)	Импортное	-	-	0,300	0,105	0,147	0,054	0,306	0,606
Na ₂ CO ₃ (для снижения жесткости)	Импортное	-	-	0,086	0,105	0,147	0,054	0,306	0,392
Lube 167 (смазочная добавка)	Импортное	-	-	0,086	-	0,369	0,135	0,504	0,590
Дуовис (регулирование фильтрации)	Импортное	-	-	0,214	-	0,221	0,081	0,302	0,516
KCL (ингибирующие добавки)	Импортное	-	-	0,128	-	3,685	1,345	5,030	5,158
Бикарбонат натрия	ГОСТ 8253-79	-	-	-	-	0,221	-	0,221	0,221
Лимонная кислота	ГОСТ 908-79	-	-	-	-	0,074	-	0,074	0,074

Таблица 7.7 - Оборудование для приготовления и очистки буровых растворов

Название	Типоразмер или шифр	Количество, шт.	ГОСТ, ОСТ и т.д. на изготовление	Использование очистных устройств		
				ступенчатость очистки:		интервал, м
				1-вибросито; 2-1+пескоотделитель; 3-2+илоотделитель	от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5	6	7
Вибросито	DerrickFLC-503	2	Ст. АНИ	1 - вибросито	0	500
Пескоотделитель	Derrick	1	Ст. АНИ	2 - 1 + Пескоотделитель	-“-	-“-
Илоотделитель	Derrick	1	Ст. АНИ	3 – 2 + Илоотделитель	-“-	-“-
Центрифуга	Derrick DE-1000	1	Ст. АНИ	-	-“-	-“-
Дегазатор	Mi SWACO CD-1400	1	Ст. АНИ		-“-	-“-
Емкости для раствора		4	Ст. АНИ		-“-	-“-

Примечание:

1. Под все интервалы ствола, очистка бурового раствора будет оптимизироваться с имеющимся оборудованием. Это может означать введение в работу вибросит и центрифуг, начиная с верхнего интервала ствола при необходимости.
2. Возможно использование другого типа с аналогичными техническими характеристиками для приготовления и очистки бурового раствора от выбуренной породы.

8. УГЛУБЛЕНИЕ СКВАЖИНЫ

Таблица 8.1 - Способы, режимы бурения, расширки (проработки) ствола скважины и применяемые КНБК

Интервал, м		Вид технологической операции	Способ бурения	Условный номер КНБК (см. табл. 8.2)	Режим бурения			Скорость выполнения технологической операции м/час (местные нормы)
от (низ)	до (верх)				осевая нагрузка, т.с.	скорость вращения, тип забойного двигателя	расход бурового раствора л/с	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0	10	Бурение	ВП, роторный	1	с навеса ± 3	60÷80	30÷40	10 ÷ 12
10	160	Бурение	ВП, роторный	2	8 ÷ 12	70 ÷ 90	30÷35	12 ÷ 14
10	160	Проработка	ВП, роторный	2	2 ÷ 4	60 ÷ 70	20÷30	15 ÷ 25
150	160	Разбуривание ЦКОДа и башмака	ВП, роторный	3	2 ÷ 4	40÷50	20÷25	5÷6
160	500	Бурение	ВП, роторный	3	8 ÷ 15	70÷90	25÷30	5÷10
1600	500	Проработка	ВП, роторный	3	2 ÷ 5	60÷70	20÷30	5
330	339	Отбор керна	ВП, роторный	4	5 ÷ 8	50÷60	10÷15	1,0

Примечание: Режим бурения уточняется в соответствии с программой бурения сервисной компании, согласованной с Заказчиком. При вскрытии продуктивных газовых горизонтов, механическая скорость проходки должна ограничиваться до значений, при которых обеспечивается дегазация раствора согласно п.203 ТПБ НГО. В целях контроля за траекторией ствола скважины обязательно постоянное проведение замера зенитного и азимутального угла через каждые 100-150м бурения прибором Тотко (PDSI/TROPARI) или аналога.

Таблица 8.2 - Компоновка низа бурильных колонн (КНБК)

Услов- ный номер КНБК	Элементы КНБК (до бурильных труб)								примечание
	номер по по- рядку	типоразмер, шифр	расстояние от забоя до места установки, м	Техническая характеристика			суммар- ная длина КНБК, м	суммар- ная масса КНБК, т	
				наружный диаметр, мм	длина, м	масса, кг			
1	2	3	4	5	6	7	9	10	11
1	1	Долото Ø 393,7	0	393,7	0,53	210,0	9,53	2,22	Разрушение Нагрузка
	2	УБТС Ø 203,2	0,53	203,2	9,0	2008,8			
2	1	Долото Ø 295,3	0	295,3	0,5	75,0	82,05	14,4	Разрушение Нагрузка ОЦЭ Нагрузка Нагрузка Ликв.прихват Нагрузка
	2	УБТС Ø 203,2	0,5	203,2	9,0	2008,8			
	3	КЛС Ø 295,3	9,5	295,3	1,1	270,0			
	4	УБТС Ø 203,2	10,6	203,2	18,0	4017,6			
	5	УБТС Ø 178	28,6	178	35,0	5460,0			
	6	ЯС Ø 165,1	63,6	165,1	9,45	1250,0			
	7	УБТС Ø 165,1	73,05	165,1	9,0	1286,1			
3	1	Долото Ø 215,9	0,0	215,9	0,35	40,0	142,8	17,87	Разрушение Нагрузка ОЦЭ Нагрузка ОЦЭ Нагрузка Нагрузка Ликв.прихват Нагрузка Нагрузка
	2	УБТС Ø 178,0	0,35	178,0	9,0	1404,0			
	3	КЛС Ø 215,9	9,35	215,9	0,5	60,0			
	4	УБТС Ø 178	9,85	178	18,0	2808			
	5	КЛС Ø 215,9	27,85	215,9	0,5	60,0			
	6	УБТС Ø 178	28,35	178	9,0	1404,0			
	7	УБТС Ø 165,1	37,35	165,1	45,0	6430,5			
	8	ЯС Ø 165,1	82,35	165,1	9,45	1250			
	9	УБТС Ø 165,1	91,8	165,1	9,0	1286,1			
	10	ТБТ Ø 127,0	100,8	101,6	42,0	3124,8			
4	1	Бур. головка 215,9/101,6	0	215,9	0,28	183,0	88,58	10,01	Разрушение Прием керна Нагрузка Ликв.прихват Нагрузка
	2	Керноотборочный. снаряд 101,6 (6 ¾")	0,28	171,4	20,0	1035,0			
	3	УБТС Ø 178,0	20,28	178,0	40,0	6240,0			
	4	ЯС Ø 165,1	60,28	165,1	9,4	1250,0			
	5	ТБТ Ø 127,0	69,68	101,6	18,9	1406,0			

Примечание:

1. Необходимо производить корректировку КНБК по фактическим горно-геологическим условиям и допускается изменение элементов КНБК на аналогичные, имеющиеся в наличии или по желанию Заказчика.
2. КНБК уточняется в соответствии с программой бурения сервисной компании, согласованной с Заказчиком.
3. Перед отбором керна произвести очистку забоя с использованием ШМУ, включаемого в состав КНБК для бурения последнего интервала перед отбором керна.
4. При больших вибрациях предусмотреть применение осевого амортизатора.
5. Возможно использование ВЗД при проводке скважин.
6. В интервалах где высокие углы падения пластов снизить осевую нагрузку и механическую скорость, а также при отклонении от вертикали выше 2,5 град. включить в компоновку оборудование для контроля вертикальности ствола скважины (роторно-управляемую систему (РУС), Power V, телеметрическая система и т.д.).

Таблица 8.3 - Потребное количество элементов КНБК

Типоразмер, шифр или краткое название элемента КНБК	Вид технологической операции (бурение, отбор керна, расширка проработка)	Интервал работ по стволу, м		Норма проходки		Потребное количество на интервал, шт (для УБТ комплектов)
		от (верх)	до (низ)	величина, м	Источник нормы	
1	2	3	4	5	6	7
III 393,7мм (15-1/2"), IADC (111,115,117)	Бурение, проработка	0	10	200	Местные нормы	0,05
УБТС Ø 203,2		0	10			1 комплект
III 295,3мм (11 5/8), IADC (117, 214, 437)	Бурение, проработка	10	160	250	Местные нормы	0,75
КЛС 295,3мм (11 5/8)		10	160	1500		1,0
УБТС-203,2 мм (DC 8)						1 комплект
УБТС 178,0 мм (DC 7)						1 комплект
215,9 мм 8 (1/2) PDC, IADC (223)	Бурение, проработка	160	500	250	Местные нормы	1,36
III 215,9 мм, IADC (437, 537, 637)		160	500	250		1,36
КЛС Ø 215,9		160	500	800		1,0
Яс 165,1 мм (JAR 6 ½)						1,0
УБТС 178,0 мм (7,0 DC)						1 комплект
УБТС 165,1 мм (6 ½ DC)						1 комплект
ТБТ 127,0 мм (5 HWDP)						1 комплект
Бур. головка PDC 215,9/100 В 613	Отбор керна	По интервалу отбора керна			Местные нормы	1,0
Керноотборный снаряд 6 ¾ x100	Отбор керна					1,0

Примечание: Возможно использование долот, бур.головок других типов с согласия Заказчика. Для гравелитов, аргиллитов и крепких пород использовать долото ПДС компании Шлюмбердже (Stinger, StingBlade (513, 516, 813)). Количество элементов КНБК может измениться в соответствии с программой бурения подрядной организации, согласованной с Заказчиком.

Таблица 8.4 - Суммарное количество и масса элементов КНБК

Название обсадной колонны	Типоразмер, шифр или краткое название элемента КНБК	ГОСТ, ОСТ или ТУ на изготовление	Суммарная величина			
			Количество элементов КНБК, шт.			Масса по Типоразмеру или шифру, кг
			Для проработки ствола	Для бурения, расширки и отбора керна	По типоразмеру или шифру	
1	2	3	4	5	6	7
Направление Ø 339,7 (13 3/8") мм	III 393,7мм (15-1/2"), IADC (111,115, 117)	по стандартам API		0,05	1,0	210
Кондуктор Ø 244,5 (9 5/8") мм	III 295,3мм (11 5/8), IADC (117, 214, 437)	по стандартам API	0,46	2,0	3,0	225
	УБТС – 203 (8 “)	Стан. API RP 7G		36.0	1к-т	8035
	КЛС 295,3мм (11 5/8)	Импортные		1,0	1,0	954
	УБТС-177,8	Стан. API RP 7G		18	1к-т	3133,8
	УБТС-165,1	Стан. API RP 7G		41	1 к-т	6039,3
Эксплуатационная колонна Ø 168,3 (6 5/8") мм	Д 215,9мм 8 (1/2) PDC код по IADC (223) III 215,9 мм, IADC (437, 537)	Hughes Christensen	0,56	1,36	2,0	294
	КЛС Ø 215,9	Импортные		0,99	1 шт	60
	УБТС-177,8	Стан. API RP 7G		36.0	1 к-т	5616
	УБТС-165,1	Стан. API RP 7G		54,0	1 к-т	7954,2
	Яс 165,1 мм (6 1/2 " JAR)	Импортные		1	1 шт	1250
	Бурильная головка PDC 215,9/101,6 В 613	по стандартам API		1	1 шт	183,0
	Керноотборный снаряд 6 3/4 x100	Импортные			1к-т	1035,0

Примечание: По согласованию с «Заказчиком» типы долот могут быть заменены на аналогичные. По согласованию с Заказчиком тип и размер керноотборочного снаряда могут быть изменены.

Таблица 8.5 - Рекомендуемые бурильные трубы

Обозначение бурильной трубы	Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Марка (группа прочности) материала	Тип замкового соединения, тип резьбы, (тип размера замка)	Количество труб, м	Наличие труб (есть, нет)
1	2	3	4	5	6	7
СБТ 127 (5" DP) трубы по стандарту 5 AX АНИ	127,0	9,19	G-105	NC 50	500	есть

Примечание: СБТ могут быть пересмотрены в соответствии с программой бурения подрядной организации, согласованной с Заказчиком.

Таблица 8.6 - Конструкция бурильных колонн

Вид технологической операции	Интервал по стволу, м		Допустимая глубина на спуска на клиньях, м	Номер секции бурильной колонны снизу вверх без КНБК	Характеристика бурильной трубы					Длина секции, м	Масса, т		Коэффициент запаса прочности трубы на:	
	от (верх)	до (низ)			тип (шифр)	наружный диаметр, мм	марка (группа прочности) материала	тол. стенки, мм	тип замкового соединения		секции	нарастающая с учетом КНБК	фактический	выносливость
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Бурение	0	160	160	1	СБТ	127	G-105	9,19	NC 50	78,0	2,50	16,9	>1,45	>1,45
Бурение	0	500	500	1	СБТ	127,	G-105	9,19	NC 50	357,0	11,43	29,3	>1,45	>1,45

Примечание: Возможно применение бурильных труб других диаметров при условии соблюдения установленных норм запаса прочности и выносливости.

Таблица 8.7 - Крутящие моменты для свинчивания соединений бурильных труб и УБТ

Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Марка (группа прочности) материала	Тип соединения	Наружный диаметр замка, мм	Крутящий момент, кН x м		
					минимальный	оптимальный	максимальный
Бурильные трубы:							
127,0	9,19	G-105	NC 50	-		18,07	
СУБТ (спиральные утяжеленные бурильные трубы):							
203,2	65,88	CAE 4145H	6 5/8"REG	-	68,6	72,0	75,6
177,8	53,17	CAE 4145H	NC 56 (6 5/8"REG)	-	42,9	45,0	47,3
165,1	46,83	CAE 4145H	NC 50 (4-1/2"IF)	-	37,7	39,6	41,6

Таблица 8.8 - Характеристика и масса бурильных труб, УБТ по интервалам бурения

Названия обсадной колонны	Интервал, м		Характеристика бурильных труб, УБТ					Дефицит длины труб на интервале, м	Масса труб, т		
	от (верх)	до (низ)	тип (шифр)	наружный диаметр, мм	марка (группа прочности) материала	толщина стенки, мм	тип замкового соединения		теоретическая	с плюсовым допуском	с нормативным запасом
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Кондуктор Ø 244,5 (9 5/8") мм	10	160	УБТС-203,2	203,2	6 5/8"REG	65,88	3-161	27,0	6,03	6,27	6,52
			УБТС-177,8	177,8	CAE 4145H	57,2	NC-56	18,0	2,81	2,92	3,03
			УБТС-165,1	165,1	CAE 4145H	46,8	3-122	9,0	1,29	1,34	1,40
			СБТ-127	127,0	G-105	9,19	NC 50	78,0	2,50	2,63	2,76
Эксплуатационная колонна Ø 168,3 (6 5/8") мм	160	500	УБТС-177,8	177,8	CAE 4145H	57,2	3-147	36,0	5,62	5,84	6,08
			УБТС-165,1	165,1	CAE 4145H	46,8	3-122	54,0	7,72	8,02	8,35
			ТБТ-127,0	127,0	G-105	25,4	NC 50	42,0	3,34	3,51	3,68
			СБТ-127	127,0	G-105	9,19	NC 50	357,0	11,43	12,00	12,60

Таблица 8.9 - Оснастка талевой системы

Интервал по стволу, м		Название технологической операции (бурение, спуск обсадной колонны)	Тип оснастки М х К	
от (верх)	до (низ)		М	К
1	2	3	4	5
0	500 (±250м)	Бурение, спуск обсадных колонн и другие вспомогательные работы	4	5

Таблица 8.10 - Режим работы буровых насосов

Интервал, м		Вид технологической операции (бурение, проработка, промывка и т.д.)	Тип буровых насосов	Количество насосов, шт.	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
от (верх)	до (низ)				коэффициент использования гидравлической мощности	диаметр цилиндровых втулок, мм	допустимое давление, кгс/см ²	коэффициент наполнения	число ходов в мин	производительность, л/с	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
10	160	Бурение	3NB-1000	2	0.19	170	16,60	0,94	120	40,36	40,36
160	500	Бурение	3NB-1000	2	0.43	140	24,50	0,94	110	25,42	25,42

Примечание: Режим работы и размер втулок буровых насосов будут корректироваться в процессе строительства скважин по тех. характеристике оборудовании Подрядчика.

Таблица 8.11 - Распределение потерь давлений в циркуляционной системе буровой

Интервал, м		Вид технологической операции	Давление на стояке в конце интервала, кгс/см ²	Потери давлений (кгс/см ²) для конца интервала в:				
от (верх)	до (низ)			элементах кнбк		бурильной колонне	кольцевом пространстве	обвязке буровой установки
				долоте (насадках)	забойном двигателе			
1	2	3	4	5	6	7	8	9
10	160	Бурение, промывка	37,75	24,63		18,11	1,01	4,0
160	500	Бурение, промывка	116,6	29,0	49,1	36,44	0,98	1,08

Примечание: При использовании ВЗД и РУС потери давлений в циркуляционной системе пересчитывается по тех. характеристики оборудовании Подрядчика.

Таблица 8.12 - Гидравлические показатели промывки

Интервал, м		Вид технологической операции	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с х см ²	Схема промывки долота	Диаметр сопла на центральном отверстии, мм	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность, срабатываемая на долоте, л.с.
от (верх)	до (низ)						Кол-во, шт	Диаметр, мм		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
10	160	Бурение, промывка	0,44	0,051	Периферийная	-	3	14,28	72,8	122,82
160	500	Бурение, промывка	1,85	0,06	Периферийная	-	3	12,7	65,78	72,52
330	339	Отбор керна	0,99	0,044	Периферийная	-	8	7,94	37,87	14,65

Примечание: Количество и диаметр гидромониторных насадок уточняется в соответствии с гидравлической и долотной программой сервисной компании, согласованной Заказчиком.

9. КРЕПЛЕНИЕ СКВАЖИН

9.1. Обсадные колонны

Таблица 9.1 - Способы расчеты наружных давлений и опрессовки обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска (см. табл. 5.2, гр. 1)	Номер раздельно спускаемой части колонны в порядке спуска (см. табл. 5.2, гр. 8)	Признаки: ДА, НЕТ			Опрессовочный агент		Рекомендуемая глубина установки пакеров для опрессовки (сверху вниз), м
		допустима ли поэтапная опрессовка	рекомендуется ли нести расчет наружного давления по		краткое название, тип, шифр (буровой раствор, вода, воздух и т.д.)	плотность (для газообразного агента - относительно воздуха) г/см ³	
			пластовому давлению	столбу бурового раствора			
1	2	3	4	5	6	7	8
2	1	Нет	Да	Нет	Буровой раствор	1,20	-
3	1	Нет	Да	Нет	Техническая вода	1,02	-

Таблица 9.2 - Распределение давлений по длине колонны

Номер колонны в порядке спуска (см. табл. 5.2, гр. 1)	Название колонны	Номер отдельно спускаемой части колонны в порядке спуска (см. табл. 5.2, гр. 8)	Распределение избыточных давлений по длине отдельно спускаемой части колонны					
			глубина, м		наружное, кгс/см ²		внутреннее, кгс/см ²	
			от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5	6	7	8	9
2	Кондуктор	1	0	160	0	10,2	90,0	92,2
3	Эксплуатационная	1	0	500	0	40,7	115,0	113,0

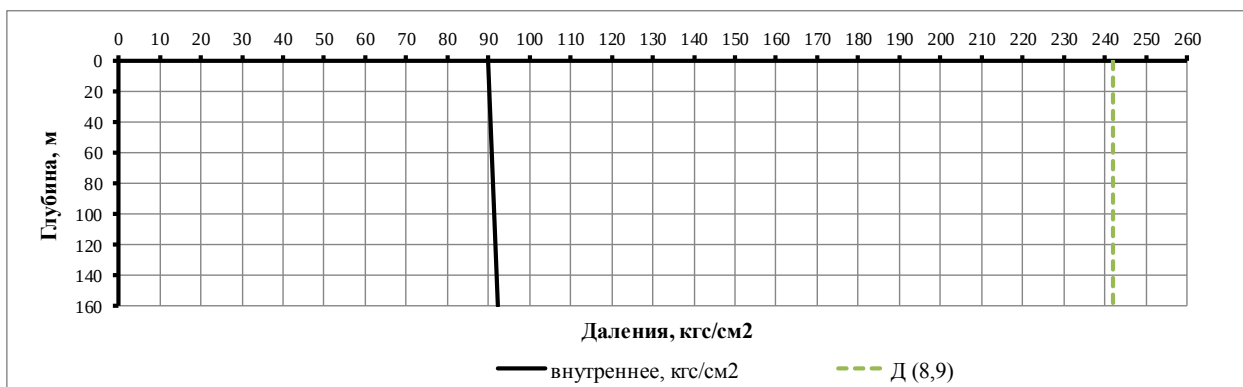


Рисунок 9.1. Распределение давлений по длине колонны Ø 244,5 (9 5/8") мм (Кондуктор)

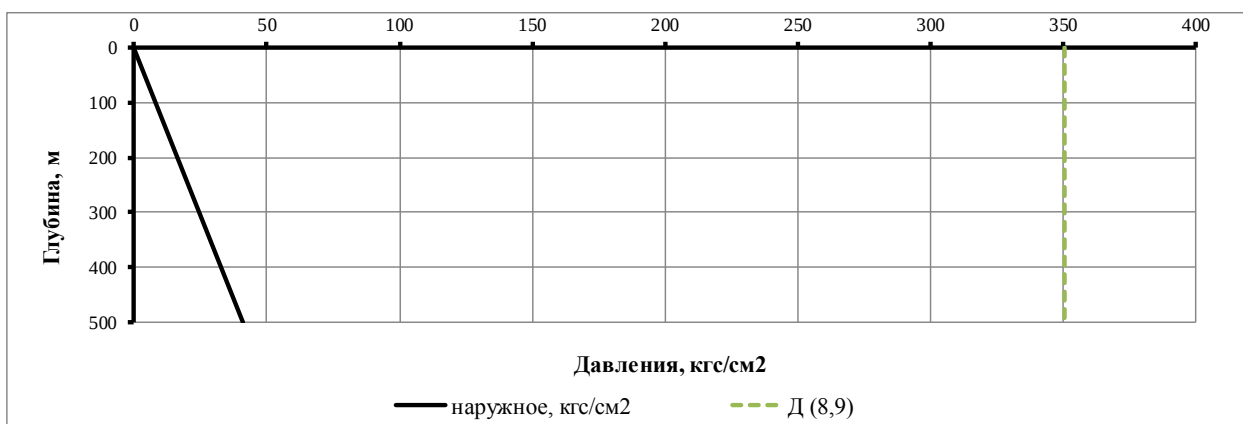
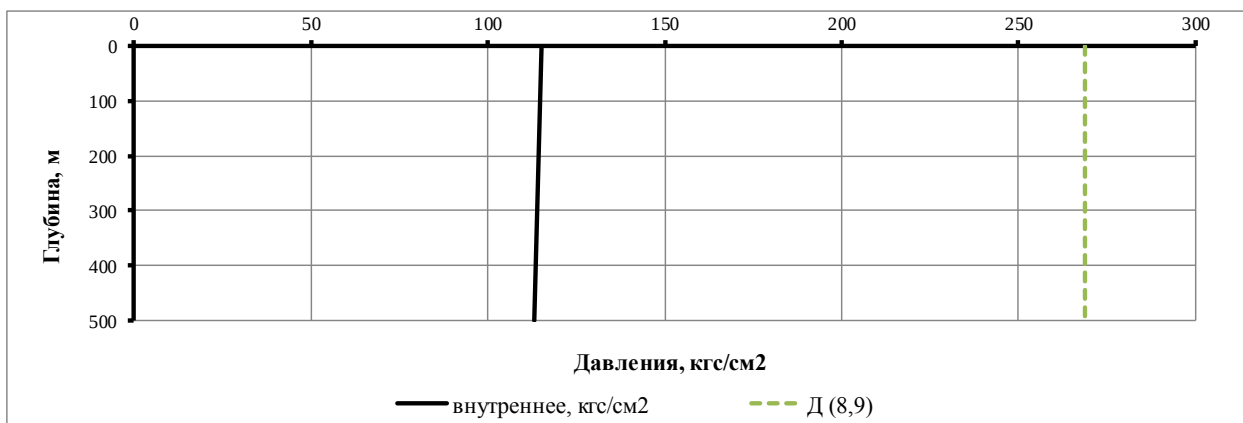


Рисунок 9.3. Распределение давлений по длине колонны 168,3 (6 5/8") мм (Эксплуатационная)

Таблица 9.3 - Рекомендуемые типоразмеры обсадных труб

Характеристики обсадных труб					Рекомендуется к использованию: ДА, НЕТ
Наружный диаметр, мм (см. табл. 5.3, гр. 5)	производство: отечественное, импортное	условный код типа соединения (см. табл. 5.3, гр. 11 и табл. 17.2, гр. 4)	марка (группа прочности) труб	толщина стенки, мм	
1	2	3	4	5	6
244,5	отечественное	ОТТМ	Д	8,9	да
168,3 (6 ⁵ / ₈ ")	отечественное	ОТТМ	Д	8,9	да

Примечания: Допускается использование обсадных труб других типов, по качествам и прочностным характеристикам не уступающие предложенных обсадных труб.

Таблица 9.4 - Параметры обсадных труб

Номер колонны в порядке спуска (см. табл. 5.2 гр. 1)	Номер раздельно спускаемой части колонны в порядке спуска (см. табл. 5.2, гр. 8)	Номер раз-но-прочной секции труб в раз-дельно опускаемой части ко-лонны (снизу-вверх)	Интервал ус-тановки рав-нопрочной секций, м		Длина секций, м	Масса секции, т	Нарастающая масса, т	Характеристика обсадной трубы				Коэффициенты запаса прочности при		
								номинальный наружный диаметр, мм	код типа соединения (см. табл. 16.2 гр. 2, 4)	марка (группа прочности) материала труб	толщина стенки, мм	избыточности давления		растяжении
			от (верх)	до (низ)								наружном	внутреннем	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
2	1	1	0	160	160	8,42	8,42	244,5	ОТТМ	Д	8,9	12,16	2,69	29,6
3	1	1	0	500	500	17,65	17,65	168,3	ОТТМ	Д	8,9	3,05	6,61	9,6

Таблица 9.5 - Суммарная масса обсадных труб

Характеристика трубы		Масса труб с заданной характеристикой, т		
код типа соединения	условное обозначение трубы по ГОСТ 632-80; условное обозначение муфты по ГОСТ 632-80	теоретическая	с плюсовым до-пуском	с нормативным запа-сом
1	2	3	4	5
ОТТМ	339,7 x 9,7 Д	0,796	0,836	0,878
ОТТМ	244,5 x 8,9 Д	8,416	8,837	9,279
ОТТМ	168,3 x 8,9 Д	17,65	18,533	19,459

Таблица 9.6 - Технологическая оснастка обсадных колонн

Название колонны	Номер части колонны в порядке спуска	Элементы технологической оснастки колонны						Суммарное на колонну	
		наименование, шифр, типоразмер	ГОСТ, ОСТ, ТУ, МРТУ, МУ, и т.д. на изготовление	масса элемента, кг	интервал установки, м		количество элементов на интервале, шт.	количество, шт.	масса, кг
					от (верх)	до (низ)			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Кондуктор Ø 244,5 (9½")	2	Башмак – БКМ-245	ОСТ 39-011-74	60		160	1		60
		Обратный клапан ЦКОД-245	ТУ 39-01-08-281-77	57		150	1		57
		Пружинные центраторы	ТУ 39-01-08-283-77	16,8	10	160	5	5	84,0
		Жесткие центраторы	ТУ 39-01-08-282-77	12	0	10	1	1	12
		Пробка цем. верхняя	ТУ 39-01-268-76	13,2			1	1	13,2
		Пробка цем. нижняя	ТУ 39-01-268-76	13,2			1	1	13,2
Эксплуатационная колонна Ø 168,3 (6⅝")	3	Башмак – БКМ-168	ОСТ 39-011-74	28		500	1	1	28
		Обратный клапан ЦКОД-168	ТУ 39-01-08-281-77	25		490	1	1	25
		Пружинные центраторы	ТУ 39-01-08-283-77	11	160	500	11	11	121
		Жесткие центраторы	ТУ 39-01-08-282-77	3,5	0	160	2	2	7,0
		ЦТ-168/216 (турбулизаторы)	ТУ 39-01-08-284-77	3,5	420	650	4	4	14,0
		СК-168/216 (скребки)	ТУ 39/5-329-74	2,3	420	650	4	4	9,2
		Пробка цем. верхняя	ТУ 39-01-268-76	5,2			1	1	5,2
		Пробка цем. нижняя	ТУ 39-01-268-76	5,2			1	1	5,2

Примечание:

По усмотрению заказчика, в отдельных случаях оснастки обсадных колонн могут быть заменены на аналогичные.

