

**ТОО «SHALQAR ENERQY»
ТОО «КАСПИАН ЭНЕРДЖИ РЕСЕРЧ»**

УТВЕРЖДАЮ:
Генеральный директор
ТОО «Shalqar Energy»
Нурпеисов М.С.
_____ 2025 г.



**ГРУППОВОЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ
на строительство разведочных скважин
с проектной глубиной 2200 (±250м) на участке Шалкар**

**Генеральный директор
ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч»**



Джамикешов А.М.

г. Атырау, 2025г.

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Главный инженер проекта



Умбетов Е.К.

Ведущий инженер



Туралиев К.С.

Начальник отдела проектирования
оценочных работ



Тлекбаева Л.Н.

СОДЕРЖАНИЕ

РАЗДЕЛ I	5
РЕФЕРАТ	10
ОБЩАЯ ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА.....	11
1 СВОДНЫЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ	12
2 ОСНОВАНИЕ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ	15
3 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ.....	16
4. ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА	18
4.1. Литолого-стратиграфическая характеристика разреза скважин	20
4.2. Нефтегазоводоносность по разрезу скважин.....	24
4.3. Возможные осложнения по разрезу скважин	27
4.4. Исследовательские работы.....	30
4.5. Работы по испытанию в эксплуатационной колонне и освоение скважин, сведения по эксплуатации	33
5. КОНСТРУКЦИЯ СКВАЖИНЫ	37
6. ПРОФИЛЬ СТВОЛА СКВАЖИНЫ	46
7. БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ	47
8. УГЛУБЛЕНИЕ СКВАЖИНЫ.....	59
9. КРЕПЛЕНИЕ СКВАЖИН	70
9.1. Обсадные колонны.....	70
9.2 Цементирование обсадных колонн	77
9.3. Оборудование устья скважины	85
10. ИСПЫТАНИЕ СКВАЖИН.....	86
10.1. Испытание пластов в процессе бурения	86
10.2. Испытание горизонтов на продуктивность в эксплуатационной колонне	88
11. ДЕФЕКТОСКОПИЯ И ОПРЕССОВКА.....	93
12. СТРОИТЕЛЬНЫЕ И МОНТАЖНЫЕ РАБОТЫ.....	95
12.1. Подготовительные работы к строительству скважины (скважин).....	96
12.2. Объем строительных и монтажных работ для строительства скважины (скважин).....	97
13. ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТЬ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИНЫ	109
14. МЕХАНИЗАЦИЯ И АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ, СРЕДСТВА КОНТРОЛЯ И ДИСПЕРТИЗАЦИИ	110
15. ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ, ПРОМЫШЛЕННАЯ САНИТАРИЯ И ПРОТИВОПОЖАРНАЯ ТЕХНИКА	114
16. ПРОГНОЗ ВОЗМОЖНЫХ АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ, МЕРОПРИЯТИЯ ПО ИХ ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ, ЛИКВИДАЦИИ.....	124
16.1. План ликвидации аварии	131
16.2. Авторский надзор за реализацией проектных решений.....	132
17. ЛИКВИДАЦИЯ И КОНСЕРВАЦИЯ СКВАЖИН.....	134
17.1. Обоснование критериев ликвидации и консервации скважины.....	134
17.2. Консервация и ликвидация технологических объектов	134
17.3. Мероприятия по охране недр, окружающей среды и обеспечению промышленной безопасности.....	138
17.4. Подъемный агрегат для изоляционно-ликвидационных работ	141
18. ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ И ОХРАНА НЕДР	143
18.1. Мероприятия по предупреждению ГНВП при СПО	145
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.	146
18.3. Долив скважины	148
18.3. 1. Геофизические исследования и работы.	149

18.4. Места и маршруты для сбора и эвакуации персонала, а также средства коллективной защиты при бурении.....	151
18.5. Методы и периодичность проверки износа и контроля коррозионного состояния бурового оборудования.	152
18.6. Мероприятия по предупреждению износа обсадных колонн, противокоррозионная и тепловая изоляция.	152
18.7. Оснащение буровой средствами технологического контроля раннего обнаружения	153
18.8. Мероприятия по защите людей и окружающей среды в процессе бурения, испытания и освоения скважины.....	154
18.9. 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	155
18.10. Наличие газосигнализаторов средств дегазации, вентиляции.....	155
18.11. Прогноз возможных аварийных ситуаций. Мероприятия по их предотвращению и ликвидации. Инструкция по действию персонала.....	155
18.12. Основные требования правил пожарной безопасности	156
18.13. Идентификация опасностей	157
18.14 Охрана недр.	160
18.14.1 Общая задача охраны недр в период поисково-разведочных работ на площади	160
18.14.2 Охрана недр в процессе разбуривания площади.....	160
18.14.3 Выбор конструкции скважин и охрана недр в процессе крепления	163
18.14.4 Контроль окружающей среды.....	164
18.14.5 Радиационная безопасность	165
18.14.6. Рекультивация земель	166
18.14.7 Противофонтанная и газовая безопасность	166
19. ОЦЕНКА СТЕПЕНИ РИСКА ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИНЫ	171
19.1 Анализ и оценка вероятности возникновения опасных и аварийных ситуаций при строительстве скважин	171
19.2 Определение степени риска строительства скважины	173
19.3 Анализ видов и последствий отказов.	174
20. СПИСОК НОРМАТИВНО-СПРАВОЧНЫХ И ИНСТРУКТИВНО-МЕТОДИЧЕСКИХ МАТЕРИАЛОВ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ	178
ПРИ ПРИНЯТИИ РЕШЕНИИ	178
РАЗДЕЛ II.....	181
ОРГАНИЗАЦИЯ СТРОИТЕЛЬСТВА	181
1. СВЕДЕНИЯ О ВОДОСНАБЖЕНИИ	182
2 СВЕДЕНИЯ ОБ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИИ	186
Приложение.....	187
Приложение 1 Техническое задание	187
Приложение 2 Протокол совместного геолого-технического совещание.....	193
Приложение 3 Технический паспорт проекта	194
Приложение 4 Обоснование выбора типа буровой установки	197
Приложение 5 Типовая схема расположения оборудования буровой установки.....	199
Приложение 6 Схема монтажа ПВО при бурении скважин	200
Приложение 7 Схема обвязки устья скважины при испытании пластов в колонне.....	202
Приложение 8 Схема расположение жилого городка и план эвакуации людей при возникновении чрезвычайной ситуации	203
Приложение 9 Геолого – технический наряд	204

СПИСОК ТАБЛИЦ В ТЕКСТЕ

РАЗДЕЛ I

Таблица 1.1 - Основные проектные данные	12
Таблица 1.2 - Общие сведения о конструкции скважины.....	13
Таблица 1.3 - Дополнительные сведения для составления сметы.....	13
Таблица 1.4 - Дополнительные сведения для составления сметы.....	14
Таблица 1.5 - Сведения об условиях эксплуатации скважины.....	14
Таблица 1.6 - Номера скважин, подлежащих ликвидации или консервации.....	14
Таблица 2.1 - Список документов, которые являются основанием для проектирования	15
Таблица 3.1 - Сведения о районе буровых работ	16
Таблица 3.2 - Сведения о площадке строительства буровой.....	16
Таблица 3.3 - Сведения о площадке строительства буровой.....	16
Таблица 3.4 - Источники и характеристики водо- и энергоснабжения связи и местных стройматериалов.	17
Таблица 3.5 - Сведения о подъездных путях.....	17
Таблица 3.6 - Сведения о магистральных дорогах и водных транспортных путях	17
Таблица 4.1 - Стратиграфический разрез скважин, элементы залегания пластов и коэффициент кавернозности.	20
Таблица 4.2 - Литологическая характеристика разреза скважин	21
Таблица 4.3 - Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины	22
Таблица 4.4 - Геокриологическая характеристика разреза скважин	23
Таблица 4.5 – Нефтеносность	24
Таблица 4.6 – Газоносность	24
Таблица 4.7 – Водоносность	25
Таблица 4.8 - Давление и температура по разрезу скважин	26
Таблица 4.9 - Поглощение бурового раствора	27
Таблица 4.10 - Осыпи и обвалы стенок скважин	27
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 4.18 - Прочие виды исследований.....	32
Таблица 4.19 - Испытание продуктивных горизонтов (освоение скважин) в эксплуатационной колонне	33
Таблица 4.20 - Работы по перфорации эксплуатационной колонны при испытании (освоении)	34
Таблица 4.21 - Интенсификация притока пластового флюида или повышение приемистости при нагнетании	35
Таблица 4.22 - Дополнительные работы при испытании (освоении).....	35
Таблица 4.23 - Данные по эксплуатационным объектам	36
Таблица 4.24 - Дополнительные данные для определения продолжительности испытания (освоения) скважины.....	36
Таблица 5.1 - Характеристика и устройство шахтового направления	38
Таблица 5.2 - Глубина спуска и характеристика обсадных колонн	40
Таблица 5.3 - Характеристика отдельно спускаемых частей обсадных колонн	41
Таблица 5.4 - Техничко-технологические мероприятия, предусмотренные при строительстве скважины по проектной конструкции	42
Таблица 6.1 - Входные данные по профилю наклонно-направленной скважины	46
Таблица 6.2 - Профиль ствола скважины	46
Таблица 7.1 - Типы и параметры буровых растворов	51
Таблица 7.2 - Компонентный состав бурового раствора и характеристики компонентов	52
Таблица 7.3 - Потребность бурового раствора и компонентов (товарный продукт) для его приготовления и утяжеления	54
Таблица 7.4 - Потребность воды или компонентов для обработки бурового раствора при разбуривании цементных стаканов.....	56
Таблица 7.5 - Потребности компонентов для обработки бурового раствора при спуске обсадных колонн	56
Таблица 7.6 - Суммарная потребность компонентов бурового раствора на скважину	57
Таблица 7.7 - Оборудование для приготовления и очистки буровых растворов.....	58
Таблица 8.1 - Способы, режимы бурения, расширки (проработки) ствола скважины и применяемые КНБК	59
Таблица 8.2 - Компоновка низа бурильных колонн (КНБК)	60
Таблица 8.3 - Потребное количество элементов КНБК	62
Таблица 8.4 - Суммарное количество и масса элементов КНБК.....	63
Таблица 8.5 - Рекомендуются бурильные трубы	64

Таблица 8.6 - Конструкция бурильных колонн.....	65
Таблица 8.6.1 - Крутящие моменты для свинчивания соединений бурильных труб и УБТ	65
Таблица 8.7 - Характеристика и масса бурильных труб, УБТ по интервалам бурения с учетом дефицита длины труб	66
Таблица 8.8 - Оснастка талевой системы	66
Таблица 8.9 - Режим работы буровых насосов.....	67
Таблица 8.10- Распределение потерь давлений в циркуляционной системе буровой.....	68
Таблица 8.11 - Гидравлические показатели промывки.....	69
Таблица 9.1 - Способы расчеты наружных давлений и опрессовки обсадных колонн	70
Таблица 9.2 - Распределение давлений по длине колонны.....	70
Таблица 9.3 - Рекомендуемые типоразмеры обсадных труб	71
Таблица 9.4 - Параметры обсадных труб	71
Таблица 9.5 - Суммарная масса обсадных труб	72
Таблица 9.6 - Технологическая оснастка обсадных колонн	73
Таблица 9.7 – Режим спуска обсадных труб	75
Таблица 9.8 - Опрессовка обсадных труб и натяжение эксплуатационной колонны.....	76
Таблица 9.9 - Общие сведения о цементировании обсадных колонн	77
Таблица 9.10 - Характеристика жидкостей для цементирования.....	78
Таблица 9.11 - Компонентный состав жидкостей для цементирования и характеристики компонентов	79
Таблица 9.12 - Технологические операции при цементировании и режим работы цементировочных агрегатов (буровых насосов).....	81
Таблица 9.13 - Схема обвязки и потребность в цементировочных агрегатах.....	83
Таблица 9.14 - Потребность в смесительных машинах, цементовозах и автоцистернах	83
Таблица 9.15 - Потребное для цементирования обсадных колонн количество цементировочной техники.....	84
Таблица 9.16 - Потребное для цементирования обсадных колонн количество материалов	84
Таблица 9.17 - Спецификация устьевого противовыбросового оборудования	85
Таблица 10.1 - Продолжительность работы пластоиспытателя, спускаемого на трубах	86
Таблица 10.2 - Характеристика КИИ и технологические режимы работы пластоиспытателя, спускаемого на трубах	87
Таблица 10.3 - Продолжительность работы опробователя пластов, спускаемого на кабеле	87
Таблица 10.4 - Параметры колонны насосно-компрессорных труб (НКТ).....	88
Таблица 10.5 - Характеристика жидкостей и составляющие их компоненты для установки цементных мостов	89
Таблица 10.6 - Потребное количество цементировочной техники для установки цементных мостов.....	90
Таблица 10.7 - Потребное количество материалов для установки цементных мостов	90
Таблица 10.8. - Продолжительность испытания (освоения) объектов в эксплуатационной колонне (в одной скважине)	91
Таблица 10.9 - Продолжительность испытания (освоения) объектов в эксплуатационной колонне.	92
Таблица 11.1 - Виды операций контроля и объемы работ по дефектоскопии бурильного инструмента, проводимые с применением передвижной дефектоскопической лаборатории ПКДЛ.....	93
Таблица 11.2 - Опрессовка оборудования и используемая техника.....	94
Таблица 12.1 - Объем подготовительных работ к строительству скважин (скважин)	96
Таблица 12.2 - Перечень топографо- геодезических работ	97
Таблица 12.3 - Варианты строительных и монтажных работ	97
Таблица 12.4. –Объемы работ по монтажу бурового оборудования, строительству привышечных сооружений и фундаментов ZJ-30	99
Таблица 12.5 – Объемы работ под конструктивные узлы вышки и привышечных сооружений для буровой	105
Таблица 12.6 – Объемы работ под конструктивные узлы привышечных сооружений для дополнительного оборудования	106
Таблица 12.7 – Объемы работ по фундаментам под буровое оборудование	107
Таблица 12.8– Объемы работ при использовании специальной установки для испытания скважин.....	108
Таблица 13.1 - Продолжительность строительства скважин.....	109
Таблица 13.2 - Продолжительность бурения и крепления по интервалам глубин	109
Таблица 14.1 - Средства механизации и автоматизации	110
Таблица 14.2 - Средства контроля	113
Таблица 14.3 - Средства диспетчеризации	113
Таблица 15.1 - Основные требования и мероприятия по технике безопасности и противопожарной технике	114
Таблица 15.2 - Основные требования и мероприятия по промышленной санитарии и гигиене труда	116
Таблица 15.4 - Средства коллективной защиты от шума и вибраций.....	118
Таблица 15.5 - Нормы освещенности	119
Таблица 15.6 - Средства контроля воздушной среды	122

Таблица 15.7 - Санитарно-бытовые помещения	122
Таблица 15.8 - Первичные средства пожаротушения	123
Таблица 16.1 - Прогноз возможных аварийных ситуаций, мероприятия по их предотвращению, ликвидации	124
Таблица 17.2 - Осложнения, возникающие при установке цементных мостов, и мероприятия по их недопущению	142
Таблица 19.1 Категория опасности.....	174
Таблица 19.2 Вероятность возникновения аварийных ситуаций	175
Таблица 1.1. Расчет расхода воды	183
Таблица 1.2 Объемы водоотведения.....	185
Таблица 2.1 – Электроснабжение	186
Таблица 2.2 – Потребность в ГСМ	186

СПИСОК РИСУНКОВ

Рис. 4.1 Обзорная карта района работ	19
Рис. 5.1 Совмещённый график давлений.....	39
Рис. 18.1 Дерево отказов и событий.....	159

СПИСОК ПРИЛОЖЕНИЙ

- Приложение 1 – Техническое задание на проектирование
- Приложение 2 – Протокол совместного геолого-технического совещание
- Приложение 3 – Паспорт проекта
- Приложение 4 – Выбор и обоснование бурового оборудования
- Приложение 5 – Схема расположения оборудования буровой установки ZJ-30
- Приложение 6 – Схема обвязки устья скважины ПВО
- Приложение 7 – Схема обвязки устья при испытании
- Приложение 8 – Схема и план вахтового поселка при возникновении чрезвычайной ситуаций
- Приложение 9 – Геолого-технический наряд

РЕФЕРАТ

«Групповой технический проект на строительство разведочных скважин Р-1, Р-2 с проектной глубиной 2200(±250м) на участке Шалкар» состоит из двух разделов, отражающих геологическую, техническую характеристику.

Ключевые слова: ШАЛКАР, КОНСТРУКЦИЯ СКВАЖИН, БУРЕНИЕ И КРЕПЛЕНИЕ, ПЛОЩАДЬ, МОНТАЖ, ДЕМОНТАЖ, КОЛОННА, БУРОВОЙ РАСТВОР, ОСВОЕНИЕ, ПЛАСТ, ДОЛОТО, ОБСАДНАЯ ТРУБА, УБТ, НКТ, НАСОС, ИСПЫТАНИЕ.

Объект: Поисков и разведка залежей углеводородов в отложениях средний юры.

Цель работы: Поиск и эксплуатация добычных возможностей продуктивных горизонтов на структуре бурением скважин для получения дополнительной геолого-геофизической информации.

В проекте приведены краткие сведения о геологической характеристике месторождения, физико–механические свойства горных пород, давления и температура по разрезу скважины.

Прилагаются геолого-технический наряд, схема расположения буровой установки и схема ПВО.

В данном проекте выполнены следующие работы: организация и производство буровых работ, в том числе, горно–геологическая характеристика месторождения, конструкция скважины, выбор буровых растворов, выбор долот, способов бурения и осевой нагрузки на долото, крепление скважин обсадными колоннами, расчеты продолжительности вышкомонтажных работ.

РАЗДЕЛ I
ОБЩАЯ ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

1 СВОДНЫЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ

Таблица 1.1 - Основные проектные данные

п/п №	Наименование	Значение
1	2	3
1	Номер скважины, строящейся по данному типовому проекту	Р-1, Р-2
2	Площадь (структура)	Шалкар
3	Расположение (суша, море)	суша
4	Глубина моря на точке бурения, м	-
5	Цель бурения и назначение скважины	Разведочный
6	Проектный горизонт	Средняя юра
7	Проектная глубина, м по вертикали по стволу	2200 (±250м) 2200 (±250м)
8	Число объектов испытания: в колонне в открытом стволе	2 -
9	Вид скважины (вертикальная, наклонно-направленная, кустовая)	вертикальная
10	Тип профиля	-
11	Азимут бурения, град	-
12	Максимальный зенитный угол, град	-
13	Максимальная интенсивность изменения зенитного угла, град/10 м	-
14	Глубина по вертикали кровли продуктивного (базисного) пласта, м	1870
15	Отклонение от вертикали точки входа в кровлю продуктивного (базисного) пласта, м	-
16	Допустимое отклонение заданной точки входа в кровлю продуктивного (базисного) пласта от проектного положения (радиус круга допуска), м	-
17	Категория скважины	третья
18	Металлоемкость конструкции, кг/м	63,6
19	Способ бурения	Роторный/ВЗД
20	Вид привода	ДВС
21	Вид монтажа (первичный, повторный)	первичный
22	Тип буровой установки	ZJ-30 или аналог
23	Тип вышки	мачтовая
24	Максимальная масса колонны, т: обсадной бурильной	79,4 90,7
25	Тип установки для испытаний	УПА 60/80 или аналог
26	Продолжительность цикла строительства скважин, сут. в том числе: - строительно-монтажные работы - подготовительные работы к бурению - бурение и крепление испытание, всего в том числе: - в открытом стволе - в эксплуатационной колонне	252 15 2 55 180 - 180
27	Проектная скорость бурения, м/ст.мес.	1200

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
Кондуктор	426,0	0	70	0	70
I-Промежуточная	323,9	0	300	0	300
II-Промежуточная	244,5	0	500	0	500
Эксплуатационная колонна	168,3	0	2200	0	2200

Таблица 1.3 - Дополнительные сведения для составления сметы

Мощность труборемонтных баз или площа- док, тыс.м бу- рильных труб	Наличие тампонаж- ной конторы или цеха (ДА, НЕТ)	Среднегодовое количе- ство буровых станков		Время пребы- вания турбо- бура (элек- тробура) на забое, %	Время меха- нического бу- рения на воде, %	Дежурство работа бульдозера, трактора, ч/сут.	Форма оплаты труда буровой бригады (СДЕЛЬНАЯ, ПОВРЕМЕННАЯ)	Категория УБР (УРБ)	Кoeffици- ент оборачивае- мости бу- рильных труб, %
		в бурении и испыта- нии	в том чис- ле в турбин- ном бурении						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
6	Да	-	-	-	нет	по заявке	Договорная	1	-

Таблица 1.4 - Дополнительные сведения для составления сметы

Содержание полевой лаборатории по контролю промывочной жидкости в интервале, м				Дополнительные рабочие для приготовления утяжелителей и обработки бурового раствора				Дополнительные рабочие			Объём повторно используемого раствора, м³	Отходы бурения (отработанный раствор, шлам, сточные воды, нефтепродукты, другие отходы)	Объём отходов, м³			
								количество		Число смен работы в сутки (одна, две, кругл.)			всего	в том числе подлежащих		
при бурении		при испытании		интервал глубины, м		количество	число смен работы	слесарей	электро-монтёров					вывозу	захоронению	сбросу
от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)											
1	2	3	4	5	6											
0	2200	500	2200	-	-	нет	нет	нет	нет	2	нет	Шлам	181,6	181,6	-	-
												Отработанный буровой раствор	291,1	291,1	-	-
												буровые сточные воды	582,2	582,2	-	-

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	
						вид (сероводородная, сульфидная и пр.)	активность пластового флюида, мм/год			
Название (ФОНТАННЫЙ, ШГН ЭЦН, ГАЗ-ЛИФТНЫЙ)	период от начала эксплуатации, год								глубина, м	диаметр, мм
	от	до								
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
фонтанный	в течении всего срока эксплуатации		-	2180	121,7	незначительная	Общая коррозия	-	Нефть	0,750

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
да	нет	нет	да

2 ОСНОВАНИЕ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

Таблица 2.1 - Список документов, которые являются основанием для проектирования

п/п №	Название документа (проект поисковых работ, технологические схемы (проект) разработки площадей) (месторождений), задание на проектирование, номер, дата, должность, фамилия и инициалы лица, утвердившего документ.
1	2
1	ТОО «РД «QazagGaz» обладает правом недропользования на проведение разведки и добычи углеводородного сырья в пределах участка Шалкар в Актюбинской области на основании Контракта № 31-10/4347 от 18.12.2024 г.
2	«Проект разведочных работ по поиску углеводородов на участке Шалкар в Актюбинской области» в 2024 году.
3	Техническое задание на разработку «Групповой технический проект на строительство разведочных скважин Р-1, Р-2 с проектной глубиной 2200(±250м) на участке Шалкар».

3 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Таблица 3.1 - Сведения о районе буровых работ

Название, единица измерения	Значение
1	2
Наименование лицензионного участка	-
Площадь (структура)	Шалкар
Административное расположение Республика Область (край) район	Казахстан Актюбинская Шалкарский
Температура воздуха: - среднегодовая, °С; - наибольшая летняя, °С; - наименьшая зимняя, °С.	+15 +45 - 45
Среднегодовое количество осадков, мм	150-200
Максимальная глубина промерзания грунта, м	1,2
Продолжительность отопительного периода в году, сутки	178
Продолжительность зимнего периода в году, сут.	105
Азимут преобладающего направления ветра, градус	45-90
Наибольшая скорость ветра, м/с	30
Метрологический пояс (при работе в море)	-
Количество штормовых дней (при работе в море)	-
Интервал залегания многолетнемерзлой породы, м	-

Таблица 3.2 - Сведения о площадке строительства буровой

Наименование	Значение (текст, названия, величина)
1	2
Рельеф местности	слаборасчлененный, слабовсхолмленный
Состояние местности	не заболоченная
Толщина снежного покрова, см	10-70 (максимально на зиму) Плодородного слоя 10-15
Почвенного слоя	50-30
Растительный покров	0,5
Категория грунта	Полынь, колючка биюргун и др.