Количество элементов оснастки обсадной колонны и места их установки определяются в зависимости от фактического состояния ствола скважины.

Чтобы снизить износ обсадных колонн необходимо предусмотреть следующие мероприятия:

1. Центровка вышки. На буровой установке это условие соблюдается конструкцией установки и не требует периодичности ее проведения, но во время оборудования устья необходимо проверить сносность вышки с устьем скважины.
2. Оснащение бурильной колонны протекторными кольцами в обсаженной части ствола скважины при бурении под эксплуатационную колонну;
3. Введение в буровой раствор смазывающих добавок;
4. Допускается использование технологической оснастки других фирм производителей при соответствии ее требованиям стандартов АНИ;

Таблица 9.7 - Режим спуска обсадных труб

Обсадная колонна			Тип, шифр инструмента для спуска (элеватор, спайдер, спайдер-элеватор)	Средства смазки и уплотнения резьбовых соединений		Интервал глубины с одинаковой допустимой скоростью спуска труб, м		Допустимая скорость спуска труб, м/с	Допустимая глубина спуска труб на клиньях, м	Периодичность долива колонны, м	Промежуточные промывки		
номер в порядке спуска	название колонны	номер части колонны в порядке спуска		шифр или название	ГОСТ, ОСТ, МУ, ТУ, МРТУ и т.д. на изготовление	от (верх)	до (низ)				глуби, на, м	продолжительность, мин	расход, л/с
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
2	Кондуктор Ø 244,5 (9 ⁵ / ₈)	1	Элеватор, спайдер-элеватор	P-402*	ТУ38-101-332-78	10	160	0,5-0,8	160	50	80	1 цикл	35,4
3	Эксплуатационная колонна Ø 168,3 (6 ⁵ / ₈ "	1	Элеватор, спайдер-элеватор	УС-1*	ТУ 38-101-440-74	160	500	0,3-0,5	500	50	250	1 цикл	22,2

Таблица 9.8 - Опрессовка обсадных труб.

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Плотность жидкости для опрессовки, г/см ³		Давление на устье скважины при опрессовке, кгс/см ²	
		раздельно спускаемой части	цементного кольца	раздельно спускаемой части	цементного кольца
1	2	3	4	5	6
2	Кондуктор Ø 244,5 (9 ⁵ / ₈)	1,20	1,20	90,0	13,0
3	Эксплуатационная колонна Ø 168,3 (6 ⁵ / ₈ "	1,02		115,0	

Примечание: Значения давления на устье скважины при опрессовке обсадных колонн были ограничены предельными давлениями при которых нарушается прочность цементного кольца.

9.2 Цементирование обсадных колонн

Таблица 9.9 - Общие сведения о цементировании обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны (см. табл. 5.2, гр. 2)	Способ цементирования (прямой, ступенчатый, обратный)	Данные по отдельно спускаемой части колонны			Данные о каждой ступени цементирования				
			интервал установки, м		глубина установки муфты для ступенчатого цементирования, м	номер ступени цементирования	высота цементного стакана, м	название порции тампонажного раствора	интервал глубины цементирования, м	
			от (верх)	до (низ)					от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Направление	прямой	0	10	-	-	-	Тампонажный	0	10
2	Кондуктор Ø 244,5 (9 ⁵ / ₈)	прямой	0	160	-	-	10	Тампонажный	0	160
3	Эксплуатационная колонна Ø 168,3 (6 ⁵ / ₈ ")	прямой	0	500	-	-	10	Тампонажный	0	500

Таблица 9.10 - Характеристика жидкостей для цементирования

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны (см. табл. 5.2, гр. 2)	Номер части колонны в порядке спуска (см. табл. 5.2, гр. 8)	Номер ступени (снизу-вверх)	Характеристика жидкости (раствора)						
				тип или название	объем порции, м ³	плотность, г/см ³	пластическая вязкость, сП	динамическое напряжение сдвига, мгс/см ²	время начала схватывания, мин	Время ОЗЦ, ч
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Направление 339,7 (13 ³ / ₈ "	1	1	Тампонажный	0,6	1,83	25-30	10-15	225	16
				Продавочный	0,8	1,04	-	-	-	-
2	Кондуктор Ø 244,5 (9 ⁵ / ₈)	1	1	Буферная	4,0	1,08	-	-	-	-
				Тампонажный	6,6	1,84	25-30	10-15	225	120
				Продавочный	6,3	1,20	-	-	-	-
3	Эксплуатационная колонна Ø 168,3 (6 ⁵ / ₈ "	1	1	Буферная	6,0	1,16	-	-	-	-
				Тампонажный	12,1	1,84	25-30	10-15	225	120
				Продавочный	9,1	1,21	-	-	-	-

Примечания: * - Фактические параметры цементного раствора могут меняться в зависимости от состояния ствола скважины. Фактические объемы тампонажных растворов уточняются после проведения геофизических исследований (кавернометрии). На каждой скважине Подрядчик должен иметь в наличии 1,5 кратный запас сухого цемента от общего расчетного объема.

Таблица 9.11 - Компонентный состав жидкостей для цементирования и характеристики компонентов

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны (см. табл. 5.2, гр. 2)	Номер ступени (снизу-вверх)	Тип или название жидкости для цементирования	Название компонента	Плотность, г/см ³	Норма расхода компонента, кг/м ³
1	2	4	5	6	7	10
	Направление 339,7 (13 ³ / ₈ ")		Тампонажная	Цемент класс G	3,15	1187,4
				Вода пресная	1,00	708,6
			Продавочная	Буровой раствор	1,04	-
2	Кондуктор Ø 244,5 (9 ⁵ / ₈ ")	1	Буферная	Техническая вода	1,02	1080,0
			Тампонажная	Цемент класс G	3,15	1188,18
				Пеногаситель Wo-Defoam	1,02	0,2
				Понижитель фильтрации (BXF-200L)	1,17	28,3
				Вода пресная	1,00	708,9
			Продавочная	Буровой раствор	1,20	-
				Техническая вода + ПБК-экстра	1,16	1160,0
3	Эксплуатационная колонна Ø 168,3 (6 ⁵ / ₈ ")	1	Буферная	Техническая вода + ПБК-экстра	1,16	1160,0
			Тампонажная	Цемент класс G	3,15	966,06
				Расширяющая добавка EX-50	3,1	322,02
				Пеногаситель Wo-Defoam	1,02	0,2
				Понижитель фильтрации (BXF-200L)	1,17	35,42
				Структурообразователь Креп-1	1,01	20
				Вода пресная	1,00	708,44
			Продавочная	Техническая вода	1,20	-

Примечания:

Допускается использование химических реагентов других фирм-производителей (отечественных и зарубежных) при условии обеспечения ими требований, предъявляемых к данному цементному раствору (табл.9.10).

Количественный и качественный (рецептура) состав добавок определяется по фактическому состоянию ствола скважины перед цементированием по результатам лабораторных исследований сервисной компании.

При цементировании обсадных колонн использовать Портландцемент с датой выпуска по срокам не более 6 месяцев.

Допускается использование кислотно-растворимых противопоглощающих добавок при наличии поглощения по согласованию Заказчика.

Таблица 9.12 - Технологические операции при цементировании и режим работы цементирующих агрегатов (буровых насосов)

Технологические операции при цементировании и режим работы цементно-буровых агрегатов (буровых насосов)									
Номер колонны в порядке спуска	Номер ступени цементирования (снизу-вверх)	Наименование технологической операции	Тип или название жидкости	Тип (шифр) агрегата или бурового насоса	Режим работы агрегатов (буровых насосов)			Время операции мин	
					суммарная производительность агрегатов (буровых насосов) л/с	Давление на устье скважины в конце операции, кгс/см ²	объем порции в данном режиме м ³	в данном режиме	нарастающее от начала затворения до момента «стоп»
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2	1	закачка	Буфер	ЦА-320М	10	45	4	6,7	6,7
		приготовление и закачка	Тампонажная		8		6,6	13,75	13,75
		сброс пробки	Буровой раствор		-			5,0	18,75
		продавка			15		4,3	4,78	23,53
		продавка			6		2,0	5,56	29,09
3	1	закачка	Буфер	ЦА-320М	10	114	6	10,0	10,0
		приготовление и закачка	Тампонажная		9		12,1	22,41	22,41
		сброс пробки	Буровой раствор		-			5,0	27,41
		продавка			15		7,1	7,89	35,3
		продавка			8		2,0	4,17	39,47

Примечание:

В процессе цементирования осуществляется контроль и регистрация следующих технологических параметров: плотность цементного раствора, производительность цементирующего агрегата, давление на устье скважины, время проведения каждой технологической операции. Допускается применение цементирующих агрегатов других фирм - производителей (Halliburton, Schlumberger Dowell), обеспечивающие требуемые режимы цементирования.

Таблица 9.13 - Схема обвязки и потребность в цементирующих агрегатах

Номер колонны в порядке спуска	Номер части колонны	Номер ступени цементирования	Интервал, м		Потребное количество ЦА					
			от (верх)	до (низ)	основных					
					тип	всего	в том числе для			
							затворения	перемешивания	закачки	продавки
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	1	1	0	10	ЦА-320М	2			1	1
2	1	1	0	160		5			3	2
3	1	1	0	500		8			5	3

Таблица 9.14 - Потребность в смесительных машинах, цементовозах и автоцистернах

Номер колонны в порядке спуска	Номер части колонны	Номер ступени цементирования	Интервал, м		Потребное количество								
			от (верх)	до (низ)	смесительных машин				автоцистern				
					тип	всего	в том числе для		тип	всего	в том числе для доставки жидкости		
							тампонажа	тампонажа			буферной	затворения	продавочной
							1	2					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1	1	1	0	10	2СМ-20	1	-						
2	1	1	0	160		3	2			2	1	1	
3	1	1	0	500		4	2	2		2	1	1	

Примечания: Доставка цемента производится цементовозами или грузовым автотранспортом (в мешках BigBag).

Таблица 9.15 - Потребное для цементирования обсадных колонн количество цементирующей техники

№ пп	Название или шифр	Потребное количество			суммарное на скважину
		номера колонн (см. табл. 5.2, гр. 1)			
		1	2	3	
1	2	3	4	5	6
1	ЦА-320М	2	5	8	15 вызовов
2	2СМН-20	1	3	4	8 вызовов
3	ОСР-20	1	3	4	8 вызовов
4	1БМ-900	-	2	2	5 вызовов
5	СКЦ-2М	-	2	2	5 вызовов

Примечание: По усмотрению «Заказчик» тип цементирующей техники может быть заменён на аналогичные, по качеству не уступающие данной техники.

Таблица 9.15 - Потребное для цементирования обсадных колонн количество материалов

Номер по порядку	Название или шифр	Единица измерения	Потребное количество				
			Номера колонн (см. таблицу 1.5.2, графа 1)			Суммарное на скважину	
			0-10	0-160	0-500	расчет	с учетом запаса 10%
1	2	4	5	6	8	9	10
1	Цемент класс G	тн	0,712	7,842	11,689	20,243	22,267
2	Расширяющая добавка EX-50	кг	-	-	3896,4	3896,4	4286,040
3	Пеногаситель Wo-Defoam	л	-	1,32	2,42	3,74	4,114
4	Понизитель фильтрации (ВХФ-200L)	кг	-	186,78	428,582	615,362	676,898
5	Структурообразователь Крепь-1	кг	-	-	242,0	242	266,200
6	Вода пресная	м ³		4,679	8,572	13,251	14,576
7	Техническая вода	м ³		4,320	6,960	11,28	12,408

Примечание: Рекомендуется иметь 10-30% запас материалов сверх расчетного, на случай непредвиденных обстоятельств. Допускается использование химических реагентов аналогичного действия других фирм-производителей. Количество воды, цемента и химических реагентов для обработки тампонажных растворов и буферных жидкостей взято с учетом коэффициента К = 1.1, учитывающего потери материалов при перетаривании. Зависимости от состояния ствола объемы закачиваемого цемента могут быть изменены.

9.3. Оборудование устья скважины

Таблица 9.16 - Спецификация устьевого противовыбросового оборудования

Обсадная колонна		Номер схемы обвязки ПВО	Давление опрессовки устьевого оборудования и ПВО, кгс/см ²		Типоразмер, шифр или название устанавливаемого устьевого и ПВО оборудования	ГОСТ, ОСТ, МРТУ, ТУ, МУ и т. д. на изготовление	Количество, шт.	Допустимое рабочее давление, МПа
номер в порядке спуска	название		после установки	перед вскрытием напорного горизонта				
2	Кондуктор Ø 244,5 (9 ⁵ / ₈)	45	90,0	13,0	ОП45-280/80х21 Сдвоенный ППГ 280х21 ПУГ 280х21	ГОСТ 13862-2003	1 к-т 1 к-т 1 к-т	21,0 21,0 21,0
3	Эксплуатационная Ø 168,3 (6 ⁵ / ₈ "	-	115,0	-	ОКК1-14-168х245 АФК2-65х14	ГОСТ 13846-2003	1 к-т	14,0 14,0

Примечание:

- 1 Типовые схемы монтажа и спецификация противовыбросового оборудования выбраны согласно ГОСТ 13862-2003;
2. Фактические схемы монтажа и спецификация противовыбросового оборудования согласовываются Буровым подрядчиком с АСС;
3. При опрессовке устьевого и противовыбросового оборудования (раздельно с колонны) необходимо использовать устьевой пакер для меньшего воздействия на целостность цементного камня за колонной;
4. Предусмотреть опрессовку колонны после получения давления стоп.

10. ИСПЫТАНИЕ СКВАЖИН

10.1. Испытание пластов в процессе бурения

Таблица 10.1 - Продолжительность работы пластоиспытателя, спускаемого на трубах

Объект испытания		Вид операции (опробование, испытание, испытание с геофизическими исследованиями)	Затраты времени на испытание							Суммарное время по всем объектам, сут	
номер	глубина		для буровой организации				для геофизической организации				
			нормативное время, ч.			всего на объект, час(сут)	нормативное время, ч.		всего на объ- ект, сут		
			прора- ботка по нормам ЕНВ	промывка табл.3 УСНВ	испытание (опробование) по табл.2 УСНВ		ожидание притока по табл. 21 СНВ на ПГИ	испытание (оп- робование) по табл. 2,21 СНВ на ПГИ			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Не предусматривается											

Таблица 10.2 - Характеристика КИИ и технологические режимы работы пластоиспытателя, спускаемого на трубах

Номера сква- жины	Номер объекта испы- тания (см.табл. 10,1)	Характеристика КИИ					Количество отбираемых проб	Режим работы пакера		Режим испытания объекта			Длина зумпфа, м	Диа- метр долота для бурения под зумпф, мм	Хвостовик	
		Тип испы- тателя пласта	Количество, шт.		Тип пакера	Тип пробо- отбор- ника		осевая нагрузка, т.с.	началь- ный перепад давления, МПа	депрес- сия,перед аваемая на пласт, МПа	коли- чество циклов исследо- вания	время ожидания притока, час			Диаметр, мм	Длина, м
			испытателей пластов	пакеров												
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Не предусматривается																

Таблица 10.3 - Продолжительность работы опробователя пластов, спускаемого на кабеле

Номера объекта	Интервал залегания объекта, м		Тип опробова- теля	Испытание объекта			Источник норм вре- мени
	от (верх)	до (низ)		количество отби- раемых проб, шт.	продолжительность работы, сут	количество выездов отряда, шт.	
1	2	3	4	5	6	7	8
Испытание пластов в процессе бурения пластоиспытателям, спускаемых на кабеле не предусматривается.							

10.2. Испытание горизонтов на продуктивность в эксплуатационной колонне

Таблица 10.4 - Параметры колонны насосно-компрессорных труб (НКТ)

№ лифтовой колонны НКТ	№ секции труб в лифтовой колонне (снизу вверх)	Интервалы установки секции, м		Характеристика трубы						Масса секции, т		Коэффициенты запаса прочности		
		от (верх)	до (низ)	Номинальный наружный диаметр, мм	Тип	Марка (группа прочности) стали	Толщина стенки, мм	Теоретическая масса, кг/пог. м	Длина секции, м	Теоретическая	С учетом плюсового допуска	На растяжение	На избыточное давление	
													Наружное	Внутреннее
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	14	15	16
1	1	0	500	73	Выс.	Д	5,5	9,45	500	4,725	4,961	>1,3	>1,15	>1,32

Таблица 10.5 - Характеристика жидкостей и составляющие их компоненты для установки цементных мостов

Номер объекта испытания	Интервал установки моста, м		Характеристика жидкости				
			название или тип	объем порции, м ³	плотность, г/см ³	составляющие компоненты	
	от (верх)	до (низ)				название	удельный расход на 1 м ³ раствора, кг/м ³ /м ³
1	2	3	4	5	6	9	13
РТ	310	359	тампонажный	1,5	1,85	Цемент класса G	1295
						Пресная вода	0,712

Таблица 10.6 - Потребное количество цементировочной техники для установки цементных мостов

Номер объекта	Название или шифр	Потребное количество, шт.
1	2	3
I	ЦА-320М	1

Таблица 10.7 - Потребное количество материалов для установки цементных мостов

Номер объекта	Название или шифр	Единица измерения	Потребное количество
1	2	3	4
1	Цемент класса G	кг	1900
	Пресная вода	м ³	1,0

Таблица 10.8 - Продолжительность испытания (освоения) объектов в эксплуатационной колонне (в одной скважине)

Номер объекта	Название процесса, операции по испытанию (освоению) и интенсификации	Номера таблиц по ССНВ на испытание или местные нормы	Продолжительность, сут
1	2	3	3
I	ПЗР перед испытанием.	местные нормы	90 суток продолжительность испытания одного объекта. ПЗР – 15 суток.
	Шаблонировка эксплуатационной колонны.	местные нормы	
	Перфорация обсадной колонны.	местные нормы	
	Вызов притока.	местные нормы	
	Освоение, очистка забоя и гидродинамические исследования.	местные нормы	
	Соляно-кислотная обработка призабойной зоны пласта и ГРП.	местные нормы	
	Работы после интенсификации.	местные нормы	
	Установка взрыв-пакера и цементного моста, переход на следующий объект испытания.	местные нормы	
Суммарная по скважине			105

Таблица 10.9 - Продолжительность работы агрегатов при испытании (освоении) скважины в эксплуатационной колонне

Название работ	Используемые агрегаты при выполнении работ		Продолжительность работ для одного объекта, ч	Продолжительность работы, ч
	тип	количество		
Опрессовка ФА на устье скважины.	ЦА-320	1	-	1
Опрессовка устья скважины после установки противовыбросовой задвижки	ЦА-320	1	1	2
Смена технической воды на перфорационную жидкость	ЦА-320	1	3,0	6
Подготовительные работы перед испытанием	ЦА-320	1	32,0	64
Перфорация	ЦА-320	1	25	50
Вызов притока	ЦА-320	1	24	48
Смена перфорационной жидкости на техническую воду	ЦА-320	1	3,0	6
Снижение уровня	УКП-(80КС-250)	1	8	16
Итого на работу:				192

Таблица 10.10 – Потребное количество материалов при испытании (освоении) скважины в эксплуатационной колонне

Номер объекта	Название или шифр	ГОСТ, ОСТ, ТУ, МРТУ, МУ и т.д. на изготовление	Единица измерения	Потребное количество
1	2	3	4	5
1	Перфорационная жидкость плотностью 1,01 - 1,05 г/см ³ , объем:		м ³	100,0
	состав:	Местный		
	Вода - основа перфорационной жидкости	Ст. АНИ	т	94,8
	NaCl - для поддержания плотности жидкости	Ст. АНИ	т	40,0
	Вода для смены перфорационной жидкости, промывки – 1 цикл (перед вызовом притока), продавки кислоты и вымыва продуктов реакции	Местный	м ³	100,0

Примечание: Во время перфорации иметь на скважине 2-х кратный запас жидкости глушения в объеме 200 м³ и дежурный цементирувочный агрегат ЦА-320 или аналогичный.

Таблица 10.11 – Отработка газовых (газоконденсатных) объектов на факел

Индекс стратиграфического подразделения	Номер объекта (снизу вверх)	Продолжительность сжигания, сут	Свободный дебит, м ³ /сут	газовый фактор м ³ /м ³ *	Итого сжигание газа, м ³
1	2	3	4	5	6
РТ	1	90	10,0	15,6	14040,0

11. ДЕФЕКТОСКОПИЯ И ОПРЕССОВКА

Таблица 11.1 Методы проверки износа и контроля коррозионного состояния ведущих труб, НКТ и всех элементов трубных колонн (обусловлены стандартом DS-1)

№	Процедура инспекции	Категория					
		1	2	3	4	5	Колонна для спуска тяжелого типа
1	Инспекция методом визуального осмотра трубы	+	+	+	+	+	+
2	Инспекция методом замера наружного диаметра трубы		+	+	+	+	+
3	Инспекция ультразвуковым методом измерения толщины стенки		+	+	+	+	
4	Инспекция методом электромагнитного контроля			+	+	+	
5	Инспекция на предмет термических повреждений					+	+
6	Инспекция методом МПД для участков, зажимаемых клиньями/высадок				+	+	+
7	Инспекция методом УЗК для участков, зажимаемых клиньями/высадок					+	+
8	Инспекция методом визуального осмотра соединений	+	+	+	+	+	+
9	Инспекция методом контроля размеров 1		+	+			
10	Инспекция методом контроля размеров 2				+	+	+
11	Инспекция методом контроля соединений черным светом				+	+	+
12	Ультразвуковой контроль по всей длине 2						+
13	Прослеживаемость						+

Примечание:

1. Периодичность проверки состояния ведущих труб, НКТ и всех элементов трубных колонн при нормальных условиях эксплуатации регламентируются заводом изготовителем;
2. В связи с отсутствием сероводорода в пластовом флюиде месторождения дополнительные проверки состояния ведущих труб, НКТ и всех элементов трубных колонн не требуются
3. После ликвидации аварии дефектоскопия обязательна.

Таблица 11.2 - Опрессовка оборудования и используемая техника

Название обсадной колонны	Название контролируемого объекта	Глубина скважины при проведении операции, м	Используемая при проведении операции техника		Максимальное давление, создаваемое при опрессовке, кгс/см ²	Продолжительность проведения операций, час
			Тип (шифр)	Кол-во (шт.)		
1	2	3	4	5	6	7
Кондуктор Ø 244,5 (9 ^{5/8})	Кондуктор с колонной головкой	160	ЦА-320М	1	90,0	1,35
	Цементное кольцо и горные породы	163	ЦА-320М	1	13,0	1,35
Эксплуатационная Ø 168,3 (6 ^{5/8} ")	Эксплуатационная колонна с колонной головкой ОКК1-21-168х245	500	ЦА-320М	1	115,0	1,35

Примечания: * - Допустимо применение опрессовочных агрегатов других типов с соответствующими рабочими давлениями.

12. СТРОИТЕЛЬНЫЕ И МОНТАЖНЫЕ РАБОТЫ

Выбор буровой установки

Основными критериями выбора комплекта буровой установки являются:

- грузоподъемность;
- монтаже способность;
- экономичность эксплуатации;
- уровень механизации рабочих процессов;
- мобильность.

Исходя из этих критериев, для бурения разведочных скважин №№ SH-1, SH-2, SH-3, SH-4, SH-5, SH-6 при максимальном весе бурильной колонны в воздухе 29,3 тс., и наиболее тяжелой обсадной колонны – 17,65 тс., а также исходя из вышеперечисленного, руководствуясь «Едиными правилами по рациональному и комплексному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых» (п.120) выбираем буровую установку грузоподъемностью не ниже $29,3 \cdot 1,4 = 41,02$ тн. Принимая во внимание имеющийся в наличии парк буровых установок, выбираем буровую ZJ-20, грузоподъемностью 135тн >>41,02тн

Буровое оборудование сконпоновано на мобильных платформах (крупных блоках), модулями, (мелкими блоками) которые транспортируются со скважины на скважину без разборки оборудования на отдельные агрегаты платформы (крупные блоки), модули (мелкие блоки) с оборудованием устанавливаются на железобетонные плиты (фундамент) многократного использования без разборки оборудования на отдельные агрегаты.

Все это существенно повышает монтаже способность установки и значительно сокращает затраты времени и средств на монтаж, демонтаж оборудования и его транспортировку.

Буровая установка оснащена необходимыми средствами механизации рабочих процессов, контроля и управления процессами бурения.

Система приготовления, циркуляции и приготовления бурового раствора исключает загрязнение почвы буровым раствором и химическими реагентами, используемыми для обработки бурового раствора, и обеспечивает высокую очистку бурового раствора от выбуренной породы, что позволяет повторно использовать буровой раствор на других скважинах.

Монтаж и размещение бурового оборудования производится с использованием:

Автокран г/п 40тн. $K_{исп} -0,5$

Автокран г/п 20 тн. $K_{исп} -0,5$

Автопогрузчик Caterpillar-950D $K_{исп} -0,5$

Вильчатый подъемник г/п 6-8 тн. $K_{исп} -0,8$

Сварочный агрегат САК (дизель)

Сварочные работы при монтаже бурового оборудования

№ № т. СЭСН-49	Наименование работ	Объем работ	Ед. измер.	Норма на единицу работ		Потребность на весь объем	
				эл. св. ап. маш/час	электроды кг	эл.св.ап. маш/час	эл-троды кг
1	2	3	4	5	6	7	8
32	Водопровод линейный	100м	0,2	6,5	3	1,3	0,6
32	Топливопровод линейный	0.3	м	6,5	3	1,95	0.9
32	Спускные линии	0.1	м	2,5	3	0,25	0.3
38	Задвижки	19	шт	1,05	0,1	19,95	1.9
	Монтаж:						
228	вышечно-лебедочного блока: К-0,1		к-кт	6,79	2,3	6,79	2.3
228	то же повторный		П	5,5	1,5		
250	циркуляционной системы К-0,1		П	2,85	0,2	2,85	0.2
244	шламового насоса		П	2,35	7,42	2,35	7.42
254	ПВО		П	10,28	0,2	10,28	0.2
256	Обвязка емкостей						
256	для запаса воды	2	шт.	1,91	0,94	3,82	1.88
256	для запаса топлива	2	П	2,61	1	5,22	2
	Обвязка оборудования в т. ч.:						
257	водопроводом	1	к-т	9	2,6	9	2.6
257	топливопроводом	1	-"	7,21	3,96	7,21	3.96
257	воздухопроводом	1	-"	5,1	2,21	5,1	2.21
257	паропроводом	1	-"	2,11	2,57	2,11	2.57
252	Всасывающая линия бур. насоса	2	-"	3,52	19,2	13,64	38.4
252	Выкидная линия бур. насоса	2	-"	4,02	12	12,06	36
254	Стойки под выкид. линии ПВО	20	шт.	0,85	0,18	17,0	3.6
251	Выкидная линия Ø = 406 мм (скважина-вибросито)	1	10м	4,23	2,14	4,23	2.14
41	Пожарные гидранты	2	шт	1,57	0,01	3,14	0.02
274	Контур заземления	3	конт.	5,31	4,5	15,93	13.5
	Всего повторный монтаж					72,0	119.9

Электроды УОНИ-13/45	Уд. выброс В.В., г/кг	монтаж	
		перв.	повт.
Сварочный аэрозоль	14	-	1679
Марганец и его окислы	0.51	-	61
Соединения кремния	1.4	-	168
Фториды	1.4	-	168
Фтористый водород	1	-	120

12.1. Подготовительные работы к строительству скважины (скважин)

Таблица 12.1 - Объем подготовительных работ к строительству скважин (скважин)

№ п/п	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Ед. изм.	Номер варианта подготовит. работ	Количе- ство
1	3	4	5	7
1	Площадка высотой 0,50 м из них: 0,30 м – грунт 0,20 м – ПГС	м м ³ м ³	1; 2 -" -"	100*100 3036 2012
2	Рытье траншеи (желобов) для стока отработанной воды из-под вышечно-агрегатного и насосного блоков гл. 0,8м. 0,8х0,5х150м и вокруг блоков	100м	2	1,5
3	Устройство насыпи для подъезда к блоку ГСМ и площадки химреагентов с перемещением грунта на 30м	100м ³	2	1,76
4	Обваловка площадки ГСМ (15м х2+35мх2)х1,25м с перемещением грунта до 10м	100м ³	2	1,25
5	Топливопровод, маслопровод из эл.сварных труб Ø50-80мм в траншее (подача к агрегатам)	100м	2	0,9
6	Трубопровод 245-324мм для подачи бур.раствора к всасывающим линиям насосов	100м	2	0,44
7	Пожарные стояки (гидранты)	шт	2	2
8	Ящики деревянные для задвижек и гидрантов гл.до 1м	шт	2	4
9	Установка вентилей 50-80 мм на топливопровод, маслопровод (подающий)	шт	2	4
10	Низковольтная осветительная линия: - установка металлических опор - подвеска алюминиевых проводов (четыре провода)	100м	2	4
11	Установка емкости на концах отводов ПВО	100м ³	2	2
12	Контейнер шламовый V=25м ³ для шлама	Ем- кость	2	2

Таблица 12.2 - Перечень топографо-геодезических работ

№№ п/п	Наименование работ (перенесение в натуру местоположения скважины, определение пластово-высотного положения устья скважины, определения азимута)	Номер сква- жины	Количество скважин
1	2	3	4
Положение №11			
1	Рекогносцировка участка работ	SH-1, SH-2, SH-3, SH-4, SH-5, SH-6	6
2	Заготовка вех и кольев		
3	Перенесение в натуру и закрепление на местности местоположения скважины		
4	Определение координат устья скважины методом теодолитного хода		
5	Определение координат устья скважины методом технического нивелирования		
6	Определение азимута		
7	Ведение полевой документации		
8	Камеральная обработка материалов		
9	Переезды на участке работ		

Примечание: Перечисленные в таблице 12.2 топографо-геодезические работы производятся «Подрядчиком».

Таблица 12.3 - Варианты строительных и монтажных работ

Номер варианта	Номер расценки по ЕРЕР или разовая		Номер скважины	Номер комплекта бурового и силового оборудования	Вид привода (электрический, ДВС)	Вид строительства (первичное, повторное, передвижка до 5м, на 15-20м, на 40-50м, без передвижки с наклоном вышки
	первичный	повторный				
1	2	3	4	5	6	7
1			SH-1, SH-2, SH-3, SH-4, SH-5, SH-6	ZJ-20	ДВС, дизель-электрический	повторный

Таблица (объединенная) 12.4.2 (4. 7. 10. 13. 15) – Объемы работ по монтажу бурового и силового оборудования (буровая установка ZJ-20)

№№ п/п	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Способ и вид транс- портировки (волоком, на тягачах, автотранс- портом, трактором и т.д.)		Единица изме- рения	Номер вариан- та	Кол-во	Примечание
		первичный	повторный				
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Буровая установка "ZJ20"; Грузоподъемность максимальная - 135 т Привод буровой установки – ДВС CAT3406C, N -343кВт. Дизель-генератор "Caifu", N=400 кВт	перв.		к-т шт. шт..		1 1 1	
2	Вышечно-лебедочный блок, в том числе:						
3	Вышка буровая JJI3533-K высотой 33 м. максимальная нагрузка 112,5 т	кр. бл.	кр. бл.	к-т	1; 2	1	
4	Кронблок г/п - 135 т	-"	-"	-"	-"	1	
5	Талевый блок YC315 г/п 135 т	-"	-"	-"	-"	1	
6	Крюкоблок YC135B г/п 135 т	-"	-"	-"	-"	1	
7	Вертлюг SL 135 г/п – 135	-"	-"	-"	-"	1	
8	Балкон верхового рабочего	-"	-"	-"	-"	1	
9	Страховочный канат верхового рабочего	-"	-"	-"	-"	1	
10	Ротор ZP-175 г/п - 135 т Привод механический	-"	-"	-"	-"	1	
11	Подсвечник для бурильных труб	-"	-"	-"	-"		
12	Шурф для квадрата	-"	-"	-"	-"		
13	Буровая лебедка JC21D, максимальные обороты – 210кН	кр. бл.	кр. бл.	-"	-"		
14	Приспособление для крепления мертвого конца талевого каната JZG34A	-"	-"	-"	-"		
15	Металлический пол рабочей площадки 13,4 м x 12,5 x 12,3 м	-"	кр. бл.	-"	-"		
16	Основание под вышку	кр. бл.	-"	-"	-"		
17	Буровая платформа 6 м x 6 м	-"	-"	-"	-"		
18	Энергетический блок, в том числе:						
19	Дизель генератор "Caifu", N=400 кВт в металл. контейнере	м. бл.	м. бл.	-"	-"		
20	Терристорная установка в металлическом контейнере	-"	-"	-"	-"		
21	Трансформаторы в металлическом контейнере	-"	-"	-"	-"		
22	Главный пульт управления силовым приводом в металлическом контейнере	-"	-"	-"	-"		
23	Электростанция AC-SCR-DC	-"	-"	-"	-"		
24	Буровой насос 3NB-1000, N - 746 кВт	кр. бл.	кр. бл.	-"	-"	1	
25	Дизельный двигатель G12V190PZL1, N=551 кВт для привода бурового насоса	агр.	-"	-"	-"	1	
26	Ёмкость для бурового раствора "D 50", V=50 м ³	м.бл.	м.бл.	шт.	- "	2	
27	Ёмкость для запаса бурового раствора: V=50 м ³				- "	1	

Таблица 12.6 - Объемы работ при использовании специальной установки «УПА-60/80», для испытания скважин

№ п/п	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Единица измерения	Номер варианта	Количество	Способ и вид транспортировки (воло- ком, на тягачах, автотранспортом, трактором и т.д.)
1	2	3	4	5	6
1	Трехфазный сепаратор с обвязкой трубопроводом	к-т	1;2	1	
2	Конденсатосборник с обвязкой трубопроводом	-"-	-"-	1	
3	Выкидная линия 73мм.для отработки скважины	-"-	-"-	100	
5	Обвязка емкостей трубопроводами	к-т	-"-	3	
6	Ц/бежный насос с электромотором N-30 кВт	-"-	-"-	1	
7	Задвижки d.-80 мм высокого давления на линиях	шт.	1;2	15	
8	Контур заземления накопительных емкостей с устройством 2-х громоотводов	контур	-"-	1	
9	Фундамент из ж/б плит 6м х2м 0,2м под емкости	-"-	-"-	6	
10	Фундамент ж/б плит под ц/б насос 3м х 2м х 0,2м	-"-	-"-	1	
11	Обваловка площадки с накопительными емкостями 15м х15 х 1м	100 м3	-"-	0,345	
12	Агрегат УПА-60/80	к-т	-"-	1	
13	Устройство оттяжек с якорями к мачте УПА-60/80	шт.	-"-	4	
14	Дизельгенератор АД-200, N - 229 кВт	к-т	-"-	1	
15	Прожектор	-"-	-"-	4	
16	Трапные установки высокого и низкого давлений	-"-	-"-	1/1	
17	Емкость для накопления и временного хранения пластовых флюидов	-"-	-"-	3*50 м ³	
18	Замерная емкость 40 м ³	шт.	-"-	2	

Примечание: Все оборудование будут корректироваться в соответствии с выбором Подрядчика.

13. ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТЬ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИНЫ

Таблица 13.1 - Продолжительность строительства скважин

Продолжительность цикла строительства скважин, сут.							
Всего	в том числе						
	строительные-монтажные работы	подготовительные работы	бурение и крепление	испытание			
				всего	в открытом стволе (на трубах)	подготовительные работы перед испытанием	в эксплуатационной колонне
2	3	4	5	6	7	8	9
125,0	4,0	2,0 (согласно ВСН)	14,0	105,0	-	15,0	90,0

1071,4 – проектная скорость бурения, м/ст.мес

Тбур = (500*30)/1071,4 = 14,0 сут.

Тбур – продолжительность бурения и крепления, сут.

Таблица 13.2 - Продолжительность бурения и крепления по интервалам глубин

Номер обсадной колонны	Название колонны	Продолжительность крепления, сут.	Интервал бурения по стволу, м		Продолжительность бурения, сут.		
			от (верх)	до (низ)	Забойным двигателем	Роторным способом	Совместным способом
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Направление Ø 339,7 (13 ³ / ₈ ")	1,0	0	10	-	0,5	
2	Кондуктор Ø 244,5 (9 ⁵ / ₈ ")	1,5	10	160	-	2,5	-
3	Эксплуатационная Ø 168,3 (6 ⁵ / ₈ ")	1,5	160	500		7,0	-
	ВСЕГО	4,0				10,0	

14. МЕХАНИЗАЦИЯ И АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ, СРЕДСТВА КОНТРОЛЯ И ДИСПЕРТИЗАЦИИ

Таблица 14.1 - Средства механизации и автоматизации

№№ п/п	Наименование приспособлений и устройств	Шифр	Технические условия
1	2	3	4
1	Лебедка вспомогательная или безопасная шпилевая катушка с направляющим роликом.	БУ	1 шт.
2	Грузоподъемное устройство (кран, тельфер) с комплектом тарированных грузозахватных приспособлений	Прием- ный мост	1 к-т
3	Тали ручные для ремонта гидравлической части буровых насосов и замены дизелей	БУ	1 шт.
4	Противозатаскиватель талевого блока (ограничитель переподъема) и ограничитель нагрузки талевой системы типа ОБЛ и др.	БУ	По одному комплекту
4а	Отключатель привода буровой лебедки при перегрузке вышки, талевой системы	БУ	1 к-т
5	Якорь или крюк для вспомогательных работ	БУ	1 шт.
6	Механизм для крепления и перепуска неподвижной ветви талевого каната	БУ	1 к-т
7	Приспособление для правильной навивки талевого каната на барабан лебедки (успокоитель типа УТК-1 и др.)	ВА	1 шт.
8	Приспособление для безопасной рубки стальных канатов	БУ	1 шт.
9	Люлька передвижная типа ПЛУ-3М для второго помощника бурильщика	ВБ	1 к-т
10	Ролик предохранительный для якорного каната на втором поясе вышки	ВБ	1 шт.
11	Приспособление для установки ведущей трубы в шурф	БУ	1 к-т
12	Инструмент для замера износа замковых соединений бурильных труб	БУ	1 к-т
13	Устройство для безопасного выброса бурильных труб (желоб и т.п.)	БУ	1 к-т, (при отсутствии в комплекте приемного моста)
14	Приспособление для очистки от глинистого раствора труб при подъеме их из скважин	БУ	1 к-т
15	Предохранительное устройство против падения бурильных свечей в направлении привышечного сарая и приемного моста	БА	2 к-т
16	Система обогрева в зимнее время (паровой котел, электроколорифер и т.п.) подсвечника, подставки для бурильщика, ПВО	БУ	1 к-т
17	Крючок для подвески штропов	БУ	1 шт
18	Механизированный ключ буровой с приспособлениями для регулировки его высоты подвески	БУ	1 к-т
19	Пневматический раскрепитель бурильных труб	БУ	1 к-т
20	Машинные ключи с моментомером	БУ	1 к-т
21	Приспособление для завинчивания и отвинчивания долот	БУ	1 шт.
22	Блокирующие устройства, исключаяющие вращение ротора при поднятых клиньях ПКР, а также произвольное открывание дверей кожуха лебедки с ее приводом	БУ	по одному комплекту
23	Сигнальное или переговорное устройство между постом бурильщика, люлькой верхового рабочего и насосным отделением	БУ	1 шт.
24	Патрубки подъемные по диаметрам УБТ	БУ	2 к-т

продолжение таблицы 14.1

1	2	3	4
25	Обратный клапан и шаровой кран для бурильных работ с ключом и комплектом переводников по размерам труб	БУ	2 к-т (по 2 переводника на типоразмер труб)
26	3-х фазная розетка для подключения промыслово-геофизической аппаратуры	БУ	1 шт., на всех типах буровых
27	Вилка для захвата вкладышей ротора	БУ	1 шт.
28	Устройство против разбрызгивания бурового раствора при СПО	БУ	1 шт.
29	Устройство для долива скважины при подъеме бурильных свечей (доливная емкость с уровномером)	БУ	1 к-т
30	Струбцины ("стяжка") и зажимы ("невольки") для растяжек вышек и мачт	БУ	по 1 стяжке и по 3 зажима на канатную растяжку
31	Колпачок для безопасного перемещения долот	БУ	1 к-т
32	Устройство для перемешивания бурового раствора в резервуарах	БУ	1 к-т
34	Комплект механизмов для очистки бурового раствора от твердых частиц и газонасыщения (вибросита, пескоилоотделители, дегазаторы и др.)	БУ	1 к-т
34	Страховочный канат для подвески и защиты нагнетательного шланга	БУ	1 шт.
35	Устьевое противовыбросовое оборудование	БУ	1 шт.
36	Запас сжатого азота для заправки гидроаккумуляторов превенторных установок	БУ	не менее чем на 2 заправки
37	Комплект ключей во взрывобезопасном исполнении для фланцевых соединений превенторной установки	БУ	1 к-т
38	Указатель «Открыто» – «Закрыто» к задвижке высокого давления	БУ	1 шт.
39	Демпфер (предохранитель) к манометру бурового насоса	БУ	по 1 шт. на манометр 1шт.
40	Пусковая задвижка с дистанционным управлением	БУ	1 к-т
41	Приспособление для снятия поршней со штоков буровых насосов и выемки втулок	БУ	1 к-т
42	Устройство для безопасной замены резинового разделителя для блока воздушных колпаков бурового насоса	БУ	1 шт.
43	Гидравлический съемник для выпрессовки седел клапанов буровых насосов	БУ	1 шт.
44	Автоматический сигнализатор уровня промывочной жидкости в емкости	емкость	1 шт на насос
45	Устройство по предупреждению перегрузки бурового насоса	насос	1 шт.
46	Ключ патронный для загибания втулочно-роликовых цепей	БУ	1шт.
47	Машинка для стягивания втулочно-роликовых цепей	БУ	1 шт.
48	Отводные крючки	БУ	4-5 шт.
49	Устройство, предупреждающее падение посторонних предметов в скважину	устье скважины	1 шт.
51	Комплект аварийного ловильного инструмента	БУ	1 к-т
52	Спасительное устройство для верховых рабочих в аварийных ситуациях	БУ	1 к-т (для буровых со спас, Устр.)
53	Пояс предохранительный для верхового рабочего	БУ	2-3 шт.
54	Аварийная кнопка «стоп»	БУЭ	1 шт.
55	Влагоотделитель для пневмосистемы	БУ	1 к-т
56	Автоматическое устройство по отключению компрессоров	компрессор	1 к-т
57	поклажи для хранения баллонов с газом высокого давления	БУ	1 к-т

продолжение таблицы 14.1

1	2	3	4
58	Приспособление против скатывания труб со стеллажей (съёмные упоры и др.)	БУ	1 к-т
59	Верстак слесарный с тисками и набором слесарных инструментов	БУ	1 к-т
60	Ограничитель напряжения холостого хода электро-сварочного трансформатора	электро-сварочный трансф.	1 шт.
61	Противогазы фильтрующие с запасными коробками или дыхательные аппараты фирмы «Дрэгер»	БУ	1 к-т на раб.
62	Аппарат искусственного дыхания переносной.	БУ	1 шт.
63	Аварийное освещение (аккумуляторные лампы)	БУ	2 к-т
64	Светильник переносной во взрывозащищенном исполнении напряжением 12 В	БУ	3 шт.

Примечание: Дополнительные комплектующие механизмы, агрегаты, приборы безопасности согласно «Нормативов» [24], «Нормативы» предусматривают обязательный минимум механизмов для буровой. Допускается работа буровой или отдельного его оборудования при замене перечисленных средств защиты их аналогами, не снижающими уровня безопасности труда.

Таблица 14.2 - Средства контроля

№№ п/п	Наименование, а также тип, вид, шифр и т.д.	ГОСТ, ОСТ, МУ, ТУ, МРТУ и т.д. на изготовле- ние	Количество, шт.
1	2	3	4
1	Гидравлический индикатор веса ГИВ-6		1
2	* Индикатор силы на машинных ключах		1
3	*Измеритель крутящего момента ротора ИМР-2		1
4	* Пульт контроля за процессом бурения ПБК-7		1
5	Манометр буровой геликсный МБГ-7		4
6	Комплект приборов для измерения параметров бурового раствора		1

Примечание: *- устанавливается по мере поступления и наличия.
Допускается замена средств контроля зарубежными аналогами.

Таблица 14.3 - Средства диспетчеризации

№№ п/п	Наименование, а также тип, вид, шифр и т.д.	ГОСТ, ОСТ, МУ, ТУ, МРТУ и т.д. на изготовление	Количество, шт.
1	2	3	4
1	Система связи станциями, расположенными: у представителя Заказчика, бурового мастера, инженера по буровым растворам, у пульта бурового раствора, у пульта ПВО, на виброситах, на буровых насосах, объекте перемешивания бурового раствора	-	Один стационарный блок
2	Система оповещения по трансляционной сети (переносные мегафоны с питанием от аккумуляторных батарей).	-	5
3	Радиостанция в режиме диспетчерской связи (спутниковая связь)	ст.АНИ	1
4	Электронная почта, радиостанция и сотовый связь	ст.АНИ	1

15. ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ, ПРОМЫШЛЕННАЯ САНИТАРИЯ И ПРОТИВОПОЖАРНАЯ ТЕХНИКА

Таблица 15.1 - Основные требования и мероприятия по технике безопасности и противопожарной технике

№ п/п	Основные требования и мероприятия (ссылкой на действующие документы)
1	2
1	Производство работ по строительству скважин ведется в строгом соответствии с «Правилами обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности» и «Единые правила рациональному и комплексному использованию недр» а) методические указания по проведению обучения рабочих бригад по предупреждению возникновения и ликвидации открытых фонтанов(по сигналу «Выброс»); б) план по безопасному ведению буровых работ; в) борьба с загрязнением окружающей среды; г) практическое обучение и тренировка специальным приемам по безопасности работы до начала и во время буровых работ, включая первую медицинскую помощь, тушение пожаров, спасение человеческой жизни; д) первая медицинская помощь, транспорт и медицинское обслуживание; е) хранение легковоспламеняемых и взрывоопасных веществ и т.д.; ж) мероприятия по действию персонала при несчастных случаях.
2	Буровая установка и вахтовый поселок должен быть обеспечен противопожарным инвентарем и первичными средствами пожаротушения и размещаться таким образом, чтобы обеспечивался свободный доступ к ним любое время.
3	Все работники и руководители должны уметь пользоваться средствами пожаротушения. В каждой смене должен быть ответственный за противопожарную безопасность. Этот человек несет ответственность за текущий инструктаж всех членов смены и за средствами пожаротушения.
4	Территория и помещения буровой распределяются по классу взрывоопасности В-1 и В-1г. К классу В-1 относятся: устьевая шахта, буровая с редукторным блоком, желобная система, емкости для бурового раствора, насосный блок. К классу В-1г относятся все остальные помещения, территория вокруг закрытых устройств и фонтанной арматуры, ограниченная расстоянием 3м и территория вокруг открытых устройств, ограниченная расстоянием 5м.
5	Запрещается сушка на котлах и возле них лесоматериалов, одежды, а также устройство на котлах и над ними деревянных помостов. Дымовые трубы котлов следует очищать от сажи не реже 3 раз в месяц. Запрещается работа котлов одновременно на смеси газа и нефти в одной топке, а также на топливе, не освобожденном предварительно от воды и твердых примесей. Расходный бак с топливом должен находиться снаружи котельной в специальном помещении с выходом наружу. Запрещается подогрев топлива выше допустимой температуры, а температура нагрева должна быть не менее чем на 100°С ниже температуры вспышки паров нефтепродукта. При сжигании жидкого топлива должен быть предусмотрен отвод вытекающего из форсунок топлива, исключающий возможность попадания его на пол котельной. Запрещается подавать топливо при потухших форсунках или газовых горелках. Для создания безопасных условий труда при строительстве скважины необходимо оснастить буровую установку техническими средствами (устройствами и приспособлениями), позволяющими устранять опасные и трудоемкие производственные факторы, а также обеспечить рабочих и инженерно-технический персонал необходимой документацией по безопасности труда, для обеспечения безопасности работающих на случай пожара при строительстве скважины. Строящаяся буровая должна быть обеспечена первичными средствами пожаротушения, приспособлениями и устройствами согласно «Нормативов...», и нормативно-технической документацией по пожарной безопасности и технике безопасности:
6	«Правилами обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности»; Отраслевая инструкция по безопасности труда при проводке скважин роторным и турбинным способом РД-08-44-94; Отраслевая инструкция по безопасности труда при приготовлении бурового раствора РД-08-43-94;

продолжение таблицы 15.1

1	2
	Отраслевая инструкция по безопасности труда при спуске в скважину колонны обсадных труб РД-08-46-94; Отраслевая инструкция по безопасности труда при эксплуатации буровых насосов и их обвязок РД-08-01-94; Сборник типовых инструкций по безопасному ведению работ для рабочих буровых бригад РД-08-22-94; Сборник типовых инструкций по технике безопасности при обслуживании и ремонте бурового оборудования; Отраслевая инструкция по технике безопасности при исследованиях скважин и пластов РД-08-41-94; Сборник типовых инструкций по технике безопасности по видам работ при глубоком бурении и креплении скважин; Сборник отраслевых инструкций по безопасности труда при строительно-монтажных работах в бурении; Инструкция по предупреждению открытых фонтанов; План ликвидации возможных аварий при ГНВП; Практические действия членов буровой вахты при НГВП и выбросах; Обязанности должностных лиц предприятий по обеспечению безопасных и здоровых условий труда (ЕСУОТ) в нефтяной промышленности;

Таблица 15.2 - Основные требования и мероприятия по промышленной санитарии и гигиене труда

№№ п/п	Основные требования и мероприятия (с ссылкой на действующие документы)
1	2
1	При принятии проектных решений взяты санитарные правила и нормы: «Санитарно-эпидемиологические требования по установлению санитарно-защитной зоны производственных объектов», утвержденный приказом Министра национальной экономики Республики Казахстан от 20 марта 2015 года № 237
2	Для обеспечения безопасных условий труда при строительстве и выполнении требований по промышленной санитарии и гигиена труда рабочий должен быть обеспечен: санитарно-бытовыми помещениями, средствами индивидуальной защиты, спецодеждой, спецобувью, средствами индивидуальной защиты от шума и вибрации, средствами защиты органов дыхания, а также средствами контроля воздушной среды и необходимым уровнем освещенности.
3	Для обеспечения безопасности работающих на буровых установках и профилактики профзаболеваний необходимо предусмотреть средства индивидуальной защиты: спецодежду, спецобувь, средства защиты органов дыхания, органов слуха, рук, лица, головы. Применение средств индивидуальной защиты предусмотрено в обязательном порядке отраслевыми «Правилами промышленной безопасности». Выдача спецодежды, спецобуви и других индивидуальных средств защиты регламентирована «Нормами выдачи специальной одежды и других средств индивидуальной защиты работникам организаций различных видов экономической деятельности». Согласно указанным документам весь персонал, участвующий в строительстве скважины, должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты, представленными в таблице 15.3.
4	Учитывая наличие паров органических веществ: углеводородов, эфиров, спиртов, альдегидов в воздухе рабочей зоны и в соответствии с каталогом “Промышленные противогазы и респираторы” члены буровой бригады опробования скважин для защиты органов дыхания должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты - противогазами марки А, коричневая краска, время защитного действия (коробка без фильтра) - 120 минут при максимальном содержании вредных веществ в диапазоне 24000 -26000 мг/м3 (по бензолу) (см. таблицу 15.3).
5	Учитывая, что в процессе бурения работающие подвергаются воздействию повышенного уровня шума и вибрации, и в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.003-83 и ГОСТ 12.1.012-78 по ограничению действующих уровней шума и вибрации, буровая установка должна быть оснащена коллективными средствами снижения уровня шума и вибрации, представленными в таблице 15.4.
6	Для создания необходимого и достаточного уровня освещенности на рабочих местах с целью обеспечения безопасных условий труда необходимо руководствоваться «Отраслевыми нормами проектирования искусственного освещения предприятия нефтяной промышленности, а также соблюдать требования СНИП П-4-79» «Естественное освещение. Нормы проектирования», «Инструкции по проектированию осветительного электрооборудования промышленных предприятий», «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ-76), «Инструкции по монтажу электрооборудования силовых и осветительных сетей взрывоопасных зон», Использование, класс изоляции электрооборудования и способы его установки должны соответствовать номинальному напряжению сети и условиям окружающей среды.
7	Необходимо предусмотреть следующие виды освещения: рабочее и аварийное. Рабочее освещение должно быть предусмотрено во всех помещениях и на неосвещенных территориях для обеспечения нормальной работы, прохода людей и движения транспорта во время отсутствия или недостатка естественного освещения. Аварийное освещение для продолжения работ должно быть предусмотрено для рабочих поверхностей, нормы освещенности которых представлены в таблице 15.5. Для общего освещения помещений основного производственного назначения (высечочно-лебедочный блок, силовое и насосное помещение, циркуляционная система, противовыбросовое оборудование, место зарядки прострелочных и взрывных аппаратов, операторная, склад взрывных материалов) следует применять газоразрядные источники света, для подсобных и административных помещений лампы накаливания или люминесцентные лампы. Допускается, для освещения помещений основного производственного назначения, применение ламп накаливания, для освещения производственных помещений, проездов, следует также применять газоразрядные источники света. Выбор типа светильников производится с учетом характера светораспределения, окружающей среды и высота помещения.