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 скважины, где могут быть вскрыты нефтегазовые пласты.	1,7	Нормы отвода земель для нефтяных и газовых скважин

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

Название вида снабжения: (водоснабжение: 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 строймате- риалов
1	2	3	4
Техническая вода	Привозная п.Бозой	20	Автоцистерна
Питьевая вода:	Привозная п.Бозой	20	Автоцистерна
Энергоснабжение	Электростанция	Дизель- электростан- ция при буро- вой	ЛЭП-380
Связь	Радиостанция	На буровой	Спутниковая связь, внутри поселковый телефон

Таблица 3.5 - Сведения о подъездных путях

Протяженность, км	Характер покрытия (гравий- ное, из лесоматериалов и т.д.)	Ширина, м	Высота насыпи, см	Характеристика доро- ги
1	2	3	4	5
5-7	Одноколейная дорога 5 категор. В соответствии со СНиП – 1 за- нимает площадь 0,6 га	6	20	Насыпная грунтовая

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	-	-	нет	-	-

4. ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА

Исходные геологические данные для составления:

Групповой технический проект на строительство разведочных скважин Р-1, Р-2 с проектной глубиной 2200($\pm$ 250м) на участке Шалкар.

Цель бурения: Поиск и разведка УВС.

Проектная глубина: 2200 ($\pm$ 250м).

Проектный горизонт: Средняя юра



Рисунок 4.1 – Обзорная карта

4.1. Литолого-стратиграфическая характеристика разреза скважин

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

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания пластов, град.		Коэффициент кавернозности в интервале
от	до	название	индекс	угол. пад.	азимут	
1	2	3	4	5	6	7
0	50	Четвертичная	Q	1		1,25
50	130	Неогеновый	N	1		1,20
130	615	Палеогеновая	P	1		1,20
615	940	Верхний мел	K ₂	1		1,15
940	2040	Нижний мел	K ₁	1		1,15
2040	2150	Верхняя юра	J ₃	3		1,15
2150	2200	Средняя юра	J ₂	3		1,15

Таблица 4.2 - Литологическая характеристика разреза скважин

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Горная порода		Стандартное описание горной породы: Полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.п.)
	От	До	Краткое название	Процент в интервале	
1	2	3	4	5	6
Q	0	50	Суглинки	40	Представлены суглинками, гравелитами, песками.
			Гравелиты	40	
			Пески	20	
N	50	130	Глины	30	Неогеновые отложения развиты повсеместно и представлены песками, глинами, мергелями и известняками-ракушняками.
			Мергели	20	
			Пески	20	
			Известняки	30	
P	130	615	Глины	35	Глинистой толщей, чередующейся с пачками песчано-алевролитовых пород. Алевритово-глинистая пачка сложена чередующимися зеленовато-серыми и серыми глинами, алевритами, с редкими прослоями песчаников и алевролитов.
			Алевролиты	35	
			Песчаники	30	
K ₂	615	940	Глины	30	Песчаники, алевролитами и глинами опоковидными, с прослоями глауконитовых песков. Мергелей серых, темно-серых, плотных, глинистых с прослоями песчаников и мергелистых глин. Глины темно-серые с зеленоватым оттенком, плотные.
			Мергели	30	
			Песчаники	30	
			Пески	10	
K ₁	940	2040	Глины	25	Глины пестроцветные, кирпично-красные, зеленовато серые, карбонатные. Песчаники и алевролиты зеленые, зеленовато-серые, слабо сцементированные глинистым материалом. Известняки светло-серые, массивные, крепкие. Встречаются прослои песков и алевролитов зеленовато-серых, кварцевых.
			Песчаники	25	
			Пески	15	
			Алевролиты	15	
			Известняки	20	
J ₃	2040	2150	Глины	40	Представлены переслаиванием темно-серых и темно-бурых глин с многочисленными обуглившимися растительными остатками и линзами бурого угля, песчаников черных и темно-серых, плотных и песков светло полимиктовых, разнозернистых.
			Песчаники	30	
			Пески	20	
			Угли	10	
J ₂	2150	2200	Песчаники	30	Пески, глины, алевролитов с обугленными растительными остатками. Глины с прослоями хорошо сортированных песчаников.
			Алевролиты	30	
			Глины	20	
			Пески	20	

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

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность, кг/м3	Пористость, %	Проницаемость, мдарси	Глинистость, %	Карбонатность, %	Соленость, %	Сплошность породы	Твердость, кгс/мм2	Расслоенность породы	Абразивность	Категория породы по промышленной классификации (мягкая, средняя и т.п.)	Коэффициент Пуассона	Модуль Юнга, кгс/мм2	Гидратационное Разуплотнение (набухание)породы
	От (верх)	До (низ)															
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Q	0	50	Суглинки	1,83-1,72	-	>1000	5	<1	-	3 1,0	10-40	1 2	3 6	мягкие	0,5 0,13	2,0 -	0,8 0,2
			Гравелиты														
			Пески														
N	50	130	Глины	1,90-1,72	-	>1000	5	<1	-	3 1,0	10-40	1 2	3 6	мягкие	0,5 0,13	2,0 -	0,8 0,2
			Мергели														
			Пески														
			Известняки														
P	130	615	Глинки	1,93-1,72	-	>1000	5	<1	-	3 1,0	10-40	1 2	3 6	мягкие	0,5 0,13	2,0 -	0,8 0,2
			Алевролиты														
			Песчаники														
K ₂	615	940	Глины	1,85 - 2,02	>30	>1000	3	<1	-	1,5 - 3,5	30-127	1 2	4-8	средняя	0,27 0,27	500	0,16 - 0,75
			Мергели														
			Песчаники														
			Пески														
K ₁	940	2040	Глины	2,1 1,80	-	>500	10	-	-	3,5 1,5	30-127	1 2	5 7	средняя	0,5 0,27	200 500	0,75 0,16
			Песчаники														
			Пески														
			Алевролиты														
			Известняки														

Продолжение таблицы 4.3.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
J ₃	2040	2150	Глины	2,15	-	-	-	2-10	-	1,5-3,5	30-150	1-2	5-7	средняя	0,5-0,27	200-500	0,75- - 0,16
			Песчаники	-	-	>300	5		-								
			Пески	1,96	21	>500	-15		-								
			Угли						-								
J ₂	2150	2200	Песчаники	2,15	-	-	5	2-10	-	1,5-3,5	30-150	1-2	5-7	средняя	0,5-0,27	200-500	0,75-0,16
			Алевриты	-	-	>300	-15		-								
			Глины	1,96	21	>500			-								
			Пески														

Таблица 4.4 - Геокриологическая характеристика разреза скважин

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
многолетнемерзлые породы в разрезе отсутствуют.								

4.2. Нефтегазоводоносность по разрезу скважин

Таблица 4.5 – Нефтеносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, г/см ³		Подвижность D на СПЗ	Содержание серы, %	Содержание парафина, % по весу	Дебит в условиях испытания, м ³ /сут.	Параметры растворенного газа					
	от (верх)	до (низ)		в пластовых условиях	после дегазации					газовый фактор, м ³ /м ³	содержание H ₂ S, %	содержание CO ₂ , %	относительная по воздуху плотность газа	Коэффициент сжимаемости	давление насыщения в пласт. условиях, Мпа
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
K ₁	1870	1880	Поровый	0,833	0,883	0,02-0,05	0,11	5,7	50-80	71,6	-	0,1	-	-	21,6
J ₃	2060	2070	Поровый	0,750	0,798	0,02-0,05	0,14	3,74	50-80	71,6	-	0,1	-	0,0014	23,6

Примечание: * Указанные интервалы нефтеносности могут корректироваться по результатам полученных фактических геолого-геофизических данных.

Таблица 4.6 – Газоносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Состояние (газ, конденсат)	Содержание сероводорода, % по объему	Содержание углекислого газа, % по объему	Относительная по воздуху плотность газа за % по объему	Коэф-т сжимаемости газа в пластовых условиях	Свободный дебит, м ³ /сутки	Плотность газоконденсата, г/см ³		Фазовая проницаемость, мдар-си
	от (верх)	до (низ)								В пластовых условиях	На устье скв.	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
P	430	440	Поровый	газ	отс.	1,26			47,2-51			
K ₁	1850	1860	Поровый	газ	отс.	0,10			50-100			
J ₃	2040	2050	Поровый	газ	отс.	0,10			50-100			

Таблица 4.7 – Водоносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, г/см ³	Свободный дебит, м ³ /сут.	Химический состав воды в мг/л эквивалентной форме						Степень минерализации, мг-экв/л	Тип воды по Сулину: (СФН, ГКН, ХЛМ, ХЛК, ХЛН)	Относится к источнику питьевого водоснабжения (да, нет)
	от (верх)	до (низ)				Cl ⁻	SO ₄ ⁻	HCO ₃ ⁻	Na ⁺ + K ⁺	Mg ⁺⁺	Ca ⁺⁺			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
P	158	168	Поровый	1,057	150-200	136,8	50,6	4,6	137,8	29,7	24,5	83,2	СФН	НЕТ
J ₂	2122	2128	Поровый	1,133	180-200	513,6	19,8	2,9	498,2	6,3	35,8	167,6	ХЛК	НЕТ

Примечание: Тип воды по Сулину принят: СФН- сульфатно- натриевый; ГКН – гидрокарбонат- натриевый; ХЛМ - хлормagneиный; ХЛК – хлоркальциевый

Таблица 4.8 - Давление и температура по разрезу скважин

(в графах 6, 9, 12, 15, 17 проставляются условные обозначения источника получения градиентов;

ПСП - прогноз по сейсморазведочным данным; ПФГ - прогноз по геофизическим исследованиям;

РФЗ – расчет по фактическим замерам в скважинах)

Индекс страти- графиче- ского подраз- деления	Интервал, м		ГРАДИЕНТ ДАВЛЕНИЯ												Температура в конце интервала	
	От (верх)	До (низ)	Пластового			Порового			Гидроразрыва пород			Горного			гра- дус	Источ- ник полу- чения
			кгс/см ² на м		Источ точ- ник полу- чения	кгс/см ² на м		Источ точ- ник полу- чения	кгс/см ² на м		Источ точ- ник полу- чения					
			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
Q	0	50	0,104	0,104	РФЗ	0,104	0,104	РФЗ	0,180	0,180	РФЗ	0,207	0,207	РФЗ	15	РФЗ
N	50	130	0,115	0,115	РФЗ	0,115	0,115	РФЗ	0,185	0,185	РФЗ	0,207	0,207	РФЗ	22	РФЗ
P	130	615	0,115	0,115	РФЗ	0,115	0,115	РФЗ	0,185	0,185	РФЗ	0,207	0,207	РФЗ	32	РФЗ
K ₂	615	940	0,115	0,115	РФЗ	0,115	0,115	РФЗ	0,185	0,185	РФЗ	0,207	0,207	РФЗ	47	РФЗ
K ₁	940	2040	0,113	0,113	РФЗ	0,113	0,113	РФЗ	0,192	0,192	РФЗ	0,220	0,220	РФЗ	68	РФЗ
J ₃	2040	2150	0,113	0,113	РФЗ	0,113	0,113	РФЗ	0,192	0,192	РФЗ	0,220	0,220	РФЗ	74	РФЗ
J ₂	2150	2200	0,113	0,113	РФЗ	0,113	0,113	РФЗ	0,192	0,192	РФЗ	0,220	0,220	РФЗ	77	РФЗ

4.3. Возможные осложнения по разрезу скважин

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	до				При вскрытии	После изоляционных работ	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Q, N, P	0	500	4	-	нет	0,115	0,185	При забойном давлении выше пластового давления на 8%

Таблица 4.10 - Осыпи и обвалы стенок скважин

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ (рекомендуемые)			Время до начала осложнения, сутки	Мероприятия по ликвидации последствий (проработка, промывка и т.п.)
	от (верх)	до (низ)	тип раствора	плотность, кг/м ³	Дополнительные данные по раствору, влияющие на устойчивость пород		
1	2	3	4	5	6	7	8
Q, N, P	70	300	Ингибированный-полимеркалиевый	1270-1320	Вязкость 50-55сек Водоотдача 4-7 см ³ /30мин	2	Промывка, проработка, обработка раствора химреагентами
	300	500	Ингибированный-полимеркалиевый	1270-1320	Вязкость 50-55сек Водоотдача 4-7 см ³ /30мин	2	

Таблица 4.11 – Нефтегазоводопроявления

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Вид проявляемого флюида (газ, нефть, вода)	Плотность смеси при проявлениях, для расчета избыточных давлений, г/см ³	Условия возникновения	Характер проявления (в виде пленок нефти, пузырьков газа, перелива воды, увеличения водоотдачи, и.т.д.)
	От (верх)	До (низ)				
1	2	3	4	5	6	7
P	430	440	Газ	-		
K ₁	1850	1860	Газ	0,658	При превышении пластового давления на 5% над забойным	Разгазирование раствора, падение плотности бурового раствора, пузырьки газа, пленки нефти
	1870	1880	Нефть	0,833		
J ₂	2040	2050	Газ	0,647		
	2060	2070	Нефть	0,750		

Таблица 4.12 - Прихватоопасные зоны

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Вид прихвата (от перепада давления, заклинки, сальникообразования и т.д.)	РАСТВОР (рекомендуемый)			Наличие ограничений на оставление инструмента без движения или промывки (ДА, НЕТ)	Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)		тип	плотность, кг/м ³ водоотдача, см ³ /30мин	смазывающие добавки (название)		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
P, K, J	500	2200	Сальникообразование, заклинки	Ингибированный-полимеркалиевый	<u>1210-1270</u> 4-5	FK-Lube или аналог	ДА	Превышение фильтрации, недостаточная гидромониторная очистка забоя

Таблица 4.13 - Текучие породы

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал залегания текучих 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
Не ожидаются					

Таблица 4.14 - Прочие возможные осложнения

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

4.4. Исследовательские работы

Таблица 4.15 - Отбор керна, шлама и грунтов

Индекс страти- графиче- ского подразде- ления	Параметры отбора керна		Интервал по стволу, м		Мет раж от- бора кер- на, м	Индекс стратигра- фического подразде- ления	Интервал, м		Частота отбора шлама через м.	Индекс страти- графиче- ского подразде- ления	Глубина отбора грунта, м	Тип боково- го грунто- носа	Коли- чество образ- цов
	миним. диаметр, мм	максим. Проходка за долб- ление, м	от (верх)	до (низ)			от (верх)	до (низ)					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
K ₁	101,6	18	1650	1668	18	Q+N+P, K, J				По результатам ГИС			
		18	1750	1768	18		70	300	10				
		18	1850	1868	18		300	500	10				
J ₃		18	2040	2058	18		500	2200	5				
		18	2110	2128	18								
		18	2140	2158	18								
		18	2195	2200	5								

Примечание: Интервалы отбора керна, шлама и грунта корректируется геологической службой ЗАКАЗЧИКА по фактически вскрываемому разрезу.

При проявлении признаков углеводородов отбор керна производить до полного исчезновения признаков.

Необходимо обеспечить вынос керна не менее 90%.

В перспективных отложениях в процессе бурения через каждые 3 метра, при прямых и косвенных признаках углеводородов отбор шлама производят через 1 метр.

Интервалы отбора керна могут быть откорректированы по данным ГИС и шламу.

Таблица 4.16 – Геофизические исследования

Интервал каротажа	Структура комплекса	Методы ГИС
1	2	3
70-300м, 300-500м	в масштабе 1:500	Ст. каротаж: один зонд АК, ПС, ГК, НГК, КВ, инклинометрия с точками записи через 25м
500-2200м.	в масштабе 1:500,1:200	КС, ПС, АК, ГК, НГК, КВ, резистивиметрия, БКЗ-5 зондов, МК, БМК, БК, ИК, ГГК-П
ГТИ		70-2200м
Для контроля технического состояния скважин		ЛМ, термометрия, АКЦ, ОЦК

Примечание: Интервалы и объемы ПГИ корректируется геологической службой Заказчика с учетом фактического разреза скважины.
Виды и объем ГИС могут быть уточнены при составлении программы бурения.

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						

Таблица 4.18 - Прочие виды исследований

Название работы	Единица измерения	Объем работы
1	2	3
Исследование керна		
Макроописание керна	м	113
Фотографирование керна	м	113
Палинологический	образец	20
Петрографический	Пробы	20
Коллекторские свойства	Пробы	50
Гамма сканирование керна (общий и отдельный спектральный)	м	113
Ёмкостно-фильтрационные свойства пород-коллекторов	образец	3 обр. на 1 м керна
Петрофизическое изучение свойств образцов пород	образец	1 обр. на 1 м керна
Гранулометрический состав	образец	1 обр. на 2 м керна
Карбонатность	образец	1 обр. на 2 м керна
Водо-нефтенасыщенность по Дину-Старку	образец	1 обр. на 1 м керна
Проницаемость по Клинкенбергу		
Петрофизическое изучение пород, структуры пустотного пространства	шлиф	1 шлиф. на 1 м керна
Биостратиграфические исследования керна	образец	1 обр. на 2 м керна
Измерение электросопротивления пород в комнатных условиях (FRF), m value - Цель: получение зависимости сопротивления пород от пористости	образец	15
Определение индекса сопротивления при комнатных и пластовых условиях (FRI), n value - Цель: получение зависимости сопротивления пород от водонасыщенности в системах Нефть-Вода или Газ-Вода	образец	15
Получение кривых капиллярного давления методом полупроницаемых мембран	образец	15
Газ-вода относительная фазовая проницаемость методом центрифугирования, при резервуарных условиях	образец	15
Замеры пористости и проницаемости на полноразмерном не распиленном керне (горизонтальные и вертикальные замеры) при атмосферном и резервуарном давлении	образец	15
Исследование УВС		
Состав нефти	Пробы	2*
Плотность пластовой нефти	Пробы	2
Плотность дегазированной нефти	Пробы	2
Анализ газа, пластовой воды	Пробы	2
Давление насыщения	Пробы	2
Газонасыщенность	Пробы	1*
Определение физико-химических свойств и компонентный состав газа, PVT-анализ	Проба	2 пробы устьевых и 1 проба глубинный на 1 скважину
Полинологические исследования	Пробы	1*

Примечание: * Указанный объем лабораторных исследований будет уточнен Заказчиком. 3* - с каждого объекта испытания, 1** - 1 образец с каждого метра керна 3*** - с 1 метра 3 образца.

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

Таблица 4.19 - Испытание продуктивных горизонтов (освоение скважин) в эксплуатационной колонне

Индекс стратиграфического подразделения	Номер объекта	Интервал залегания объекта, м		Интервал установки цементного моста, м		Тип конструкции продуктивного забоя: открытый забой, фильтр, цемент, колонна	Тип установки для испытания (освоения): передвижная, стационарная	Пласт фонтанирующий (да, нет)	Количество режимов (штурцеров) испытания	Диаметр штурцеров, мм	Последовательный перечень операций вызова притока или освоения скважины	Опорожнение колонны при испытании (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
K ₁	2	1870	1880	1840	1900	Цемент, колонна	Передвижная	Да	3	3,5,7	1. Замена раствора на воду. 2. Снижение уровня	1300	1,0
J ₃	1	2060	2070	2030	2090	Цемент, колонна	Передвижная	Да	3	3,5,7		1500	1,0

Примечание: Спуск эксплуатационной колонны, интервалы и количество испытаний, интервалы установки цементного моста определяются по результатам стандартных скважинных исследований ГИС.

* Указанные интервалы газоносности могут корректироваться по результатам полученных фактических геолого-геофизических данных.

Таблица 4.20 - Работы по перфорации эксплуатационной колонны при испытании (освоении)

Номер объекта	Перфорационная среда		Мощность перфорации, м	Вид перфорации: кумулятивная, пулевая, снарядная, гидropескo-струйная	Типоразмер перфоратора	Количество отверстий на 1 м, шт.	Количество одновременно спускаемых зарядов, шт.	Количество спусков перфоратора, шт.	Предусмотрены ли спуски перфоратора на НКТ (да, нет)	Насадки для гидropескo-струйной перфорации	
	вид: раствор, нефть, вода	Плотность*, г/см ³								диаметр, мм	количество, шт.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	Рассол солей CaCL ₂	1,21-1,27	20	Кумулятивная	"Predator"- 4 1/2 или НХМ 4505-4 1/2	16	160	15	Нет	Не планируется	
2	Рассол солей CaCL ₂	1,21-1,27	20	Кумулятивная	"Predator"- 4 1/2 или НХМ 4505-4 1/2	16	160	15	Нет	Не планируется	

Примечание:

- * Мощность интервалов перфорации уточняется по результатам оперативной интерпретации данных ГИС и исследований керна материала.
- * Плотность бурового раствора при перфорации уточняется по результатам исследований в открытом стволе в процессе бурения.
- * Тип перфоратора может быть изменен по решению Заказчика.

Таблица 4.21 - Интенсификация притока пластового флюида или повышение приемистости при нагнетании

Номер объекта	Название процесса: солянокислотная 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, кгс/см ²	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
1	Солянокислотная обработка (под давлением) и ГРП по решению Заказчика	1	1,21-1,27	-	20	-	Не предусматривается		
2		1	1,21-1,27	-	20	-			

Таблица 4.22 - Дополнительные работы при испытании (освоении)

Номер объекта	Название работ: промывка песчаной пробки; повышение плотности бурового раствора; повторное понижение уровня азацией; 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
Дополнительные работы не предусматриваются				

Таблица 4.23 - Данные по эксплуатационным объектам

Номер объекта	Плотность жидкости в колонне, г/см ³		Пластовое давление на период поздней эксплуатации, МПа	Максимальный динамический уровень при эксплуатации, м	Установившаяся при эксплуатации температура, °С		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	
1	2	3	4	5	6	7	8
Скважина разведочная							

Таблица 4.24 - Дополнительные данные для определения продолжительности испытания (освоения) скважины

Номер объекта	Относится ли к объектам, которые (ДА, НЕТ)		Для эксплуатационных скважин предусмотрено (ДА, НЕТ)		Работа по испытанию проводится в одну, полторы, две или три смены	Требуется ли исключить из состава основных работ (ДА, НЕТ)			
	при мощности до 5 м представлены пропластками	при мощности до 5 м имеют подошвенную воду	задавка скважины через НКТ	использование норм по ОСНВ для разведочных скважин		вызов притока в нагнетательной скважине	гидрогеодинамические исследования в экспл. скважине	освоение, очистку и гидродинам. исследован.	шаблонирование обсадной колонны
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1-2	Нет	Нет	Нет	Нет	-	Нет	Нет	Нет	Нет

Таблица 4.25 - 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
Не предусматривается									

5. КОНСТРУКЦИЯ СКВАЖИНЫ

Конструкция скважины принята в соответствии с утвержденным Техническим заданием на проектирование ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч». Типовая конструкция скважины разработана в соответствии с действующими нормативно-методическими документами исходя из горно-геологических условий бурения, а также с учетом опыта строительства поисковых скважинах на данной площади.

1. Кондуктор $\varnothing 426,0 \text{ мм} \times 70 \text{ м}$ цементируется до устья, спускается с целью перекрытия поглощающих горизонтов в четвертичной-неогеновых-палеогеновых отложениях обвязки устья скважины с циркуляционной системой.
2. I-Промежуточная колонна $\varnothing 323,9 \text{ мм} \times 300 \text{ м}$ цементируется до устья, спускается с целью перекрытия поглощающих горизонтов, предотвращения гидроразрыва пород в процессе ликвидации возможных газоводопроявлений при бурении и установки ПВО.
3. II-Промежуточная колонна $\varnothing 244,5 \text{ мм} \times 500 \text{ м}$ цементируется до устья, спускается с целью перекрытия поглощающих горизонтов, предотвращения гидроразрыва пород в процессе ликвидации возможных газоводопроявлений при бурении под эксплуатационную колонну и установки ПВО.
4. Эксплуатационная колонна $\varnothing 168,3 \text{ мм}$ спускается на глубину $2200(\pm 250 \text{ м})$. Для качественного крепления ствола скважины на колонне устанавливаются центраторы.

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 предусмотренные проектом технико-технологические мероприятия при строительстве скважин, которые обусловлены особенностями геологического строения.

Таблица 5.1 - Характеристика и устройство шахтового направления

Характеристика трубы						Подготовка шахты или ствола, спуск и крепление направления
наружный диаметр, мм	длина, м	марка (группа прочности) материала	толщина стенки, мм	масса, т	ГОСТ, ОСТ, ТУ, МРТУ, МУ и т. д. на изготовление	
508,0	10	J-55	11,1	1,4	стандарт API	Шахта - бетонное кольцо внутренним диаметром 2м глубиной 1,5м и толщиной 0,15м. Колонна 508мм спускается на глубину 10м и забутовывается.
244,5	18	Д	10	1,1	ГОСТ 632-80	Ствол под шурф для квадратной штанги бурится турбобуром долотом под углом 20° к вертикали или шурфозаборником.

Таблица 5.2 - Глубина спуска и характеристика обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска	Наименование колонны (направление, кондуктор, первая и последующие промежуточные, заменяющая, надставка, эксплуатационная или открытый ствол)	Интервал по стволу скважины (установка колонны или открытый ствол), м		Номинальный диаметр ствола скважины (долота) в интервале, мм	Высота 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	Кондуктор	0	70	490,0	0	1	1	0	70	Перекрытие кайнозойских отложений, склонных к осыпям и обвалам. Цементируется до устья
2	I-Промежуточная	0	300	393,7	0	1	1	0	300	Перекрытие кайнозойских отложений, склонных к осыпям и обвалам. Монтаж ПВО. Цементируется до устья
3	II-Промежуточная	0	500	295,3	0	1	1	0	500	Перекрытие кайнозойских отложений, склонных к осыпям и обвалам. Монтаж ПВО. Цементируется до устья
4	Эксплуатационная колонна	0	2200	215,9	0	1	1	0	2200	Спускается и цементируется до устья, с целью обсадки продуктивной части скважины и добычи УВС.

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 установ- ки одноразмерной части, м		толщи- на стенки, мм	Соединения обсадных труб в каждой одноразмерной части					
					от (верх)	до (низ)		кол-во типов соединений, шт.	номер в поряд- ке спуска	условный код типа со- единения	максималь- ный наруж- ный диаметр соединения, мм	интервал установки труб с заданным типом соеди- нения, м	
												от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1	1	1	1	426,0	0	70	11,0	1	1	ОТТМ	451,0	0	70
2	1	1	1	323,9	0	300	9,5	1	1	ОТТГ	351,0	0	300
3	1	1	1	244,5	0	500	8,9	1	1	ОТТГ	269,9	0	500
4	1	1	1	168,3	0	2200	8,9	1	1	ОТТГ	187,7	0	2200

Примечание: Возможна замена обсадных труб всех размеров и типов резьбы на другие, не уступающие по прочности, 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 газонефтеводопроявлений
2	Проверку ПВО на функционирование следует проводить; - до вскрытия продуктивного горизонта – 1 раз в неделю, при разбуривании продуктивного горизонта - ежесменное. Продувку внутренней полости линий дросселирования и глушения воздухом один раз в неделю. Результаты продувки отводов регистрировать в журнале проверки ПВО.	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. 9.7); - 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	При выполнении буровых работ особое внимание обратить на следующие мероприятия: — Обеспечение систематического контроля показателей свойств бурового раствора и поддержание их согласно требованиям ГТН.	

1	2	3
	— Обеспечение буровой (до начала бурения) следующим минимумом ловильного инструмента, соответствующего размерам скважины и применяемым бурильным трубам и УБТ: колокол с направляющей воронкой, метчик, магнитный фрезер, печать, овершот. 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 15–50 минут бурения. — Запрещается крепление долот ротором. — В случае возникновения затяжек инструмента в момент подъема, необходимо приостановить подъем, наверхнуть ведущую трубу (квадрат), произвести 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 3500 м и через 50 ч при бурении свыше 3500 м.	Предупреждение аварийных ситуаций и осложнений

1	2	3
	— 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— 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;	Предупреждение газонефтеводопроявлений

— 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 8-10 м³ под буровой раствор, используемую 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 организаций. 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
--	---

6. ПРОФИЛЬ СТВОЛА СКВАЖИНЫ

Таблица 6.1 - Входные данные по профилю наклонно-направленной скважины

Интервал установки погружных насосов по вертикали, м		Максимально допустимые параметры профиля в интервале установки погружных насосов		Зенитный угол, град		
от (верх)	до (низ)	зенитный угол, град	интенсивность изменения зенитного угла, град/100 м	Максимально допустимая интенсивность искривления на 30 м	при входе в продуктивный пласт	
					Минимально допустимый	Максимально допустимый
Не предусматривается		Скважины вертикальные			Скважины вертикальные	

Таблица 6.2 - Профиль ствола скважины

Интервал по вертикали, м		Длина интервала по вертикали, м	Зенитный угол, град		Горизонтальное отклонение, м		Длина по стволу, м	
от (верх)	до (низ)		в начале интервала	в конце интервала	за интервал	общее	интервала	общее
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Таблица информации не имеет (скважины вертикальные)								

7. БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ

7.1. Выбор типа промывочной и перфорационной жидкостей

Рецептура и методика приготовления, обработки, утяжеления и очистки бурового раствора контролируются специалистами авторского надзора за строительством скважин.

Программа по буровым растворам разработана с учетом всех осложнений, которые могут возникнуть при бурении скважин на участке Шалкар.

7.1.1 Основными проблемами при бурении скважин являются:

- Поглощение бурового раствора частичное в процессе бурения;
- осыпи и обвалы стенок скважины в меловых, юрских, триасовых отложениях и каменноугольных ярусах;
- Газонефтеводопроявление (ГНВП)

Решения:

- для недопущения газопроявлений требуется точное и непрерывное слежение за технологическими показателями (параметрами) бурового раствора и уровнем его в рабочих емкостях;
- для предупреждения осыпей использовать ингибированный раствор;
- в случае возникновения поглощений в раствор вводить наполнители.

7.1.2 Обоснование плотности бурового раствора

Плотность бурового раствора по интервалам бурения определена исходя из горно-геологических условий бурения скважины в соответствии «Правиле обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности Республики Казахстан».

$$\rho_{б.р.} = 10 * \kappa_{п.д.} * \kappa_{пр.ср.}, \text{ где}$$

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

$\kappa_{пр.ср.}$ – коэффициент превышения гидростатического давления столба бурового раствора над пластовым.

$$0 - 70 \text{ м} \quad \rho_{б.р.} = 10 * 0,104 * (1,10 \div 1,15) = 1,14 \div 1,20 \text{ г/см}^3$$

Учитывая возможные осыпи стенок скважины в данном интервале, принимаем плотность 1,15-1,20 г/см³. В случае появления интенсивных осыпей стенок скважины увеличить плотность бурового раствора до прекращения осыпей, не вызывая при этом поглощений.

Интервал: 70 – 300 м

$$70 - 300 \text{ м} \quad \rho_{б.р.} = 10 * 0,115 * (1,10 \div 1,15) = 1,27 \div 1,32 \text{ г/см}^3$$

Учитывая возможные осыпи стенок скважины в данном интервале, принимаем плотность 1,27-1,32 г/см³. В случае появления интенсивных осыпей стенок скважины увеличить плотность бурового раствора до прекращения осыпей, не вызывая при этом поглощений.

Интервал: 300 – 500 м

$$300 - 500 \text{ м} \quad \rho_{б.р.} = 10 * 0,115 * (1,10 \div 1,15) = 1,27 \div 1,32 \text{ г/см}^3$$

Учитывая возможные осыпи стенок скважины в данном интервале, принимаем плотность 1,27-1,32 г/см³. В случае появления интенсивных осыпей стенок скважины увеличить плотность бурового раствора до прекращения осыпей, не вызывая при этом поглощений.

Интервал:

Интервал: 500-2200 м

500 – 2200 м $\rho_{\text{б.р.}} = 10 \cdot 0,115 \cdot (1,05 \div 1,10) = 1,21 \div 1,27 \text{ г/см}^3$

Учитывая опыт бурения скважин на участке Шалкар под эксплуатационную колонну осуществляется буровым раствором плотностью 1,21-1,27 г/см³. В случае появления интенсивных осыпей стенок скважины увеличить плотность бурового раствора до прекращения осыпей, не вызывая при этом поглощений.

7.1.3 Контроль качества и подготовка бурового раствора.

В процессе бурения и промывки скважины параметры (свойства) бурового раствора контролируются с периодичностью - плотность и вязкость через 10-15 минут, температура, фильтрация, содержание песка, содержание коллоидной фазы, pH, ШЧ1/10 и реологические показатели (эффективная вязкость и динамическое сопротивление сдвига) – каждые 4 часа. При разбуривании газовых горизонтов плотность бурового раствора, выходящего из скважины, и после дегазатора измеряется через каждые 5 минут, остальные показатели с периодичностью, указанной выше. При отсутствии на буровой газокаротажной станции два раза в смену проводится контроль бурового раствора на насыщенность его газом. Параметры бурового раствора записываются в журнале.

Если объемное содержание газа в буровом растворе превышает 5%, то необходимо принять меры по его дегазации, выявлению причин насыщения раствора газом (работа пласта, поступление газа с выбуренной породой, вспенивание и другие) и их устранению.

Не допускается повышение плотности бурового раствора, находящегося в скважине, путем закачивания отдельных порций утяжеленного раствора с длительными перерывами на заготовку новых. Утяжеление бурового раствора производится при циркуляции его в процессе всего цикла.

Максимальное допустимое давление при циркуляции бурового раствора не превышает величину давления гидроразрыва пласта и поглощения.

Бурение интервала 0-70 м производить с использованием бентонитового раствора в объёме 75 м³.

Интервал 70-300 м бурение данного интервала производить с использованием забурочного раствора и добавками реагента-флокулянта с целью предупреждения перехода глинистого разреза (содержание глинистого в данном интервале до 60%) в раствор, что позволит избежать роста структурно-механических и реологических показателей и уменьшить необходимость разбавления его. Утяжеление до плотности 1,27-1,32 г/см³ производить кислоторастворимым карбонатом кальция.

Интервал 300-500 м бурение данного интервала производить с использованием забурочного раствора и добавками реагента-флокулянта с целью предупреждения перехода глинистого разреза (содержание глинистого в данном интервале до 60%) в раствор, что позволит избежать роста структурно-механических и реологических показателей и уменьшить необходимость разбавления его. Утяжеление до плотности 1,27-1,32 г/см³ производить кислоторастворимым карбонатом кальция.

Бурение интервала 500-2200 м. С целью максимального сохранения коллекторских характеристик (пористость, проницаемость) продуктивного пласта и предупреждения осыпей стенок скважины, приготовить необходимое количество полимерного ингибированного KCl бурового раствора, обработанного реагентами согласно таблицы 7.2, до получения необходимых параметров. Содержание KCl в фильтрате бурового раствора должно быть не менее 5%. В случае появления осыпей содержание KCl увеличить до 10%.

Необходимо обеспечить жесткий контроль за химическими и реологическими

свойствами бурового раствора, все основные параметры должны замеряться 3-4 раза в сутки, а плотность через 10-15 минут (при нефтегазоводопрооявлениях - через каждые 5 минут), условную вязкость через 15-20 минут.

Результаты анализа должны сообщаться в буровое управление Компании.

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, центрифуга). Илоотделитель должен работать при содержании коллоидной фазы выше значений, предусмотренных проектом таблицы 7.1. Эффективное использование системы очистки позволит обеспечить поддержание запроектированных параметров бурового раствора, сократить затраты на его обработку (избежать 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 1,5-2,0 м³), с целью дополнительной очистки ствола скважины, особенно в кавернозной части его.

Перечень оборудования по очистке бурового раствора представлен в таблице 7.7.

7.1.4 Выбор типа бурового раствора

Для бурения интервала 0-70 м используется бентонитовый раствор, приготовленный до начала бурения, с химической обработкой его (согласно таблицы 7.2). Утяжеление бурового раствора произвести карбонатом кальция.

- Величина pH обеспечивается Каустическая сода (NaOH);
- Для снижения ионов Ca и Mg вводить Кальцинированная сода (Na₂CO₃);
- В качестве реагента понизителя водоотдачи использовать Оснопак ВО;
- В качестве реагента структурообразователь использовать Гаммаксан;
- В качестве ингибирующей добавки использовать KCl;
- В качестве утяжеления использовать CaCO₃;

Для бурения интервала 70-300 м используется ингибированный полимерный раствор, утяжеленного до плотности 1,27-1,32 г/см³ и приготовленный до начала бурения, с химической обработкой его (согласно таблицы 7.2). Утяжеление бурового раствора произвести карбонатом кальция.

- Величина pH обеспечивается гидроокисью натрия (NaOH);
- Для снижения ионов Ca и Mg вводить Кальцинированная сода (Na₂CO₃);
- В качестве реагента понизителя водоотдачи использовать Оснопак НО;
- В качестве реагента понизителя водоотдачи использовать Оснопак ВО;
- В качестве реагента структурообразователь использовать Гаммаксан;
- В качестве реагента высокомолекулярный полимер использовать Seurvey D;
- В качестве реагента пеногаситель использовать Atrén antifoam;
- В качестве реагента понижения pH использовать Лимонная кислота;
- В качестве ингибирующей добавки использовать KCl;

- В качестве утяжеления использовать CaCO_3 ;

Для бурения интервала 300-500 м используется ингибированный полимерный раствор, утяжеленного до плотности 1,27-1,32 г/см³ и приготовленный до начала бурения, с химической обработкой его (согласно таблицы 7.2). Утяжеление бурового раствора произвести карбонатом кальция.

- Величина pH обеспечивается гидроокисью натрия (NaOH);
- Для снижения ионов Са и Mg вводить Кальцинированная сода (Na_2CO_3);
- В качестве реагента понизителя водоотдачи использовать Оснопак НО;
- В качестве реагента понизителя водоотдачи использовать Оснопак ВО;
- В качестве реагента структурообразователь использовать Гаммаксан;
- В качестве реагента высокомолекулярный полимер использовать Seurvey D;
- В качестве реагента пеногаситель использовать Atren antifoam;
- В качестве реагента понижения pH использовать Лимонная кислота;
- В качестве ингибирующей добавки использовать KCl ;
- В качестве утяжеления использовать CaCO_3 ;

Интервал 500-2200м бурить с использованием ингибированный полимерный раствора, снижением плотности до 1,21-1,27г/см³ и обработанного химическими реагентами согласно таблицы 7.2.

- Величина pH обеспечивается гидроокисью натрия (NaOH);
- Для снижения ионов Са и Mg вводить Кальцинированная сода (Na_2CO_3);
- В качестве реагента понизителя водоотдачи использовать Оснопак НО;
- В качестве реагента понизителя водоотдачи использовать Оснопак ВО;
- В качестве реагента структурообразователь использовать Гаммаксан;
- В качестве реагента высокомолекулярный полимер использовать Seurvey D;
- В качестве реагента пеногаситель использовать Atren antifoam;
- В качестве реагента понижения pH использовать Лимонная кислота;
- В качестве ингибирующей добавки использовать KCl ;
- В качестве смазочных добавок Биолуб LVL
- В качестве стабилизатор глин SC-135
- В качестве утяжеления использовать CaCO_3 ;

Таблица 7.1 - Типы и параметры буровых растворов

Название(тип) раствора	Интервал (по стволу), м		Параметры бурового раствора													
			Плотность, г/см ³	Условная вязкость, сек	водоотдача, см ³ /30 мин.	СНС, фунт/100фут ²		корка, мм	содержание твердой фазы, % (об.)			рН	Содержание (KCl), %	пластическая вязкость, мПа*с	динамическое напряжение сдвига, фунт/100фут ²	плотность до утяжеления, г/см ³
	1 мин.	10 мин.				коллоидной (активной части)	песка		всего							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Бентонитовый раствор	0	70	1,15-1,20	50-55	5-7	3-5	5-10	1,0	-	<1		8-9	5-6	Как можно ниже	12-18	1,15
Ингибированный-полимерный раствор	70	300	1,27-1,32	50-55	5-6	6-10	9-16	1,0	-	<1		8-9	5-6	Как можно ниже	14-20	1,20
Ингибированный-полимерный раствор	300	500	1,27-1,32	50-55	5-6	6-10	9-16	1,0	-	<1		8-9	5-6	Как можно ниже	14-20	1,20
Ингибированный-полимерный раствор	500	2200	1,21-1,27	35-40	4-5	4-8	7-12	0,5	-	<1		8,5-9,5	6-8	Как можно ниже	20-25	1,20

Примечание: В случае обнаружения осложнений (газопроявления), связанных с устойчивостью стенок скважины, допускается утяжеление бурового раствора по согласованию с Недропользователем. Параметры бурового раствора могут корректироваться в ходе бурения по согласованию с Недропользователем. Плотность и параметры бурового раствора будут уточняться и корректироваться по фактическим данным бурения скважины.

Таблица 7.2 - Компонентный состав бурового раствора и характеристики компонентов

Номер интервала с одинаковым долевым составом бурового раствора	Интервал (по стволу), м		Название (тип) раствора	Плотность раствора, кг/м ³	Смена раствора для бурения интервала (да, нет)	Название компонента	Плотность, кг/м ³	Содержание вещества в товарном продукте (жидкости), %	Влажность, %	Сорт	Содержание компонента в буровом растворе, кг/м ³
	от (верх)	до (низ)									
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	0	70	Бентонитовый	1150-1200	-	Каустическая сода	2130	-	-	-	0,5
						Кальц. сода	2500	-	-	-	1,0
						Оснопак ВО	1030	-	-	-	1,0
						Гамаксан	1030	-	-	-	1,0
						Бентонит	2500	-	-	-	40
						CaCO ₃	2700	-	-	-	93
						Техническая вода	1000	-	-	-	946
2	70	300	Ингибированный -полимерный раствор	1270-1320	нет	Каустическая сода	2130	-	-	-	2,0
						Кальц. сода	2500	-	-	-	2,0
						KCL	1990	-	-	-	60
						Оснопак ВО	1030	-	-	-	1,0
						Оснопак НО	1030	-	-	-	2,0
						Гамаксан	1050	-	-	-	1,0
						Seurvey D	1000				2.0
						Atren antifoam	1000	-	-	-	2,0
						CaCO ₃	2700	-	-	-	224
						Биокарбанат	2160	-	-	-	2,0
						Лимонная кислота	1070	-	-	-	1,0
						Техническая вода	1000	-	-	-	930

Продолжение таблицы 7.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
3	300	500	Ингибированный-полимерный раствор	1270-1320	нет	Каустическая сода	2130	-	-	-	2,0
						Кальц. сода	2500	-	-	-	2,0
						KCL	1990	-	-	-	60
						Оснопак ВО	1030	-	-	-	1,0
						Оснопак НО	1030	-	-	-	2,0
						Гамаксан	1050	-	-	-	1,0
						Seurvey D	1000				2,0
						Atren antifoam	1000	-	-	-	2,0
						CaCO ₃	2700	-	-	-	97
						Биокарбанат	2160	-	-	-	2,0
						Лимонная кислота	1070	-	-	-	1,0
						Техническая вода	1000	-	-	-	926
4	500	2200	Ингибированный-полимерный раствор	1210-1270	нет	Каустическая сода	2130	-	-	-	1,0
						Кальц. сода	2500	-	-	-	1,0
						KCL	1990	-	-	-	80
						Оснопак ВО	1030	-	-	-	0,5
						Оснопак НО	1030	-	-	-	6,0
						Гамаксан	1050	-	-	-	0,5
						Seurvey D	1000				2,0
						Atren antifoam	1000	-	-	-	1,0
						CaCO ₃	2700	-	-	-	37
						Биокарбанат	2160	-	-	-	2,0
						Лимонная кислота	1070	-	-	-	2,0
						Биолюб LVL	1010				10
						SC-135	1010				2,0
						Техническая вода	1000	-	-	-	921

Примечание: Типы буровых растворов и компонентный состав могут быть изменены по усмотрению Заказчика на раствор улучшающий качество проводки скважины

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

Интервал, м		Коэффициент запаса раствора на поверхности	Название (тип) бурового раствора и его компонентов	Нормы расхода компонентов бурового раствора м ³ /м и его компонентов, кг/м ³			Потребность бурового раствора (м ³) и его компонентов, т				
от (верх)	до (низ)			величина	источник нормы	поправочный коэффициент	объем скважины, м ³	на запас на поверхности	на исходный объем	на бурение интервала	на интервале
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
0	70	-	Бентонитовый	-	Расчет				55	20	75
			Каустическая сода	0,5	-	1	-	-	0,0275	0,0100	0,0375
			Кальц. сода	1,0	-	1	-	-	0,0550	0,0200	0,0750
			Оснопак ВО	1,0	-	1	-	-	0,0550	0,0200	0,0750
			Гамаксан	1,0	-	1			0,0550	0,0200	0,0750
			Бентонит	40	-	1	-	-	2,2000	0,8000	3,0000
			CaCO ₃	93	-	0,920			4,9513	1,8005	6,7100
			Техническая вода	946	-	1	-	-	52,0300	18,9200	70,9500
70	300	-	Ингибированный-полимерный раствор	-	Расчет			-	81	39	120
			Каустическая сода	1,5	-	1	-	-	0,1215	0,0585	0,1800
			Кальц. сода	1,5	-	1	-	-	0,1215	0,0585	0,1800
			KCL	70	-	1	-	-	5,6700	2,7300	8,4000
			Оснопак ВО	0,5	-	1	-	-	0,0405	0,0195	0,0600
			Оснопак НО	5,0	-	1	-	-	0,4050	0,1950	0,6000
			Гамаксан	0,5	-	1	-	-	0,0405	0,0195	0,0600
			Seurvey D	2,0	-	1	-	-	0,1620	0,0780	0,2400
			Atren antifoam	1,0	-	1	-	-	0,0810	0,0390	0,1200
			CaCO ₃	224	-	0,965	-	-	17,5090	8,4302	25,9392
			Биокарбанат	2,0	-	1	-	-	0,1620	0,0780	0,2400
			Лимонная кислота	2,0	-	1	-	-	0,1620	0,0780	0,2400
			Техническая вода	930	-	1	-	-	75,3300	36,2700	111,6000

Продолжение таблицы 7.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
300	500	-	Ингибированный-полимерный раствор		Расчет				78	19	97
			Каустическая сода	2,0	-	1	-		0,1560	0,0380	0,1940
			Кальц. сода	2,0	-	1	-		0,1560	0,0380	0,1940
			KCL	60	-	1	-		4,6800	1,1400	5,8200
			Оснопак ВО	1,0	-	1	-		0,0780	0,0190	0,0970
			Оснопак НО	2,0	-	1	-		0,1560	0,0380	0,1940
			Гамаксан	1,0	-	1	-		0,0780	0,0190	0,0970
			Seurvey D	2,0	-	1	-		0,1560	0,0380	0,1940
			Atren antifoam	2,0	-	1	-		0,1560	0,0380	0,1940
			CaCO ₃	97	-	0,986	-		7,3012	1,7785	9,0797
			Биокарбанат	2,0	-	1	-		0,1560	0,0380	0,1940
			Лимонная кислота	1,0	-	1	-		0,0780	0,0190	0,0970
			Техническая вода	926	-	1	-		72,2280	17,5940	89,8220
500	2200	2,0	Ингибированный-полимерный раствор		Расчет			183	132	85	400
			Каустическая сода	1,0	-	1	-	0,184	0,132	0,085	0,400
			Кальц. сода	1,0	-	1	-	0,184	0,132	0,085	0,400
			KCL	80	-	1	-	14,720	10,560	6,800	32,000
			Оснопак ВО	0,5	-	1	-	0,092	0,066	0,043	0,200
			Оснопак НО	6,0	-	1	-	1,104	0,792	0,510	2,400
			Гамаксан	0,5	-	1	-	0,092	0,066	0,043	0,200
			Seurvey D	2,0	-	1	-	0,368	0,264	0,170	0,800
			Atren antifoam	1,0	-	1	-	0,184	0,132	0,085	0,400
			CaCO ₃	37	-	0,974	-	6,631	4,757	3,063	14,415
			Биокарбанат	2,0	-	1	-	0,368	0,264	0,170	0,800
			Лимонная кислота	2,0	-	1	-	0,368	0,264	0,170	0,800
			Биолюб LVL	10	-	1	-	1,840	1,320	0,850	4,000
			SC-135	2,0	-	1	-	0,368	0,264	0,170	0,800
			Техническая вода	921	-	1	-	169,464	121,572	78,285	368,400

Примечание: Для приготовления и обработки бурового раствора могут быть использованы аналоги химических реагентов других фирм, не ухудшающие свойства бурового раствора.