продолжение таблицы 15.2

1	2
	В помещениях, на открытых площадках, где могут быть по условиям технологического процесса образовываться взрыво- и пожароопасные смеси, светильники должны иметь взрывонепроницаемое, взрывозащищенное исполнение, в зависимости от категорий взрыво- и пожароопасности помещения по классификации ПУЭ (правила устройства электроустановок).
8	Показатель ослепленности для производственных помещений не должен превышать значений, указанных в таблице 15.5 за исключением помещений, для которых показатель ослепленности не ограничен. Для улучшения условий видения и уменьшения слепимости световые приборы на буровых вышках должны иметь жалюзийные насадки или козырьки, экранизирующие источники света или отражатель от бурильщика и верхнего рабочего. При устройстве общего освещения для пультов управления источники света необходимо располагать таким образом, чтобы отраженные от защитного стекла измерительных приборов блики не попадали в глаза оператора. При освещении производственных помещений газоразрядными лампами, питаемыми переменным током промышленной частоты 50 Гц, коэффициент пульсации освещенности не должен превышать 20%. Светильники производственных помещений следует чистить не реже раз в год. Для всех остальных помещений чистить светильники необходимо не реже 4 раза в год.
9	В соответствии с СНиП-2-82 «Вспомогательные здания и помещения промышленных предприятий» и РД 39-22-719-82 «Нормативы санитарно-бытовых оснащения бригад, занятых бурением и ремонтом скважин», строящаяся буровая при стационарном, вахтовом и вахтово-экспедиционном методе организации труда быть обеспечена санитарно-бытовыми помещениями, представленными в таблице 15.7. Рабочие должны быть обеспечены горячим питанием, с не регламентированным обеденным перерывом для работающих расстояние до столовой не должно превышать 75 метров. При доставке горячего питания на объекты, должны быть организованы пункты приема пищи. Условия хранения, доставки и условия в пунктах приема пищи должны быть согласно санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к объектам общественного питания». В комплексе обустройства буровой установки должна быть оборудована столовая (вагон – столовая).

Примечание: При строительстве проектируемых проектных скважин необходимо соблюдать санитарные правила и нормы указанные в таблице 15.2. пункте 1.

Таблица 15.3 - Средства индивидуальной защиты, спецодежда

№№ п/п	Наименование, а также тип, вид, шифр и т.д.	ГОСТ, ОСТ, МУ, ТУ, МРТУ и т.д. на изготовление	Потребное количество для бригады буровой
1	2	3	4
1	Куртка, брюки х/б от пониженных температур с пропиткой	ГОСТ 12.4084-80	Буровой мастер, бурильщик, пом.бурильщика
2	Летний костюм: куртка, брюки, части которых выполнены из лавсано-вискозной ткани	ГОСТ 12.4.111-82	бурильщик, пом.бурильщика
3	Куртка утепленная	ГОСТ 17222-71	электромантер, слесарь по обсл.буровой
4	Брюки утепленные	ГОСТ 18235-72	электромантер, слесарь по обсл.буровой
5	Летний костюм: куртка, полукомбинезон и рубаша со съемным капюшоном	ТУ 17-08-179-83	Буровой мастер
6	Костюм для сварщиков (зимний костюм)	ТУ 17-08-179-83	
7	Куртка, брюки из с пропиткой (для сварщиков, летний)	ТУ 17-08-179-83	
8	Куртка, брюки с пропиткой от пониженных температур	ГОСТ 12.4088-80	лаборант-коллектор
9	Куртка, брюки из х/б с пропиткой (женские)	ГОСТ 12.4.112-82	лаборант-коллектор
10	Валенки	ГОСТ 18724-20	всем
11	Галоши нефтеморозостойкие	ТУ 38-10622-83	всем
12	Сапоги нефтемаслостойкие	ГОСТ 5782-75	всем
13	Каска защитная, типа «Труд»	ОСТ 39-124-82	всем
14	Рукавицы брезентовые	ГОСТ 12-4010-75	всем
15	Плащ не промокаемый	ГОСТ 12.4.131.83	Буровой мастер
16	Противогазы фильтрующие, с запасными коробками типа В, КД, БКФ и др.	ГОСТ 12.4.121.83	Всем
17	Шланговые противогазы марки ПШ-1 или ПШ-2		При работе в ёмкостях, резервуарах и т.п. местах
18	Аппарат искусственного дыхания переносной		1 шт. на объект
19	Дыхательные аппараты АСВ 2М или фирмы "Дрэггер" типа РА 80/1800-1		2 шт. аварийный запас
20	Индивидуальный противошумовой аппарат, наушники		б/мастер, бурильщик, пом.бурильщика
21	Реагент нейтрализатор сероводорода		По нормам инструкции
22	Противогазы марки «А»	ГОСТ 12.4.131.83	Всем при освоении

Примечание: При строительстве скважин могут быть использованы зарубежные нормативы, если их требования не ниже казахстанских и не противоречат им.

Таблица 15.4 - Средства коллективной защиты от шума и вибраций

№№ п/п	Наименование, а также тип, вид, шифр и т.д.	Место установки на буровой
1	2	3
1	Кожух (ДБА 20031-25)	Вертлюжки-разрядники шинно-пневматических муфт пневмосистемы.
2	Виброизолирующая площадка конструкции ВНИИБТ (черт.№299.000)	У пульта бурильщика
3	Глушитель шума конструкции ВНИИБТ (черт.№295.000)	Выхлопной патрубок пневматического бурового ключа АКБ - 3М2

Уровни шума и вибрация оборудования.

В системе мер по обеспечению защиты от шума и вибрации на производстве большое значение имеет нормативно-техническая документация, устанавливающая требования к защите от шума и вибрации обслуживающего персонала.

При строительстве скважин производитель работ ориентируется на приказ и.о. министра здравоохранения РК №139 от 24.03.2005 г. «Об утверждении гигиенических нормативов уровней шума на рабочих местах» (с изменениями от 15.05.2008г.), где установлены требования к шумовым и вибрационным характеристикам мест пребывания людей и к методам их контроля, к методам установления шумовых и вибрационных характеристик источников (машин, механизмов, оборудования, инструмента и т.д.).

Тип и компоновка оборудования, имеющегося на буровых станках, зависит от каждой конкретной буровой. Вследствие этого уровни шума на буровых станках также будут различаться.

Обычно средневзвешенный уровень шума, составляющий 80 децибел (СанПиН №1.02.007-94), превышает.

Поэтому все сотрудники будут обеспечены средствами индивидуальной защиты от шума и пройдут обучение по вредному воздействию высоких уровней шума.

А так же предусматриваются следующие мероприятия по уменьшению уровней шума:

- уменьшение шума в его источнике (замена шумных технологических процессов и механизмов бесшумными или менее шумными);
- систему сборки деталей агрегата, при которой сводится к минимуму ошибки в сочленениях деталей (перекосы, неверные расстояния между центрами и т.п.);
- широкое применение смазки соударяющихся деталей вязкими жидкостями;
- оснащение агрегатов, создающих чрезмерный шум вследствие вихреобразования или выхлопа воздуха и газов (вентиляторы, воздуходувки, пневматические инструменты и машины, ДВС и т.п.) спец. глушителями;
- изменение направленности излучения шума (рациональное ориентирование источников шумообразования относительно рабочих мест);
- уменьшение шума на пути распространения (устройство звукоизолирующих ограждений, кожухов, экранов);
- применение для защиты органов слуха средств индивидуальной защиты (беруши, наушники, шлемы).

Расчеты уровня звукового давления, при проведении буровых работ, составляют на расстоянии 100м - 56дБ, 150 м -50,12дБ и 200 м -45,96дБ от источника шума, а также в

офисе на расстоянии 55 м -39дБ, что удовлетворяет санитарным нормам, т.е. меньше допустимых уровней шума на рабочих местах 80дБ.

Также должны анализироваться все случаи, когда вибрация оборудования представляет собой потенциальное неблагоприятное воздействие на персонал буровой. В качестве примера оборудования, способного представлять собой потенциальное неблагоприятное воздействие на организм, вследствие его вибрации, можно привести монтажные пальцы мачты и подвышечного основания. Как правило, эти пальцы стопорятся шпильками для предотвращения их обратного движения. Все внешние болты и гайки также стопорятся проволокой во избежание разбалтывания и падения на головы персонала. верхних прожекторов, пальцы верхних полатей буровой и иного верхового оборудования, которое может ослабнуть вследствие вибрации оборудования и выпасть. Является проведение предварительных (при поступлении на работу) и периодических медицинских осмотров работающих, осуществляемых медицинскими учреждениями региона ведения буровых работ. График проведения медицинских осмотров согласовывается с СЭС.

Периодическому медицинскому осмотру подвергаются все работники буровой бригады.

Таблица 15.5 - Нормы освещенности

№ п/п	Рабочие места	Рабочая поверхность, на которой нормируется ос- вещенность	Плоскость формиро- вания осве- щенности: Г-горизон- тальная; В-верти- кальная	Разряд и подраз- ряд зри- тельной работы	Рабочее освещение		Аварий- ность освеще- ние, лк	
					Освещенность, лк			Показатель ослепленности не более, %
					при лампах нака- ли- вания	при газо- разряд- ных лампах		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Измерительная аппаратура, пульт и щит с измерительной аппаратурой	Шкала приборов, кнопки управления	Г.В	IV в	150	200	40	30
2	Пульт и щит управления без измерительной аппаратуры, стол оператора	Рычаги, рукоятки	Г.В	VI	75	150	60	30
3	Стол оператора, машиниста аппаратчика, дежурного	Стол	Г	IV г	100	150	40	30
4	Задвижка насоса, штурвал задвижки насо- са, рукоятка и рычаг управления, кон- трольный сифонный кран, клапан предо- хранительный, места замены манжет кла- панов и набивки сальников	Задвижка, штурвал, рукоятка, рычаг, кран, клапан, манжета, сальник	Г.В	VIII	30	75	80	30
5	Стеллажи, приемный мост	Бурильные трубы, обсадные колонны, приемный мост	Г	XI	10	10		
6	Лестничные марши, площадки, сходы с рабочей площадки. Вышечно-лебедочный блок	Ступени, пол, площадки	Г	XI	10	10		
7	Рабочая площадка	Пол	Г		30	50	60	30
8	Роторный стол	Роторный стол	В		100	100	Освещенность установлена эксперимен- тально	
9	Буровая лебедка	барабан	В	X	30	30		
10	Автоматический ключ буровой (АКБ)	челюсть	В	VIIIa	30	75		
11	Подсвечник	Место установки свеч	Г	X	30	30		
12	Путь движения талевого блока	Талевый блок	В	X	30	30		
13	Механизм спуска и подъема бурильных труб(МСП)	Механизм захвата	Г	IX	50	50		
14	Установка для механизации и автоматиза- ции спуско-подъемных операции (АСП)	Механизм захвата	Г	IX	50	50		

Продолжение таблицы 15.5

1	2	3	4	5	6	7	8	9
15	Элеватор на уровне площадки верхнего рабочего, магазин для свеч	Замковое устройство, место установки свеч	В	IX	50	50		
16	Рабочее место верхнего рабочего (люлька, балкон)	Пол	Г	IX	50	50		30
17	Кронблочная площадка, кронблок	Рабочие блоки	Г.В.	X	30	30		30
18	Силовое помещение Редуктор (коробка скоростей)	Место замера уровня масла	В	VIIIa	30	75		
19	Растворопровод (желобная система)	Поверхность раствора	Г	XI	10	10		
20	Глиномешалка, смеситель, сепаратор, сито, пескоотделитель	Рабочая поверхность	В	VIIIa	30	75		
21	Емкость (резервуар) для хранения запасного раствора	Место замера уровня раствора	В	VIIIb	20	50		
22	Насосное помещение. Воздушный компенсатор бурового насоса	Диафрагменный разделитель	В	VI	75	150	Во время см.разделителя	30
23	Дизельное помещение (освещенность снижена на одну ступень шкалы освещенности)	0,8м от стола	Г	VI	50	100		30
24	Противовыбросовое оборудование. Превентор, штурвал, дистанционное управление превентором	Превентор, штурвал	В	VIIIa	30	75		
25	Пульт дистанционного управления превентором (освещенность снижена на одну ступень шкалы освещенности)	Пульт	В	Ivг	75	100		30
26	Цементирующая головка (освещенность повышена на одну ступень шкалы освещенности)	Кран	В	X	50	50		
27	Мерный бак цементирующего агрегата, бочек для цементного раствора	Поверхность раствора	Г	X	30	30		
28	Место заряжения прострелочных и взрывных аппаратов (ПБД)	Место заряжения	Г	Vг	75	100		
29	Каротажный подъемник Путь движения геофизического кабеля: от каротажного подъемника до блок баланса; от подвесного ролика до устья скважины	Барабан, пульт, кабины машиниста					Освещенность установлена экспериментально	
			Г	X	30	30		
			В		50	50		
		Кабель	Г	XI	10	10		

Продолжение таблицы 15.5

1	2	3	4	5	6	7	8	9
30	Блок-баланс	Кабель Блок-баланс	В	Х	30	30		
31	Рабочее место у устья скважины	Рабочее место	В	Х	30	30		
32	Каротажная лаборатория	0,8 м от пола	Г		75	75	Освещенность установлена эксперимен- тально	
33	Путь переноса заряженных ПВА	Земля, пол мостков	Г	XI	10	10		
34	Территория опасной зоны при проведении прострелочных и взрывных работ	Земля, пол мостков	Г		2	2		

Таблица 15.6 - Средства контроля воздушной среды

№№ п/п	Наименование, а также тип, вид, шифр и т.д.	Количество, шт.	Место установки датчиков ста- ционарного газоанализатора
1	2	3	4
1	Газосигнализатор	комплект	Ротор, желобной системе, вибро- сит, насосном помещении (2 шту- ки), у приемных емкостях (2 шту- ки), Помещение отдыха персонала

Таблица 15.7 - Санитарно-бытовые помещения

№№ п/п	Наименование, а также тип, вид, шифр и т.д.	Количество, шт.
1	2	3
1	Вагон домик буровых мастеров	1
2	Сушилка	1
3	Слесарка	1
4	Столовая для приёма пищи (вагон - столовая)	1
5	Душевая раздевалка	1
6	Вагон-склад	1
7	Жилой вагон-домик для вахты, тампонажников, геофизиков	6
8	Вагон-домик для женского персонала	1
9	Вагон-культбудка	1
10	Вагон-офис, жилой вагон представителя Заказчика	2

Примечание:

1. Допускается замена типов и количество санитарно-бытовых помещений зарубежными аналогами.
2. На период в/строения, бурения, крепления, освоения 1 объекта – одинаковое количество вагон-домиков.
3. Все санитарно-бытовые помещения должны соответствовать «Санитарно-эпидемиологическим требо-
вания к условиям труда и бытового обслуживания при строительстве, реконструкции,
ремонте и вводе, эксплуатации объектов строительства»

Таблица 15.8 - Первичные средства пожаротушения

№ п/п	Наименование	ГОСТ, ТУ и т.д. на изготовление	Количество, шт	Примечания
1	2	3	4	5
1	Огнетушители 25 кг ОПУ-10		4	Порошковые
2	Огнетушители 6 кг ОПУ-4		10	Порошковые
3	Огнетушители 5 кг ОВП-10		10	Пенные
4	Огнетушители 5 кг ОУ-5		10	Углекислотные
5	Ящики с песком вместимостью 0,5 м ³		4	
6	Лопаты штыковые		4	
7	Ломы		2	
8	Топоры		2	
9	Багры		2	
10	Пожарные ведра		6	
11	Кошма размером 2х2		5	
12	Пожарные шланги с соплами		10	
13	Лестница		6	
14	Пожарная сирена		1	
15	Предупредительные указатели		50	
16	Ящик с песком вместимостью 1 м ³		1*	

Примечание: * - На центральном пожарном щите

16. ПРОГНОЗ ВОЗМОЖНЫХ АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ, МЕРОПРИЯТИЯ ПО ИХ ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ, ЛИКВИДАЦИИ

Основными видами аварий в процессе строительства скважин и осложнений, создающих аварийные ситуации, являются:

1. Аварии с бурильной колонной - слом бурильной (или утяжеленной) трубы, прихват, заклинка.
2. Аварии с обсадными трубами - прихват, полет.
3. Аварии с долотами - оставление шарошек, слом долота.
4. Падение посторонних предметов в скважину.
5. Осложнения: нефтегазоводопроявления, поглощения бурового и цементного растворов.
6. Осложнения связанные с межколонными давлениями.

Таблица 16.1 - Прогноз возможных аварийных ситуаций, мероприятия по их предотвращению, ликвидации

№ п/п	Возможные аварийные ситуации	Мероприятия по предотвращению аварий	Мероприятия по ликвидации аварий	Действия персонала по предупреждению и ликвидации аварий и осложнений
1	2	3	4	5
1.	Слом бурильной (утяжеленной) трубы	1.1. Не допускать вибрации колонны при бурении.	1.1. Определить конфигурацию "головы" сломанной трубы.	1.1. Строго соблюдать проектные компоновки низа бурильной колонны.
		1.2. При появлении вибрации необходимо изменить нагрузку на долото.	1.2. При необходимости произвести зачистку (торцевание).	1.2. При изменении КНБК ствол скважины тщательно проработать с принятием мер против заклинивания колонны бурильных труб и забуривания нового ствола.
		1.3. Во время спускоподъемных операций не допускать посадок и затяжек инструмента свыше собственного веса более 10 т.	1.3. Спустить труболовку, метчик или колокол, в зависимости от места слома, и соединиться с аварийной частью.	
		1.4. Нагрузку на долото создавать не более 75% веса УБТ.	1.4. Произвести расхаживание и подъем аварийного инструмента.	1.3. При появлении вибрации необходимо выйти из зоны критических колебаний, уменьшив или увеличив нагрузку на долото.
		1.5. Контролировать момент на роторе при роторном бурении.	1.5. В случае прихвата аварийных труб установить ванну.	
		1.6. При ведении аварийных работ не допускать приложения усилий, превышающих прочность труб.		1.4. Аварийные работы выполняются по плану, утвержденному директором по производству, под руководством бурового супервайзера.
2	Прихват инструмента	1.7. Проводить дефектоскопию бурильных и утяжеленных труб.		
		2.1. Выделить прихватоопасные зоны.	2.1. Определить верхнюю границу прихвата геофизическими методами или по величине вытяжки свободной части колонны.	2.1. Знать зоны осложнений.

продолжение таблицы 16.1

1	2	3	4	5
2.	Прихват инструмента	2.2. Спускоподъемные операции в интервалах сужений, осыпей, обвалов производить на пониженных скоростях.	2.2. Поддерживать в работоспособном состоянии систему очистки раствора.	
		2.3. Обеспечить качественную очистку бурового раствора от выбуренной породы.	2.2. Рассчитать объем и установить ванну (нефтяную, водную, кислотную или др.) в зависимости от пород, залегающих в интервале прихвата. При расчете ванны учесть снижение давления на пласт и компенсировать его увеличением плотности раствора (при необходимости).	2.3. При длительных перерывах в работе инструмент поднять в башмак колонны.
		2.4. Вводить в раствор смазывающие противоприхватные добавки.		2.4. Параметры раствора поддерживать согласно ГТН.
		2.5. Не оставлять инструмент без движения и промывки на длительный срок.		2.5. Аварийные работы выполняются по плану, утвержденному директором по производству, под руководством бурового супервайзера.
		2.6. Не допускать образования на стенках скважины толстой фильтрационной корки за счет соблюдения параметров промывочной жидкости.	2.3. Производить периодическую подкачку ванны и расхаживание инструмента.	
		2.7. Не изменять КНБК в сторону увеличения ее жесткости. В случае необходимости изменения КНБК провести поэтапное увеличение ее жесткости с тщательной проработкой ствола каждой компоновкой.	2.4. После освобождения инструмента вымыть ванну и параметры раствора привести в соответствие с ГТН.	
		2.8. В компоновку буровой колонны включать ясы необходимого размера		
3	Заклинивание инструмента	3.1. Выделить зоны осыпей, обвалов, желобных выработок.	3.1. Определить место заклини.	3.1. Использовать устройства и приспособления, препятствующие падению посторонних предметов в скважину.
		3.2. Исключить падение посторонних предметов в скважину.	3.2. Провести работы по сбиванию инструмента вниз или подъему вверх с одновременным проворотом.	3.2. Систематически проверять состояние клиньев ротора, фиксирующие устройства ключей - АКБ, УМК и др.

продолжение таблицы 16.1

1	2	3	4	5
3.	Заклинивание инструмента	3.3. Параметры раствора поддерживать на уровне, обеспечивающем устойчивость стенок скважины.	3.3. Рассчитать объем и установить ванну (водную, нефтяную, кислотную или др.) в зависимости от пород, залегающих в интервале прихвата.	3.3. Не оставлять на столе ротора различные инструменты.
		3.4. Допуск долота к забою производить осторожно с проработкой призабойной зоны.	При расчете ванны учесть снижение давления на пласт и компенсировать его увеличением плотности раствора (при необходимости).	3.4. При отсутствии инструмента в скважине закрывать устье.
		3.5. Места посадок и затяжек тщательно прорабатывать.	3.4. Производить периодическую подкачку ванны и расхаживание инструмента.	3.5. Аварийные работы выполняются по плану, утвержденному директором по производству, под руководством бурового супервайзера.
			3.5. После освобождения инструмента вымыть ванну и параметры раствора привести в соответствие с ГТН.	
4.	Прихват обсадных колонн	4.1. Тщательно прорабатывать интервалы сужений.	4.1. Определить место прихвата.	4.1. Строго выполнять план подготовки ствола к спуску.
		4.2. Не оставлять колонну без движения на длительный срок.	4.2. Рассчитать объем и установить ванну (нефтяную, водную, кислотную или др.) в зависимости от пород, залегающих в интервале прихвата. При расчете ванны учесть снижение давления на пласт и компенсировать его увеличением плотности раствора (при необходимости).	4.2. Не оставлять колонну без движения на длительное время.
		4.3. Перед спуском колонны вводить смазывающие добавки.		4.3. Использовать устройства и приспособления, препятствующие падению посторонних предметов в скважину.
				4.4. Систематически проверять состояние клиньев ротора, фиксирующие устройства ключей АКБ, УМК и др.

продолжение таблицы 16.1

1	2	3	4	5
4	Прихват обсадных колонн		4.3. Производить периодическую подкачку ванны и расхаживание колонны.	
			4.4. После освобождения колонны вымыть ванну и параметры раствора привести в соответствие с ГТН.	4.5. Не оставлять на столе ротора различные инструменты.
			4.5. Продолжить спуск колонны.	4.6. Аварийные работы выполняются по плану, утвержденному директором по производству, под руководством бурового супервайзера.
			4.6. В случае безрезультатности установки ванн или опасности разрушения колонны рассмотреть вопрос цементирования колонны на достигнутой глубине с последующим спуском "хвостовика"	
5.	Полет обсадных труб	5.1. Перед спуском колонны проверить центровку вышки, состояние клиньев ротора, элеваторов.	5.1. Спустить труболовку, метчик, колокол.	5.1. Поддерживать в исправном состоянии клинья ротора, элеваторы.
		5.2. Контролировать усилия закрепления резьбовых соединений.	5.2. Спуск производить замедленно для определения местонахождения "головы" обсадных труб.	5.2. При навороте труб первые 3-4 оборота делать вручную.
		5.3. Не допускать наворота резьбы наперекос.	5.3. Соединиться с аварийными трубами, промыть скважину.	5.3. Аварийные работы выполняются по плану, утвержденному директором по производству, под руководством бурового супервайзера.
			5.4. Поднять аварийные трубы.	
			5.5. Произвести переподготовку ствола скважины.	5.4. Переподготовку ствола выполнить согласно плана работ на спуск колонны.
6	Оставление ша-рошек долота (слом долота)	6.1. Спускать долота с вооружением, соответствующим твердости разбуриваемых пород.	6.1. Спустить магнитный фрезер или "паук".	6.1. Не допускать несоответствия типа спускаемого долота твердости разбуриваемых пород.
		6.3. Не допускать резких посадок и ударов долота о забой.	6.3. Произвести разбуривание ша-рошки или части долота при нагрузке 4-6 т. При разбуривании металла отрыв инструмента от забоя производить через 15 мин.	6.3. Аварийные работы выполняются по плану, утвержденному директором по производству, под руководством бурового супервайзера.

продолжение таблицы 16.1

1	2	3	4	5
6	Оставление шарошек долота (слом долота)	6.2. Не допускать передержки долота на забое (момент подъема долота определяется по показаниям контрольно-измерительных приборов и изменению скорости механического бурения).	6.2. При безрезультатности работ по п.6.1 спустить торцовый фрезер в комплексе с металлошламоуловителем.	6.2. Анализировать показания контрольно-измерительных приборов (момент на роторе, скорости бурения для определения момента подъема долота).
		6.3. Перед спуском долота в скважину производить тщательный осмотр на предмет состояния сварных швов и наличие трещин.		
7.	Падение посторонних предметов в скважину	7.1. Применять приспособления, препятствующие падению посторонних предметов в скважину.	7.1. Спустить магнитный фрезер или "паук".	7.1. При спуско-подъемных операциях применять обтираторы и приспособления, препятствующие падению посторонних предметов.
		7.2. Каждую смену тщательно проверять состояние и фиксирующие приспособления автоматических и машинных ключей, клиньев ротора.	7.2. При безрезультатности работ по п.6.1 спустить торцовый фрезер в комплексе с металлошламоуловителем.	7.2. Аварийные работы выполняются по плану, утвержденному директором по производству, под руководством бурового супервайзера.
		7.3. Не оставлять на столе ротора инструменты и посторонние предметы.	7.3. Произвести разбуривание постороннего предмета при нагрузке 4-6 т. При разбуривании металла отрыв инструмента от забоя производить через 15 мин.	
		7.4. При отсутствии инструмента в скважине не оставлять открытым устье.		
8.	Нефтегазоводопрооявления	8.1. Бурильщики должны знать глубину залегания и характер поведения горизонтов с аномально высокими или аномально низкими пластовыми давлениями.	8.1. Спустить инструмент на возможно большую глубину.	8.1. При бурении в горизонтах с аномально высокими пластовыми давлениями ограничивать скорость бурения с целью обеспечения дегазации раствора.
		8.2. Не допускать снижения плотности раствора от предусмотренной ГТН.	8.2. Установить обратный клапан под квадрат.	8.2. Дополнительно проинструктировать вахту о действиях при НГВП с применением средств индивидуальной защиты в условиях сероводородной агрессии.
		8.3. При подъеме инструмента следить за соответствием объема поднимаемых труб и доливаемой жидкости.	8.3. Герметизировать устье и восстановить циркуляцию.	8.3. Сообщить руководителю буровых работ о начавшемся проявлении.
		8.4. Не допускать поршневания при подъеме инструмента. Принять меры для ликвидации сальника.	8.4. Приступить к вымыву разгазированного раствора с противодавлением и дегазацией.	8.4. Навернуть обратный клапан и герметизировать устье.
		8.5 Обучить обслуживающий персонал действиям при НГВП в условиях выделения сероводорода.	8.5. По величине давления в трубном и затрубном пространстве рассчитать необходимую плотность раствора для задавки проявления и утяжелить раствор до необходимой плотности.	8.5. Члены буровой вахты действуют согласно расписания по сигналу "Выброс".