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 колонны в порядке спуска	Номер ступени цементирования	Название компонентов для обработки раствора	Характеристика компонента				Норма расхода на обработку 1 м ³ раствора кг/м ³	Количество, т
					плотность, кг/м ³	влажность, %	содержание вещества в товарном продукте (жидкости), %	Сорт		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Кондуктор	1	1	Бикарбонат натрия (NaHCO ₃)	2160	2	99,5	1	1,0	0,033
2	Промежуточная	1	1	Бикарбонат натрия (NaHCO ₃)	2160	2	99,5	1	1,0	0,030

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

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Название компонентов для обработки бурового раствора	Характеристика компонента				Норма расхода на обработку 1 м ³ раствора кг/м ³	Количество, т
			плотность, кг/м ³	влажность, %	содержание вещества в товарном продукте (жидкости), %	Сорт		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Кондуктор	FK-Lube	1000	-	55	1	3	0,12
2	Промежуточная колонна	FK-Lube	1000	-	55	1	3	0,10
3	Эксплуатационная колонна	FK-Lube	1000	-	55	1	3	0,35

Таблица 7.6 - Суммарная потребность компонентов бурового раствора на скважину

Наименование (тип) компонента бурового раствора	ГОСТ, ОСТ, ТУ, МРТУ, МУ и т.д. изготовление	Потребность компонентов бурового раствора на интервале, т.				Суммарная, тн.
		0-70	70-300	300-500	500-2200	
1	2	3	4	5	6	7
Каустическая сода	ГОСТ 2263-79	0,0375	0,1800	0,1940	0,400	0,8115
Кальц. сода	ГОСТ 2263-79	0,0750	0,1800	0,1940	0,400	0,849
KCL	API 13A	-	8,4000	5,8200	32,000	46,22
Оснопак ВО	API 13A	0,0750	0,0600	0,0970	0,200	0,432
Оснопак НО	API 13A	-	0,6000	0,1940	2,400	3,194
Гамаксан	API 13A	0,0750	0,0600	0,0970	0,200	0,432
Seurvey D	API 13A	-	0,2400	0,1940	0,800	1,234
Atren antifoam	API 13A	-	0,1200	0,1940	0,400	0,714
CaCO ₃	ТУ 5743-001-39929736-2007	6,7100	25,9392	9,0797	14,415	56,1439
Биокарбанат	API 13A	-	0,2400	0,1940	0,800	1,234
Лимонная кислота	API 13A	-	0,2400	0,0970	0,800	1,137
Биолюб LVL	API 13A	-	-	-	4,000	4,000
SC-135	API 13A	-	-	-	0,800	0,800
Техническая вода	Местные	70,9500	111,6000	89,8220	368,400	640,772
Бентонит	ГОСТ1261-2004	3,0000	-	-	-	3,000

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

Таблица 7.7 - Оборудование для приготовления и очистки буровых растворов

№№ п/п	Название оборудования	Типоразмер, шифр или характеристика	Количество, шт	ГОСТ, ОСТ, МРТУ, ТУ, МУ и т.п. на изго- товление	Интервал применения по вертикали, м	
					от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5	6	7
1	Вибросито	ZY N8	2	Импордное	0	2200
2	Пескоотделитель	CSCN250/125	1	Импордное	0	2200
3	Центрифуга	LW 450*842NA	1	Импордное	0	2200
4	Илоотделитель	2ZJ-125	1	Импордное	0	2200
5	Дегазатор	ZCQ1/4	1	Импордное	70	2200
6	Гидроперемешатель	L-NJ11	9	Импордное	0	2200
7	Рабочий объем емкостей	200 м ³	4	Импордное	0	2200
8	Блок приготовления раствора	V=7 м ³	1	Импордное	0	2200
9	Доливная емкость	8 м ³	1	Импордное	0	2200

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 оборудования 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 (бурение, отбор керна, расширка, проработка)	Способ бурения	Условный номер, КНБК (см. табл. 8.2)	Режим бурения			Скорость выполнения технологической операции, м/час
от (верх)	до (низ)				осевая нагрузка, тс	скорость вращения, об/мин	расход бурового раствора, л/с	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0	70	Бурение	Роторный	1	С навеса	60-70	30-32	6-8
70	300	Бурение	Роторный	2	6-15	90-110	48-50	6-10
70	300	Проработка	Роторный	2	до 3	80-90	48-50	12-22
300	500	Бурение	Роторный	3	6-15	90-110	40-42	6-10
300	500	Проработка	Роторный	3	до 3	80-90	40-42	12-22
500	2200	Бурение	Роторный	4	6-15	90-120	22-25	6-10
500	2200	Проработка	Роторный	4	до 3	80-90	22-25	12-22
500	2200	Бурение, проработка	ВЗД	4*	2-5	250-275/ 50-60	22-25	15-25
1650	2200	Отбор керна (по интервально)	Роторный	5	4-6	50-60	16-18	5-8

Примечание:

1. Режим бурения уточняется в соответствии с программой бурения сервисной компании, согласованной с Заказчиком.
2. Разбуривание цементного стакана, обратного клапана и башмака обсадных колонн осуществлять с применением КНБК следующего интервала.
3. *Дополнительный вариант для бурения интервала с применением ВЗД.

Таблица 8.2 - Компоновка низа бурильных колонн (КНБК)

Условный номер КНБК	Э Л Е М Е Н Т Ы КНБК (до бурильных труб)										
	№ по порядку	типоразмер, шифр или краткое название элемента КНБК	расстоя- ние от забоя до места уста- новки	техническая характеристика					суммарная длина КНБК, м	суммарная мас- са КНБК, т	примечание
				наружный диаметр, мм	диаметр проход- ного се- чения, мм	длина, м	масса, кг	угол перекоса осей отклони- теля, град.			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Интервал бурения и проработки от 0 до 70м											
1	1	Ш490,0 СЦ-В*	0,0	393,7	-	0,63	300		57,8	18,1	Разрушение
	2	Переводник долота	0,63	241,3	76,2	0,50	161,4				Переводник
	3	СУБТ-228,6	1,13	241,3	76,2	37,8	12205,6				Нагрузка
	4	СУБТ-203,2	38,9	228,6	76,2	18,9	5399,7				Нагрузка
Интервал бурения и проработки от 70 до 300м											
2	1	Ш393,7(код по IADC216,217)*	0,0	393,7	-	0,56	150		164,4	39,7	Разрушение
	2	Переводник долота	0,56	241,3	76,2	0,50	161,4				Переводник
	3	СУБТ-241,3	1,06	241,3	76,2	18,9	6102,8				Нагрузка
	4	Стабилизатор-393,7	19,9	393,7	76,2	2,46	963,9				ОЦЭ
	5	СУБТ-228,6	22,3	228,6	76,2	18,9	5399,7				Нагрузка
	6	СУБТ-203,2	41,2	203,2	76,2	94,5	20676,6				Нагрузка
	7	Гидромеханический ясс Hydro-Mechanical Jar	135,7	203,2	76,2	9,75	2132,9				Ликвидация прихватов
	8	СУБТ-203,2	145,5	203,2	76,2	18,9	4135,3				Нагрузка
Интервал бурения и проработки от 300 до 500м											
3	1	Ш295,3(код по IADC417,437)*	0,0	295,3	-	0,45	72		182,2	27,9	Разрушение
	2	Переводник долота	0,45	203,2	76,2	0,50	109,4				Переводник
	3	СУБТ-203,2	0,95	203,2	76,2	18,9	4209,0				Нагрузка
	4	Стабилизатор-295,3	19,8	295,3	76,2	1,83	457,5				ОЦЭ
	5	СУБТ-203,2	21,6	203,2	76,2	18,9	4209,0				Нагрузка
	6	СУБТ-165,1	40,5	165,1	71,4	113,4	15467,7				Нагрузка
	7	Гидромеханический ясс Hydro-Mechanical Jar	153,9	165,1	71,4	9,45	839,2				Ликвидация прихватов
	8	СУБТ-165,1	163,3	165,1	71,4	18,9	2577,9				Нагрузка

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Интервал бурения и проработки от 500 до 2200м											
4	1	III215,9(код по IADC617,621)*	0,0	215,9	-	0,36	40,0		198,3	26,7	Разрушение
	2	СУБТ-165,1	0,36	165,1	71,4	18,9	2577,9				Нагрузка
	3	Стабилизатор -215,9	18,36	215,9	71,4	0,5	117,1				ОЦЭ
	4	СУБТ-165,1	18,86	165,1	71,4	151,2	20623,6				Нагрузка
	5	Гидромеханический ясс Hydro-Mechanical Jar	170,0	165,1	71,4	9,45	839,2				Ликвидация прихватов
	6	СУБТ-165,1мм	143,0	165,1	71,4	18,9	2577,9				Нагрузка
Интервал бурения и проработки от 500 до 2200м (2 вариант применение ВЗД/Телеметрия)											
4*	1	PDC 215,9 по IADC(S223)*	0,0	215,9	-	0,36	41,5		189,4	25,6	Разрушение
	2	Забойный двигатель (PDM)	0,36	171,5	71,4	8,23	1040				Привод долота
	3	Перепускной клапан (разгрузочный)	8,59	171,5	71,4	1,0	136,9				Переводник
	4	НУБТ-165,1мм	9,59	165,1	71,4	6,5	886,6				Нагрузка
	5	Телеметрия (MWD)	16,09	171,5	71,4	14,0	2271				Контроль азимута и угла
	6	НУБТ-165,1мм	30,09	165,1	71,4	3,5	477,4				Нагрузка
	7	Стабилизатор 215,9	30,5	215,9	71,4	1,52	217,15				ОЦЭ
	8	СУБТ-165,1мм	35,1	165,1	71,4	126,0	17186,4				Нагрузка
	9	Гидромехан. ясс Hydro-Mechanical Jar	161,1	165,1	71,4	9,45	839,2				Ликвидация прихватов
	10	СУБТ-165,1мм	170,5	165,1	71,4	18,9	2577,9				Нагрузка
Интервал отбора керна от 1650 до 2200м (по интервально)											
5	1	215,9/101,6	0,0	215,9	-	0,30	38,0		119,0	13,5	Разрушение
	2	СК-171,5/101,6	0,30	171,5	101,6	18,4	1117,2				Прием керна
	3	СУБТ-165,1	18,7	165,1	71,4	72,0	8899,2				Нагрузка
	4	Гидромехан. ясс Hydro-Mechanical Jar	90,7	165,1	71,4	9,45	839,2				Ликвидация прихватов
	5	СУБТ-165,1	100,1	165,1	71,4	18,9	2577,9				Нагрузка

Примечание:

1. Допускается корректировка КНБК по фактическим горно-геологическим условиям и 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. Для разбуривания обратного клапана, башмака использовать торцовые фрезы, долота без бокового калибрующего оснащения или со срезанными периферийными зубьями.
4. * Допускается использование долот других фирм-производителей.

Таблица 8.3 - Потребное количество элементов КНБК

Типоразмер, шифр или краткое название элемента КНБК	Вид технологической операции (бурение, отбор керна, расширения, проработка)	Интервал работы по стволу, м		Норма проходки		Потребное количество на интервале, шт (для УБТ комплектов)
		от (верх)	до (низ)	величина, м	источник нормы	
1	2	3	4	5	6	7
III490,0 СЦ-В*	Бурение	0	70	550		0,12
III 393,7 IADC(216,217)	Бурение	70	300	320		0,71
III 393,7 IADC(216,217)	Проработка	70	300	1100		0,20
Стабилизатор 295,3	Бурение и проработка	70	300	1200		0,22
III 295,3(код по IADC 417,437)*	Бурение	300	500	310		0,80
III 295,3 (код по IADC 1417,437)*	Проработка	300	500	1200		0,20
Стабилизатор 295,3	Бурение и проработка	300	500	1300		0,19
III 215,9 (код по IADC 617,637)*	Бурение	500	2200	290		5,68
III 215,9 (код по IADC 617,637)*	Проработка	500	2200	1300		1,26
PDC 215,9(код по IADC S223)	Бурение и проработка	500	2200	2400		0,68
Стабилизатор 215,9мм	Бурение и проработка	500	2200	1500		1,10
215,9/101,6	Отбор керна	1650	2200	150		0,75

Примечание: Допускается использование долот других фирм-производителей.

Таблица 8.4 - Суммарное количество и масса элементов КНБК

Название обсадной колонны	Типоразмер, шифр или краткое название элемента КНБК	ГОСТ, ОСТ, МРТУ, ТУ, МУ, и т. п. на изготовление	Суммарная величина			
			количество элементов КНБК, шт (м)			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
Кондуктор	III 490,0 СЦ-В*	Импортные	-	0,12	1шт	300
	Переводник 241,3	Импортные	-	0,5	1шт	161,4
	СУБТ-228,6	Стан. API RP 7G	-	37,8	1к-т	12205,6
	СУБТ-203,2	Стан. API RP 7G	-	18,9	1к-т	5399,7
I-Промежуточная	III 393,7 (код по IADC 216, 217)*	Импортные	0,20	0,71	1шт	150
	Переводник 228,6	Импортные	-	0,5	1шт	161,4
	СУБТ-241,3	Стан. API RP 7G	-	18,9	1к-т	6102,8
	СУБТ-228,6	Стан. API RP 7G	-	18,9	1к-т	5399,7
	СУБТ-203,2	Стан. API RP 7G	-	113,4	1к-т	24811,9
	Стабилизатор 393,7мм	Импортные	-	0,22	1к-т	963,9
	Гидромеханический ясс Hydro-Mechanical Jar	Импортные	-	9,75	1 к-т	839,2
II-Промежуточная	III 295,3 (код по IADC 417,437)*	Импортные	0,20	0,80	1шт	72,0
	Переводник 203,2	Импортные	-	0,5	1к-т	109,4
	СУБТ-203,2	Стан. API RP 7G	-	37,8	1к-т	8418,1
	СУБТ-165,1	Стан. API RP 7G	-	132,3	1к-т	18045,7
	Стабилизатор 295,3мм	Импортные	-	0,19	1к-т	457,5
	Гидромеханический ясс Hydro-Mechanical Jar	Импортные	-	9,45	1 к-т	839,2
Эксплуатационная	PDC 215,9 (код по IADC M223)	Импортные	-	0,68	1шт	41,5
	III 215,9 (код по IADC 617, 621)*	Импортные	1,26	5,68	7шт	280
	СУБТ-165,1	Стан. API RP 7G	-	-	170,1	23201,6
	Стабилизатор-215,9	Стан. API RP 7G	-	1,10	1к-т	117,1
	Гидромехан. Ясс Hydro-Mechanical Jar 165,1мм	Импортные	-	9,45	1 к-т	839,2
	Забойный двигатель (PDM) 171,5мм	Импортные	-	8,23	1 к-т	1040
	Перепускной клапан (разгрузочный)	Импортные	-	1,0	1 к-т	136,9

Продолжение таблицы 8.4

1	2	3	4	5	6	7
	Телеметрия (MWD)	Импортные		14,0	1 к-т	2271
	НУБТ-165,1мм	Стан. API RP 7G	-	-	10	1364
	Бур головка 215,9/101,6	Импортные		0,72	1шт	36,0
	Керноотборочный снаряд (СК-171,5/101,6)	Импортные		18,27	1 к-т	1970,3
	СУБТ-203,2	Стан. API RP 7G	-	18,9	1к-т	5399,7

Примечание: *Допускается использование других фирм-производителей.

Таблица 8.5 - Рекомендуемые бурильные трубы

Обозначение бурильной колонны	Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Марка (группа прочности материала)	Тип замкового соединения	Наружный диаметр замка, мм	Количество труб, шт.	Наличие труб (есть, нет)
СБТ (ТБИ)	127,0	9,19	G-105	NC 50 (4-1/2"IF)	168,28	212	есть

Таблица 8.6 - Конструкция бурильных колонн

Вид технологической операции	Интервал по стволу, м		Допустимая глубина спуска на клиньях	Номер секции бурильной колонны	Характеристика бурильной колонны					Длина секции	Масса, тн		Коэффициент запаса прочности трубы на	
	От (верх)	До (низ)			тип (шифр)	наружный диаметр, мм	марка материала	толщина стенки	тип замкового соединения		Секции	Нарастающая с учетом КНБК	статич. прочность	выносливость
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Бурение, проработка	70	300	300	1	СБТ (ТБИ)	127,0	G-105	9,19	NC 50 (4 1/2"IF)	135,6	4,3	44,0	>1,45	>1,5
Бурение, проработка	300	500	500	1	СБТ (ТБИ)	127,0	G-105	9,19	NC 50 (4 1/2"IF)	317,8	10,2	38,1	>1,45	>1,5
Бурение, проработка	500	2200	2200	1	СБТ (ТБИ)	127,0	G-105	9,19	NC 50 (4 1/2"IF)	2001,7	64,0	90,7	>1,45	>1,5
Отбор керна	1650	2200	2200	1	СБТ (ТБИ)	127,0	G-105	9,19	NC 50 (4 1/2"IF)	2081,0	66,6	80,1	>1,45	>1,5

Таблица 8.6.1 - 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 (4 1/2"IF)	168,2		35,0	
СУБТИ (спиральные утяжеленные бурильные трубы импортные):							
241,3	76,2	CAE 4145H	7 5/8"REG			120	
228,6	76,18	CAE 4145H	NC 61(6 5/8"REG)			108,8	
203,2	65,88	CAE 4145H	NC 61 6 5/8"REG			72,0	
165,1	46,83	CAE 4145H	NC 50 (4-1/2"IF)			39,6	

Таблица 8.7 - Характеристика и масса бурильных труб, УБТ по интервалам бурения с учетом дефицита длины труб

Название 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 присоединительной резьбы		теоретическая	с плюсовым допуском	с нормативным запасом
Кондуктор	0	70	СУБТ	241,3	CAE 4145H	76,2	7 5/8"REG	37,8	12,2	12,2	12,8
			СУБТ	228,6	CAE 4145H	76,2	NC 61(6 5/8"REG)	18,9	5,4	5,6	5,9
I-Промежуточная	70	300	СУБТ	203,2	CAE 4145H	76,2	NC 61(6 5/8"REG)	113,4	24,8	24,8	26,0
			СБТ	127,0	G-105	9,19	NC 50 (4 1/2"IF)	135,6	4,3	4,3	4,5
II-Промежуточная	300	500	СУБТ	165,1	CAE 4145H	71,4	NC 50 (4-1/2"IF)	132,3	18,0	18,0	18,9
			СБТ	127,0	G-105	9,19	NC 50 (4 1/2"IF)	182,2	5,8	5,8	6,1
Эксплуатационная	500	2200	СУБТ	165,1	CAE 4145H	71,4	NC 50 (4-1/2"IF)	37,8	5,1	5,1	5,4
			СБТ	127,0	G-105	9,19	NC 50 (4 1/2"IF)	1542,0	49,3	49,3	51,8

Примечание: * - Для УБТ - внутренний диаметр.

Таблица 8.8 - Оснастка талевой системы

Интервал по стволу, м		Название технологической операции (бурение, спуск обсадной колонны)	Тип оснастки М×К	
от (верх)	до (низ)		М	К
1	2	3	4	5
0	2200	Бурение, спуск обсадной колонны	5	6

Таблица 8.9 - Режим работы буровых насосов

Интервал, м		Вид технологи- ческой операции (бурение, прора- ботка, промыв- ка и т.д.)	Тип бу- ровых насосов	Количество насосов, шт.	Режим работы бурового насоса						Суммарная произ- водительность насосов в интерва- ле, л/с
от (верх)	до (низ)				коэффициент использования гидравлической мощности	диаметр ци- линдровых штуков, мм	допустимое давление, кгс/см ²	коэффициент наполнения	число двойных ходов в мин	производитель- ность, л/с	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
0	70	Бурение, проработка	ЗНВ-1000	1	0,9	180	138	0,9	120	31,7	31,7
70	300	Бурение, проработка		2	0,9	180	138	0,9	98	25,0	50,0
300	500	Бурение, проработка		2	0,9	180	138	0,9	80	21,0	42,0
500	2200	Бурение, проработка		1	0,9	160	138	0,9	100	25,0	25,0
1650	2200	Отбор керна (по интервально)		1	0,9	160	138	0,9	85	18,0	18,0

Таблица 8.10- Распределение потерь давлений в циркуляционной системе буровой

Интервал, м		Вид технологической операции	Давление на стоянке в конце интервала, кгс/см ²	Потери давления (мПа) 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
0	70	Бурение, проработка, промывка	53,0	49,0	-	1,1	0,04	2,5
70	300	Бурение, проработка, промывка	82,0	42,0	-	26,1	7,6	6,3
300	500	Бурение, проработка, промывка	106,0	58,0		40,7	2,6	5,2
500	2200	Бурение, проработка, промывка	119,0	72	-	30,9	12,8	2,8
1650	2200	Отбор керна (по интервально)	74,0	26,0	10	24,6	9,7	3,7

Таблица 8.11 - Гидравлические показатели промывки

Интервал, м		Вид технологической операции (см. таблицу 8.9)	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/сек	Удельный расход л/с. см ²	Схема промывки долота (центральная, периферийная, комбинированная)	Диаметр сопла на центральном отверстии, мм	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность, срабатываемая на долоте, кВт
от (верх)	до (низ)						количество	диаметр, мм		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
0	70	Бурение, проработка, промывка	0,41	0,04	Периферийная	-	3	12,7	90,0	218,0
70	300	Бурение, проработка, промывка	0,44	0,04	Периферийная		3	14,3	93,0	252,0
300	500	Бурение, проработка, промывка	0,44	0,04	Периферийная	-	3	12,7	97,0	308,3
500	2200	Бурение, проработка, промывка	0,80	0,05	Периферийная	-	3	8,7	56,0	119,0
1650	2200	Отбор керна (по интервально)	0,77	0,045	-	-	8	-	-	36,0

9. КРЕПЛЕНИЕ СКВАЖИН

9.1. Обсадные колонны

Таблица 9.1 - Способы расчеты наружных давлений и опрессовки обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска	Номер раздельно спускаемой части колонны в порядке спуска	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/см³	
			пластовому давлению	столбу бурового раствора			
1	2	3	4	5	6	7	8
2	1	нет	да	нет	буровой раствор	1,32	-
3	1	нет	да	нет	буровой раствор	1,32	-
4	1	нет	да	нет	вода	1,03	-

Таблица 9.2 - Распределение давлений по длине колонны

Номер колонны в порядке спуска (см. табл.гр.1)	Название колонны	Номер раздельно спускаемой части колонны в порядке спуска (см.табл.5.2.гр.8)	Распределение избыточных давлений по длине раздельно спускаемой части колонны					
			глубина, м		наружное, МПа		внутреннее, МПа	
			от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Кондуктор	1	0	70	0	0,2	-	0,1
2	I-Промежуточная	1	0	300	0	2,2	7,5	8,2
3	II-Промежуточная	1	0	500	0	2,7	9,0	10,6
4	Эксплуатационная	1	0	2200	0	19,0	22,6	23,3

Таблица 9.3 - Рекомендуемые типоразмеры обсадных труб

Характеристики обсадных труб					Рекомендуется к использованию: ДА, НЕТ
наружный диаметр, мм	производство: отечественное, импортное	условный код типа соединения (см.табл.5.3.гр.11 и 16.2.гр.4)	марка (группа прочности труб)	толщина стенки, мм	
1	2	3	4	5	6
426,0	импортное	ОТТМ	Д	11,0	да
323,9	импортное	ОТТГ	Д	9,5	да
244,5	импортное	ОТТГ	Д	8,9	да
168,3	импортное	ОТТГ	Е	8,9	да

Примечания: Допускается использование обсадных труб других типов, по качествам и прочностным характеристикам не уступающие предложенных 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	Номер равнопрочной секции труб в раздельно спускаемой части колонны (снизу-вверх)	Интервал установки равнопрочной секции, м		Длина секции, м	Масса секции, т	Нарастающая масса, т	Характеристика обсадной трубы				Коэффициенты запаса прочности при		
			от (верх)	до (низ)				номинальный наружный диаметр, мм	код типа соединения	марка (группа прочности материала труб)	толщина стенки, мм	избыточном давлении		растяжении
												наружном	внутреннем	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1	1	1	0	70	70	8,1	8,1	426,0	ОТТМ	Д	11,0	32,0	>100	>100
2	1	1	0	300	300	22,8	22,8	323,9	ОТТГ	Д	9,5	3,30	2,43	15,9
3	1	1	0	500	500	27,0	27,0	244,5	ОТТГ	Д	8,9	4,67	2,33	18,8
4	1	1	0	2200	2200	79,4	79,4	168,3	ОТТГ	Е	8,9	1,61	2,23	3,1

Таблица 9.5 - Суммарная масса обсадных труб

Характеристика трубы		Масса труб с заданной характеристикой, т		
Код типа соединения	Условное обозначение трубы по ГОСТ условное обозначение муфты по ГОСТ	теоретическая	с плюсовым допуском	с нормативным запасом
1	2	3	4	5
ОТТМ	ОТТМ – 426,0 * 11,0- Д; ГОСТ 632-80	8,1	8,5	9,0
	Н-451,0; Д; ГОСТ 632-80			
ОТТГ	ОТТГ – 323,9 * 9,5- Д; ГОСТ 632-80	22,8	24,0	25,2
	Н-351,0; Д; ГОСТ 632-80			
ОТТГ	ОТТГ – 244,5 * 8,9- Д; ГОСТ 632-80	27,0	28,3	29,7
	Н-269,9; Д; ГОСТ 632-80			
ОТТГ	ОТТГ – 168,3 * 8,9 – Е; ГОСТ 632-80	79,4	83,4	87,6
	Н-187,7; Е; ГОСТ 632-80			

Таблица 9.6 - Технологическая оснастка обсадных колонн

Название обсадной колонны	Номер секции колонны в порядке спуска	Элементы технологической оснастки колонны						Суммарное на колонну	
		Наименование шифр, типоразмер	ГОСТ, ОСТ, МРТУ 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	1	Направляющий башмак БКМ-426	ОСТ 39-011-87	125		70	1	1	125
		Муфта обратным клапаном ЦКОД 426-2	ТУ 39-1443-89	115		60	1	1	115
		Цементировочная пробка ПП-407 х 426	ТУ 3666-001-00141887-93	70		60	1	1	70
I - Промежуточная	2	Направляющий башмак БК-324 (Тип 212)	ОСТ 39-011-87	85	-	300	1	1	85
		Муфта обратным клапаном ЦКОД-324 (Тип 402)	ТУ 39-1443-89	72	-	290	1	1	72
		Центраторы типоразмера ЦЦ-324/394-1	ТУ 39-01-08-283-77	19	0	70	2	2	38
					70	290	15	20	340
		Цементировочная пробка тип ПРП-Ц-324х351	ТУ 3666-001-00141887-93	25	-	290	2	2	50
II- Промежуточная	3	Направляющий башмак БК-245 (Тип 212)	ОСТ 39-011-87	53	-	500	1	1	53
		Муфта обратным клапаном ЦКОД-245 (Тип 402)	ТУ 39-1443-89	52	-	490	1	1	52
		Центраторы типоразмера ЦЦ-245/305-311	ТУ 39-01-08-283-77	17	0	300	8	8	136
					300	490	10	10	170
		Цементировочная пробка тип ПРП-Ц-219х245	ТУ 3666-001-00141887-93	12	-	490	2	2	24

Продолжение таблицы 9.6.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Эксплуатационная	4	Направляющий башмак БК-168 (Тип 323)	ОСТ 39-011-87	32	-	2200	1	1	32
		Муфта обратным клапаном ЦКОД-168 (Тип 402)	ТУ 39-1443-89	30	-	2180	1	1	30
		Центраторы типоразмера ЦЦ-168/216-245	ТУ39-01-08-283-77	10,3	0	500	2	2	20,6
		Турбулизаторы ЦТ-168/212-216	ТУ 39-01-08-284-77	5,0	500	2180	30	30	150
		Скребки СК-168/214	ТУ 39-1305-88	2,2	500	2180	30	30	66
		Муфта ступенчатого Цементирования Тип МСЦ-168 (в комплекте с пробками)	ТУ 39-860-83	45	-	1000	1	1	45
		Цементировочная пробка тип ПРП-Ц-146x168	ТУ 3666-001- 00141887-93	3,6	-	-	1	1	3,6

Примечание: Количество и интервал установки центраторов должно быть откорректировано по результатам геофизических исследований для обеспечения степени центрирования не менее 90%. 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	Периодичность долива колонны, м	Промежуточные промывки		
номер в порядке спуска	название колонны	номер части колонны в порядке		шифр или название	ГОСТ, ОСТ, МУ, ТУ, МРТУ и т.д. на изготовление	от (верх)	до (низ)				глубина, м	продолжительность, мин	расход, л/с
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1	Кондуктор	1	Элеватор	Фирмы поставщика	ТУ 38-101708-78	0	70	-	-	Контроль за уровнем	-	-	-
2	I- Промежуточная	1	Элеватор, спайдер		ТУ 38-101708-78	0	300	0,4-0,5	300		150	2 цикла	20-25
3	II- Промежуточная	1	Элеватор, спайдер		ТУ 38-101708-78	0	500	0,4-0,5	500		250	2 цикла	20-25
4	Эксплуатационная	1	Элеватор спайдер		ТУ 38-101708-78	0	2200	0,5÷0,8	2200		1100 2200	2 цикла	20-22

Таблица 9.8 - Опрессовка обсадных труб и натяжение эксплуатационной колонны

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Номер раздельно спускаемой части колонны в порядке спуска	Натяжение эксплуатационной колонны, тс	Плотность жидкости для опрессовки, г/см ³		Давления на устье скважины при опрессовке, МПа			Глубина установки пакера, м	Давления на устье скважины при опрессовке труб ниже пакера, МПа	Номер равнопрочной секций в раздельно спускаемой части (снизу - верх)	Давление опрессовки труб равнопрочной секций на поверхности, МПа
				раздельно спускаемой части	цементного кольца	раздельно спускаемой части	цементного кольца	части колонны ниже муфты для двухступенчатого цементирования				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
2	I - Промежуточная	1	-	1240	1320	8,2	1,3	-	-	-	1	8,6
3	II - Промежуточная	1	-	1270	1320	10,6	2,1	-	-	-	1	11,1
4	Эксплуатационная	1	-	1003	-	23,3	-	-	-	-	1	24,4

Примечание: *Принято минимально необходимое давление по таблице 2,1 «Инструкции по расчету обсадных колонн». При необходимости давление опрессовки может быть повышено в соответствии с рекомендациями спецификации API 5CT/ISO 11960:2001, раздел 10,12.

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					
			номер раздельно спускаемой части колонны в порядке спуска (см. табл. 5.2, гр. 8)	интервал установки (по стволу), м		глубина установки муфты для ступенчатого цементирования, м	номер ступени цементирования	высота цементного стакана м	название порции тампонажного раствора	интервал глубины цементирования (по стволу), м	
				от (верх)	до (низ)					от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	Кондуктор	Прямой	1	0	70	0	1	5	Тампонажная	0	70
									Продавочный	0	65
2	I-Промежуточная	Прямой	1	0	300	0	1	10	Буферный	-	-
									Тампонажная	0	300
									Продавочный	0	290
									Буферный	-	-
3	II-Промежуточная	Прямой	1	0	500	0	1	10	Тампонажная	0	500
									Продавочный	0	490
									Буферный	-	-
4	Эксплуатационная	Ступенчатый	1	0 1000	1000 2200	1000	1 2	20	Буферный	-	-
									Тампонаж-1	0	1000
									Продавочный	1000	2180
									Тампонаж-2	0	1000
									Продавочный	0	1000

Примечание: 1. Интервалы могут быть откорректированы по данным ГИС и геологической службой Заказчика с учетом фактического разреза скважины.

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, мПа*с	динамическое напряжение сдвига, Па	Время начала схватывания, мин.	время ОЗЦ, ч
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Кондуктор			Тампонажная	8,1	1,80	50	13	180	12
				Продавочная	3,4	1,20	-	-	-	-
2	I-Промежуточная	1	1	Буферная	6,0	1,00	-	-	-	-
				Тампонажная	22,0	1,83	50	13	180	24
				Продавочная	21,4	1,32	-	-	-	-
3	II-Промежуточная	1	1	Буферная	6,0	1,00	-	-	-	-
				Тампонажная	16,9	1,83	50	13	180	24
				Продавочная	20,5	1,32	-	-	-	-
4	Эксплуатационная	1	1	Буферная	3,0	1,00	-	-	-	-
				Тампонажная-1	22,5	1,56	46	9,4	250	48
				Продавочная	18,3	1,24	-	-	-	-
		2	2	Буферная	3,0	1,00	-	-	-	-
				Тампонажная-2	31,7	1,88	50	13	180	48
				Продавочная	21,6	1,24	-	-	-	-

Примечание: Параметры тампонажных растворов уточняются по результатам бурения и геофизических исследований.

Плотность и параметры бурового раствора будут уточняться и корректироваться по фактическим данным бурения скважины.

По усмотрения Заказчика, марки цемента могут быть заменены на аналогичное, улучшающие качество цементирования.

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 части колонны в порядке спуска (см. табл.5.2, гр.8)	Номер ступени (снизу-вверх)	Тип или название жидкости для цементирования	Название компонента	Плотность, г/см ³	Влажность, %	Сорт	Норма расхода компонента кг/м ³
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Кондуктор	1	1	Тампонажная	ПЦТ I-G-CC-1	3,15	-	-	1215
					Вода	1,00	-	-	1000
				Продавочная	Буровой раствор	1,20	-	-	-
2	I-Промежуточная	1	1	Буферная**	Вода	1,00	-	-	1000
					Буферный порошок МБП-М	0,78	-	-	5
				Тампонажная	ПЦТ I-G-CC-1	3,15	-	-	1230
					Понизитель водоотдачи (Гидроцем С)***	1,34	-	-	2,7
					Понизитель вязкости (Цемпласт МФ)***	1,25	-	-	2,7
					Вода	1,00	-	-	1000
					Буровой раствор	1,32	-	-	-
				Продавочная	Буровой раствор	1,32	-	-	-
3	II-Промежуточная	1	1	Буферная**	Вода	1,00	-	-	1000
					Буферный порошок МБП-М	0,78	-	-	5
				Тампонажная	ПЦТ I-G-CC-1	3,15	-	-	1230
					Понизитель водоотдачи (Гидроцем С)***	1,34	-	-	2,7
					Понизитель вязкости (Цемпласт МФ)***	1,25	-	-	2,7
					Вода	1,00	-	-	1000
					Буровой раствор	1,32	-	-	-
				Продавочная	Буровой раствор	1,32	-	-	-

Продолжение таблицы 9.11.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4	Эксплуатационная	1	1	Буферная**	Вода	1,00	-	-	1000
					Буферный порошок МБП-М	0,78	-	-	4,0
				Тампонаж-1	ПЦТ-III-О6-5-50	2,80	-	-	949
					Понизитель водоотдачи (Гидроцем С)***	1,34	-	-	2,8
					Понизитель вязкости (Цемпласт МФ)***	1,25	-	-	2,8
					Пеногаситель (Полицем ДФ)***	2,10	-	-	2,4
					Вода	1,00	-	-	545
				Продавочная	Буровой раствор	1,24			-
			2	Буферная**	Вода	1,00	-	-	1000
					Буферный порошок МБП-М	0,78	-	-	4,0
				Тампонаж-2	ПЦТ I-G-CC-1	3,15	-	-	1238
					Понизитель водоотдачи (Гидроцем С)***	1,34	-	-	2,8
					Понизитель вязкости (Цемпласт МФ)***	1,25	-	-	2,8
					Вода	1,00	-	-	615
				Продавочная	Буровой раствор	1,24	-	-	-

Примечание: Количество реагентов и рецептура тампонажной смеси уточняется по результатам лабораторного анализа.

* - Допускается использование других химических реагентов и добавок при условии обеспечения ими требований

** - Допускается использование других добавок, обеспечивающих смыв неуплотненной глинистой корки со стенок скважины и поверхности обсадных труб, а также разделение бурового и тампонажного растворов.

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

Номер колонны в порядке спуска	Номер части колонны в порядке спуска, (см. таб.5.2, гр.8)	Номер ступени цементирования (снизу-вверх)	Наименование технологической операции	Тип или название жидкости	Тип (шифр) агрегата или бурового насоса	Назначение агрегата или бурового насоса	Количество агрегатов (буровых насосов) работающих на одном режиме	Режим работы агрегатов (буровых) насосов						Время выполнения технологической операции, мин	
								Диаметр цилиндрических втулок, мм	Скорость агрегата или число двойных ходов бурового насоса	Суммарная производительность агрегатов (бурового насосов), л/с	Давление, МПа		Объем порции на данном режиме	В данном режиме	Настоящее от начала затворения до момента «стоп»
											Допустимое для агрегатов (буровых насосов)	На устье скважины в конце операции			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1	1	1	Затворение	Тампонажная	2СМН-20	Затворение									
					ОСР-20	Заполнение	1	115	4	12,2	69,1	0	8,1	11,0	11,0
					ЦА-320М	Закачка	1	115	3	7,9	117	0	8,1	17,0	28,0
2	1	1	Закачка	Буферная	ЦА-320М		1	115	3-4	18,3	50		6,0	5,4	5,4
			Затворения	Тампонажная	2СМН-20	Затворение	2								
					ОСР-20	Заполнение	2						22,0	16,3	21,7
			Закачка	Тампонажная	ЦА-320М	Закачка	1	115	4-5	22,4	75,0		22,0	16,3	38,0
					1БМ-700	Закачка	1								
					СКЦ-3М	Закачка	1								
			Сброс пробки											5,0	43,0
			Продавка	Продавочная	ЦА-320М	Продавка	1	115	4-5	22,4	75,0		20,4	15,2	58,2
3	1	1			ЦА-320М	«Стоп»	1	115	2	4,1	225	16,1	1,0	4,1	62,3
			Закачка	Буферная	ЦА-320М		1	115	3-4	18,3	50		6,0	5,4	5,4
			Затворения	Тампонажная	2СМН-20	Затворение	1								
					ОСР-20	Заполнение	1						16,9	12,6	18,0
			Закачка	Тампонажная	ЦА-320М	Закачка	1	115	4-5	22,4	75,0		16,9	12,6	30,6
					1БМ-700	Закачка	1								
					СКЦ-3М	Закачка	1								

Продолжение таблицы 9.12

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
4	1	1	Сброс пробки											5,0	35,6
			Продавочная	Продавочная	ЦА-320М	Продавка	1	115	4-5	22,4	75,0		19,5	14,5	50,1
					ЦА-320М	«Стоп»	1	115	2	4,1	225	16,1	1,0	4,1	54,2
			Закачка	Буферная	ЦА-320М		1	115	3-4	18,3	50		3,0	2,7	2,7
			Затворения	Тампонаж-1	2СМН-20	Затворение	2								
					ОСР-20	Заполнение	2						22,5	11,8	14,5
			Закачка	Тампонаж-1	ЦА-320М	Закачка	2	115	4-5	31,6	11,7		22,5	11,8	26,3
					1БМ-700	Закачка	1								
					СКЦ-3М	Закачка	1								
			Сброс пробки №1 (из комплекта МСЦ)											5,0	31,3
			Продавка	Продавочная	ЦА-320М	Продавка	2	115	3-4	31,6	11,7		17,3	9,1	40,4
					ЦА-320М	«Стоп»	1	115	2	4,1	225	16,8	1,0	4,1	44,5
			Сброс «пробки-бомбы», открытие окон МСЦ												
			Промывка затрубного пространства											30	30
					ЦА-320М	Промывка	2	115	3	31,6	11,7	1,2	30,0	15,8	15,8
			Закачка	Буферная	ЦА-320М		1	115	3-4	18,3	50		3,0	2,7	2,7
				Тампонаж-2	ОСР-20	Заполнение	2								
					2СМН-20	Затворения	2						31,8	16,7	19,4
			Закачка	Тампонаж-2	ЦА-320М	Закачка	2	115	4-5	31,6	11,7		31,8	16,7	36,1
					1БМ-700	Закачка	1								
					СКЦ-3М	Закачка	1								
			Сброс пробки											5,0	41,1
			Продавка	Продавочная	ЦА-320М	Продавка	2	115	4-5	31,6	11,7	14,1	21,6	11,4	52,5
					ЦА-320М	«Стоп»	1	115	2	4,1	225	16,1	1,0	4,1	56,6

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

Таблица 9.13 - Схема обвязки и потребность в цементиловочных агрегатах

Номер колонны в порядке спуска	Номер части колонны	Номер ступени це- ментирования	Интервал цементирова- ния		Номер схемы об- вязки цементиро- вочной техники	Потребное количество										
						Основные ЦА								Дополнительные ЦА		
			от, (верх)	до, (низ)		Тип	Всего	В том числе на:						Тип	Всего	Резерв
Затворе- ние	Сброс пробки	Закачка			Продавка			Амбар	Резерв							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
1	1	1	0	70		ЦА-320М	1			1		-	-	ЦА-320М	-	1
2	1	1	0	300		ЦА-320М	3	1	1	1	1	-	-	ЦА-320М	-	1
3	1	1	0	500		ЦА-320М	3	1	1	1	1	-	-	ЦА-320М	-	1
4	1	1	0	1000		ЦА-320М	5	1	1	2	2	-	-	ЦА-320М	-	1
		2	1000	2200		ЦА-320М	5	1	1	2	2	-	-	ЦА-320М	-	1

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													
					Смесительные машины					Цементовозы				Автоцистерны				
			от (верх)	до (низ)	Тип	Всего	В том числе			Тип	Всего	В том числе		Тип	Всего	В том числе		
							Тампонач-1	Тампонач-2	Тампонач-3			Тампонач-1	Тампонач-2			Буферная	Затворение	Продавочная
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
1	1	1	0	70	2СМН-20	1	1								2	1	1	
2	1	1	0	300	2СМН-20	2	2								2	1	1	
3	1	1	0	500	2СМН-20	2	2								2	1	1	
4	1	1	0	1000	2СМН-20	2	2								2	1	1	
			1000	2200	2СМН-20	2		2							2	1	1	

Таблица 9.15 - Потребное для цементирования обсадных колонн количество цементирующей техники

№ по по- рядку	Название или шифр	Потребное количество, кг					Суммарное на скважину
		Номера колонн (см. таблицу 5.2., графа 1)					
		1	2	3	4		
1	2	3	4	5	6		8
1	ЦА-320М	1	3	3	7		14
2	2СМН-20	1	2	2	4		9
3	ОСР-20	1	2	2	4		9
4	БМ-700		1	1	1		3
5	СКЦ-3М		1	1	1		3

Примечание: по усмотрению Заказчика тип цементирующей техники может быть заменён.

Таблица 9.16 - Потребное для цементирования обсадных колонн количество материалов

Номер по порядку	Наименование или шифр	ГОСТ, ОСТ, ТУ и т.д. на изготовление	Номера колонн (см. таблицу 5.2., графа 1), т					Суммарное на скважину
			1	2	3	4		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ПЦТ-III-Об-5-50	ГОСТ 1581-96				24,6		24,6
2	ПЦТ I-G	ГОСТ 1581-96	10,2	28,5	20,8	41,8		101,3
3	Вода	Местная	7,7	14,1	10,4	28,2		60,4
4	Буферный порошок МБП-М	ТУ 2148-215-00147001-2000		0,17	0,18	0,18		0,53
5	Понизитель водоотдачи (ГидроцемС)	ТУ 2231-009-40912231-2003		0,014	0,011	0,011		0,036
6	Понизитель вязкости(ЦемпластМФ)	ТУ 2231-009-40912231-2003		0,015	0,012	0,012		0,039
7	Замедлитель схватывания(НТФ)	ТУ 2231-009-40912231-2003				0,13		0,13
8	Пеногаситель(Полицем ДФ)	ТУ 2231-009-40912231-2003				0,20		0,2

9.3. Оборудование устья скважины

Таблица 9.17 - Спецификация устьевого противовыбросового оборудования

Обсадная колонна		Номер схемы об- вязки ПВО	Давление опрессовки устьевого оборудова- ния и ПВО, мПа		Типоразмер, шифр или название устанавливаемого устьевого оборудования и ПВО	ГОСТ, ОСТ, МРТУ, ТУ, МУ и т.д. на изготовле- ние	Количество, шт.	Допустимое рабочее давление, мПа	Масса, т	
номер в порядке спуска	название		после установки	перед вскрытием напорного горизонта					единицы	суммарная
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
2	I-Промежуточная		8,2		ОП43-350/80х35	ГОСТ 13862-2003	1	35,0	9,0	13,0
					(ППГ-350х35-2шт)		2			9,0
					(ПУГ-350х35-1шт)		1			4,0
3	II-Промежуточная		10,8		ОП43-230/80х35	ГОСТ 13862-2003	1	35,0	8,0	11,0
					(ППГ-230х35-2шт)		2			8,0
					(ПУГ-230х35-1шт)		1			3,0
4	Эксплуатационная колонна		23,3		ОКК2-35-168х245х324	ГОСТ 30196-2001	1	35,0	0,78	0,78
					АФК1-65/65х35	ГОСТ 13846-2003	1	35,0	1,3	1,3

Примечания:

1. Типоразмеры ПВО приняты с учетом оборудования, входящего в комплект буровой установки.
2. Допускается использование ПВО других фирм и других размеров соответствующих размеров, рабочих давлений и исполнения.