продолжение таблицы 16.1

1	2	3	4	5
8	Нефтегазо- водопроявления	8.6. Поддерживать в работоспособном состоянии противовыбросовое оборудование.		
		8.7. При резком увеличении механической скорости бурения следить за уровнем жидкости в циркуляционной системе и ограничить скорость бурения.		
		8.8. При увеличении веса на крюке и уменьшении давления на стояке, что является косвенными признаками НГВП, сопоставить другие показатели процесса бурения для раннего обнаружения проявления.		
		8.9. Иметь запас раствора согласно пункта 43 §1 «Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности»		
		8.10. Параметры раствора необходимо выравнивать по всему циклу.		
		8.11. Не допускать утяжеления раствора "пачками".		
		8.12. Включать технические и технологические средства для раннего обнаружения НГВП.		
		8.13. Поддерживать в работоспособном состоянии оборудование для дегазации раствора.		
		8.14. Проводить учебные тревоги по сигналу "Выброс" с применением средств индивидуальной защиты от сероводорода.		
		8.15. Не проводить кратковременных промежуточных промывок при наличии газированных забойных пачек.		
		8.16. Промежуточные промывки во время спуска инструмента производить по длительности, позволяющей убедиться в отсутствии пластового флюида в скважине.		
		8.17. Длительные ремонтные работы, не связанные с ремонтом устья, необходимо производить при нахождении буровой колонны в башмаке обсадной колонны с обязательной установкой шарового крана.		
		8.18. При необходимости продолжительного ремонта устья и невозможности промывки скважины необходимо устанавливать отсекающий цементный мост.		
9	Поглощения	8.19 К подъему инструмента приступать только после выравнивания параметров раствора по всему объему до установленной величины.		
		9.1. Определить и знать зоны дренирования, тектонических нарушений, карстовых образований, горизонтов с высокой пористостью и проницаемостью.	9.1. При начавшемся поглощении поднимать инструмент в башмак колонны или прихватобезопасный интервал с постоянным доливом скважины.	9.1. Поднять инструмент в башмак колонны с постоянным доливом скважины.
		9.2. Не допускать превышения давления раствора над пластовым более величин, предусмотренных «Правил обеспечения промышленной безопасности».	9.2. Ввести наполнители (слюда, кордное волокно, целлофановая стружка, опилки, скорлупа, резиновая крошка и т.д.)	9.2. Ввод наполнителей осуществлять при снятых сетках вибросит.
		9.3. Спуск инструмента производить со скоростью, при которой сумма гидростатического и гидродинамического давлений должна быть больше пластового давления и меньше давления поглощения.	9.3. При полном или катастрофическом поглощении произвести намыв наполнителей через открытый конец буровых труб, с применением гидромеханического пакера или установить цементный мост.	9.3. Бурение с частичным поглощением или без выхода циркуляции допускается только по специальному плану, утвержденному директором по производству.

окончание таблицы 16.1

1	2	3	4	5
9	Поглощения	9.4. При опасности возникновения поглощения предусмотреть ввод наполнителей, закачку вязко-упругих смесей, установку цементных мостов, стальных пластырей и т.д.		
		9.5. В случае возможности возникновения поглощений предусмотреть уменьшение производительности насосов, возможность уменьшения диаметра КНБК для увеличения кольцевого зазора с целью уменьшения гидродинамических сопротивлений с минимальным ущербом для технологического процесса.		
		9.6. Восстановление циркуляции производить при возможно минимальной производительности насосов с постепенным доведением до рабочей и вращением инструмента.		
		9.7. Поддерживать в исправном состоянии компенсирующие устройства насосов для исключения резких колебаний давления при циркуляции.		
10	Межколонное давление (МКД)	10.1. Для цементирования обсадных колонн применять цементы, образующие в затрубном пространстве плохо проницаемый цементный камень, стойкий к воздействию сероводорода.	10.1. Определить причину возникновения МКД и пути движения флюида в межколонное пространство.	10.1. Сообщить руководителю работ о появлении МКД.
		10.2. Применять обсадные трубы с высокогерметичными резьбовыми соединениями типа "металл-металл".	10.2. В зависимости от причины возникновения МКД произвести: стравливание давления; смену колонной головки; ремонтно-изоляционные работы.	10.2. Не допускать роста давления в межколонном пространстве выше величины предельно-допустимого устьевого давления, определенного расчетом согласно утвержденной методики.
		10.3. Обязку устья колонными головками производить строго в соответствии с инструкциями завода-изготовителя.		
		10.4. Применять колонные головки, исключаяющие переток флюида из затрубного пространства в межколонное.		

17. ЛИКВИДАЦИЯ И КОНСЕРВАЦИЯ СКВАЖИН

Решение о ликвидации скважины будет приниматься по результатам бурения, в случае обнаружении промышленных запасов углеводородов по решению НТС организации – Заказчика вопрос о ликвидации (консервации) скважины будет выноситься на рассмотрение территориального Управления охраны и использования недр.

Конкретный план действий по ликвидации скважины, законченной строительством, разрабатывается пользователями недр с учетом местных условий, требований «Правила консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов, и добычи урана, от «22» мая 2018 года № 200» и других нормативных документов и согласовывается с территориальным органом Управления охраны и использования недр (ТУ «ЗапКазНедра»).

17.1 Порядок оформления материалов на ликвидацию скважины

Все работы по порядку оформления материалов на ликвидацию (консервацию) скважины должны проводиться в строгом соответствии с «Правила консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов, и добычи урана».

Для рассмотрения материалов на ликвидацию скважины Заказчик, на балансе которого она находится, своим приказом создает постоянно действующую комиссию из главных специалистов предприятия под председательством его руководителя. По скважине, ликвидируемой после окончания строительства, подготовку материалов и согласование ее ликвидации с территориальными органами охраны недр проводит исполнитель работ по согласованию с Заказчиком.

В постоянно действующую комиссию на рассмотрение представляются следующие материалы:

- справка с краткими сведениями из истории бурения (с обязательным указанием дат начала и прекращения бурения, испытания, проектной и фактической конструкции, причин отступления от проекта, причин ликвидации скважины (с обоснованием);
- выкопировка из структурной карты с указанием проектного и фактического положения устья и забоя;
- справка о том, когда и кем составлен проект строительства этой скважины и кто его утверждал, фактической стоимости скважины;

- диаграммы стандартного каротажа с разбивкой на горизонты и заключениями по всем вскрытым продуктивным пластам, а также заключение по проверке качества цементирования (АКЦ и др.);
- акты опрессовки колонн и цементных мостов, подписанные исполнителями работ;
- акт проверки технического состояния обсадной колонны.

По результатам проверки технического состояния составляется план изоляционно-ликвидационных работ, обеспечивающий выполнение требований охраны окружающей природной среды, который согласовывается уполномоченными органами. К плану прилагаются протокол постоянно действующей комиссии, каротажная диаграмма и заключение по геофизическим исследованиям скважины.

Все работы по проверке технического состояния по результатам выполнения работ оформляются актами за подписью их исполнителей, материалы должны быть сброшюрованы, заверены печатью и подписями. Первый экземпляр хранится в делах организации Заказчика, на балансе которого находится скважина, второй экземпляр - в уполномоченный орган по изучению недр.

По скважине, пробуренной на месторождении указанные материалы представляются для заключения в уполномоченные органы. Согласованный в указанном порядке план изоляционно-ликвидационных работ является основанием для проведения работ по ликвидации объекта.

Ответственность за своевременное и качественное проведение работ несет организация Заказчика, на балансе которого находится ликвидируемая скважина.

Учет, ежегодный контроль за состоянием устьев ликвидируемых скважин и необходимые ремонтные работы при обнаружении неисправностей и нарушений требований охраны недр возлагаются на организацию Заказчика, на балансе которого находится ликвидируемая скважина.

17.2 Оборудование устья и ствола скважины при ее ликвидации

Все работы по оборудованию устья и ствола скважин и при их ликвидации должны проводиться в строгом соответствии с «Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности» [3] и индивидуальным планом изоляционно-ликвидационных работ по скважине, разработанным в соответствии с настоящим проектом.

Осложнения и аварии, возникшие в процессе проведения изоляционно-ликвидационных работ или в процессе исследования технического состояния скважины,

ликвидируются по дополнительным планам, согласованным с аварийно-спасательным службой и территориальными органами «ЗапКазНедра».

Скважины, подлежащие ликвидации, должны быть заполнены буровым раствором с плотностью, позволяющей создать гидростатическое давление, превышающее пластовое на 15 % (при отсутствии поглощения).

17.3 Ликвидация скважины

Все работы по ликвидации скважины проводятся по плану организации работ, разработанным в соответствии с проектом на ликвидацию скважины для данного месторождения. Оборудование стволов при ликвидации скважин со спущенной эксплуатационной колонной производится в соответствии с «Правила консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов, и добычи урана», следующим образом:

При подъеме цемента за эксплуатационной колонной выше башмака предыдущей колонны (технической колонны или кондуктора) устанавливаются цементные мосты против всех интервалов перфорации, интервалов негерметичности, установки муфт ступенчатого цементирования, в местах стыковки при секционном спуске эксплуатационной и технической колонн, интервале башмака кондуктора (технической колонны). При отвороте незацементированной части эксплуатационной колонны устанавливается цементный мост высотой не менее 50 м на «голове» оставшейся части колонны. Оставшаяся часть скважины заполняется незамерзающей нейтральной жидкостью. Все объекты испытания должны быть изолированы. Высота каждого цементного моста должна быть равна мощности пласта плюс 20 м выше кровли и ниже подошвы пласта. Над кровлей верхнего пласта цементный мост устанавливается на высоту не менее 50 м. В башмаке последней технической колонны устанавливается цементный мост с перекрытием башмака колонны не менее чем на 50 м.

Оборудование устья скважины при ликвидации:

На устье скважины устанавливается бетонная тумба размером 1×1×1 м с репером высотой не менее 0,5 м и металлической табличкой, на которой электросваркой указывается номер скважины, месторождение (площадь), недропользователь, дата ее ликвидации. Выкопировка плана местности с указанием местоположения устья ликвидированной скважины передается землепользователю.

По скважинам всех категорий, пробуренным в пределах внешнего контура нефтегазоносности максимального размера искусственной залежи газохранилища, цементные мосты устанавливаются в интервале и на 20 м ниже и выше мощности всех продук-

тивных горизонтов, продуктивность которых установлена в процессе строительства скважин, разработки месторождения, эксплуатации хранилища.

При расположении скважины на землях, используемых для сельскохозяйственных целей, устья скважины углубляются не менее чем на 2 м от поверхности, оборудуются заглушкой, установленной на кондукторе (технической колонне), и табличкой с указанием номера скважины, месторождения (площади), пользователя недр и даты ее ликвидации. Заглушка покрывается материалом, предотвращающим ее коррозию, и устье скважины засыпается землей. Выкопировка плана местности с указанием местоположения устья ликвидированной скважины передается землепользователю.

По скважинам, ликвидированным по III категории, а также скважинам всех категорий, пробуренным в пределах внешнего контура нефтегазоносности и максимального размера искусственной залежи газохранилища, цементные мосты устанавливаются в интервале и на 20 м ниже и выше мощности всех продуктивных горизонтов, продуктивность которых установлена в процессе строительства скважин, разработки месторождения, эксплуатации хранилища.

17.4 Консервация скважины

Все работы по консервации скважины проводятся по плану организационных работ, разработанным в соответствии с проектом на консервацию скважины для данного месторождения. Оборудование стволов при консервации скважин со спущенной эксплуатационной колонной производится в соответствии с «Правила консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов, и добычи урана», следующим образом:

Консервация скважин в процессе строительства производится в случаях: консервации части ствола скважин, защищенного обсадной колонной, при сезонном характере работ - на срок до продолжения строительства; разрушения подъездных путей в результате стихийных бедствий - на срок, необходимый для их восстановления; несоответствия фактических геолого-технических условий проектным - на срок до уточнения проектных показателей и составления нового технического проекта строительства скважин; при строительстве скважин кустовым способом - в соответствии действующими требованиями на кустах нефтяных и газовых скважин.

Проведение работ по консервации скважин

Для консервации скважин с открытым стволом:

- спустить бурильный инструмент с «воронкой» до забоя скважины, промыть скважину и довести параметры бурового раствора до значений, регламентированных проектом на строительство скважины;

- поднять бурильные трубы в башмак последней обсадной колонны, верхнюю часть колонны заполнить незамерзающей жидкостью;
- загерметизировать трубное и затрубное пространство скважины;
- провести консервацию бурового оборудования;
- на устье скважины укрепить металлическую табличку с указанием номера скважины, времени начала и окончания консервации скважины, организации-владельца.

Для консервации скважины со спущенной (неперфорированной) колонной:

- спустить в скважину бурильный инструмент или насосно-компрессорных труб (далее - НКТ) до глубины искусственного забоя;
- обработать буровой раствор с доведением его параметров в соответствии с проектом на строительство скважины, добавить ингибитор коррозии;
- приподнять колонну труб на 50 м от забоя, верхнюю часть скважины заполнить незамерзающей жидкостью;
- дальнейшие работы проводить согласно следующих решений.

Для консервации скважин с открытым стволом:

- спустить бурильный инструмент с «воронкой» до забоя скважины, промыть скважину и довести параметры бурового раствора до значений, регламентированных проектом на строительство скважины;
- поднять бурильные трубы в башмак последней обсадной колонны, верхнюю часть колонны заполнить незамерзающей жидкостью;
- загерметизировать трубное и затрубное пространство скважины;
- провести консервацию бурового оборудования;
- на устье скважины укрепить металлическую табличку с указанием номера скважины, времени начала и окончания консервации скважины, организации-владельца.

Консервация скважин, законченных строительством

Консервации подлежат все категории скважин, законченных строительством, на срок до их передачи заказчику для дальнейшей организации добычи нефти, газа, эксплуатации подземных хранилищ, месторождений теплоэнергетических, промышленных минеральных и лечебных вод, закачки воды, строительства системы сбора и подготовки нефти, газа, воды.

При консервации скважины:

- спустить НКТ с «воронкой». Заглушить скважину жидкостью спараметрами, установленными проектной документацией, и обработанную ингибиторами коррозии. В интервал перфорации закачать жидкость, обеспечивающую сохранение коллекторских свойств продуктивного пласта.
- Поднять НКТ выше интервала перфорации. Верхнюю часть скважины заполнить незамерзающей жидкостью. Устьевое оборудование защитить от коррозии. При коэффициенте аномалии давления $K_a = 1,1$ и выше в компоновку насосно-компрессорных труб включить пакер и клапан-отсекатель;
- с устьевой арматуры снять штурвалы, манометры, установить на арматуре заглушки;
- оградить устье скважины (кроме скважин на кустовых площадках). На ограждении укрепить табличку с указанием номера скважины, месторождения, пользователя недр, срока консервации. Провести планировку при скважинной площадке;
- установка цементного моста над интервалом перфорации устанавливается планом организации работ на консервацию скважины, в зависимости от длительности консервации и других факторов.

Если срок консервации скважины составит срок более одного года скважина заполняется жидкостью исключаяющей глинизацию пласта, и после установки над интервалом перфорации цементного моста высотой 25-50 метров и заполняется раствором, плотность которого позволит создать противодействие на пласт в соответствии с «Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности».

17.5 Подготовительные, строительные-монтажные и вспомогательные работы при консервации и ликвидации

Расчеты продолжительности работ по ликвидации и консервации скважины должны выполняться Подрядчиком работ с учетом действующих норм времени на технологические процессы и согласовываться с Недропользователем.

Работы по ликвидации и консервации скважины будет производиться с использованием установки для освоения УПА-60/80 (или аналог).

18. ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ И ОХРАНА НЕДР

Технологические операции по контролю за поступлением флюида в процессе бурения

Для проверки возможного поступления флюида в ствол скважины необходимо произвести трехкратный подъем долота над забоем на величину ведущей трубы и провести полный вымыв забойной пачки на устье при периодическом вращении инструмента. При отсутствии признаков поступления флюида в ствол скважины продолжить углубление.

Для проведения технологических операций, связанных с подъемом труб и оставления скважины без бурильной колонны (смена долота, геофизические работы) необходимо промыть скважину в течение 1 цикла. Бурильную колонну поднять в башмак последней обсадной колонны, скважину долить до устья и оставить в покое на требуемое время. В течение технологической стоянки вести наблюдение за состоянием скважины.

После технологической стоянки спустить бурильную колонну до забоя, промыть скважину в течение как минимум полуцикла до полного вымывания газированной пачки и выравнивания параметров бурового раствора. При углублении скважины необходимость и продолжительность технологических стоянок определяются главным инженером бурового предприятия.

При получении "провала" инструмента без полного поглощения - бурение прекратить. Промыть скважину с выравниванием параметров бурового раствора до полного вымывав забойной пачки. При получении полного поглощения немедленно заполнить скважину до устья буровым раствором.

Проектные решения предусматривают недопущение ГНВП в процессе строительства скважины.

Основными из таких решений и мероприятий являются:

- выбранная конструкция скважины (при получении в процессе углубления дополнительных данных о пластовых и поровых давлений имеется возможность корректировать конструкцию скважины);
- буровой раствор выбран в соответствии с горно-геологическими условиями;
- запас бурового раствора и запас химреагентов для приготовления второго объема бурового раствора;
- перед подъемом бурильного инструмента предусмотрена дополнительная промывка с целью раннего обнаружения ГНВП;
- углубление скважины в интервалах, где возможно ГНВП, осуществлять в присутствии ИТР, владеющих методикой раннего обнаружения проявлений.

18.1. Мероприятия по предупреждению ГНВП при СПО

Проведение СПО в бурении вызывает изменение давления в скважине вследствие движения колонны бурильных труб в ограниченном пространстве, заполненном буровым раствором. Значения, возникающих при этом колебаний давления нередко могут стать достаточными для гидравлического разрыва пластов или притока пластовых флюидов в ствол скважины. В результате возникают газонефтеводопроявления, а также другие осложнения, связанные с нарушением прочности горных пород.

Для предупреждения и контроля ГНВП во время СПО следует выполнять мероприятия по регулированию параметров бурового раствора (выровнять свойства бурового раствора по всему циклу циркуляции) и скорости движения труб в скважине, следить за уровнем жидкости в кольцевом пространстве, контролировать разность объемов доливаемого или вытесняемого бурового раствора и металла извлекаемых или спускаемых труб. Запрещается вести подъем бурильной колонны при наличии сифона или поршневания. При их появлении подъем следует прекратить, провести промывку с вращением и расхаживанием колонны бурильных труб. При невозможности устранить сифон подъем труб проводить на скоростях, при которых обеспечивается равенство извлекаемого и доливаемого объемов раствора. При невозможности устранить поршневание необходимо подъем производить с промывкой, вращением труб ротором и выбросом труб на мостки.

Во избежание снижения давления на пласт подъем инструмента на высоту 200 м от кровли вскрытого коллектора производить на 1-ой скорости.

При вскрытом проявляющем горизонте нельзя допускать падения уровня бурового раствора в скважине. После подъема долота необходимо долить скважину до устья, убедиться в отсутствии перелива.

При наличии вскрытых проявляющих трещиноватых горизонтов, любые остановки при отсутствии в скважине бурильной колонны должны быть сведены к минимуму. В случае вынужденных остановок, при отсутствии в скважине инструмента, должно быть установлено постоянное наблюдение за устьем и обеспечена быстрая возможность герметизации устья на "аварийной" трубе.

При отсутствии такой возможности в скважину должна быть спущена "аварийная" труба с шаровым краном, скважина загерметизирована.

Если при полностью поднятом инструменте начнется перелив скважины, приступить к спуску на максимально возможную глубину, навернуть "аварийную" трубу с шаровым краном, загерметизировать устье и наблюдать за ростом давления в затрубье. При достижении критической величины давления (80% от давления опрессовки обсадной

колонны при бурении под эксплуатационную колонну) производится стравливание через дроссельную линию до появления жидкости.

Дальнейшие работы производятся по плану, утвержденному главным инженером бурового предприятия.

При спуске инструмента постоянно наблюдать за положением уровня в скважине, вытеснением раствора при спуске свечи и наличием перелива при подъеме порожнего элеватора. Через каждые пять спущенных свечей (УБТ через каждую свечу) по мерной линейке, установленной в приемных емкостях замерять объем вытесненного раствора, сопоставлять его с предыдущим и регистрировать.

При спуске инструмента обязательно производить промывку в башмаке колонны или в зоне, расположенной выше проявляющего горизонта и безопасности прихвата. Дальнейший спуск при наличии ниже башмака колонны зон, в которых наблюдается разгазирование, должен производиться с промежуточными промывками продолжительностью не менее одного цикла или до выхода забойной пачки раствора и его выравниванию, согласно рабочему проекту.

В случае остановок длительностью до 2-х часов, при вскрытых продуктивных горизонтах во время СПО наверхнуть "аварийную" трубу с шаровым краном и обеспечить непрерывное наблюдение за устьем скважины и возможность немедленного закрытия превентора. При ожидаемых остановках более 2-х часов должны быть приняты меры по спуску инструмента в башмак колонны.

Для уменьшения нагрузок на пласт допуск последних 150-200 м бурильных труб до зоны поглощения производить со скоростью не более 0,5 м/с.

При обнаружении перелива из скважины остановить спуск инструмента, наверхнуть "аварийную" трубу с шаровым краном.

При спуске обсадной колонны плашки верхнего превентора заменяются на плашки, соответствующие диаметру спускаемой обсадной колонны, или на приемных мостках должна находиться бурильная труба с переводником под обсадную трубу и шаровым краном в открытом положении, опрессованные на соответствующее давление.

В процессе спуска колонны контролировать характер и объем вытесняемого бурового раствора в зависимости от типа применяемого обратного клапана. При спуске колонны с клапаном и автоматическим заполнением буровым раствором вести периодический долив с целью контрольной проверки полноты заполнения. Уровень бурового раствора должен быть на устье и контролироваться визуально. При необходимости провести промежуточные промывки в интервалах осыпей и обвалов.

После спуска колонны до забоя необходимо промыть скважину с выравниванием параметров бурового раствора в соответствии с проектными значениями. Промывку скважины производить не менее 1 цикла, чтобы убедиться в отсутствии разгазированных пачек бурового раствора, с расчетной производительностью по наименьшей скорости восходящего потока в кольцевом пространстве при бурении под колонну.

Запрещается начинать цементирование скважины при наличии признаков газонефтепроявления. Если в процессе цементирования будут обнаружены признаки газонефтепроявлений, то цементирование необходимо продолжить при закрытых превенторах с регулированием противодавления в затрубном пространстве. ОЗЦ при этом должно проходить с противодавлением в межколонном пространстве. После ОЗЦ посадка колонны на клинья и оборудование устья с установкой ПВО, опрессовка колонны производится в соответствии с таблицей 9.16.

18.2. Мероприятия по предупреждению ГНВП и порядок работы по герметизации устья скважины при отсутствии бурильного инструмента в скважине и геофизических работах. Исследование и освоение скважины.

1. При бурении в интервалах ожидания ГНВП продолжительность остановок должна быть сведена к минимуму.

При вскрытых проявляющих горизонтах запрещается производить профилактические ремонты при полностью поднятом из скважины инструменте. Смена тормозных колодок, ремонт лебедки, центрирование вышки, замена двигателя, смена талевого каната и т.д. должны производиться при нахождении бурильного инструмента у башмака технической колонны при закрытых превенторах и установленном шаровом кране. Если ремонт устья скважины или противовыбросового оборудования продолжителен, то необходимо устанавливать отсекающий цементный мост по специальному плану. Запрещается длительное оставление без промывок необсаженной части ствола скважины при вскрытых проявляющих горизонтах. Периодичность промывок устанавливается руководством бурового предприятия.

2. Геофизические работы выполняются специализированными организациями по договорам, заключаемым с буровым предприятием, в которых оговариваются обязательства обеих сторон по безопасному проведению работ. Геофизические работы проводятся после специальной подготовки БУ и ствола скважины, обеспечивающей удобную и безопасную эксплуатацию наземного оборудования, беспрепятственный спуск (или подъем) скважинных приборов. Готовность БУ и скважины подтверждается двусторонним актом. Геофизические работы должны проводиться в присутствии представителя бурового предприятия. К геофизическим работам может привлекаться рабочий персонал буровой

бригады и оборудование, если это необходимо для осуществления технологии исследований.

Геофизические работы должны проводиться с применением оборудования, кабеля и аппаратуры, технические характеристики которых соответствуют геолого-техническим условиям скважины.

По окончании бурения перед геофизическими исследованиями циркуляция должна быть продолжена до выхода забойной порции промывочной жидкости на поверхность и скважина должна быть заполнена до устья. Все геофизические работы проводятся по типовым техническим проектам, согласованным с ТОО «RAMCO Oil Shubar».

Перед проведением геофизических работ в скважине со вскрытыми проявляющимися горизонтами необходимо провести технологическую остановку при нахождении бурильного инструмента в башмаке обсадной колонны с последующим спуском инструмента до забоя и промывкой не менее 1 цикла, до полного выравнивания параметров бурового раствора. Длительность технологической остановки определяется технологической службой бурового предприятия.

Разрешение на проведение промыслово-геофизических работ дает руководство бурового предприятия по согласованию с противопожарной службой после проверки комиссией состояния скважины (по результатам технологической остановки) и готовности БУ.

Продолжительность каротажных работ не должна превышать 75% от продолжительности технологической остановки. В случае неполного выполнения комплекса геофизических исследований, работы по исследованию должны быть продолжены после повторной подготовки скважины.

На весь период проведения электрометрических работ под руководством ответственного ИТР должно быть установлено постоянное наблюдение за скважиной с контролем уровня.

3. Прострелочно-взрывные работы (ПВР) в скважине проводятся в соответствии с Правилам обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов, ведущих взрывные работы (с изменениями от 23.12.2015 г.).

Приступать к выполнению ПВР на скважине разрешается только после окончания работ по подготовке БУ, ствола и оборудования к ПВР, подтвержденного «Актом готовности скважины для производства ПВР», подписанным представителями ТОО «RAMCO Oil Shubar» и Подрядчика и письменного разрешения согласно «Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой промышленности», от 30 декабря 2014 года № 355. При выполнении ПВР устье

скважины должно оборудоваться запорной арматурой и лубрикаторным устройством, обеспечивающим герметизацию при спуске, срабатывании и подъеме ПВА (прострелочно-взрывная аппаратура). Контрольное шаблонирование ствола скважины необходимо выполнять спуском на кабеле шаблона, диаметр, масса и длина которого должны соответствовать габаритно-массовым техническим характеристикам применяемых ПВА. В скважине с температурой и давлением в интервале перфорации на уровне предельно допустимых (+, - 10%) для применяемой аппаратуры обязательно проведение замеров этих параметров перед спуском ПВА. Во время перфорации должно быть установлено наблюдение за уровнем жидкости на устье скважины. Его снижение не допускается.