10. ИСПЫТАНИЕ СКВАЖИН

10.1. Испытание пластов в процессе бурения

Таблица 10.1 - Продолжительность работы пластоиспытателя, спускаемого на трубах

Объект испытания		Вид операции (ИСПЫТАНИЕ, ИСПЫТАНИЕ С ГЕОФИЗИЧЕСКИМИ ИССЛЕДОВАНИЯМИ)	Затраты времени на испытание				Затраты времени на испытание			суммарное время по всем объектам, сут.	
номер	глубина нижней границы, м		для буровой организации				для геофизических организации			для буровой организации	для геофизических организации
			нормативное время, ч			всего на объект, сут	нормативное время, ч		всего на объект, сут		
			проработка по нормам ЕНВ	промывка по табл.3 Вр.УСН В	испытание (опробование) по табл.2 Вр.УСНВ		ожидаемое при-тока по табл.21 СНВ на ПГИ	испытание опрование) 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

№ объ- екта испы- та- ния	Коли- чество одно- вре- менно испы- тывае- мых объек- тов	Характеристика КИИ					Коли- чество отби- рае- мых проб, шт.	Режим работы пакера		Режим испытания объекта			Длина зумпфа, м	Диа- метр долота для буре- ния под зумпф, мм	Хвостовик	
		тип испытателя пластов	количество, шт.		шифр пакера	Тип пробоотборника		осе- вая наг- руз- ка, т	пере- пад дав- ле- ния, кгс/см2	деп- рес- сия, пере- да- вае- мая на пласт, кгс/см2	коли- чест- во цик- лов ис- сле- до- ва- ния, шт.	вре- мя ожи- да- ния при- то- ка, ч			диа- метр, мм	длина по стволу, 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 опробователя	Испытание объекта			Источник норм времени
	от (верх)	до (низ)		количество отбираемых проб, шт.	продолжительность работы, сут	количество выездов отряда, шт.	
1	2	3	4	5	6	7	8
Не предусматривается							

10.2. Испытание горизонтов на продуктивность в эксплуатационной колонне

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

Номер лифто- вой ко- лонны НКТ	Номер секции труб в лифто- вой ко- лонне (снизу- вверх)	Интервал		Характеристика трубы					Длина секции, м	Масса секции, т		Коэффициент запаса		
		установки		номин. наружн. диаметр, мм	тип	марка (группа прочности) стали	тол- щина стенки, мм	теорети- ческая масса 1 п.м, кг/м		теоре- тиче- ская	плюсового допуска к=1,036	прочности		
		секции, м										на рас- тяже- ние	на избыточное	
		от (верх)	до (низ)										давление	
													наруж- ное	внутре- нее
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1	1	0	2180	73,0	Гладкие	Е	5,5	9,45	2180	20,60	21,34	1,59	>1,15	>1,5

Примечание: По усмотрению Заказчика, колонны насосно – компрессорных труб (НКТ) могут быть заменены на трубы более прочными характеристиками.

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

Номер объекта испытания	Интервал установки мо- ста, м		Характеристика жидкостей								
	от (верх)	до (низ)	название или тип	объем пор- ции, м ³	плот- ность, г/см ³	пластиче- ская вяз- кость, сП	динамиче- ское напря- жение сдви- га, Па	составляющие компоненты			
								название	плот- ность, г/см ³	влаж- ность, %	удельный расход на 1 м ³ раствора, кг/м ³
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	13
1	2030	2090	Цем. раствор	1,51	1850	52	14	ПЦТ I-G-CC-1	3150	-	1295
								НТФ (0,2% от веса цем.)	1800	-	3,77
								Вода	1000	-	572
			Буферная жидкость	0,5	1050	20	6	Вода	1000	-	1000
								КМЦ-600	1700	-	20
2	1840	1900	Цем. раствор	1,47	1850	52	14	ПЦТ I-G-CC-1	3150	-	1295
								НТФ (0,2% от веса цем.)	1800	-	3,77
								Вода	1000	-	572
			Буферная жидкость	0,5	1050	20	6	Вода	1000	-	1000
								КМЦ-600	1700	-	20

Таблица 10.6 - Потребное количество цементировочной техники для установки цементных мостов

Номер объекта	Название или шифр	Потребное количество, шт	Продолжительность работы, час
1	2	4	5
1	ЦА-320М	1	8
2	ЦА-320М	1	8

Таблица 10.7 - Потребное количество материалов для установки цементных мостов

Номер объекта	Название или шифр	ГОСТ, ОСТ, ТУ, МРТУ и т.д. На изготовление	Единицы измерения	Потребное количество
1	2	3	4	5
1	ПЦТ I-G-CC-1	ГОСТ 1581-96	т	1,99
	НТФ (0,2% от веса цем.)	ТУ 6-03-2072-86	кг	0,4
	Вода		м ³	0,7
	КМЦ-600	ТУ 9291-193.00147001-99	кг	10,9
2	ПЦТ I-G-CC-1	ГОСТ 1581-96	т	1,94
	НТФ (0,2% от веса цем.)	ТУ 6-03-2072-86	кг	0,4
	Вода	-	м ³	0,7
	КМЦ-600	ТУ 9291-193.00147001-99	кг	10,8

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

Номер объекта	Название процесса, операции по испытанию (освоению) и интенсифика- ции	Номера таблиц по ССНВ на испытание или местные нормы	Продолжительность, сут	
			Процесса, операции	Суммарная по объекту
1	2	3	4	5
1	1. Подготовительные работы перед испытанием объекта	Местные нормы	1,1	90
	Шаблонирование эксплуатационной колонны		0,6	
	Смена тех. воды на перфорационную жидкость		0,2	
	ПЗР к спуску НКТ		0,3	
	Спуск НКТ		0,4	
	Установка ФА		0,1	
	Перфорация обсадной колонны		0,2	
	2. Вызов притока:		0,7	
	Смена перфорационной жидкости на техническую воду		0,2	
	3.Испытание объекта		86,2	
2	1. Перфорация обсадной колонны	Местные нормы	0,2	90
	2. Вызов притока:		0,7	
	Смена перфорационной жидкости на техническую воду		0,2	
	3.Испытание объекта		88,9	
ИТОГО по всем объектам:				180

Таблица 10.9 - Продолжительность испытания (освоения) объектов в эксплуатационной колонне.

Название работ	Источник норм времени	Используемые агрегаты при выполнении работ		Продолжительность работ для одного объекта, ч	Продолжительность работы, ч
		тип	количество		
1	2	3	4	5	6
Опрессовка ФА на устье скважины.	"Сметные нормы времени на работу и дежурство спецтехники"	ЦА-320	1	-	1,5
Опрессовка устья скважины после установки противовыбросовой задвижки		ЦА-320	1	-	1,5
Смена тех. Воды на перфорационную жидкость		ЦА-320	2	3,0	6
Подготовительные работы перед испытанием	т. 3	ЦА-320	2	32,0	64
Перфорация	т. 3	ЦА-320	2	29,5	59
Вызов притока	т. 3	ЦА-320	2	19,5	39
Смена перфорационной жидкости на техническую воду	т. 3	ЦА-320	2	2,8	5,6
Снижение уровня		УКП-(80КС-250)	2	8	16
Установка цементных мостов		ЦА-320	2	5	10
Итого на работу:					202,6

11. ДЕФЕКТОСКОПИЯ И ОПРЕССОВКА

Таблица 11.1 - Виды операций контроля и объемы работ по дефектоскопии бурильного инструмента, проводимые с применением передвижной дефектоскопической лаборатории ПКДЛ

Название обсадной колонны	Номер по порядку проведения дефектоскопии бурильного инструмента	Глубина скважины при проведении операции, м	Время механического бурения между очередными проверками, ч	Тип контролируемых бурильных труб и УБТ	Количество контролируемых концов, шт.	Вид операции дефектоскопии: трубные резьбы СБТ, зона сварного шва, УБТ и переводники, толщинометрия ЛБТ	Норма времени на контроль одной трубы, мин	Продолжительность дефектоскопии, ч
1	2	3	4	5	6	7	8	9
II-Промежуточная	1	500	450 1200	СБТ 127,0 УБТ-203,2 УБТ 165,1	34 5 12	Трубные резьбы, зона сварного шва СУБТ, переводники, калибраторы и т.д.	5,86	1,40 0,68 0,39
Эксплуатационная колонна	2	2200	450 1200	СБТ 127,0 УБТ 165,1	211 18	Трубные резьбы, зона сварного шва СУБТ, переводники, калибраторы и т.д.	5,86	3,19 1,10

Таблица 11.2 - Опрессовка оборудования и используемая техника

Название обсадной колонны	Название контролируемого объекта	Глубина скважины при проведении операции, м	Используемая для выполнения операции техника		Максимальное давление, создаваемое агрегатами при опрессовке, кгс/см ²	Источник норм времени	Количество труб, шт.	Продолжительность проведения операции, час
			тип (шифр)	количество, шт.				
Перед началом бурения	Обвязка буровых насосов нагнетательных линий, блок задвижек, шланг, пневмосистемы		ЦА-320М	1	На рабочее давление	ЕНВ	0	1,5
I-Промежуточная	Обсадная колонна и устьевое оборудования	300	ЦА-320М	1	82	ЕНВ	-	1,5
	Цементное кольцо*	303	ЦА-320М	1	13	ЕНВ	-	0,5
II-Промежуточная	Обсадная колонна и устьевое оборудования	500	ЦА-320М	1	108	ЕНВ	-	1,5
	Цементное кольцо*	503	ЦА-320М	1	21	ЕНВ	-	0,5
Эксплуатационная	Обсадная колонна и устьевое оборудования	2200	ЦА-320М	1	233	ЕНВ	-	1,5

Примечание: По усмотрению заказчика, тип используемой техники могут быть заменены на аналогичное.

12. СТРОИТЕЛЬНЫЕ И МОНТАЖНЫЕ РАБОТЫ

Выбор типа буровой установки

Основными критериями выбора комплекта буровой установки являются:

- грузоподъемность
- монтажеспособность
- экономичность эксплуатации
- уровень механизации рабочих процессов
- экологичность
- мобильность

Исходя из этого, для бурения проектной скважины глубиной 2200м, при максимальном весе буровой колонны 90,7 тн. и обсадной колонны 79,4 тн, выбраны буровая установка ZJ-30 с номинальной грузоподъемностью 173,5 тн.

Буровое оборудование сконструировано 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 монтажеспособность 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)

12.1. Подготовительные работы к строительству скважины (скважин)

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

№ п/п	Номер расценки по ЕРЕР или разовая	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Единица измерения	Номер варианта подготовительных работ	Номер скважины по варианту подготовительных работ	Количество
1	2	3	4	5	6	7
1		Планировка площадки мех. способом под буровое оборудование, грунт II кат. при монтаже 1,7 га при демонтаже 1,7 га	м ³ . -.-	2 -.-	P-1, P-2	3500 3500
2		Устройство насыпи под земляное полотно дороги (подъездной путь) до утрамбовки- 1000 х 6х 1,2 м После утрамбовки- 1000х6х0,8м	м ³	1;2	P-1, P-2	7200 4800
3		Гравийно-песчаное покрытие-1000 х6 х 0,2 м	м ³	1,2	-«-	1200
4		Устройство насыпи под земляное полотно буровой площадки до утрамбовки – 150 х 120х 1,2 м После утрамбовки - 150 х 120х0,8 м	м ³	1,2	-«-	21600 14400
5		Гравийное покрытие- 150 х 120 х 0,2м	м ³	1,2	-«-	3600
6		Устройство насыпи для подъезда к блоку ГСМ и площадки химреагентов с перемещением грунта на 30 м	м ³	2		
7		Обваловка площадки ГСМ (15м х 2+35м х 2) х 1,25м с перемещением грунта до 10 м	м ³	2		125
8		Противопожарное оборудование и брандспойт	к-т	1,2	-«-	
9		Низковольтная осветительная линия (кабель на стойках)	м	1,2	-«-	
10		Факельная линия 140 мм	м	1,2	-«-	
11		Планировка площадки по окончанию строительства скважины	м	1,2	-«-	

Примечание: Строительство площадок будет осуществляться по отдельному проекту.

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 скважины	Количество скважин
1	2	3	4
Положение №11			
1	Рекогносцировка участка работ	Р-1, Р-2	2
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		
	Переезды на месторождении работ		

Примечание: Перечисленные в таблице 12.2 топографо - геодезических работы производятся «Заказчиком».

12.2. Объем строительных и монтажных работ для строительства скважины (скважин)

Таблица 12.3 - Варианты строительных и монтажных работ

Номер варианта	Номер скважины	Номер комплекта бурового и силового оборудования	Вид привода (электрический, ДВС)	Вид строительства
1	2	3	4	5
1,2	Р-1, Р-2	ZJ-30	ДВС	первичный / повторный

Сварочный агрегат САК (дизель)

Сварочные работы при монтаже бурового оборудования

№ № т. СЭСН-49	Наименование работ	Объем работ	Ед. из-мер.	Норма на единицу работ		Потребность на весь объем	
				эл. св. ап. маш/час	электро-ды кг	эл.св.ап. маш/час	электро-ды кг
32	Топливопровод линейный		0.3	6.5	3	1.95	0.9
32	Спускные линии	и	0.1	2.5	3	0.25	0.3
38	Задвижки	шт	19	1.43	0.1	27.17	1.9
	Монтаж:						
228	вышечно-лебедочного блока: К-0,1	к-кт		10.79	2.3	10.79	2.3
228	то же повторный	II		5.5	1.5		
250	циркуляционной системы К-0,1	II		2.85	0.2	2.85	0.2
244	шламового насоса	II		2.35	7.42	2.35	7.42
254	ПВО	II		21.28	0.2	21.28	0.2
256	Обвязка емкостей						
256	для запаса воды	шт.	2	1.91	0.94	3.82	1.88
256	для запаса топлива	II	2	2.61	1	5.22	2
	Обвязка оборудования в т. ч.:						
257	водопроводом	к-т	1	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	6.82	19.2	13.64	38.4
252	Выкидная линия бур. насоса	-"	2	4.02	12	12.06	36
254	Стойки под выкид. линии ПВО	шт.	20	1.41	0.18	28.2	3.6
251	Выкидная линия Ø = 406 мм (скважина-вибросито)	10м	1	4.23	2.14	4.23	2.14
41	Пожарные гидранты	шт	2	1.57	0.01	3.14	0.02
274	Контур заземления	конт.	3	6.64	4.5	19.92	13.5
	Всего первичный монтаж					180.29	122.1
	Всего повторный монтаж					176.77	119.9

Электроды УОНИ-13/45	Уд. выброс В.В., г/кг	монтаж	
		перв.	повт.
Сварочный аэрозоль	14	1691	1679
Марганец и его окислы	0.51	62	61
Соединения кремния	1.4	169	168
Фториды	1.4	169	168
Фтористый водород	1	121	120

Таблица 12.4. –Объемы работ по монтажу бурового оборудования, строительству привышечных сооружений и фундаментов ZJ-30

№№ п/п	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Единица измерения	Номер варианта	Количество	Способ и вид транспорти- ровки (волоком, на тяга- чах, автотранспортом, трактором и т.д.)	
					первичный	повторный
1	2	3	4	5	6	7
	Буровая установка "ZJ-30 "	к-т		1		
	Грузоподъемность: максимальная – 173,5 тн	-"				
	Привод буровой установки - ДВС дизельный генератор TAD 1242 GE N - 398 кВт	-"		1		
	дизельный двигатель CAT 3406, N - 343 кВт	-"		2		
	дизельный двигатель PZ12V190B, N - 375 кВт	-"		2		
	Вышечно-лебедочный блок, в том числе:					
1.1	Вышка буровая JJ 170 - 36 высотой 36 м	к-т	1;2	1	кр. бл.	кр. бл.
1.2	Кронблок YG г/п - 173.5 тн.	-"	-"	1	-"	-"
1.3	Талевый блок г/п 173.5тн.	-"	-"	1	-"	-"
1.4	Крюкоблок г/п 173.5 тн.	-"	-"	1	-"	-"
1.5	Вертлюг SL - 250 г/п - 250 тн на max. рабочее давление 350 атм.	к-т	-"	1	-"	-"
1.6	Верхний привод BOWEN S-120 г/п 120 тн	-"	-"	1	-"	-"
1.7	Балкон верхового рабочего	-"	-"	1	-"	-"
1.8.	Лифт-люлька для верхового рабочего	-"	-"	1	-"	-"
1.9.	Страховочный канат верхового рабочего	-"	-"	1	-"	-"
1.10.	Ротор ZP - 275 г/п - 459 тн.	-"	-"	1	-"	-"
1.11.	Гидравлический трубный ключ с приводом и моментомером	-"	-"	2	-"	-"
1.12.	Пульт управления бурильщика:	-"	-"	1	агр.	агр.
1.12.1	индикатор веса на крюке	-"	-"	1	-"	-"
1.12.2.	индикатор давления на стояке	-"	-"	1	-"	-"
1.12.3.	индикатор числа ходов поршня бурового насоса	-"	-"	1	-"	-"
1.12.4.	индикатор числа оборотов ротора	-"	-"	1	-"	-"
1.12.4.	индикатор уровня в доливной емкости	-"	-"	1	-"	-"
1.12.5	регистратор объема бурового раствора	-"	-"	1	-"	-"
1.12.6	индикатор глубины скважины	-"	-"	1	-"	-"

Продолжение таблицы 12.4.

1	2	3	4	5	6	7
1.13.	Датчики: веса, числа оборотов ротора, крутящего момента ротора, числа ходов насоса, уровня бурового раствора, крутящего момента трубных ключей, скорости противотока бурового раствора, газа	к-т	1;2	1	агр.	агр.
1.14.	Контрольно-измерительное оборудование для контроля основных параметров оборудования (дизельные двигатели, редукторный механизм, генераторы, компрессоры, буровые насосы и т. д.)	-"	-"	1		
1.15.	Средства телеметрии (по условиям контракта)	-"	-"	1	-"	-"
1.16.	Стояк стальной Ø - 114 мм высокого давления 350 кгс/см ² для подачи бурового раствора	-"	-"	1	-"	-"
1.17.	Подсвечник для бурильных труб	-"	-"	1	-"	-"
1.18.	Шурф для квадрата	-"	-"	1	-"	-"
1.19.	Шурф для бурильной свечи (двухтрубки)	-"	-"	1	-"	-"
1.20.	Лебедка гидравлическая г/п - 3тн и 5 тн.	-"	-"	2	-"	-"
1.21.	Буровая лебедка JC750 - S N - 560 кВт ; г/п 170 тн:	-"	-"	1	кр. бл.	кр. бл.
1.21.1	главный тормоз (ленточный)	-"	-"	1	агр.	агр.
1.21.2	вспомогательный тормоз WCB324DB	-"	-"	1	-"	-"
1.21.3	шпилевая катушка	-"	-"	1	-"	-"
1.21.4	тартальный барабан	-"	-"	1	-"	-"
1.21.5	противозатаскиватель	-"	-"	1	-"	-"
1.22.	Приспособление для крепления мертвого конца талевого каната	-"	-"	1	-"	-"
1.23.	Буровая платформа 8.0м х6 м х5.5м, тип ZT250/5 - Z	-"	-"	1	-"	-"
2.1.	дизельный двигатель CAT 3406, N - 343 кВт	к-т	-"	2	кр. бл.	кр. бл.
2.2.	дизельный генератор TAD 1242 GE N - 398 кВт	-"	-"	1	-"	-"
2	Энергетический блок, в том числе:					
3.	Воздушный компрессор TU - FLO 1000	-"	-"	1	кр. бл.	кр. бл.
3.1.	электрокомпрессор LGFD-6/10-X с электродвигателем N - 55 кВт	к-т	-"	2	-"	-"
3.2.	воздухосборник GB 150-98 с устройством для осушки воздуха в металлическом контейнере	-"	-"	2	-"	-"
4.	Циркуляционная система, в том числе:					
4.1.	буровой насос 3NB-1000, N-735 кВт с консольным краном и тельфером 0.5т.	к-т	1;2	2	кр. бл.	кр. бл.
4.2.	подпорный (подающий) насос с электродвигателем N - 56 кВт	-"	-"	1	-"	-"
4.3.	металлическая рама (сани)	-"	-"	3	-"	-"

Продолжение таблицы 12.4.

1	2	3	4	5	6	7
4.4.	Всасывающая линия низкого давления бурового раствора буровых насосов Ø-305 мм	-"	-"	2	узел	узел
4.5.	Задвижки низкого давления на всасывающей линии Ø-300 мм	шт.	-"	4	агр	агр
4.6.	Выкидная линия буровых насосов высокого давления Ø-101.6 мм (от насосов до манифольда)	к-т	1;2	2	узел	узел
4.7.	Линия высокого давления Ø- 100 мм 350 кгс/см ² для подачи бурового раствора от насосов в скважину (манифольд буровых насосов) с зажимами для крепления (утепляется войлоком или стекловатой и закрепляется тью)ю	-"	-"	1	агр	агр
4.8.	Задвижки высокого давления Ø - 100 мм на манифольде буровых насосов	шт.	-"	4	-"	-"
4.9.	Выкидная линия бурового раствора Ø-406 мм (скважина - вибросито)	к-т	-"	1	узел	узел
4.10.	Емкости для бурового раствора V=37 м ³	-"	-"	4	м.бл.	м.бл.
4.11.	Емкость доливная V= 7.3 м ³	-"	-"	1	-"	-"
4.12.	Обвязка емкостей трубопроводами	-"	-"	9	узел	узел
5	Система приготовления бурового раствора:					
5.5.	загрузочный бункер	-"	-"	2	м.бл.	м.бл.
5.2.	центробежный насос с электроприводом N-55 кВт	-"	-"	2	-"	-"
5.3.	приспособление для сбора раствора с возвратным шлангом на выкидную линию	-"	-"	1	агр	агр
5.4.	выкидная линия с ванной для установки датчиков	-"	-"	1	узел	узел
5.5.	Емкость для химреагентов V - 1.5м ³ с обвязкой	-"	-"	1	м.бл.	м.бл.
6.	Система очистки бурового раствора:			1	узел	узел
6.1	вибросито линейного действия ZY N8	-"	-"	2	-"	-"
6.2.	пескоотделитель CSCN250/125с центробежным насосом и электроприводом к нему N- 55 кВт (количество конусов 2)	к-т	1;2	1	узел	узел
6.3.	илоотделитель с центробежным насосом и электроприводом к нему N-55 кВт (количество конусов 10)	-"	-"	1	-"	-"
6.4.	дегазатор вакуумного типа ZCQ 1/4 производительностью 240 м ³ /ч	-"	-"	1	-"	-"
6.5.	центрифуга горизонтальная LW 450*842NA производительностью 40 м ³ /ч	-"	-"	1	-"	-"
6.6.	Срезающее устройство бурового раствора WHQ 5 x 6	-"	-"	1	-"	-"
6.7.	Гидравлический перемешиватель: по 1 на емкость или отсек, не включая емкость для осаждения	-"	-"	9	-"	-"

Продолжение таблицы 12.4.

1	2	3	4	5	6	7
6.8	Мешалки бурового раствора лопастного типа с минимальным числом и размером лопастей (TOR от 35 до 90), оптимально подобранные по размеру для каждого резервуара системы циркуляции бурового раствора (исключая песколовку) для предотвращения осаждения, с приводом от электродвигателей соответствующего типоразмера во взрывабезопасном исполнении	-"	-"	1	м.бл.	м.бл.
7.	Обязка буровой установки: расположение и конфигурация всех трубопроводов должны предотвращать их замерзание и облегчать промывку. В самых нижних точках трубопроводов должны быть спускные отверстия для уменьшения вероятности их промерзания при транспортировке и хранении. Все трубопроводы утепляются войлоком или стекловатой и закрепляются телью.	к-т	1;2	1	узел	узел
8	Датчик выкидной линии: электронный датчик на выкидной линии с визуальным отображением данных в процентах о расходе на пульте бурильщика и отдельной регистрацией данных о времени и расходе на бумажном носителе	-"	-"	1	-"	-"
9	Насос с электроприводом к нему N- 55 кВт для подачи воды	-"	-"	1	м.бл.	м.бл.
10	Полевая лаборатория контроля параметров бурового раствора	-"	-"	1	-"	-"
11	Шламмовый насос с электроприводом к нему N- 5.5 кВт	-"	-"	1	-"	-"
12	Емкость для сбора пластового флюида V- 50 м3 на концах линий ПВО	-"	-"	2	-"	-"
12.1.	Емкость V- 25 м3 для сборов отходов бурения	-"	-"	2	-"	-"
13	Емкость для технической воды V - 40м3 с двумя центробежными насосами и электроприводами к ним N - 30 кВт (со встроенным рабочим баком) зауке, заглублена в землю, верх закрыт и оборудован откидным люком, обогревается паровым змеевиком)	к-т	1;2	1	м.бл.	м.бл.
14	Емкость для дизтоплива V - 40 м3 рабочая с центробежным насосом и электроприводом к нему N-2.2 кВт	-"	-"	1	-"	-"
15	Бак для дизтоплива V - 4.3 м3	-"	-"	1	-"	-"
16	Бак двухсекционный для смазочного масла	-"	-"	1	-"	-"
17	Обязка емкостей трубопроводами (воды, топлива) (утепляется войлоком или стекловатой и закрепляется телью)	-"	-"	5	узел	узел
18	Противовыбросовое оборудование на 350 кгс/см ² (аналог ОП43 - 350/80х350 ГОСТ 13862- 2003) в том числе:	-"	-"	1	агр	агр
18.1	ПУГ FH - 35 х 35	-"	-"	1	-"	-"
18.2	превентор плащечный двойной 2FZ35-35	-"	-"	1	-"	-"
18.3	13 5/8" (346 мм) четырехходовой переводник на 350 ат	-"	-"	1	-"	-"
18.4	блок управления ПВО FKQ6404 (возле поста бурильщика)	-"	-"	1	-"	-"

Продолжение таблицы 12.4.

1	2	3	4	5	6	7
18.5	дистанционная панель управления JY-70A	-"	-"	1	-"	-"
18.6	манифольд бурового раствора на рабочее давление 350 ат	-"	-"	1	узел	узел
18.7	Манифольд линии дросселирования и глушения скважины диаметром 65мм на рабочее давление 350 ат (1 гидравлический JLY 35/65, 1 ручной JLY 35/65 управляемые клапаны и 6 прочих клапанов Y40)	-"	-"	1	агр	агр
18.8	Манифольд для глушения скважины диаметром 78 мм на рабочее давление 350 ат (2 плашечных клапана типа PYF 103/35 и 1 обратный клапан)	к-т	1;2	1	-"	-"
18.9.	Штуцерный манифольд диаметром 78 мм на рабочее давление 350 ат (1гидравлический и 2 ручных клапана типа PYF 103/35)	-"	-"	1	-"	-"
18.10.	Пульт управления гидравлическим штуцером (тип манометра Y40, на 400 ат с минимальной ценой деления 1.4 ат.).	-"	-"	1	-"	-"
18.11.	Сепаратор газа из бурового раствора NQF800/0.7	-"	-"	1	-"	-"
18.12.	Аккумулятор для закрытия превентора FKQ6404	-"	-"	1	-"	-"
18.13.	Электрический насос QB-21.80	-"	-"	1	-"	-"
18.14.	Воздушный насос QYB-40.60L	к-т	1;2	1	агр	агр
18.15.	Гидравлическая лебедка г/п 5 тн	-"	-"	1	-"	-"
18.16.	гидравлические линии к пультам управления ПВО 35 мм х 25м	-"	-"	2	узел	узел
19	Колонная головка КГ-35-168 х 245	-"	-"	1	-"	-"
20	Тельфер для смены ПВО, грузоподъемностью 9тн	-"	-"	1	агр	агр
21	Приемный мост металлический горизонтальный	-"	-"	1	м.бл.	м.бл.
22	Приемный мост наклонный	-"	-"	1	-"	-"
23	Стеллажи металлические для труб со стойками на обоих концах высотой 1.25м	-"	-"	2	-"	-"
24	Инструментальная площадка	-"	-"	1	-"	-"
25	Вспомогательный паровой агрегат на дизельном топливе V=2 тн	-"	-"	1	-"	-"
26	Емкость V-20 м3 для воды (питание бойлера) с центробежным насосом и электроприводом к нему N - 7.5 кВт с обвязкой	-"	-"	1	-"	-"
27	Емкость V - 4 м3 для дизтоплива (питание бойлера) с центробежным насосом и электроприводом к нему N - 7.5кВт с обвязкой	-"	-"	1	-"	-"
28	Обвязка оборудования коммуникациями:					
29.1	Водопроводы (утепляются войлоком или стекловатой и закрепляются телью)	-"	-"	1	узел	узел
29.3	Воздухопроводы (утепляются войлоком или стекловатой и закрепляются телью)	-"	-"	2	узел	узел
29.4	Паропроводы (утепляются войлоком или стекловатой и закрепляются телью)	-"	-"	1	-"	-"

Продолжение таблицы 12.4.

1	2	3	4	5	6	7
30	Металлические ограждения бурового оборудования	-"-	-"-	1	агр	агр
31	Металлические кожухи для укрытия коммуникаций	-"-	-"-	1	-"-	-"-
32	Электромонтаж оборудования	-"-	-"-	1	-"-	-"-
33	Электроосвещение буровой установки	-"-	-"-	1	-"-	-"-
34	Контур заземления	контур	-"-	3	-"-	-"-
35	Опрессовка обвязки буровых насосов	агр/оп	1;2	1	агр	агр
36	Центрирование вышки в процессе бурения	вышка	-"-	1	опер.	опер.
37	Радиостанция в режиме диспетчерской связи	к-т	-"-	1	узел	узел
38	Система внутренней связи	-"-	-"-	1	узел	узел
39	Газокаротажная станция (по заявке Заказчика)	-"-	-"-	1	а/м	а/м
40	Подготовительные работы к транспортировке вышечно-лебедочного блока	к-т	-"-	1	кр. бл.	кр. бл.
41	Транспортировка бурового оборудования со скважины на скважину	-"-	-"-	1	агр	агр
42	Мобильный кран г/п 16 - 25 тн.(по условиям контракта)	-"-	-"-	1	-"-	-"-
43	Вилочный погрузчик ZL50C г/п 5 тн.	-"-	-"-	1	-"-	-"-
44	Сварочный аппарат	-"-	-"-	1	-"-	-"-
45	Резак	-"-	-"-	1	-"-	-"-

Сокращенные термины: к-т – комплект, шт – штук, агр/оп – агрегато-операции; кр.бл. – крупный блок (крупно-блочный монтаж, демонтаж); агр – агрегат (агрегатный монтаж, демонтаж); м.бл. – мелкий блок (мелкоблочный монтаж, демонтаж); номер варианта – 1; 2: - 1- первичный монтаж, 2 – повторный монтаж. При повторном монтаже предусмотреть ремонт или замена узлов, агрегатов.

Таблица 12.5 – Объемы работ под конструктивные узлы вышки и привышечных сооружений для буровой

№№ п/п	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Ед. изм.	Номер варианта	Количество
1	Обшивка балкона верхового рабочего синтетической тканью	балкон	1;2	1
2	Обшивка рабочей площадки металлическими щитами или синтетической тканью	площад.	-"	1
3	Обшивка основания вышки в зимнее время	осна.	-"	1
4	Лестницы на буровой установке согласно схеме:			
	- для прохода на рабочую площадку со стороны приемного моста	-"	-"	1
	- для прохода с рабочей площадки на поверхность земли		-"	
	- для прохода с циркуляционной системы на поверхность земли	лестница		1
5	Оттяжки к вышке с устройством якорей	оттяж.	-"	4
6	Монтаж модуля бурильщика	к -т	-"	1
7	Монтаж модуля для инструктажа	-"	-"	1
8	Монтаж модуля -мастерской сварщика, электрика	-"	-"	1
9	Монтаж модуля для моториста	-"	-"	1
10	Монтаж модуля -инструментальной мастерской	-"	-"	1
11	Монтаж модуля для противопожарного инвентаря	-"	-"	1
12	Монтаж модуля для лебедки инклинометра	-"	-"	1
13	Монтаж контейнера под склад	-"	-"	1
14	Монтаж жилого модуля с комплектом оборудования: мебелью, кондиционером, обогревателями	-"	-"	4
15*	Монтаж модуля - столовой с комплектом оборудования: мебелью, кондиционером, обогревателями	-"	-"	6
16*	Монтаж модуля - медпункта с комплектом оборудования: мебелью, кондиционером, обогревателями	-"	-"	1
17*	Монтаж модуля -душевой/прачечной укомплектованной необходимым оборудованием для нагрева воды,стиральной, сушильной машинами, мебелью	-"	-"	1
18*	Монтаж модуля-сушилки	-"	-"	1
19*	Монтаж емкости для питьевой воды: 40 м3 с системой очистки	к -т	-"	1
20*	Электромонтаж модулей	узел	-"	21
21*	Ёмкость для жидких отходов	септик	-"	1
22*	Контейнер для сбора бытовых отходов	контейн.	-"	

Примечание: * Монтаж помещений, электромонтаж и обвязка трубопроводами указанных объектов производится до начала строительства скважины за пределами буровой площадки

Таблица 12.6 – Объемы работ под конструктивные узлы привышечных сооружений для дополнительного оборудования

№ п/п	Номер расценки по ЕРЕР или разовая		Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Ед. изм.	Номер вариан- та	Коли- чество	Способ и вид транспортиров- ки (волок., на тягачах, а/тр., трактором и т.д.)	
	первичный	повтор- ный					первич- ный	повторный
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	63 66 60	63т.5м.бл. 66т.5м.бл. 60т.5м.бл.	Навес для воздухосборника 3х4м	10м ²	1;2	1;2	а/м	Трайлер вместе с в/сборником ТГ-60(тр.)
2	63 66 60	63т.5м.бл. 66т.5м.бл. 60т.5м.бл.	Навес хим.реагентов 6х8м	- «-	1;2	4,8	-«-	
3	70	70т.5м.бл.	Площадка (ходы по емкостям)	10м	1;2	1,35	-«-	Совмест. С наве- сом
4	71 69	71т.5м.бл. 69т.5м.бл.	Лестница 2шт Ходы по глинозагрузчику	-«- -«-	1; 2 1; 2	0,6 1	-«- -«-	-«- -«-
5	73	73т.5	Устройство шахты (напр.600мм)	-«-	1; 2	1	-«-	А/м
6	72	72т.м.бл.	Площадка глиномешалки 2х2м	Шт.	1; 2	1	-«-	-«-
7	533 Вкл. В охр.прир.	533*	Земляной амбар для стока поводковых и талевых вод	100м ³	1; 2	1,8	-«-	-«-
8	2791	2791*						
9	2735 2736	2735* 2736*	Работа по глинизации ЦА-320-3шт.	час	1; 2	6		
10	527 527 527 894	527 527 527 0,15	Монтаж вагончиков для	Ваг. -«- -«- -«-	1;2 1;2 1;2	9 13 5	а/м14т	а/м 14т
10.1			в/монтажников				-«-	-«-
10.2			буровой бригады				-«-	-«-
10.3			бригады освоения				-«-	-«-
10.4			Ст.расц.К-1,48				Эл.монтаж вагончиков	Ваг
11	60,63,60,63,66	м/бл.	Сарай для эл.котельной 2,5мх4м	10м ²		0,9		
12	649	649	Бригадное хозяйство для в/монтаж.	к-т		1		
13	2805 2807	2805* 2807*	Пробег ЦА-320, СМН-20	к-т		4х50		

Таблица 12.7 – Объемы работ по фундаментам под буровое оборудование

№ п/п	Наименование работ	Единица изме- рения	Номер варианта	Количество
1	2	3	4	5
1	Фундамент бутобетонный под: вышечный, силовой, насосный блоки	м ³	1;2	43
2	Основание из 50% бурильных труб 127мм под вышечно-агрегатный энерго- блок	труба	1;2	16
3	Тумбы под основание ОБ-53М	тн	2	30
4	Фундаменты под дополнительное оборудование:			
4.1	Блок ЦС из 50% бурильных труб 127мм	труба	1;2	7
4.2	Блок отстойника с дегазатором	труба	1;2	3
4.3	Блок приготовления и очистки	- « –	- « -	3
4.4	Емкость запаса технической воды	- « –	- « -	2
4.5	Под емкость для сбора шлама 40х2			2
	Итого:	труба		17
5	Фундамент из железобетонных блоков (1,2х0,6х0,6м) под КПБ-3	блок	- « -	2
6	Фундамент под 9МГР из бруса 200х200мм	м ³	- « -	0,2
7	Основание из 50% бурильных труб 127-140мм блок собственного изготовления под КПБ-3 и стеллажи под трубы, загрузчик глины и блок приготовления рас- твора	тн	- « -	31,95
8	Фундамент из железобетонной плиты под:			
8.1	Вышечным блоком (12х12х0,1м)	м ³	- « -	14,4
8.3	Насосным блоком (10х16х0,1м)	- « –	- « -	16
8.4	Энергоблоком (6х8х0,1м)	- « –	- « -	4,8
8.5	блок приготовления бурового раствора (7,5х8,8х0,1м)	- « –	- « -	6,6
8.6	Бетонирование желобов, в амбар для сточных и талевых вод и траншеи вокруг блоков (0,5х2х150+0,8х150)х0,05м	- « –	- « -	13,5
	Итого:			
9	Работа по заливке фундамента и площадок ЦА-320-1	час	- « -	2
10	ЦСМ-2	час	- « -	2х2/64,3
11	Пробег ЦА и ЦСМ с базы и обратно 3спр.	км	- « -	50х2х3
12	Разбивка бутобетонного фундамента со сбором для доставки в карьер для за- хоронения	м ³	- « -	97,3

Таблица 12.8– Объемы работ при использовании специальной установки для испытания скважин

№ п/п	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Единица измерения	Номер варианта	Количество
1	2	3	4	5
1	Газосепаратор с обвязкой трубопроводом	к-т	1;2	1
2	Конденсатосборник с обвязкой трубопроводом	-"	-"	1
3	Факельная линия 73 мм с линией замера газа	м.	-"	70/10
4	Выкидная линия 73мм.для отработки скважины	-"	-"	100
5	Емкость 50 м3 для накопления и временного хранения пластовых флюидов	шт.	-"	3*50 м ³
6	Обвязка емкостей трубопроводами	к-т	-"	3
7	Ц/бежный насос с электромотором N-30 кВт	-"	-"	1
8	Задвижки d.-80 мм высокого давления на линиях	шт.	1;2	15
9	Контур заземления накопительных емкостей с устройством 2-х громоотводов	контур	-"	1
10	Фундамент из ж/б плит 6м х2м 0,2м под емкости	-"	-"	6
11	Фундамент ж/б плит под ц/б насос 3м х 2м х 0,2м	-"	-"	1
12	Обваловка площадки с накопительными емкостями 15м х15 х 1м	100 м ³	-"	0,345
13	Буровая установка	к-т	-"	1
14	Устройство оттяжек с якорями к мачте	шт.	-"	4
15	Дизель генератор 100 кВт	к-т	-"	1
16	Прожектор	-"	-"	4
17	Трапные установки высокого и низкого давлений	-"	-"	1/1
18	Факельная линия 73 мм	м.	-"	50
19	Выкидная линия 73мм.для отработки скважины	м.	-"	50
20	Задвижки d.-80 мм высокого давления на линиях	шт.	-"	4
21	Емкость для накопления и временного хранения пластовых флюидов	-"	-"	3*50 м ³
22	Ц/бежный насос с электромотором N-30 кВт	-"	-"	1
23	Замерная емкость 10 м3	шт.	-"	1
24	Контур заземления накопительных емкостей с устройством 2-х громоотводов	контур	-"	1
25	Фундамент из ж/б плит 6м х2м 0,2м под емкости	-"	-"	6
26	Фундамент ж/б плит под ц/б насос 3м х 2м х 0,2м	-"	-"	1
27	Обваловка площадки с накопительными емкостями 15м х15 х 1м	100 м ³	-"	0,345
28	Обваловка площадки с факелом 1,5м х1,5 х 1м	-"	-"	0,345

13. ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТЬ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИНЫ

Таблица 13.1 - Продолжительность строительства скважин

Продолжительность цикла строительства скважины, сут						
Всего	В том числе:					
	Строительно-монтажные работы	Подготовительные работы к бурению	Бурение и крепление	Испытание		
				Всего	В открытом стволе	В эксплуатационной колонне
2	3	4	7	8	9	10
252	15	2	55	180	-	180

Таблица 13.2 - Продолжительность бурения и крепления по интервалам глубин

Номер обсадной колонны	Название колонны	Продолжительность крепления, сут	Интервал бурения (по стволу), м		Продолжительность, сут		
			от (верх)	до (низ)	Забойными двигателями	Роторным способом	Совмещенным способом
1	Кондуктор	1,0	0	70		1,3	
2	I-Промежуточная	3,8	70	300		4,7	
3	II-Промежуточная	4,0	300	500		4,8	
4	Эксплуатационная	5,8	500	2200			29,6

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 шпильная катушка с направляющим роликом.	БУ	1 шт.
2	Грузоподъемное устройство (кран, тельфер) с комплектом тарированных грузозахватных приспособлений	Приемный 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.

продолжение таблицы 14.1

1	2	3	4
22	Блокирующие устройства, исключающие 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
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 промышленно-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 уровнем)	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 сидел клапанов буровых насосов	БУ	1 шт.
44	Автоматический сигнализатор уровня промышленной жидкости в емкости	емкость	1 шт на насос

45	Устройство по предупреждению перегрузки бурового насоса	насос	1 шт.
----	---	-------	-------

продолжение таблицы 14.1

1	2	3	4
46	Ключ патронный для загибания втулочно-роликовых цепей	БУ	1 шт.
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
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 электросварочного 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
	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 изготовление*	Количе- ство, 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 изгото- вление*	Количество, шт.
1	2	3	4
1	Радиостанция в режиме диспетчерской связи РРС-1М		1
2	Радиотелефон для связи с офисом		1

Примечание: *Закон Республики Казахстан от 6 апреля 2016 года № 480-V ЗРК.

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 «Правиле обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности» 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 легко воспламеняемых 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 -1г относятся все остальные помещения, территория вокруг закрытых устройств и фонтанной арматуры, ограниченная расстоянием 3м и территория вокруг открытых устройств, ограниченная расстоянием 5м.
5	В котельных помещениях не допускается хранение легковоспламеняющихся и горючих жидкостей. 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, исключая возможность попадания его на пол котельной. Запрещается подавать топливо при потухших форсунках или газовых горелках.

продолжение таблицы 15.1

1	2
6	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: 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; 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	Для обеспечения безопасных условий труда при строительстве и выполнении требований по промышленной санитарии и гигиене труда рабочий должен быть обеспечен: санитарно-бытовыми помещениями, средствами индивидуальной защиты, спецодеждой, спецобувью, средствами защиты от шума и вибрации, средствами защиты органов дыхания, а также средствами контроля воздушной среды и необходимым уровнем освещенности.
2	Для обеспечения безопасности работающих на буровых установках и профилактики профессиональных заболеваний 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 техники безопасности. Выдача спецодежды, спецобуви и других индивидуальных средств защиты регламентировано «Отраслевыми нормами выдачи спецодежды, спецобуви и других средств защиты». Согласно указанным документам весь рабочий персонал, участвующий в строительстве скважины, должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты.
3	Учитывая наличие паров органических веществ: углеводов, эфиров, спиртов, альдегидов в воздухе рабочей зоны в соответствии с каталогом «Промышленные противогазы и респираторы» члены буровой бригады опробования 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 24000-26000мг/м ³ (по бензолу).
4	Учитывая, что в процессе бурения работающие подвергаются воздействию повышенного уровня шума и вибрации и в соответствии с требованиями «Гигиенических нормативов уровней шума на рабочих местах» и «Санитарно-эпидемиологических требований к условиям работы с источниками вибрации» по ограничению действующих уровней шума и вибрации буровая установка должна быть оснащена коллективными средствами снижения шума и вибрации.
5	Для создания необходимого и достаточного уровня освещенности на рабочих местах с целью обеспечения безопасных условий труда необходимо руководствоваться «Инструкции по проектированию осветительного электрооборудования промышленных предприятий», «Правила устройства электроустановок (ПУЭ-2012)», «Инструкции по монтажу электрооборудования силовых и осветительных сетей взрывоопасных зон».
6	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. 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.

продолжение таблицы 15.2

1	2
	Допускается для освещения помещений основного производственного назначения, применение ламп накаливания. Для освещения производственных площадок и не отапливаемых производственных помещений, проездов следует также применять газоразрядные источники света. Выбор типа светильников производится с учетом характера светораспределения окружающей среды высоты помещения. В помещениях, на открытых площадках, где могут по условиям технологического процесса образовываться взрыво- и пожароопасные смеси, светильники должны иметь взрывонепроницаемое, взрывозащищенное исполнение, в зависимости от категории взрыво- и пожароопасности помещения по классификации ПУЭ (правила устройства электроустановок).
7	Для улучшения условий видения и уменьшения слепимости, световые приборы на буровых вышках должны иметь жалюзные насадки или козырьки, экранирующие источники света или отражатель от бурильщика и верхового рабочего. При устройстве общего освещения для пультов управления источников 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 промышленных помещений следует чистить не реже раз в год. Для всех остальных помещений чистить светильники необходимо не реже 4 раза в год.
8	В соответствии с СНИП-2-82 «Вспомогательные задания и помещения промышленных предприятий» и РД 39-22-719-82 «Нормативы санитарно-бытового оснащения бригад, занятых бурением и ремонтом скважин, строящаяся буровая при стационарном, вахтовом и вахтово-экспедиционном методе организации труда должна быть обеспечена санитарно-бытовыми помещениями.

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

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 лавсановизкозной ткани	ГОСТ 12.4 111-82	бурильщик, пом. бурильщика
3	Куртка утепленная	ГОСТ 17222-71	электромонтер, слесарь по обсл. буровой
4	Брюки утепленные	ГОСТ 18235-72	электромонтер, слесарь по обсл. буровой
5	Летний костюм: куртка, полукombineзон и рубаха 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 нефтемаслозащитные	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 "Дрэгер" 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	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

Таблица 15.5 - Нормы освещенности

№ п/ п	Рабочие места	Рабочая поверхность, на которой нормируется освещенность	Плоскость формиро- вания освещенности: Г-горизон- тальная; Верти- кальная	Разряд и подраз- ряд зри- тельной работы	Рабочее освещение			Аварий- рий- ность осве- щение, лк
					Освещенность, лк		Показатель ослепленно- сти 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	10
2	Пульт и щит управления без измерительной аппаратуры, стол оператора	Рычаги, рукоятки	Г.В	VI	75	150	60	10
3	Стол оператора, машиниста аппарата, дежурного	Стол	Г	IV г	100	150	40	10
4	Задвижка насоса, штурвал задвижки насоса, рукоятка и рычаг управления, контрольный сифонный кран, клапан предохранительный, места замены манжет клапанов и набивки сальников	Задвижка, штурвал, рукоятка, рычаг, кран, клапан, манжета, сальник	Г.В	VIII	30	75	80	10
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	10
8	Роторный стол	Роторный стол	В		100	100	Освещенность установлена эксперимен- тально	
9	Буровая лебедка	барабан	В	X	30	30		
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		

Продолжение таблицы 15.5

1	2	3	4	5	6	7	8	9
14	Установка для механизации и автоматизации спуско-подъемных операции (АСП)	Механизм захвата	Г	IX	50	50		
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		10
17	Кронблочная площадка, кронблок	Рабочие блоки	Г.В.	X	30	30		10
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	5
23	Дизельное помещение (освещенность снижена на одну ступень шкалы освещенности)	0,8м от стола	Г	VI	50	100		5
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		10
26	Цементировочная головка (освещенность повышена на одну ступень шкалы освещенности)	Кран	В	X	50	50		
27	Мерный бак цементировочного агрегата, бочек для цементного раствора	Поверхность раствора	Г	X	30	30		
28	Место зарядки прострелочных и взрывных аппаратов (ПБД)	Место зарядки	Г	Vг	75	100		

Продолжение таблицы 15.5

1	2	3	4	5	6	7	8	9
29	Каротажный подъемник Путь движения геофизического кабеля: от каротажного подъемника до блока баланса; от подвешенного ролика до устья скважины	Барабан, пульт, кабины машиниста Кабель	Г В Г	X XI	30 50 10	30 50 10	Освещенность установлена экспериментально	
30	Блок-баланс	Кабель Блок-баланс	В	X	30	30		
31	Рабочее место у устья скважины	Рабочее место	В	X	30	30		
32	Каротажная лаборатория	0,8 м о пола	Г		75	75	Освещенность установлена экспериментально	
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 стационарного газоанализатора
1	2	3	4
1	Газосигнализатор (стационарный с 8-канальными платам с 3 лампочками и 3-мя сиренами Включает 8 датчиков и электропроводку. система подаёт визуальный и звуковой сигнал на пост бурильщика)	комплект	Ротор, желобной системе, вибросит, насосном помещении (2 штуки), у приемных емкостях (2 штуки), Помещение отдыха персонала
2	Газоопределитель LTX 412 переносной со сменными перезаряжаемыми батарейками и зарядным устройством батарей	3	
3	Газоанализатор-универсальный для контроля ПДК вредных веществ (сероводород, окись углерода, окись азота и др.) переносной или его аналог	1	
4	Индикатор ФЛП - 2.1 переносной	1	

Таблица 15.7 - Санитарно-бытовые помещения

№№ п/п	Наименование, а также тип, вид, шифр и т.д.	Количество, шт.
1	2	3
1	Вагон для буровых мастеров, супервайзера и представителей Заказчика	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-кульбуда	1

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.