4. Освоение скважины осуществляется по плану работ (составленного с учетом технологических регламентов на эти работы), утвержденному техническим руководителем бурового предприятия и согласованного с ТОО «RAMCO Oil Shubar».

Освоение скважины воздухом запрещается. Приток флюида из пласта вызывается путем создания регламентируемых депрессий за счет:

- замены бурового раствора на раствор меньшей плотности или техническую воду (с разницей в плотностях не более 0,5-0,6 г/см³, при большей разнице плотностей должны быть ограничены темпы снижения противодавления на пласт)

- использования пенных систем.

- Снижение уровня жидкости в эксплуатационной колонне посредством свабирования, использования скважинных насосов, нагнетанием инертного или природного газа производится в соответствии с инструкциями по безопасному ведению работ, разработанными предприятием.

- Работы по освоению скважины осуществлять после выполнения следующих работ:

- Эксплуатационная Ø 168,3 (6^{5/8}") мм прошаблонирована, опрессована совместно с колонной головкой и ПВО на расчетное давление (табл. 9.16);

- фонтанная арматура до установки на устье скважины должна быть опрессована на величину пробного давления, а после установки - на давление, равное давлению опрессовки эксплуатационной колонны.

- устье с превенторной установкой, манифольдный блок и выкидные линии должны быть оборудованы и обвязаны в соответствии с утвержденной схемой (согласованной противofонтанной службой)

О проведенных работах по освоению и испытанию скважины ежедневно составляется рапорт.

18.3. Технология установки аварийного цементного моста

1. Аварийный цементный мост устанавливается при необходимости ликвидации поглощений бурового раствора или нефтегазопрооявлений в процессе бурения, а также в случае забуривания нового ствола при аварийной ситуации.
2. При установке моста в условиях, осложненных проявлениями или поглощениями, необходимо полностью их ликвидировать с применением соответствующих цементных растворов.
3. Обеспечить наличие и готовность цементирующей техники и цемента в количестве, достаточном для установки цементного моста.
4. При установке цементных мостов использовать тампонажный раствор нормальной (не ниже $1,85 \text{ г/см}^3$) или повышенной плотности.
5. Установку цементного моста рекомендуется проводить балансовым способом (на равновесии) либо цементированием под давлением с оставлением цементного стакана над интервалом осложнения. При установке цементного моста балансовым способом выполнить следующие операции:
 - промыть скважину в течение 1,5- 2 циклов до выравнивания плотности бурового раствора;
 - закачать первую порцию буферной жидкости;
 - затворить и закачать расчетный объем тампонажного раствора;
 - закачать вторую порцию буферной жидкости;
 - продавить буровым раствором до расчетной высоты, при которой гидростатические давления столбов тампонажного раствора в трубах и в затрубном пространстве уравновешиваются;
 - поднять заливочную колонну до глубины, соответствующей кровле моста и осуществить "срезку" кровли моста до полного вымыва на поверхность буферных жидкостей и избыточного количества тампонажного раствора;
 - поднять заливочную колонну, герметизировать устье скважины и оставить на период ОЗЦ;
 - после окончания периода ОЗЦ спустить заливочную колонну, определить кровлю моста и его прочность разгрузкой бурильной колонны на мост или испытать мост на герметичность созданием избыточного давления и снижением уровня жидкости в скважине, либо заменой бурового раствора на воду.
6. Результаты установки цементного моста и его испытания оформляют актами.

18.4. Долив скважины

В целях обеспечения раннего обнаружения проявлений циркуляционная система буровой установки должна быть оборудована приборами и индикаторами. В желобе возле устья скважины устанавливается индикатор изменения расхода выходящей промысловой жидкости. В каждой емкости, задействованной в циркуляции, устанавливаются уровнемеры, дающие измерение общего объема бурового раствора и его изменение.

Для непосредственного периодического контроля положения уровня бурового раствора в емкостях с целью контроля тарировки поплавковых уровнемеров должна использоваться мерная рейка, градуированная через 0,25 - 0,5 м³, а емкость долива должна иметь поплавковый уровнемер с измерительной шкалой.

Первая емкость в циркуляционной системе должна иметь возможность отделяться от остальных, чтобы по поплавковому уровнемеру была возможность контролировать объем вытесняемого из скважины бурового раствора, при спуске бурильного инструмента. При подъеме бурильной колонны из скважины желоб возле устья должен быть перегороден, чтобы весь буровой раствор из доливной емкости попадал в скважину и обеспечивал строгий учет объема доливаемого раствора.

Объем емкости для долива скважины должен на 20-30% превышать объем раствора, вытесняемый бурильным инструментом. Доливная емкость, подсвечник, ПВО оборудование и станция управления ПВО (основной пульт) в обязательном порядке в зимнее время должен иметь пареообогрев.

Бурильщик должен иметь таблицу объемов металла элементов бурильной колонны через каждую свечу с нарастающим итогом снизу вверх (для спуска инструмента) и сверху вниз (для подъема инструмента); чтобы сравнивать объем спущенных труб с объемом вытесняемого бурового раствора или объем металла поднятых труб с объемом долитого бурового раствора. В связи с невозможностью учета объема бурового раствора, потерянного при подъеме, бурильщик периодически должен делать остановки и после заполнения скважины наблюдать за уровнем в течение 5-7 минут. Газосодержание бурового раствора при циркуляции должно непрерывно контролироваться газокаротажной станцией или станцией геолого-технологического контроля. Оператор станции (ГТК) должен иметь телефонную связь с постом бурильщика и мастером, и оповещать персонал буровой бригады об увеличении газосодержания в буровом растворе на 1% по сравнению с фоновыми показаниями.

Система измерительных и индикаторных приборов должна обеспечивать регистрацию и тревожную сигнализацию об изменении начальных параметров циркуляции. При получении сигналов от измерительных приборов и индикаторов, следует учитывать

потери бурового раствора в системе очистки и на розлив, при ремонтных и других работах, а также увеличение объема за счет вводимых в раствор химических реагентов и утяжелителей.

Тревожная сигнализация уровнемеров должна срабатывать при увеличении объема циркуляции не более $0,3-0,5 \text{ м}^3$, при условии что в циркуляции участвуют 3 емкости. Эта сигнализация должна находиться во включенном состоянии при бурении, разного рода промывках и перерывах в работе скважины.

Тревожная сигнализация желобного индикатора измерения расхода должна срабатывать при увеличении или уменьшении расхода бурового раствора на выходе из скважины на 10% от исходной величины (нормальной производительности насосов). Эта сигнализация включается только на время циркуляции с постоянной производительностью буровых насосов. Во всех случаях организация работ при бурении должна обеспечить обнаружение притока и герметизацию устья скважины, таким образом, чтобы объем притока был минимальным и не превышал $0,5 \cdot V_{\text{пред}}$, но не более $1,5 \text{ м}^3$, от момента начала ГНВП до момента герметизации устья ПВО.

В процессе подъема инструмента произвести контрольные измерения по доливу скважины и составить таблицу, в которую вносят данные по количеству поднятых свечей, соответствующий им расчетный объем жидкости, долитой в скважину. По мере углубления скважины таблица должна корректироваться на основании повторных контрольных измерений. Режим долива бурового раствора в скважину должен обеспечивать поддержание уровня раствора в скважине, близким к ее устью.

В журнале показателей бурового раствора нужно регистрировать время, объем и плотность залитого в скважину раствора.

Контрольный замер объема доливаемого раствора устанавливается через каждые три операции по доливу скважины.

Подъем труб немедленно должен быть прекращен, если для заполнения скважины до устья будет долито менее $0,5 \text{ м}^3$ бурового раствора от контрольной величины.

Градуировочная шкала объемного расхода доливной емкости должна позволять надежно контролировать объем не более 250 литров. В качестве приемлемого варианта, это может быть емкость диаметром 2,5 м со шкалой: 1 деление высотой $= 2,5 \text{ см}$ и объемом $= 125 \text{ литров}$; 2 деления высотой $= 5 \text{ см}$ и объемом $= 250 \text{ литров}$.

18.5. Мероприятия по предупреждению износа обсадных колонн, периодичность и методы контроля их остаточной прочности

Чтобы снизить износ обсадных колонн необходимо предусмотреть следующие мероприятия:

1. Центровка вышки. На буровой установке это условие соблюдается конструкцией установки и не требует периодичности ее проведения, но во время оборудования устья необходимо проверить сносность вышки с устьем скважины.
2. Оснащение бурильной колонны протекторными кольцами в обсаженной части ствола скважины при бурении под эксплуатационную колонну.
3. Введение в буровой раствор смазывающих добавок.

18.6. Оснащение буровой средствами технологического контроля раннего обнаружения

На скважине установлена станция геолого-технологического контроля (см. табл. 14.2), позволяющая контролировать (с регистрацией в память) следующие параметры:

- вес на крюке, т;
- нагрузка на долото, т;
- удельное электрическое сопротивление на входе и выходе, Ом/м;
- положение талевого блока, м;
- подача инструмента, м/с;
- скорость перемещения талевого блока, м/с;
- частота вращения ротора, об/мин;
- крутящий момент на роторе, кН x м;
- давление в буровом манифольде, МПа;
- число ходов в буровом насосе, ход;
- расход на выходе, л/с;
- уровень бурового раствора в рабочей и запасных емкостях, м;
- температура бурового раствора на входе и выходе, °С;
- плотность бурового раствора на входе и выходе, кг/м³;
- газосодержание на выходе, % ;

Средства технологического контроля должны позволять также производить анализ поровых давлений (построение d-экспоненты).

18.7. Оснащение средствами контроля воздушной среды, средствами индивидуальной защиты персонала на буровой, средствами пожаротушения и медицинскими средствами

Сведения по данному пункту приводятся в разделе "Техника безопасности, промышленная санитария и противопожарная техника".

18.8. Организация контроля за производством работ на объектах работниками противофонтанной службы в зависимости от условий строительства и особенности скважины; обеспечение средствами связи, рабочего места, оперативного транспорта для работников противофонтанной службы

Контроль за состоянием фонтанной безопасности оговаривается "Руководством по организации фонтанной безопасности".

Обеспечение средствами связи и транспортом работников Военизированного отряда такое же, как и персонала БУ.

18.9. Наличие средств дегазации, вентиляции

В производственных помещениях БУ, где возможно выделение взрывоопасных или токсичных веществ (газов, паров), должны быть установлены стационарные газоанализаторы, заблокированные со звуковой и световой сигнализацией и аварийной вентиляцией. В местах выделения пыли, газа и пара в концентрациях, превышающих предельно допустимые действующие санитарные нормы, должна быть местная вентиляция.

18.10. Прогноз возможных аварийных ситуаций. Мероприятия по их предотвращению и ликвидации. Инструкция по действию персонала

Основными видами аварий в процессе строительства скважин и осложнений, создающих аварийные ситуации, являются:

1. Аварии с буровой колонной - слом буровой (или утяжеленной) трубы, прихват, заклинка.
2. Аварии с обсадными трубами - прихват, полет.
3. Аварии с долотами - оставление шарошек, слом долота.
4. Падение посторонних предметов в скважину.
5. Осложнения: нефтегазоводопрооявления, поглощения бурового и цементного растворов.
- 3.4. Параметры раствора поддерживать на уровне, обеспечивающем устойчивость стенок скважины.
- 3.5. Места посадок и затяжек тщательно прорабатывать.

3.4. Рассчитать объем и установить ванну (водную, нефтяную, кислотную или др.) в зависимости от пород, залегающих в интервале прихвата. _

3.5. После освобождения инструмента вымыть ванну и параметры раствора привести в соответствие с ГТН.

3.4. Не оставлять на столе ротора различные инструменты.

3.5. Аварийные работы выполняются по плану, утвержденному директором по производству, под руководством бурового супервайзера. _

Прихват обсадных колонн

4.1. Тщательно прорабатывать интервалы сужений.

4.2. Не оставлять колонну без движения на длительный срок,

4.3 Перед спуском колонны вводить смазывающие добавки.

4.1. Определить место прихвата.

4.2. Продолжить спуск колонны.

4.1. Строго выполнять план подготовки ствола к спуску

4.3. Рассчитать объем и установить ванну (нефтяную, водную, кислотную или др.) в зависимости от пород, залегающих в интервале прихвата. При расчете ванны учесть снижение давления на пласт и компенсировать его увеличением плотности раствора (при необходимости).

4.2. Не оставлять колонну без движения на длительное время.

4.4. Производить периодическую подкачку ванны и расхаживание колонны.

4.5. После освобождения колонны вымыть ванну и параметры раствора привести в соответствие с ГТН.

4.6. В случае безрезультатности установки ванн или опасности

4.3. Использовать устройства и приспособления, препятствующие падению посторонних предметов в скважину.

4.4. Систематически проверять состояние клиньев ротора, фиксирующие устройства ключей АКБ, УМК и др.

4.5. Не оставлять на столе ротора различные инструменты.

4.6. Аварийные работы выполняются по плану, утвержденному директором по производству, под руководством бурового супервайзера.

18.11. Оценка степени риска при строительстве скважины

Изменение финансирования, пересмотр политики на взаимоотношения между структурными единицами и многие другие изменения требуют определить концепции риска - как функции вероятности события. Контроль, как со стороны работодателя, так и

производителя, необходим для предотвращения и страхования возможных убытков, банкротств и ответственности за экологические последствия аварий, в т.ч. с оборудованием, нанесших большой материальный ущерб.

Примерами аварий можно обосновать необходимость финансирования риска и его изучение для прогнозирования предотвращения убытков.

Рабочим проектом намечается строительство поисковые, с целью уточнения продуктивной характеристики и запасов углеводородов залежи.

Геологический разрез проектируемых скважин недостаточно изучен, т.к. буровые работы в рассматриваемом регионе велись в ограниченном объеме.

Заложенная технология строительства скважин соответствует требованиям.

18.12. Анализ и оценка степени риска при строительстве скважины

Анализ риска - это часть системного подхода к принятию технико-технологических, экономических и других решений и практических мер, которые должны быть отражены в проектах на строительство скважин, с целью предупредить или уменьшить опасность промышленных аварий для жизни человека, ущерба имуществу предприятия и окружающей среде, называемого обеспечением промышленной безопасности.

Обеспечение промышленной безопасности включает в себя сбор и анализ информации обо всех случаях нарушений, связанных со строительством скважин. Анализ информации позволяет определить и заложить в проект меры по контролю и недопущению причинения ущерба кому-либо или чему-либо.

Основная задача анализа риска заключается в предоставлении объективной информации о состоянии:

- трудовой дисциплины в предприятии;
- производственного объекта (буровой);
- обученности персонала и наличие навыков при проведении работы в нестандартных ситуациях;
- проведение организационно-технических мероприятий и др. При строительстве скважин основные причины риска следующие:
 - травматизм персонала при нарушении функционирования оборудования из-за отказа. Отказ (неполадка) - событие, заключающееся в нарушении работоспособного оборудования, объекта;
 - нефтегазопрооявления с выходом флюида на поверхность из-за отказа оборудования, недостаточной геологической изученности, человеческого фактора;
 - аварии с нанесением больших материальных затрат предприятию.

Выявление и анализ недостатков при строительстве скважин, позволяет уменьшить количественную и качественную оценку риска, выбрать и заложить в проект оптимальные решения.

18.13. Анализ видов и последствий отказов

Этот вид анализа применяется для качественной оценки безопасности технических систем. В нашем случае, при строительстве скважин, рассмотрены три основных вида отказа, при которых может быть нанесен ущерб: персоналу, населению, окружающей среде, оборудованию.

Критерии отказов по тяжести последствий: Первый - катастрофический - приводит к смерти людей, наносит существенный ущерб объекту и невозполнимый ущерб окружающей среде;

Второй - критический (некритический) - угрожает (не угрожает) жизни людей, потере объекта, окружающей среде;

Третий - с пренебрежимо малыми последствиями - не относящимися по своим последствиям ни к одной из первых двух категорий.

Категории отказов (степень риска отказов): А - обязателен детальный анализ риска, требуются особые меры безопасности для снижения риска;

В - желателен детальный анализ риска, требуются меры безопасности;

С - рекомендуется проведение анализа риска и принятие мер безопасности; D - анализ и принятие мер безопасности не требуются.

Матрица "вероятность - тяжесть последствий"

приводятся вероятности возникновения аварийных ситуаций на 1000 м проходки (в целом по нефтегазовой отрасли):

Примерная вероятность возникновения аварийных ситуаций на скважине определяется по формуле:

$$P_{ав} = P_t \times n_{СКВ} \times L/1000$$

где, P_t - примерная вероятность возникновения аварийных ситуаций на 1000 м;

$n_{СКВ}$ - количество скважин с данной аварией;

L - проектная глубина скважины с данной аварией. Цикл строительства скважины состоит из многих этапов. Первый этап - проектирование, второй - строительство, третий - освоение. Первый этап - проектирование. Здесь целью риск-анализа может быть:

Выявление опасностей и количественная оценка риска с учетом воздействия поражающих факторов аварии на персонал, население, материальные объекты, окружающую природную среду.

Обеспечение информацией по разработке инструкций по эксплуатации бурового оборудования, технологических регламентов, планов ликвидации при ГНВП, противопожарные мероприятия, действия членов вахты в аварийной ситуации. Второй этап - строительство скважины. Здесь целью риск-анализа может быть сравнение геологического разреза ранее пробуренных скважин, уточнение информации по пластовым давлениям нефтегазонасыщенных коллекторов.

Третий этап - освоение скважины или вызов притока. Здесь целью риск-анализа может быть выявление опасностей и оценка последствий аварий.

Для уменьшения риска на каждом этапе делается следующее: На первом этапе проектирования.

С целью обеспечения соответствия строительства скважин утвержденным проектам проводится авторский надзор. При проведении авторского надзора особое внимание уделяется геологической информации в процессе бурения, производства ГИС, вскрытия и испытания промышленных и перспективных объектов на приток, а также контролю за сложными технологическими процессами, и др. В это время происходит сбор и анализ информации для обеспечения принятия более оптимальных, технологически безопасных вариантов для составления следующих проектов на строительство скважин.

Проект должен учитывать опыт проводки скважин на данной и ближайших площадях с аналогичными условиями, результаты исследований, выполненных при бурении опорно-технологических и поисково-разведочных скважин, обеспечивать охрану недр, окружающей среды и надежность скважины на стадии строительства и в процессе эксплуатации.

При полном выполнении требований проекта, аварийных ситуаций возникнуть не должно.

На этапе строительства.

Риск в основном связан с человеческим фактором, связан с халатностью, различными нарушениями техники безопасности и технологии проводки скважины со стороны исполнителя.

Для исключения риска при бурении скважин упор делается на решение организационно-технических мероприятий.

К организационным мероприятиям относятся:

- обязательная подготовка кадров в специализированных УКК;
- стажировка на буровых под руководством опытных инструкторов;
- сдача экзаменов по профессии и видам работ;
- периодическая проверка знаний;

- инструктаж перед опасными видами работ;
- проведение учебных тревог по ликвидации ГНВП и противопожарной безопасности, умение пользоваться средствами индивидуальной защиты;
- ознакомление с передовым опытом и безопасным ведением работ на других предприятиях.

За этими организационными причинами осуществляется контроль:

- администрацией бурового предприятия;
- круглосуточный контроль со стороны ИТР за действиями вахты и обстановкой на скважине;

Проверка буровых комиссиями УБР, санитарными врачами, инспекторами военизированного отряда, специалистами Департамента промышленной безопасности, комитетом по охране окружающей среды Республики Казахстан.

Руководство и контроль осуществляют ИТР при проведении сложных операций (спуск и крепление обсадных колонн, производство ИПТ, вскрытие продуктивных горизонтов, перфорация, вызов притока и др.)

К техническим мероприятиям относятся:

1. проведение дефектоскопии бурового оборудования и инструмента;
2. опрессовка бурильных и обсадных колонн;
3. испытание вышки;
4. совместная опрессовка обсадных колонн с установленным на них противовыбросовым оборудованием на расчетное давление, соответствующее полному замещению бурового раствора пластовым флюидом;
5. применение высококачественных материалов и химреагентов;
6. применение высокотехнологического и безопасного оборудования (гидравлических ключей, спайдер-элеваторов, превенторов, гидравлических манометров, индикаторов веса и др.);
7. автоматизация процессов бурения;
8. механизация трудоемких работ.

вскрытие пласта с применением качественного бурового раствора с минимальным превышением гидростатического столба жидкости над текущим пластовым давлением, максимальным сокращением времени между вскрытием объекта и его испытанием.

Для выполнения указанных требований геолого-техническая служба бурового предприятия должна осуществлять контроль за режимом бурения (посредством станции ГТК), буровым раствором, газопоказаниями, составом шлама, чтобы своевременно вы-

явить перспективный интервал. Все это позволяет уменьшить количественную и качественную оценку риска, выбрать и заложить в план по испытанию оптимальный вариант.

Оборудование устья скважины:

- обвязка ПВО должна обеспечивать промывку скважины при избыточном давлении на устье с выходом бурового раствора в желобную систему через систему очистки;
- обеспечивать закачку бурового раствора в межтрубье буровым насосом или цементирующим агрегатом, обратную промывку через специальную линию в желобную систему;
- отвод пластовой жидкости из бурильных труб с дегазацией бурового раствора и сжиганием пластового флюида на безопасном расстоянии.

Рассмотренные мероприятия позволяет исключить фактор отказа. Тем не менее, рекомендуется проводить анализ риска и принятие мер безопасности.

На этапе освоения.

При анализе степени риска на этапе освоения следует учитывать наличие конкретных проверенных данных по скважине. Поэтому, критерии приемлемого риска здесь определены до начала проведения работ, т.е. сделан предварительный анализ, который дает возможность определить, какой технологический этап требует более серьезного анализа и какие представляют наибольший интерес с точки зрения безопасности. Перечень нежелательных примеров, приводящих к аварии, здесь незначителен, поэтому серьезный анализ не делается ввиду малой опасности.

Заключение:

Во всех геологических зонах осадочная толща горных пород вскрыта не полностью, можно считать, что геологический разрез изучен не достаточно. Тектоническое строение спокойное, так что при ведении дальнейших работ могут ожидать встреча с какими-либо аномальными явлениями. В течение последних 10 лет ежегодно геолого-технические службы рассматривают реальные геологические условия площади, на которой ведутся работы по бурению скважин с целью исключить возможность риска возникновения ГНВП. Знание геолого-технических условий, знание персоналом буровых бригад своих обязанностей, принятые проектные решения, проведение организационно-технических мероприятий при строительстве скважин, контроль со стороны вышестоящих органов и систематический анализ производственной деятельности предполагает обеспечение уровня приемлемого индивидуального и коллективного риска и достаточную безопасность производства.

- удостоверения по технике безопасности и медицинские книжки
- схемы монтажа противовыбросового оборудования

Кроме того на БУ должны быть «Оперативные планы за живучесть» (по борьбе пожаром, нефтегазопроявлением)

18.14. Основные требования пожарной безопасности

1. Не допускается замазученность производственной территории, помещений и оборудования, загрязнение легковоспламеняющимися и горючими жидкостями, мусором и отходами производства.

2. Отогревать замерзшую аппаратуру, арматуру, трубопроводы, задвижки, промывочный раствор разрешается только паром или горячей водой. Не загромождать подходы к установкам и средствам пожаротушения.

3. В рабочих зонах, где возможно выделение взрывоопасных паров и газов, должен быть организован постоянный контроль воздуха. В этих помещениях должны быть установлены стационарные сигнализаторы, заблокированные со звуковой и световой сигнализацией и аварийной вентиляцией. При пребывании персонала внутри помещения принудительная вентиляция должна работать непрерывно.

4. Огневые работы необходимо выполнять в соответствии с «требованиями пожарной безопасности при проведении сварочных и других огневых работ на промышленных объектах» и «Типовой инструкцией по организации безопасного проведения огневых работ на взрывоопасных и взрывопожароопасных объектах».

5. При газосварочных работах необходимо принимать меры, исключающие возможность попадания масла, нефти и нефтепродуктов на кислородные баллоны, шланги, горелки, ацетиленовый генератор.

6. БУ должна быть обеспечена первичными средствами пожаротушения в соответствии с нормативами.

7. Электрическое освещение взрывоопасных помещений и наружных установок должно быть выполнено во взрывозащищенном исполнении. В производственных и служебных помещениях, на рабочих площадках должно быть предусмотрено аварийное освещение, обеспечивающее освещенность не менее 10% установленных норм для данного помещения.

8. Помещения и открытые пространства по классу взрывоопасное должны соответствовать требованиям, представленным в таблице 15.1.

18.15. Определение степени риска строительства скважины

В нефтяной и газовой промышленности наиболее сложными и опасными являются аварии с открытыми фонтанами при строительстве и эксплуатации скважин.

В результате этих аварий наносится огромный материальный ущерб. Начавшаяся в виде проявлений аварийная ситуация может перейти в открытый фонтан с возгоранием, уничтожением скважины, гибелью людей. Аварии, переходящие в катастрофы, отрицательно сказываются на окружающей среде, деятельности близлежащих промышленных объектов. Особенно опасны выбросы и открытые фонтаны на нефтяных и газовых месторождениях с наличием сероводорода, а также на месторождениях континентального шельфа. Количественная оценка безопасности бурения скважин связана с определением степени риска. Под степенью риска понимается вероятность возникновения открытого фонтана, полученная на стадии проектирования и строительства.

Метод основан на построении логико-вероятностной расчетной схемы, графическая интерпретация которой соответствует дереву, в вершине которого лежит нежелательное событие (далее по тексту головное).

Вероятность такого события необходимо определить, зная вероятности базовых событий (событий нижнего уровня, дальше которого детализация не производится). В качестве головного события обычно выбирается событие, имеющее наибольшую опасность для окружающей среды. Таким головным событием является открытый фонтан. Между головным и базовыми событиями имеются промежуточные. Взаимосвязь между событиями устанавливается с помощью логических связей - "И", "ИЛИ" и др. Метод предполагает знание вероятности базовых событий и логические связи между ними. Кроме того необходимо знание зависимости базовых событий. В случае зависимости базовых событий рассматривают комбинации первичных базовых событий приводящих к головному. При независимости базовых событий применяется метод прямого аналитического решения, которое позволяет поэтапно анализировать события, кроме того, предоставляется возможность определить:

- а) "слабые узлы" и "узкие места" с точки зрения безопасности;
- б) наиболее опасные пути развития аварий.

18.16. Идентификация опасностей

Идентификация опасностей проводится на предварительном этапе определения степени риска. В процессе ее проведения определяются причины нефтегазопроявлений, выбросов и открытых фонтанов. Результаты идентификации дают возможность построить гистограммы, иллюстрирующие процентные соотношения причин аварий, полнить исходные данные для расчета степени риска и др.

Основной задачей идентификации является выявление (на основе информации о данном объекте, результатов экспертизы и опыта работы подобных систем) и четкое описание всех присущих системе опасностей.

Главная опасность, которую необходимо учитывать на этапе проектирования бурения скважин и их строительства, является открытый фонтан. В процессе идентификации в первую очередь необходимо определить опасности (в дальнейшем будем называть их факторами), которые приводят к возникновению этого нежелательного события.

Можно выделить три группы факторов приводящих к возникновению открытого фонтана. Первая группа - факторы, характеризующие состояние оборудования. Вторая группа – факторы, связанные с неправильными действиями буровой бригады при строительстве скважин. Третья группа - факторы, связанные с нефтегазопроявлениями.

Система обеспечения безопасности от возникновения открытого фонтана построена таким образом, что последний возможен только при совместном наступлении всех трех событий, характеризующихся указанными тремя группами факторов. Каждая из рассмотренных групп факторов может быть далее детализирована на факторы являющиеся причинами их появления.

18.17. Охрана недр

18.17.1 Общая задача охраны недр в период поисково-разведочных работ на площади

Охрана недр должна осуществляться в строгом соответствии с Кодексом Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» действующий с изменениями и дополнениями от 24.05.2018 г. В современном мире понятия экологической и промышленной безопасности неразделимы и уровень их обеспечения является важным критерием эффективности работы предприятия. Учитывая это, требование к технологии бурения поисковой скважин в пределах блоков и задачи по обеспечению промышленной и экологической безопасности станут приоритетными.

Отсюда становится очевидным, что обеспечение безопасности работ - это сложный и планомерный процесс, который охватывает технические, организационные, экономические и социальные аспекты деятельности буровых работ.

Известно, что уровень причинения вреда окружающей среде и здоровью людей от деятельности предприятия напрямую зависит от качества и технического состояния применяемого оборудования. Современная мировая практика бурения скважин на суше располагает достаточным количеством средств и методик обеспечения безопасности работ. Поэтому при бурении поисковой скважины, для модернизации буровых установок

должно быть принято ряд технических решений, по замене старого оборудования более современным и надежным, переоборудованию и монтажу новых технологических систем, в том числе и систем сбора и хранения отходов производства.

Компания несет полную ответственность за состояние охраны недр на площади в процессе бурения и испытания поисковых скважин. Ответственность за соблюдение требований законодательств в области охраны недр несет руководитель компании, осуществляющей пользование недрами.

Мероприятия по охране недр в процессе разведки месторождения предусматривают:

Обеспечение полноты геологического изучения и получения необходимых параметров для достоверной оценки запасов месторождения, предоставленного в недропользование;

Предотвращение загрязнения подземных водных источников вследствие перетоков нефти, газа и воды в процессе проводки, освоения и кратковременной пробной эксплуатации скважин, а также вследствие утилизации отходов производства и сточных вод;

Соблюдение установленного порядка приостановления, прекращения нефтяных операций, консервации и ликвидации объектов недропользования;

Предотвращение открытого фонтанирования, поглощения промывочной жидкости, грифонообразования, обвалов стенок скважин и межпластовых перетоков нефти, газа и воды в процессе проводки, освоения и последующей пробной эксплуатации скважин;

Надежную изоляцию в пробуренных скважинах нефтеносных, газоносных и водоносных горизонтов по всему вскрытому разрезу;

Надежную герметичность обсадных колонн, спущенных в скважину, их качественное цементирование;

Предотвращение ухудшения коллекторских свойств продуктивных пластов, сохранение их естественного состояния при вскрытии, креплении и освоении.

18.17.2 Охрана недр в процессе разбуривания площади

При разбуривании площади работы должны проводиться таким образом, чтобы не допустить межпластовых перетоков и обеспечить качественное вскрытие продуктивных горизонтов с сохранением естественных свойств пластов.

При бурении скважин велика вероятность повышения плотности, структурно-механических и реологических характеристик бурового раствора за счет обогащения его водочувствительными, легкодиспергирующимися глинами, что ведет к снижению скорости бурения, ухудшению качества промывки ствола скважины, поглощению бурового рас-

твора, увеличению расхода хим. реагентов, увеличению объемов отходов, размещаемых в окружающей среде.

С целью сохранения коллекторских свойств продуктивного пласта и предупреждения негативных явлений, которые могут возникнуть при вскрытии, проектом предусматривается использование ингибированных систем буровых растворов, которые должны отвечать основным требованиям:

низкое содержание твердой фазы;

достаточная биоразлагаемость, незасоряющая пласт;

в качестве утяжелителя бурового раствора необходимо использовать кислоторастворимые карбонатные материалы.

С целью сохранения технологических показателей бурового раствора предусматривается трехступенчатая очистка бурового раствора от выбуренной породы, что также уменьшает количество отходов, подлежащих размещению в окружающей среде.

На случай возникновения аварийной ситуации в скважине, грозящей газонефтеводопроявлением или открытым фонтанированием, на БУ устанавливается комплекс противовыбросового оборудования. Он включает в себя превенторную установку со станцией управления и штуцерный манифольд. Превенторная установка представляет собой сборку двухплашечного и одного универсального превенторов. На двухплашечном превенторе установлены трубные плашки, с помощью которых можно загерметизировать устье скважины при наличии в ней бурильных труб, обеспечивая возможность проведения работ по глушению проявлений. Конструкция двухплашечного и одинарного превентора позволяет обеспечить герметичность устья при давлении в скважине 210 кгс/см^2 . Конструкция универсального превентора позволяет герметизировать скважину при наличии в ней труб любого диаметра при давлении скважины до 210 кгс/см^2 . Управление превенторной установкой производится гидросиловой станцией, установленного на посту бурильщика на буровой площадке. Штуцерный манифольд с рабочим давлением 350 кгс/см^2 позволяет плавно регулировать давление в скважине при проведении работ по глушению нефтегазопроявлений.

Применение передовых технологий и надежного оборудования значительно снижают риск загрязнения окружающей среды вследствие аварий. Поэтому основным фактором воздействия на окружающую среду при проведении буровых работ остается сбор отходов и их утилизация. Применение малотоксичных реагентов для приготовления и обработки буровых растворов, безусловно, снижают отрицательное воздействие на окружающую среду. Учитывая особое значение экосистемы площади, буровая компания будет работать по принципу «безамбарный метод».

В процессе модернизации БУ был принят ряд проектных решений по обеспечению «безамбарного метода». В основном это касалось жидких отходов и бурового шлама. Была поставлена задача по сбору, разделению и хранению отходов по видам и обеспечению перегрузки их на транспортные средства. Выбуренный шлам после отделения его на виброситах собирается в металлические контейнеры емкостью по 3-4 м, которые по мере их заполнения вывозятся на полигон для последующей обработки и утилизации шлама. Контейнеры возвращаются обратно на буровую для последующего использования. Буровые сточные воды накапливаются в металлических емкостях, после осветления и очистки частично могут повторно использоваться для нужд бурения. Отработанный буровой раствор также накапливается в емкостях для последующей химобработки и возможности использования при дальнейшем бурении и цементировке скважины.

По окончании бурения все неиспользованные отходы бурения, в том числе нефтесодержащие сточные воды, вывозятся на полигон.

Полигон является природоохранным сооружением и предназначен для сбора и обеззараживания и захоронения отходов.

При этом обработку отходов на полигоне следует осуществлять таким образом, чтобы они либо совсем уничтожались, либо превращались в нерастворимые в воде остатки, которые можно складировать в карты, до минимума сведя риск загрязнения подземных вод в будущем.

Участок захоронения токсичных отходов представляет собой территорию, предназначенную для размещения специально оборудованных карт (котлованов).

Перечень других отходов, процедуры их обработки и утилизации приведены в табл. 7.3. и 7.4.

При освоении скважины пластовые флюиды подаются через отводы выкидной линии в РВС (резервуар горизонтальный стальной) накопления объемом $85\text{ м}^3 \times 10$ шт для последующего вывоза и утилизации.

Для проведения буровых работ в пределах блоков земельный отвод на одну скважину составит 2,0 га, согласно нормам отвода земель для нефтяных и газовых скважин.

При монтаже и обустройстве буровой установки для освоения скважины, производственные оборудования и элементы обустройства жилья будут размещены относительно друг друга с учетом "розы ветров" согласно схемы размещения оборудования на территории строительства скважины.

Электросиловые установки (дизели) будут оборудованы местными укрытиями с окнами, с выводом выхлопных труб с учетом направлений ветра.

Склады для хранения кислот и щелочей не предусматриваются, так как они будут завозиться со складов подрядчиков.

На рабочей площадке при монтаже буровой установки будет предусмотрена шумо-вибрационная изоляция от редукторного помещения, силового и насосного блоков и наличие ее будет отражено в акте приемки от подрядчиков.

На сооружениях, не имеющих укрытий от метеорологических воздействий предусматривается присыпка инертным материалом (песок) поверхности пола от наледей и своевременное удаление грязи, смазочных масел, химреагентов, устройство стока.

Опрессовка труб обсадной колонны будет производиться централизованно на базе подрядчика.

При необходимости обработки скважины кислотами предусматривается лабораторный контроль за содержанием в воздухе вредных веществ, периодичность и объем исследований будет определен с учетом производственных и геологических условий и согласован с местными органами охраны окружающей среды.

Помещения и пространства

Класс I

Закрытые помещения, в которых установлены открытые технические устройства, аппараты, емкости или имеются выходы для паров нефти и легко воспламеняющихся газов, а также каналы, шахты, где возможен выход и накопление паров нефти или горючего газа, огороженные подроторные пространства буровых установок.

Зона О (В-1)

Открытые пространства радиусом 1,5м вокруг открытых технических устройств, содержащих нефть, буровой раствор, обработанный нефтью, нефтяные газы или другие легко воспламеняющиеся вещества, вокруг устья скважины, а также вокруг окончания труб, отводящих попутные или другие легко воспламеняющиеся газы.

Пространство внутри открытых и закрытых технических устройств и емкостей, содержащих нефть, буровой раствор, обработанный нефтью, нефтяные газы или другие легко воспламеняющиеся вещества.

Зона О (В-1)

Зона О (В-1)

Закрытые помещения для хранения шлангов для перекачки легко воспламеняющихся жидкостей.

Закрытые помещения, в которых установлены закрытые технологические устройства, оборудование, аппараты, узлы регулирующих, отключающих устройств, содер-

жащие нефть, буровой раствор, обработанный нефтью, горючие газы, где образование взрывоопасных смесей возможно только в случае поломки или неисправности оборудования. Закрытые помещения насосных для сточных вод.

Зона О (В-1)

Зона 1 (В-1а)

Открытые пространства:

- радиусом 1,5м от зоны 0 по п.2 и радиусом 3,5 м от зоны 0;
- вокруг любых отверстий (двери, окна и пр.) из помещений зон 0 и 1, ограниченные расстояниями 3 м во все стороны;
- вокруг отверстий вытяжной вентиляции из помещений зон 0 и 1, ограниченные радиусом 3 м;
- вокруг фонтанной арматуры, ограниченные расстоянием 3 м во все стороны.

Зона 1 (В-1а)

Зона 2 (В-1 г)

Пространство под ротором, ограниченное цилиндром радиусом 3м от оси скважины, на всю высоту до низа при открытом подроторном пространстве. Зона 2 (В-1 г).

18.17.3 Выбор конструкции скважин и охрана недр в процессе крепления

Конструкция скважин в части надежности, технологичности и безопасности должна обеспечивать условия охраны недр и окружающей природной среды, в первую очередь за счет прочности и долговечности крепи скважин, герметичности обсадных колонн и перекрываемых ими кольцевых пространств, а также изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга, от проницаемых пород и дневной поверхности.

Конструкция скважины выбрана согласно геологическим данным в соответствии с «Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности» и исходя из горно-геологических условий бурения в пределах разведочных блоков.

С целью охраны недр, подземных вод и предотвращения возможных осложнений при строительстве скважины предусматривается следующая конструкция, которая может претерпеть некоторые изменения в процессе разбуривания месторождения:

Направление Ø 339,7 (13³/₈") x 10м –цементируется до устья, устанавливается с целью предотвращения размыва устья при бурении под кондуктор и возврата восходящего потока бурового раствора из скважины в циркуляционную систему.

Кондуктор Ø 244,5 (9⁵/₈") мм x 160м – цементируется до устья. Кондуктор спускается с целью перекрытия меловых отложений, в которых возможно поглощения бурового

раствора или водопроявления в водоносных горизонтах, осыпей и обвалов верхних неустойчивых пород. Устье скважин после спуска кондуктора оборудуется противовыбросовым оборудованием.

Эксплуатационная колонна Ø 168,3 (6⁵/₈") мм х 500 (±250)м – цементируется до устья, спускается с целью разобщения продуктивных и водоносных горизонтов, а также опробования перспективных горизонтов.

С целью предупреждения поглощения бурового раствора, предотвращения загрязнения продуктивных и водоносных горизонтов необходимо:

1. Тщательное соблюдение проектной технологии бурения и крепления скважины.
2. Строгое соблюдение проектных параметров и рецептур бурового и тампонажного растворов путем точной дозировки компонентов в растворе.
3. Выполнение в полном объеме, предусмотренном проектом, комплекса геофизических исследований.
4. Обеспечение достаточно высокой экологической культуры персонала.

После окончания бурения скважины, проведения необходимого комплекса промыслово-геофизических исследований, получения положительных результатов испытания на нефть и газ, скважина консервируется в соответствии с «Правила консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов, и добычи урана».

При отрицательных результатах испытания скважина ликвидируется. Ликвидация скважины производится согласно «Правила консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов, и добычи урана».

18.17.4 Контроль окружающей среды

Проведению буровых работ с целью для уточнения продуктивной характеристики и запасов углеводородов залежи должна предшествовать подготовка проекта работ с учетом мирового опыта, включая раздела «охрана окружающую среду» (ООС), предусматривающую экологическое картирование района работ с проведением фоновых исследований и выявление экологически особо чувствительных зон.

Сбор хозяйственно-бытовых отходов будет проводиться в водонепроницаемые контейнеры. Техническое водоснабжение будет осуществляться от водозаборной скважины. Шламы от бурового раствора будут собираться в специальные емкости, поэтому фильтрация раствора и воды практически исключена. В такие же емкости будет сбрасываться выбуренная порода после отделения. Приготовление бурового раствора будет осуществляться в глиномешалке, хранение в металлических емкостях.

В соответствии с «Экологическим кодексом РК», а также другим действующим законодательством, предусматривается ряд мероприятий, обеспечивающих выполнение установленных требований охраны биологических ресурсов.

При этом:

- все буровые работы должны производиться строго в пределах отведенного участка;
- циркуляционная система буровой предусматривает замкнутый цикл использования бурового раствора, исключающий его выброс и загрязнение окружающей среды;
- для предотвращения возможного открытого фонтанирования, бурение скважин осуществлять строго соответствии с утвержденным ГТН;
- своевременно устранить течи смазывающих веществ, ГСМ и продуктов их обработки и не допускать загрязнения почвы;
- для смазки бурового оборудования применять соответствующие масла;
- хранение и использование химических реагентов производится в специально отведенных местах;
- для хранения и складирования сыпучих веществ применять контейнера;
- жидкие химические реагенты доставляются на буровую в специальных контейнерах, а сухие - в контейнерах и мешках;
- использовать металлические емкости с общим объемом не менее 100 м³ для сбора нефти в случаях выброса и при испытании.

Основными источниками воздействия на окружающую среду при безаварийной деятельности являются:

- Выбросы продуктов сгорания топлива в двигателях;
- Шум производственного оборудования на объектах, двигателей, устройств и механизмов;
- Освещение производственных площадок;
- Выбросы продуктов сгорания при кратковременных испытаниях скважин.

В процессе работ, на всех его стадиях будет осуществляться производственный экологический мониторинг, мониторинг качества окружающей среды и экологический мониторинг при возникновении чрезвычайных ситуаций.

Рекомендуется осуществление следующих мероприятий по охране почвы:

- герметизация системы сбора, сепарации, подготовки нефти;
- автоматическое отключение скважин при авариях отсекающими;
- обваловка устья скважин земляным валом на случай разлива нефти в течение первых часов;

- организация движения транспорта только по автодорогам;
- проводить качественную техническую рекультивацию земель.

Загрязнение недр и их нерациональное использование отрицательно отражается на состоянии и качестве поверхностных и подземных вод, атмосферы, почвы, растительности.

Необходимо обеспечивать следующие мероприятия по охране флоры и фауны в границах месторождения:

- защита окружающей воздушной среды;
- защита поверхностных и подземных вод от техногенного воздействия;
- защита птиц от поражения электрическим током, путем применения "холостых" изоляторов;
- ограждение всех технологических площадок, исключающее случайное попадание на них животных;
- строгое запрещение кормления диких животных персоналом, а также надлежащее хранение отходов, являющихся приманкой для диких животных.

Контроль за состоянием окружающей среды осуществляется путем динамического наблюдения (мониторинга) по унифицированной методике РД 52.04.186-89 и аналогичным документам. Принцип мониторинга - проведение исследований на представительных участках и контрольных точках по стандартной номенклатуре, включающей исследования:

- атмосферного воздуха;
- сточных вод;
- почвы и грунтов;
- флоры и фауны;
- коррозионной агрессивности атмосферы;
- радиационной обстановки.

Анализ данных исследований позволяет иметь исчерпывающую информацию для текущего и перспективного планирования мероприятий по снижению техногенного воздействия производственных факторов на окружающую среду, в том числе на флору.

18.17.5 Радиационная безопасность

Основанием для составления настоящего подраздела является «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности», утвержденных Постановлением Правительства Республики Казахстан от 3 февраля 2012 года № 201.

Известно, что все природные органические соединения, в том числе нефть и газ, являются естественными активными сорбентами радиоактивных элементов. Их накопление в нефти, газоконденсате, пластовых водах является закономерным геохимическим процессом.

Поэтому проектом предусматриваются следующие мероприятия по радиационной безопасности:

1. Организация дозиметрической службы. Замеры радиоактивности производятся регулярно как на буровой, так и в ближайших населенных пунктах.

2. Во время испытания из всех продуктивных и водоносных горизонтов производится отбор проб для отправки на анализ на содержание радионуклидов.

3. В случае, если загрязненность радионуклидами буровых сточных вод, бурового раствора и бурового шлама, накопленных в отстойниках и контейнерах, превышает уровень концентраций, предусмотренных нормами радиационной безопасности работы с радиоактивными веществами «НРБ-99» СП 2.6.1.758-99, то производится их очистка. Сбор, ликвидация или дезактивация этих отходов регламентируется специальными правилами.

4. При проведении товарных анализов нефти и конденсата, которые выполняются подрядными организациями, должны выдаваться сведения о концентрации радионуклидов, эти данные в дальнейшем используются для организации радиационной безопасности рабочих мест при транспортировке и переработке.

5. В случае, когда мощность эквивалентной дозы радионуклидов в нефти, конденсате и пластовых водах превысит 0,03 мбер/час, рабочие места на буровой оборудуются в соответствии с требованиями «НРБ-99» с обязательным оформлением санитарных паспортов на право производства с радиоактивными веществами соответствующего класса. Район работ не представляет радиационной опасности. Естественный фон не превышает 10-14 мкР/час. Древние осадочные породы на поверхности отсутствуют. Предусмотрено проведение анализа добываемой нефти на радиоактивность. Нефть, полученная при испытании и опробовании скважин из первых продуктивных скважин, рекомендуется доставить в Республиканскую санэпидемстанцию для проведения анализа на радиоактивность в необходимом для проведения анализа объеме. В случае подтверждения результатами проводимого анализа радиоактивности добываемой нефти, работы на загрязненном радиоактивностью действующем производственном оборудовании должны соответствовать НРБ-76/78 и ОСП-72/87.

На площади будет организован постоянный дозиметрический контроль нефтепромыслового оборудования, труб (особенно НКТ). На возможный случай накопления ра-

диоактивных отходов будет предусмотрено создание пункта сбора и приземного захоронения этих радиоактивных отходов.

18.17.6. Рекультивация земель

По окончании бурения и опробования скважин, демонтажа и вывоза оборудования работу по технической рекультивации земель необходимо проводить в следующей последовательности:

- демонтировать сборные фундаменты и вывезти для последующего использования;
- разобрать монолитные бетонные фундаменты и площадки и вывезти их для использования при строительстве дорог и других объектов;
- очистить участок от металлолома и других материалов;
- снять загрязненные грунты, обезвредить их и вывезти на полигон промышленных отходов;
- провести планировку территории и взрыхлить поверхность грунтов в местах, где они сильно уплотнены;
- нанести плодородный слой почвы на поверхность участка, где он был снят (с планировкой территории).

Биологический этап рекультивации осуществляется для восстановления плодородного слоя почв, быстрого освоения нарушенных земель и использования их в хозяйстве (после этапа технической рекультивации).

Классификация взрывоопасных зон помещений и открытых пространств объектов нефтегазового комплекса производится на основании следующих критериев: Зона 0 - пространство, в котором постоянно или в течение длительного периода времени присутствует взрывоопасная смесь воздуха или газа. Зона 1 - пространство, в котором при нормальных условиях работы возможно присутствие взрывоопасной смеси воздуха или газа. Зона 2 - пространство, в котором маловероятно появление взрывоопасной смеси воздуха или газа, а в случае ее появления эта смесь присутствует в течение непродолжительного периода времени.

18.17.7. Противофонтанная и газовая безопасность

18.17.7.1. Мероприятия по предупреждению и раннему обнаружению

Газонефтеводопроявлений

Перед вскрытием продуктивного горизонта или пластов с возможными флюидопроявлениями выполняются мероприятия по предупреждению аварий и инцидентов:

- инструктаж персонала по практическим действиям при ликвидации ГНВП согласно ПЛА;
 - инструктаж персонала геофизической и подрядных организаций, работающих на территории буровой установки;
 - проверка состояния буровой установки, устьевого и ПВО, инструмента и приспособлений для герметизации скважины и ликвидации ГНВП;
 - проверка средств контроля загазованности, системы раннего обнаружения прямых и косвенных признаков ГНВП, СИЗ, СИЗ ОД, СКЗ персонала;
 - проверка систем противоаварийной, противofонтанной и противопожарной защиты, маршрутов эвакуации персонала;
 - проведение учебных тренировок, тревог по графику, утвержденному техническим руководителем организации;
 - оценка готовности объекта к вскрытию продуктивного горизонта с составлением акта, соответствия объемов и параметров бурового раствора, средств очистки, дегазации и обработки;
 - проверка системы геолого-технического контроля и регистрации параметров режима бурения, показаний концентрации газов в буровом растворе и газоанализаторов;
- результаты выполненных мероприятий записываются в вахтовом журнале с предложениями по устранению выявленных нарушений.

Вскрытие продуктивного пласта должно производиться после проверки и установления готовности буровой к проведению этих работ комиссией под представительством главного инженера бурового предприятия с участием представителей военизированного отряда. В процессе вскрытия продуктивного пласта и испытания скважины на буровой должен находиться представитель противofонтанной службы.

По результатам проверки составляется акт готовности и военизированным отрядом выдается письменное разрешение на вскрытие и бурение продуктивного пласта.

Запрещается углубление скважины после крепления кондуктора 323,9 (12³/₄") мм без составления акта готовности и без письменного разрешения АСС.

Рабочие буровой бригады должны быть обучены методам раннего обнаружения ГНВП, практическим действиям по герметизации устья скважины и её глушению, правилам эксплуатации ПВО, использованию средств индивидуальной защиты, оказанию доврачебной помощи.

Обучение рабочих буровой бригады производится инженерно-техническими работниками бурового предприятия по программе, утвержденной главным инженером с

проверкой знаний комиссией бурового предприятия при участии представителя военизированного отряда.

К работам на скважинах с возможными газонефтепроявлениями допускаются бурильщики и специалисты, прошедшие подготовку по курсу «Контроль скважины. Управление скважиной при газонефтеводопроявлениях» в специализированных учебных центрах (комбинатах), имеющих соответствующую лицензию. Проверка знаний и переподготовка этих кадров проводятся не реже одного раза в 3 года.

Признаки раннего обнаружения газонефтеводопроявлений (ГНВП).

Прямые признаки в процессе углубления:

- увеличение объема бурового раствора в приемных емкостях;
- увеличение относительной скорости выходящего потока бурового раствора при постоянной производительности насоса;
- повышение газосодержания бурового раствора;
- перелив бурового раствора при остановленном насосе;
- уменьшение плотности выходящего из скважины бурового раствора.

Косвенные признаки в процессе углубления:

- увеличение механической скорости проходки;
- снижение давления в буровом насосе;
- увеличение содержания сульфидов в буровом растворе;
- изменение крутящего момента на роторе;
- поглощение бурового раствора;
- изменение конфигурации и количества шлама на виброситах;
- изменение температуры и реологии бурового раствора.

Признаки раннего обнаружения ГНВП при СПО устанавливаются по изменению величины доливаемого или вытесняемого бурового раствора:

- увеличение против расчетного объема вытесняемого бурового раствора при спуске бурильной колонны;
- уменьшение против расчетного объема доливаемого бурового раствора при подъеме бурильной колонны.

Признаки раннего обнаружения ГНВП при полностью поднятой из скважины бурильной колонне и длительных остановках:

- перелив бурового раствора из скважины;
- увеличение давления на устье загерметизированной скважины;
- падение уровня бурового раствора (поглощение как косвенный признак).

Ниже в таблице приведен перечень показателей, по которому можно получить исходную информацию (прямые и косвенные признаки) по раннему обнаружению газонефтеводопроявлений.

Для измерения параметров, характеризующих прямые и косвенные признаки газонефтеводопроявления, на буровой установлена станция ГТК. Факт начала проявления в процессе углубления или промывки скважины фиксируется по следующему порядку признаков в зависимости от начальной его интенсивности.

Первое сочетание признаков (интенсивное проявление):

А) изменение давления на стояке или увеличение механической скорости проходки;

Б) повышение скорости (расхода) выходящего потока бурового раствора;

В) увеличение объема бурового раствора в приемной емкости. Второе сочетание признаков (проявление средней интенсивности)

А) увеличение механической скорости или крутящего момента; Б) повышение объема бурового раствора в приемной емкости. Третье сочетание признаков (слабое проявление): А) снижение плотности бурового раствора;

Б) увеличение содержания газа, воды и нефти в буровом растворе.

При обнаружении этих признаков (одного или нескольких) необходимо усилить контроль за показаниями приборов с целью выявления прямых признаков, подтверждающих наличие или отсутствие газонефтеводопроявлений.

При СПО и при остановках признаки проявлений не являются косвенными.

18.17.7.2. Технологические мероприятия по предупреждению ГНВП

Плотность бурового раствора выбирается по интервально в соответствии с правилами «Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности» §7 п. 874 и опыта бурения ранее пробуренных скважин. При вскрытии высоконапорных горизонтов необходимо проверить возможное поступление воды, нефти, газа в скважину из пласта. Для этого следует произвести контрольный подъем инструмента на 200-300м от забоя в башмак колонны или безопасную от прихвата зону, сделать технологическую остановку на 6-8 часов и промыть скважину в течение цикла. После этого спустить инструмент до забоя, промыть скважину по циклу с регистрацией параметров бурового раствора. При отсутствии пачек разжиженного или разгазированного бурового раствора можно произвести подъем инструмента. При наличии пачек разжиженного или разгазированного бурового раствора дальнейшие работы на скважине производятся по плану, утвержденному главным инже-

нером бурового предприятия. При спуске инструмента обязательно производить промывку в башмаке колонны или в зоне, расположенной выше проявляющего горизонта и безопасной от прихвата. Дальнейший спуск при наличии ниже башмака колонны зон, в которых наблюдается разгазирование, должен производиться с промежуточными промывками, интервалы которых устанавливаются в зависимости от интенсивности разгазирования руководством бурового предприятия и записываются начальником (мастером) буровой в вахтовом журнале. Работы по допуску инструмента проводятся по плану, утвержденному руководством бурового предприятия при непосредственном контроле со стороны ответственного ИТР. До поступления такого плана вахта действует согласно типовому расчету, имеющемуся на каждой буровой.

Перед подъемом инструмента после отработки долота или проведения других технологических операций промыть скважину в течение одного цикла. Если параметры бурового раствора отличаются от предусмотренных ГТН, а также при различии параметров входящего и выходящего растворов, продолжить промывку до приведения раствора в соответствие с требованиями ГТН и выравнивания его параметров.

Замер параметров бурового раствора производится непрерывно станцией контроля процесса бурения (ГТК). При вскрытии и бурении продуктивной толщи плотность бурового раствора должна замеряться через 5 мин до и после дегазатора. Результаты замеров заносятся в журнал.

18.17.7.3. Порядок работы по предупреждению развития ГНВП при бурении

Бурение нефтегазонасыщенных коллекторов осуществляется с использованием двух шаровых кранов и двух обратных клапанов. Один шаровой клапан устанавливается между рабочей трубой и ее предохранительным переводником, второй является резервным.

При обнаружении увеличения объема раствора в приемных емкостях на 1 м^3 бурение прекратить. Инструмент приподнять над забоем, остановить буровой насос, скважину загерметизировать. Перед герметизацией канала бурильных труб должны быть сняты показания манометров на стояке и затрубном пространстве, проверено движение раствора из скважины. Объявить общую тревогу «Аварийная готовность». Начальник буровой обязан сообщить о случившемся руководству организации и организовать наблюдение за возможным грифонообразованием. В течение 10 минут исследовать состояние скважины, выяснить причину увеличения объема в приемных емкостях, определить параметры ГНВП, давление в бурильной колонне и затрубном пространстве, объем притока раствора. Приступить к подготовке для ликвидации ГНВП под руководством ответ-

ственного ИТР по плану, утвержденному главным инженером бурового предприятия и на основе карты глушения.

При снижении давления в нагнетательной линии немедленно определить его причину.

При увеличении газосодержания в буровом растворе выше 5% по объему бурение прекратить, приступить к дегазации бурового раствора, довести раствор до требуемых параметров и продолжить углубление.

При изменении скорости потока выходящего бурового раствора определить увеличение объема раствора в приемных емкостях.

К подъему бурильной колонны из скважины, в которой произошло поглощение бурового раствора при наличии газонефтеводопроявления, разрешается приступать только после заполнения скважины до устья и отсутствия перелива в течение времени, достаточного для подъема и спуска бурильной колонны.

Спуск колонны бурильных труб осуществляется при непосредственном контроле объема вытесняемого раствора. При отсутствии уровня скважину доливают, тщательно контролируя объем доливаемой жидкости. При отклонении в объеме доливаемого раствора в сторону уменьшения на $0,5 \text{ м}^3$ спуск колонны должен быть прекращен. Установить причину отклонения согласно признаков раннего обнаружения ГНВП. При обнаружении ГНВП приступить к его ликвидации. При наличии явления колюматации продолжить спуск.

При возникновении открытого фонтана на объектах персонал обязан:

- оповестить руководство предприятия и соответствующие службы;
- запустить аварийный источник электроэнергии (аварийный дизельгенератор)

для привода в действие основных пожарных насосов в целях создания водяного орошения вышки, аварийного устья и приустьевой зоны, а также орошения струй фонтана и создания водяных завес между жилым поселком и скважиной, другими бурящимися и добывающими скважинами, определить загазованность помещений жилого и технологического блоков, путей эвакуации, подготовить индивидуальные средства защиты к эвакуации персонала.

Порядок герметизации скважины при бурении:

- остановить вращение привода (ротора);
- поднять долото над на $0,5 \text{ м}$;
- зафиксировать тормоз буровой лебедки;
- остановить насос без открытия ДЗУ;

- открыть гидроуправляемую задвижку крестовины превентора на линии, ведущей к открытому дросселю;

- закрыть универсальный превентор;
- закрыть задвижку перед дросселем.

Не допускается отклонение плотности бурового раствора (освобожденного от газа), находящегося в циркуляции, более чем на $0,02 \text{ г/см}^3$ от установленной проектом величины.

Блок ПВО должен быть предварительно испытан на БУ на рабочее давление. На устье скважины блок ПВО, манифольд и колонная головка должны быть опрессованы на рабочее давление с использованием опрессовочной пробки. Испытание ПВО на герметичность следует проводить:

после его монтажа на устье и спуска обсадных колонн на рабочее давление;
перед вскрытием продуктивного горизонта и после каждого соединения и отсоединения

секций направляющей от блока превенторов на ожидаемое устьевое давление в соответствии с табл. 9.16

Опрессовку следует проводить в присутствии представителя ВЧ. Результаты опрессовки оформляются актом.

Проверку элементов ПВО на функционирование следует проводить:

до вскрытия продуктивного горизонта -плащечный превентор 1 раз в неделю, универсальный - 1 раз в месяц;

при разбуривании продуктивного горизонта -плащечный превентор 2 раза в неделю, универсальный - 2 раза в месяц.

19. ОЦЕНКА СТЕПЕНИ РИСКА ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИНЫ

Изменение финансирования, пересмотр политики на взаимоотношения между структурными единицами и многие другие изменения требуют определить концепции риска – как функции вероятности события. Контроль, как со стороны работодателя, так и производителя, необходим для предотвращения и страхования возможных убытков, банкротств и ответственности за экологические последствия аварий, в т.ч. с оборудованием, нанесших большой материальный ущерб.

Примерами аварий можно обосновать необходимость финансирования риска и его изучение для прогнозирования предотвращения убытков.

Заложенная технология строительства скважин соответствует требованиям «Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектах в нефтяной и газовой отраслей промышленности».

Анализ и оценка степени риска при строительстве скважины

Анализ риска - это часть системного подхода к принятию технико-технологических, экономических и других решений и практических мер, которые должны быть отражены в проектах на строительство скважин, с целью предупредить или уменьшить опасность промышленных аварий для жизни человека, ущерба имуществу предприятия и окружающей среде, называемого обеспечением промышленной безопасности.

Обеспечение промышленной безопасности включает в себя сбор и анализ информации обо всех случаях нарушений, связанных со строительством скважин. Анализ информации позволяет определить и заложить в проект меры по контролю и недопущению причинения ущерба кому-либо или чему-либо.

Основная задача анализа риска заключается в предоставлении объективной информации о состоянии:

- трудовой дисциплины в предприятии;
- производственного объекта (буровой);
- обученности персонала и наличие навыков при проведении работы в нештатных ситуациях;

проведение организационно-технических мероприятий и др. При строительстве скважин основные причины риска следующие:

- травматизм персонала при нарушении функционирования оборудования из-за отказа. Отказ (неполадка) - событие, заключающееся в нарушении работоспособного оборудования, объекта;

- нефтегазопрооявление с выходом флюида на поверхность из-за отказа оборудования, недостаточной геологической изученности, человеческого фактора;
- аварии с нанесением больших материальных затрат предприятию.

Выявление и анализ недостатков при строительстве скважин, позволяет уменьшить количественную и качественную оценку риска, выбрать и заложить в проект оптимальные решения.

Разработка экологического обоснования раздела ООС к техническим проектам на строительство скважин, учитывает особенности окружающей среды, природного и растительного мира, позволяет более рационально разместить оборудование.

Цикл строительства скважины состоит из многих этапов. Первый этап - проектирование, второй - строительство, третий - освоение.

Первый этап - проектирование. Здесь целью риск-анализа может быть:

Выявление опасностей и количественная оценка риска с учетом воздействия поражающих факторов аварии на персонал, население, материальные объекты, окружающую природную среду.

Обеспечение информацией по разработке инструкций по эксплуатации бурового оборудования, технологических регламентов, планов ликвидации при ГНВП, противопожарные мероприятия, действия членов вахты в аварийной ситуации.

Второй этап - строительство скважины. Здесь целью риск-анализа может быть сравнение геологического разреза ранее пробуренных скважин, уточнение информации по пластовым давлениям нефтегазонасыщенных коллекторов.

Третий этап - освоение скважины или вызов притока. Здесь целью риск-анализа может быть выявление опасностей и оценка последствий аварий.

Для уменьшения риска на каждом этапе делается следующее:

На первом этапе проектирования

С целью обеспечения соответствия строительства скважин утвержденным проектам проводится авторский надзор. При проведении авторского надзора особое внимание уделяется геологической информации в процессе бурения, производства ГИС, вскрытия и испытания промышленных и перспективных объектов на приток, а также контролю за сложными технологическими процессами, и др. В это время происходит сбор и анализ информации для обеспечения принятия более оптимальных, технологически безопасных вариантов для составления следующих проектов на строительство скважин.

Проект должен учитывать опыт проводки скважин на данной и ближайших площадях с аналогичными условиями, результаты исследований, выполненных при буре-

нии опорно-технологических и поисково-разведочных скважин, обеспечивать охрану недр, окружающей среды и надежность скважины на стадии строительства и в процессе эксплуатации.

При полном выполнении требований проекта, аварийных ситуаций возникнуть не должно.

На этапе строительства.

Риск в основном связан с человеческим фактором, связан с халатностью, различными нарушениями техники безопасности и технологии проводки скважины со стороны исполнителя. Для исключения риска при бурении скважин упор делается на решение организационно-технических мероприятий.

К организационным мероприятиям относятся:

- обязательная подготовка кадров в специализированных УКК;
- стажировка на буровых под руководством опытных инструкторов;
- сдача экзаменов по профессии и видам работ;
- периодическая проверка знаний;
- инструктаж перед опасными видами работ;
- проведение учебных тревог по ликвидации ГНВП и противопожарной безопасности, умение пользоваться средствами индивидуальной защиты;
- ознакомление с передовым опытом и безопасным ведением работ на других предприятиях.

За этими организационными причинами осуществляется контроль:

- администрацией бурового предприятия;
- круглосуточный контроль со стороны ИТР за действиями вахты и обстановкой на скважине;
- проверка буровых комиссиями УБР, санитарными врачами, инспекторами военизированного отряда, главными специалистами Департамента промышленной безопасности, комитетом по охране окружающей среды Республики Казахстан.

Руководство и контроль осуществляют ИТР при проведении сложных операций (спуск и крепление обсадных колонн, производство ИПТ, вскрытие продуктивных горизонтов, перфорация, вызов притока и др.)

К техническим мероприятиям относятся:

- проведение дефектоскопии бурового оборудования и инструмента;
- опрессовка бурильных и обсадных колонн;

- испытание вышки;
- совместная опрессовка обсадных колонн с установленным на них противовыбросовым оборудованием на расчетное давление, соответствующее полному замещению бурового раствора пластовым флюидом;
- применение высококачественных материалов и химреагентов; применение высокотехнологического и безопасного оборудования (гидравлических ключей, спайдер-элеваторов, превентеров, гидравлических манометров, индикаторов веса и др.);
- автоматизация процессов бурения;
- механизация трудоемких работ.
- вскрытие пласта с применением качественного бурового раствора с минимальным превышением гидростатического столба жидкости над текущим пластовым давлением, максимальным сокращением между вскрытием объекта и его испытанием.

Для выполнения указанных требований геолого-техническая служба бурового предприятия должна осуществлять контроль за режимом бурения (посредством станции ГТК), буровым раствором, газопоказанием, составом шлама, чтобы своевременно выявить перспективный интервал. Все это позволяет уменьшить количественную и качественную оценку риска, выбрать и заложить в план по испытанию оптимальный вариант.

Оборудование устья скважины:

обвязка ПВО должна обеспечивать промывку скважины при избыточном давлении на устье с выходом бурового раствора в желобную систему через систему очистки;

обеспечивать закачку бурового раствора в межтрубье буровым насосом или цементирующим агрегатом, обратную промывку через специальную линию в желобную систему;

отвод пластовой жидкости из бурильных труб с дегазацией бурового раствора и сжиганием пластового флюида на безопасном расстоянии.

Рассмотренные мероприятия позволяет исключить фактор отказа. Тем не менее, рекомендуется проводить анализ риска и принятие мер безопасности.

На этапе освоения.

При анализе степени риска на этапе освоения следует учитывать наличие конкретных проверенных данных по скважине. Поэтому, критерии приемлемого риска здесь определены до начала проведения работ, т.е. сделан предварительный анализ, который дает возможность определить, какой технологический этап требует более серьезного анализа и какие представляют наибольший интерес с точки зрения безопасности. Перечень не-

желательных примеров, приводящих к аварии, здесь незначителен, поэтому серьезный анализ не делается ввиду малой опасности.

Заключение:

Во всех геологических зонах осадочная толща горных пород вскрыта полностью, можно считать, что геологический разрез изучен достаточно полно. Тектоническое строение спокойное, так что при ведении дальнейших работ не ожидается встреча с какими-либо аномальными явлениями. В течение последних 10 лет ежегодно геолого-технические службы рассматривают реальные геологические условия месторождений на которых ведутся работы по бурению скважин с целью исключить возможность риска возникновения ГНВП. Знание геолого-технических условий, знание персоналом буровых бригад своих обязанностей, принятые проектные решения, проведение организационно-технических мероприятий при строительстве скважин, контроль со стороны вышестоящих органов и систематический анализ производственной деятельности предполагает обеспечение уровня приемлемого индивидуального и коллективного риска и достаточную безопасность производства.

20. СПИСОК НОРМАТИВНО-СПРАВОЧНЫХ И ИНСТРУКТИВНО-МЕТОДИЧЕСКИХ МАТЕРИАЛОВ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ПРИ ПРИНЯТИИ РЕШЕНИИ

№№ п/п	Фамилия и инициалы, название, издательство, город, год издания	Номера разделов (под разделов) проекта, где использовался источник
1	2	3
1	ВСН 39-86. Инструкция о составе, порядке разработки, согласования и утверждения проектно-сметной документации на строительство скважин на нефть и газ. М.: ВНИИОЭНГ, 1987	
2	РД 39-0148052-537-87. Макет рабочего проекта на строительство скважин на нефть и газ. М., ВНИИБТ, 1987 г.	
3	«Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности», утвержденный приказом Министра по инвестициям и развитию РК от 30 декабря 2014 года №355	
4	Постановление Правительства Республики Казахстан от 10 февраля 2011 года № 123. Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых(по сост на 30.09.2014 г)	
5	Постановление Правительства Республики Казахстан от 10 февраля 2011 года № 118 Правила осуществления экспертизы проектов контрактов на недропользование	
6	Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр, утверждены <u>приказом</u> Министра энергетики Республики Казахстан от 15 июня 2018 года № 239	
7	ГОСТ 633-80. Трубы насосно-компрессорные и муфты к ним. М.:ГОСТстандарт,1980	
8	СанПиН «Санитарно – эпидемиологические требования по установлению санитарно – защитной зоны производственных объектов», утвержденный приказом Министра национальной экономики РК от 20.03.2015 г № 237.	
9	«Правила ликвидации и консервации объектов недропользовании» утвержденный совместным приказом Министра по инвестициям и развитию РК от 27 февраля 2015 года №200 и Министра энергетики РК от 27 февраля 2015 года №155.	
10	Методические указания по выбору конструкций нефтяных и газовых скважин, проектируемых для бурения на разведочных и эксплуатационных площадях. М.: ВНИИБТ,1973	
11	РД39-013-90. Инструкция по эксплуатации бурильных труб. Куйбышев,ВНИИТнефть,1990.	
12	Временная инструкция по исследованию поглощающих пластов и борьбе с поглощением промывочной жидкости при бурении скважин. М.: ВНИИБТ,1974.	
13	Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов, ведущих взрывные работы (с <u>изменениями</u> от 23.12.2015 г.), утвержденный приказом Министра по инвестициям и развитию РК от 30 декабря 2014 года №343	
14	РД 39-2-132-78. Инструкция по подготовке обсадных труб к спуску в скважину. Куйбышев, ВНИИТнефть.1980.	
15	РД39-0148052-514-86.Инструкция по предупреждению искривления вертикальных скважин. М.ВНИИБТ,1986	

Продолжение таблицы

1	2	3
16	Справочник инженера по бурению, т. I под редакцией В.И.Мищевича. М.:Недра 197.6	
17	РД39-2-686-82. Инструкция по бурению вертикальных скважин роторным способом М.:ВНИИБТ, Гипровостокнефть, 1982	
18	РД39-1-306-79. Инструкция по расчету колонн насосно-компрессорных труб. Куйбышев, ВНИИТнефть, 1980	
19	РД39-0147009-528-86. Инструкция по технологии ступенчатого цементирования обсадных колонн. Краснодар, ВНИИКР-нефть. 1987	
20	Правила пожарной безопасности в нефтегазодобывающей промышленности ППБС РК-10-98.	
21	Трубы нефтяного сортамента под редакцией Сарояна. М.:Недра, 1976	
22	Справочник по креплению нефтяных и газовых скважин под редакцией Булатова. М.: Недр, 1981	
23	ГОСТ 632-80. Трубы обсадные и муфты к ним. М.: ГОСТстандарт, 1982	
24	Спутник буровика. Справочник К.Иогансен. М.: Недр, 1986	
25	Оборудование противовыбросовое. Типовые схемы, основные параметры общие технические требования к конструкции, ГОСТ 13862-2003	
26	Арматура фонтанная и нагнетательная. Типовые схемы, основные параметры общие технические требования к конструкции, ГОСТ 13846-2003	
27	Б.И. Мительман „ Справочник по гидравлическим расчетам в бурении„ М.: Недр, 1963	
28	Инструкция по креплению нефтяных и газовых скважин. К.: ВНИИКРнефть. 1975	
29	Методическое пособие по испытанию эксплуатационных и разведочных скважин, обсаженных эксплуатационными колоннами. М.: Недр, 1976.	
30	РД39-0147009-516-86. Инструкция по составлению гидравлической программы бурения скважин. Краснодар, М.: ВНИ-ИКРнефть, 1986	
31	Методика подбора диаметров насадок гидромониторных долот с учетом глубины скважины и параметров наземного оборудования. М.: ВНИИБТ, 1976	
32	Справочник инженера по бурению т. II под редакцией В.И.Мищевича. М.: Недр, 1978	
33	Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые. М.: ЦБНТ ГК СССР, 1987	
34	Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин. М.: НИИтруда, 1987	
35	Инструкция по определению допустимой длины незацементированной части эксплуатационной колонны. Краснодар, НИ-ПИнефть, 1975	
36	СНИП IV-2-82 том. 10 сборник 49 «Скважины на нефть и газ».	
37	Справочник укрупненных сметных норм (СУСН) на строительство нефтяных и газовых скважин. М.: Недр, 1981.	
38	ССНВИ .М.:ВНИИОЭНГ, 1985.	
39	Сборник норм отвода земель для строительства линейных сооружений. М.: Стройиздат, 1976	
40	РД39-022-90. Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ на суше. М.: ВНИИБТ, 1990	
41	Дополнение к РД39-0148052-537-87. Раздел 3. „Охрана окружающей природной среды„ Макета рабочего проекта на строительство скважин на нефть и газ. М.: ВНИИБТ, 1990	
42	РД39-3-819-82. Методические указания по определению объемов отработанных буровых растворов и шлама при строительстве скважин. Краснодар, ВНИИКРнефть, 1983	

Продолжение таблицы

1	2	3
43	Дополнение к РД39-0148052-537-87. Раздел 3. „Охрана окружающей природной среды,, Макета рабочего проекта на строительство скважин на нефть и газ. М.: ВНИИБТ,1990	
44	РД-08-41-94. Инструкция по технике безопасности при исследованиях скважин и испытаниях пластов. А, МНП РК, 1994	
45	РД-08-47-94. Отраслевая инструкция по безопасности труда при бурении с использованием газообразных агентов. А. МНП РК, 1994	
46	Сборник типовых инструкций по безопасному ведению работ для рабочих буровых бригад. А.: МНП РК, 1995	
47	РД-08-43-94. Отраслевая инструкция по безопасности труда при приготовлении бурового раствора. А.:МНП РК,1994	
48	РД-08-46-94. Отраслевая инструкция по безопасности труда при спуске в скважину колонны обсадных труб. А.: МНП РК.1994	
49	РД-08-01-94. Отраслевая инструкция по технике безопасности при эксплуатации буровых насосов и их обвязок. А.: МНП РК, 1994	
50	РД-08-44-94. Отраслевая инструкция по безопасности труда при проводке скважин роторным и турбинным способом. А.: МНП РК, 1994	
51	Гигиенические нормативы «Сан –эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности» (от 5.05.2013 года № 10)	
52	Санитарные правила обращения с радиоактивными отходами СПОРО-97. М., Атомиздат, СП.5.01.011-97.	
53	Инструкция радиационной безопасности РД-39-97. г. Актау, НИПИМунайгаз, 1997.	
54	КПР 96 (Критерии принятия решений по ограничению облучения). Алматы,1996	
55	Водный кодекс Республики Казахстан (с изменениями в соответствии с Законом РК от 29.12.2014 года)	
56	Земельный кодекс РК (действует с изменениями на 29.12.2014 г)	
57	Закон РК «Об охране, воспроизводстве и использовании животного мира», от 09.07.2004 г. №593-ІІ (по сост.на 29.12.2014 г)	
58	Кодекс РК «О недрах и недропользовании » действующий с изменениями и дополнениями от 24.05.2018 г	
59	РНД 03.3.0.4.01 – 96 «Методические указания по определению уровня загрязнения компонентов окружающей среды токсичными веществами отходами производства и потребления», утв. Министерством экологии и биоресурсов РК, Алматы, 1996 г.	
60	РНД 03.1.0.3.01-96 «Порядок нормирования объемов образования и размещения отходов производства».	
61	ГОСТ 12.0.003-74. Опасные и вредные производственные факторы.	
62	«Санитарно-эпидемиологические требования к содержанию территории населенных мест» (от 24.03.2005 г)	
63	Инструкция по проведению оценки воздействия на окружающую среду. (с изменениями и дополнениями по состоянию на 17.06.2016 г.)	

РАЗДЕЛ II
ОРГАНИЗАЦИЯ СТРОИТЕЛЬСТВА

1. СВЕДЕНИЯ О ВОДОСНАБЖЕНИИ

Таблица 1.1 - Водоснабжение

Расчетная потребность в тех. воде, м³/сут	Объем запас- ных емко- стей для воды, м³	Необходимо ли: (Да, Нет)				Характеристика источника водоснабжения				Характеристика водопровода	
		бурить скважину для во- доснабжения	строить водопровод	подключить водопровод к ис- точнику	подвозить воду цистернами	наименование (магистр. в-д. водовод., водо- забор, арт. скважина и т.д.)	место распо- ложение	рабочий расход	расстояние до бу- ровой, км	диаметр, мм	длина, м
Буровая установка ZJ-20 или аналог											
Для технических нужд до 30,0	80	нет	нет	нет	да	привозная		-	5-20	-	-
Для хозяйтовых нужд и котельной установки 4,0	20	нет	нет	нет	да	привозная		-	5-20	-	-

Примечание: Для питьевых нужд, а также для приготовления пищи, обязательна к употреблению, только бутилированная вода. В ином случае на привозимую воду в цистернах необходимо ежедневно проводить лабораторный анализ, на пригодность к употреблению.

Таблица 1.2 - Расход воды на технические нужды

Потребитель	Продолжительность бурения и крепления, сутки	Суточная потребность тех. воды при бурении	Суммарная потребность технической воды при бурении	Суммарная потребность воды при цементировании	Продолжительность испытания, сутки	Потребное количество воды для испытания		Всего потребность тех. воды
		м ³ /сут.	м ³	м ³		м ³ /сут	м ³	м ³
Технические нужды	19	8,62	163,8	46,95	105	1,86	194,8	405,55

2. СВЕДЕНИЯ ОБ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИИ

Таблица 2.1 – Электроснабжения

Агрегат	Двигатель	Количество двигателей	Мощность двигателя, N (кВт)	Удельный расход топлива, (г/кВт*час)	Удельный расход масла, (г/кВт*час)	Продолжительность работы двигателя (сут)	Общий расход топлива (тн)	Общий расход масла (тн)
сварочный агрегат АДД-3124У1	Д144-81-1	1	37	133	0,399	3,0	0,3543	0,0011
подготовительные работы + бурение + крепление								
ZJ20								
Привод буровой установки	CAT3406C	1	343	150	0,45	16	39,514	0105
Дизель-генераторная станция	Caifu	1	400	175	0,525	20	33,600	0,101
Привод буровых насосов	G12V190PZL1	1	551	209,4	0,628	16	44,306	0,133
Цементировочный агрегат	ЯМЗ-236HE2	1	169	197	0,591	4	3,196	0,010
испытание скважины								
Установка для освоения (испытания)	ЯМЗ-6581.10-06	1	294	200	0,600	15,0	21,168	0,064
Цементировочный агрегат ЦА-320М	ЯМЗ-236HE2	1	169	197	0,591	15,0	11,985	0,036
Дизельная электростанция АД-200	ЯМЗ-6503.10	1	229	204	0,612	105,0	117,724	0,353

Примечание:

Удельный расход масла составляет 0,3% от расхода топлива

Продолжительность работы агрегатов при операциях по строительству скважины - таблица 13.1

Продолжительность работы сварочного агрегата - таблица 12.1

3. СХЕМА ТРАНСПОРТИРОВКИ ГРУЗОВ И ВАХТ

Таблица 3.1 – Маршруты транспортировки грузов и вахт

Пункты размещения промбаз предприятий и организации исполнителей и местожительства персонала (в том числе на территории заказчика, подрядчика), место отправления вахтово-экспедиционного персонала ж/д вокзал а/м транспортом		Номер маршрута	Характеристика маршрута						
			общая протяженность, км	пункты следования по маршруту	расстояние между пунктами, км	(наземный, морской, речной, железнодорожный, авиа: вертолет, самолет)	наземные пути подвоза		
							тип дороги (асфальтированная, грунтовая, лежневая, и т.д.)	вид транспортного средства (автомобиль, вездеход, трактор и т.д.)	требуется ли сопровождение автотранспорта тракторами или вездеходами (ДА, НЕТ)
наименование организации, промбазы, и т.д.	пункт								
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
г. Актобе	Скважина	-	190	г.Актобе-скважина	-	Наземный	Асфальтированная Грунтовая	Специальный транспорт (спец. техника)	нет

Таблица 3.2 – Ведомость потребности в строительных машинах и спец. агрегатах

Наименование (шифр, марка) строительных машин и спец. агрегатов	Номер маршрута	Количество вызовов по этапам строительства					
		подготовительные работы к строительству	строительно-монтажные работы	бурение и крепление		испытание (освоение)	
				название колонны	значение	в процессе бурения	в экс. колонне
1	2	3	4	5	6	7	8
Строительные машины и спецтехнику доставляет буровой подрядчик по контракту.							