Таблица 15.8 - Первичные средства пожаротушения

№ п/п	Наименование	ГОСТ, ТУ и т.д. на изготов- ление**	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	Углекислот- ные
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

**Закон Республики Казахстан от 6 апреля 2016 года № 480-V ЗРК.

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: газонефтеводопроявления, поглощения бурового и цементного растворов.
6. Осложнения: связанные с межколонными давлениями.
7. Аварий с каротажными инструментами, в т.ч., радиоактивными приборами.

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 спуско-подъемных 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.
		1.7. Проводить дефектоскопию бурильных и утяжеленных труб.		

продолжение таблицы 16.1

1	2	3	4	5
2.	Прихват инструмента	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.
		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		

продолжение таблицы 16.1

1	2	3	4	5
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.
		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.

продолжение таблицы 16.1

1	2	3	4	5
		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.
			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 трубуловку, 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 шарошек 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.

продолжение таблицы 16.1

1	2	3	4	5
		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. 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 за-боя производить через 15 мин.	6.3. Аварийные работы выполняются по плану, утвержденному директором по производству, под руководством бурового супервайзера.
		4. 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.	Нефтегазо водопроявления	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.

продолжение таблицы 16.1

1	2	3	4	5
		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".
		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 «Правила 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 бурильной колонны в башмаке обсадной колонны с обязательной установкой шарового крана.		
		8.18. При необходимости продолжительного ремонта устья и невозможности промывки скважины необходимо устанавливать аварийный цементный мост.		
		8.19 К подъему инструмента приступать только после выравнивания параметров раствора по всему объему до установленной величины.		

продолжение таблицы 16.1

1	2	3	4	5
9	Поглощения	9.1. Определить и знать зоны дренирования, тектонических нарушений, карстовых образований, горизонтов с высокой пористостью и проницаемостью.	9.1. При начавшемся поглощении поднять 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 согласно «Правиле обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности»	9.2. Ввести наполнители (слюда, кордное волокно, целлюфановая 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 бурильных 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.
		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. Обвязку устья колонными головками производить строго в соответствии с инструкциями завода-изготовителя.		
		10.4. Применять колонные головки, исключаяющие переток флюида из затрубного пространства в межколонное.		

16.1. План ликвидации аварии

На опасном производственном объекте разрабатываются план ликвидации аварий (далее - ПЛА). ПЛА утверждается руководителем организации и согласовывается с профессиональными АСС и (или) формированиями.

В помещениях, где находится персонал, должны вывешиваться утвержденные:

- 1) технологическая схема (мнемосхема) расположения оборудования и трубопроводов с указанием на них КИПиА, предохранительных, запорных регулировочных устройств, схема установки датчиков сероводорода и расположение точек контроля воздушной среды;
- 2) схема объекта с указанием расположения аварийных складов, островков газовой безопасности, пожарного инвентаря, средств защиты работников, основных и запасных маршрутов движения людей и транспорта, преимущественных направлений распространения и мест скопления сероводорода в воздухе в аварийной ситуации, средств связи и оповещения;
- 3) схема оповещения с указанием номеров телефонов подразделений территориальных подразделений уполномоченных органов в области промышленной безопасности по Туркестанская области, АСС, пожарной охраны и медицинской службы;
- 4) оперативная часть ПЛА;
- 5) схема эвакуации.

На рабочих местах и территории опасного производственного объекта, где возможно воздействие ОВПФ устанавливаются предупредительные знаки и надписи, опасные участки работ ограждаются или обозначаются знаками безопасности и надписями.

Производственные объекты и помещения располагаются с наветренной стороны по «розе ветров» по отношению к источнику возможного выделения сероводорода.

Рабочие места, объекты, проезды и подходы к ним, проходы и переходы в темное время суток обеспечиваются освещением.

Промышленная площадка, производственные помещения не должны иметь подвалов, заглублений, траншей и каналов.

Не допускается проведение огневых работ в радиусе менее 50 метра от места применения и складирования материалов, содержащих легковоспламеняющиеся или взрывоопасные вещества и при отсутствии средств пожаротушения.

Перед началом выполнения работ в местах, где имеется опасность загазованности и воздействия ОВПФ превышающих допустимые нормы, в том числе в изолированных помещениях, закрытых емкостях, колодцах, траншеях и шурфах, проводится анализ воздушной среды и оформляется наряд - допуск. При обнаружении загазованности производство работ в данном месте останавливается и возобновляется после устранения загазованности.

Объекты, где требуется подъем работника на высоту до 0,75 метра, оборудуются ступенями, а на высоту выше 0,75 метра лестницами с перилами.

В местах перехода людей над трубопроводами устанавливают переходные мостки с покрытием, исключающим скольжение, шириной не менее 0,65 метра, с перилами высотой не менее 1,0 метра.

Производственные помещения, где возможен разлив жидкости, содержащей сероводород, оборудуются устройствами для смыва ее большим количеством воды и отвода в закрытую систему канализации.

Помещения буровых установок, производственных объектов оборудуются постоянно действующей приточно-вытяжной вентиляцией с автоматическим включением от датчиков сероводорода при достижении ПДК.

Персонал, работающий в пределах месторождения, обеспечивается надежной двусторонней телефонной или радиосвязью.

16.2. Авторский надзор за реализацией проектных решений

Мониторинг исполнения проектных документов на разработку месторождения включает в себя сопровождение работы Недропользователя по проектному документу в рамках ежегодного авторского надзора с представлением ежегодного отчета в уполномоченный орган в области углеводородов.

В рамках авторского надзора за реализацией проекта разработки месторождения углеводородов допускается:

1) изменение графика ввода скважин без изменения общего проектного фонда скважин, предусмотренного в базовом проектном документе;

2) корректировка местоположения проектируемых скважин, при наличии обоснованной необходимости;

3) виды и объемы исследовательских работ;

Корректировка проектных показателей оформляется совместным протоколом между Недропользователем и автором проекта.

При авторском надзоре используется информация, полученная при разработке, а результаты оформляются в виде информационного отчета.

В авторском надзоре отражаются следующие положения:

1) степень реализации проектных решений и соответствие фактических технологических показателей и принятых в проекте разработок месторождений (вскрываются причины, обусловившие расхождения, даются рекомендации, направленные на достижение проектных показателей), а также заключения о мероприятиях и предложениях недропользователей, направленных на обеспечение проектного уровня добычи нефти;

2) степень выполнения запланированных мероприятий по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин, требований к порядку освоения и ввода нагнетательных скважин, к дифференцированному воздействию на объекты разработки, качеству воды, используемой для заводнения, к технологиям повышения извлечения углеводородов;

3) выполнение проектных мероприятий по доразведке месторождения;

4) рекомендации по корректировке местоположения скважин, изменению очередности их бурения (замены одной скважины другой), проведению новых видов исследований, дополнительному отбору керн из интервалов пласта, исследованиям пластовых флюидов, увеличению продолжительности опробования поисковых скважин, количества объектов опробования и т.п., в случаях обоснованной необходимости увеличения видов и (или) объемов работ, отсутствия каких-либо изменений представлений о геологическом строении, термобарических и гидродинамических условий и выявленных недостатков в освоении системы разработки месторождения, незначительных (менее 10%) расхождений фактических показателей разработки эксплуатационных объектов месторождения от проектных величин, без изменений и дополнений в проектный документ;

5) рекомендации по изменению проектных решений в рамках дополнения к проекту или нового проекта разработки, в случае обоснованной необходимости изменения видов, способов, технологий, объема и сроков проведения разработки месторождения;

6) рекомендации по достижению проектных решений и устранению выявленных недостатков в освоении системы разработки и (или) по проведению внеочередного анализа разработки для определения необходимости изменения отдельных проектных решений и показателей проекта разработки месторождения.

Авторский надзор выполняется в соответствии с нормативно-технической документацией по составлению авторских надзоров за реализацией базовых проектных документов, разрабатываемой и утверждаемой уполномоченным органом в области углеводородов.

Отчет по авторскому надзору за реализацией проектных решений при разработке месторождения углеводородов не подлежит государственной экспертизе базовых проектных документов и направляется недропользователем в уполномоченный орган в области углеводородов в уведомительном порядке в электронном виде.

Плотность бурового раствора (если она не вызывается необходимостью обеспечения устойчивости стенок скважины) в интервалах совместимых условий бурения определяется из расчета создания столбом бурового раствора гидростатического давления в скважине, превышающего пластовое (поровое) на величину:

- 1) 10-15% - для скважин глубиной до 1200 м (интервалов от 0 до 1200м включительно), но не более 1,5 МПа (15 кгс/см²);
- 2) 5-10% - для скважин глубиной до 2500 м (интервалов от 1200 до 2500м включительно), но не более 2,5 МПа (25 кгс/см²);
- 3) 4-7% - для скважин глубиной более 2500 м, но не более 3,5 МПа (35 кгс/см²).

Не допускается отклонение плотности находящегося в циркуляции бурового раствора более, чем на ± 20 кгс/см³ (0,02 г/см³).

Рецептура и методика приготовления, обработки, утяжеления и очистки бурового раствора контролируются специалистами авторского надзора за строительством скважин.

В процессе бурения и промывки скважины параметры (свойства) бурового раствора контролируются с периодичностью - плотность и вязкость через 10-15 минут, температура, фильтрация, содержание песка, содержание коллоидной фазы, pH, СНС1/10 и реологические показатели (эффективная вязкость и динамическое сопротивление сдвига) – каждые 4 часа. При разбуривании газовых горизонтов плотность бурового раствора, выходящего из скважины, и после дегазатора измеряется через каждые 5 минут, остальные показатели с периодичностью, указанной выше. При отсутствии на буровой газокаротажной станции два раза в смену проводится контроль бурового раствора на насыщенность его газом. Параметры бурового раствора записываются в журнале.

Если объемное содержание газа в буровом растворе превышает 5%, то необходимо принять меры по его дегазации, выявлению причин насыщения раствора газом (работа пласта, поступление газа с выбуренной породой, вспенивание и другие) и их устранению.

Не допускается повышение плотности бурового раствора, находящегося в скважине, путем закачивания отдельных порций утяжеленного раствора с длительными перерывами на заготовку новых. Утяжеление бурового раствора производится при циркуляции его в процессе всего цикла.

Максимальное допустимое давление при циркуляции бурового раствора не превышает величину давления гидроразрыва пласта и поглощения.

17. ЛИКВИДАЦИЯ И КОНСЕРВАЦИЯ СКВАЖИН

17.1. Обоснование критериев ликвидации и консервации скважины

Разработка проектных технологических и технических решений по ликвидации скважин на участке Шалкар направлены на обеспечение промышленной безопасности, охрану недр и окружающей природной среды, безопасности жизни и здоровья людей.

Структура и состав проектной документации определены в соответствии с действующими нормативными требованиями и включают в себя разделы по ликвидации скважины, предусмотренные «Правила консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана» от 22 мая 2018 года № 200.

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 (инспекции) геологии и недропользования.

Пользователь недр обязан обеспечить ликвидацию скважины, не подлежащей использованию в установленном порядке.

Рабочий проект предусматривает, что после достижения проектной глубины 2200 м в скважину спускается и цементируется колонна диаметром 168,3 мм в интервале 0-2200м с последующим проведением работ по перфорации и испытанию перспективных горизонтов. После испытания всех перспективных горизонтов, скважина ликвидируется как выполнившая свое назначение. Предусматривается также вариант ликвидации скважины без спуска эксплуатационной колонны.

Подготовку материалов в комиссию для оформления ликвидации скважины, право контроля, ответственность за своевременное и качественное проведение работ при ликвидации скважины, охрану недр и рациональное использование природных ресурсов, несет пользователь недр (заказчик).

Устье и ствол ликвидируемой скважины оборудуются в соответствии с инструкциями, разработанными предприятием-недропользователем и согласованными с АСС.

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 Областной инспекции геологии и недропользования (ГУ МД «Запказнедра»).

17.2. Консервация и ликвидация технологических объектов

17.2.1 Порядок оформления материалов на ликвидацию скважины

1. Все работы по порядку оформления материалов на ликвидацию (консервацию) скважины должны проводиться в строгом соответствии «Правила консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана» от 22 мая 2018 года № 200.

1. В любое время до истечения периода разведки или добычи углеводородов недропользователь вправе произвести консервацию или ликвидацию отдельных технологических объектов, используемых при проведении операций по недропользованию, включая сооружения, оборудование, скважины и иное имущество.

При этом в течение периода добычи по контракту на разведку и добычу или добычу углеводородов недропользователь обязан ликвидировать скважины, которые подлежат ликвидации по техническим и (или) геологическим причинам и не могут быть использованы в иных целях в соответствии с проектом разработки месторождения.

2. Технологические объекты ликвидируются или консервируются в соответствии с утвержденным недропользователем и получившим положительные заключения предусмотренных настоящим Кодексом и иными законами Республики Казахстан экспертиз проектом ликвидации или консервации технологических объектов, за исключением отдельных категорий скважин, предусмотренных в правилах консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи угле-

водородов, утверждаемых уполномоченным органом в области углеводородов, ликвидация или консервация которых осуществляется в соответствии с планом ликвидации и консервации.

3. Требования к проведению работ по консервации или ликвидации технологических объектов устанавливаются в правилах консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов, утверждаемых уполномоченным органом в области углеводородов.

4. Финансирование работ по консервации технологических объектов, проводимых вне рамок консервации участка недр, право недропользования по которому прекращено, осуществляется за счет средств недропользователя. Финансирование работ по ликвидации технологических объектов, проводимых вне рамок ликвидации последствий недропользования по углеводородам, осуществляется за счет средств недропользователя.

5. 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 «Запказнедра». Итоговые данные по ликвидации скважины направляются в АСС с годовыми отчетами управлениями округов (РД 03-64-94 форма ЛС).

9. По скважинам, пробуренным на участке Шалкар, указанные материалы представляются для заключения в «Запказнедра».

Согласованный в указанном порядке план изоляционно-ликвидационных работ является основанием для проведения работ по ликвидации объекта.

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

11. 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.

12. Восстановление ранее ликвидированных скважин проводится при положительном решении предприятия, на учете которого находится скважина. Ремонтно-восстановительные работы производятся по плану, согласованному с АСС.

13. Повторная ликвидация восстановленных скважин и оформление материалов на ликвидацию проводится согласно «Правила консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана» от 22 мая 2018 года № 200.

17.2.2 Порядок консервации и ликвидации технологических объектов

1. Технологические объекты консервируются и (или) ликвидируются в соответствии с утвержденным недропользователем и получившим положительные заключения предусмотренных Кодексом и иными законами Республики Казахстан экспертиз проектом консервации или ликвидации технологических объектов, за исключением отдельных категорий скважин, ликвидация или консервация которых осуществляется в соответствии с планом консервации и ликвидации.

2. К отдельным категориям скважин относятся нефтяные, газовые и нагнетательные скважины различного назначения при разведке и добыче углеводородов, не относящиеся к скважинам с содержанием сероводорода в пластовом флюиде 3,5 % и более, с аномально высоким пластовым давлением с коэффициентом аномальности 1,5 и более, на суше глубину более пяти тысяч метров на море и внутренних водоемах.

3. В любое время до истечения периода разведки или добычи углеводородов недропользователь вправе произвести консервацию или ликвидацию отдельных технологических объектов, используемых при проведении операций по недропользованию, включая сооружения, оборудование, скважины и иное имущество.

При этом в течение периода добычи по контракту на разведку и добычу или добычу углеводородов недропользователь обязан ликвидировать скважины, которые подлежат ликвидации по техническим и (или) геологическим причинам и не могут быть использованы в иных целях в соответствии с проектом разработки месторождения.

4. Решение о консервации или ликвидации технологических объектов принимается приказом недропользователя.

5. Акт о приемке консервированных и (или) ликвидированных технологических объектов или нефтяных, газовых и нагнетательных скважин различного назначения, за исключением скважин с содержанием сероводорода в пластовом флюиде 3,5 % и более, с аномально высоким пластовым давлением с коэффициентом аномальности 1,5 и более, на суше глубиной более пяти тысяч метров, на море и внутренних водоемах, подписывается членами комиссии, созданной приказом недропользователя, в состав которой включаются технический руководитель и ответственные работники недропользователя, а также представители исполнителя работ (подрядчика, при наличии).

6. Акт о приемке консервированных и (или) ликвидированных нефтяных, газовых и нагнетательных скважин различного назначения с содержанием сероводорода в пластовом флюиде 3,5 % и более, с аномально высоким пластовым давлением с коэффициентом аномальности 1,5 и более, на суше глубиной более пяти тысяч метров, а также скважин на море и (или) внутренних водоемах подписывается членами комиссии, созданной приказом недропользователя, в состав которой включаются технический руководитель и ответственные работники недропользователя, представители уполномоченного органа в области промышленной безопасности, а также представители исполнителя работ (подрядчика, при наличии).

В случае приемки консервированных и (или) ликвидированных нефтяных, газовых и нагнетательных скважин различного назначения на море и (или) внутренних водоемах в состав комиссии также включается представитель регионального органа уполномоченного органа в области использования и охраны водного фонда, водоснабжения, водоотведения.

7. Все материалы (акты, приказы, протоколы и другие материалы) по консервации и (или) ликвидации нефтяных, газовых и нагнетательных скважин различного назначения при разведке и добыче углеводородов подшиваются и хранятся в деле скважины до окончания операций по недропользованию, и вместе с материалами ликвидации последствий недропользования представляются в уполномоченный орган по изучению недр.

17.2.3 Технологические и технические решения по ликвидации скважины

Планами работ на установку изоляционно-ликвидационных мостов при переходе к вышележащим объектам необходимо предусматривать выполнение проектных решений, разработать меры по предупреждению поглощений и других осложнений, меры по предупреждению аварий при производстве работ.

Техническим решением для ликвидации скважины принимается метод установки цементных мостов с учетом горно-геологических особенностей разреза.

Высота цементных мостов и места их установки в скважине определены в соответствии с типовым проектом проведения изоляционно-ликвидационных работ по ликвидации скважин, отвечающем всем требованиям законодательных актов по недропользованию.

В процессе испытания скважины в эксплуатационной колонне должен соблюдаться принцип последовательности проведения работ по перфорации и испытанию каждого объекта снизу-вверх с обязательной установкой изоляционно-ликвидационных цементных мостов. При малом расстоянии между объектами предусматривается установка разобщающих изоляционных мостов с применением взрывпакеров.

В соответствии с существующими Правилами безопасности перед началом работ по установке изоляционно-ликвидационных мостов скважина должна быть заполнена буровым раствором с плотностью, позволяющей создать давление на 15% превышающее пластовое.

Рассматриваемые варианты ликвидации скважины:

Вариант 1. Скважина доведена до проектной глубины, спущена «эксплуатационная колонна» диаметром 168,3 мм в интервале 0-2200м, произведено испытание, получены промышленные притоки углеводородов - в этом случае скважина консервируется на период работ по обустройству, а после расконсервации переводится в категорию добывающих. После истощения промыш-

ленных запасов углеводородов скважина подлежит ликвидации, как достигшая нижнего предела дебитов, установленных технологической схемой разработки или инструкцией по обоснованию нижнего предела рентабельности поисковых скважин, разработанной и утвержденной в установленном порядке.

Вариант 2. Скважина доведена до проектной глубины, по результатам испытаний проектных нефтегазоносных горизонтов в открытом стволе оказалась в неблагоприятных геологических условиях (отсутствуют нефтегазонасыщенные коллекторы) в этом случае скважина подлежит ликвидации без спуска эксплуатационной колонной по геологическим причинам.

«Правила консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана» от 22 мая 2018 года № 200 который предъявляют дополнительные требования к ликвидации и консервации скважин на месторождениях с содержанием сероводорода. Обязательным является установка ликвидационных цементных мостов при спущенной эксплуатационной колонне, а также без нее:

Против интервала залегания продуктивного горизонта, при этом высота цементного моста над верхней границей должна быть не менее 30м;

в интервале башмака последней промежуточной колонны должен устанавливаться цементный мост высотой не менее 50м;

Учитывая выше сказанное, предусматривается установка следующих ликвидационных цементных мостов:

Вариант 1 – спущен эксплуатационный колонна Ø 168,3мм в интервале 0-2200м, устанавливаются ликвидационные цементные мосты:

- мост №1–2030-2090м - для перекрытия интервала перфорации нефтегазоносного пласта; 168,3мм;

- мост №2 -1840-1900м - для перекрытия интервала перфорации нефтегазоносного пласта; 168,3мм;

-Вариант 2– без спуска эксплуатационной колонны диаметром 168,3мм устанавливаются цементные мосты:

- мост №1 – 1500-1570м –устанавливается в открытом стволе с целью перекрытия непродуктивных, не имеющих промышленного значения нефтегазоносных пластов и в башмаке 244,5мм колонны высотой в колонне – 50м.

Глубины и высота установки цементных мостов могут изменяться в зависимости от фактических условий перфорации скважины и нахождения продуктивных горизонтов.

17.2.4 Порядок организации работ и оформления документов по ликвидации скважины

Ликвидация скважины должна осуществляться в соответствии с проектной документацией и требований действующей нормативно-технической базы, на основании которых должны составляться индивидуальные планы изоляционно-ликвидационных работ отдельно на каждый ликвидационный мост. В планах должны быть предусмотрены все работы по установке цементных мостов, испытанию их на прочность, работы по оборудованию устья скважины и обследованию устья с указанием ответственных исполнителей, с указанием мероприятий по промышленной безопасности, охране недр и окружающей природной среды.

Утвержденный Заказчиком и согласованный с органами надзора Республики Казахстан и природоохранными органами план является основанием для проведения работ по ликвидации скважины, в т.ч. и на установку отсекающих изоляционно-ликвидационных мостов при переходе испытания к вышележащим объектам.

При установке цементных мостов предусматриваются следующие технологические особенности:

- способ установки цементного моста – на равновесие,
- метод установки – с контролем по объему,
- заливочная колонна - НКТ-73(СБТ -88,9) –с «воронкой» на первой трубе,

-продавочная жидкость – буровой раствор;

Последовательность работ по установке и испытанию мостов на прочность:

-перевод скважины на буровой раствор, применявшийся при бурении с проектными параметрами, выравнивание его по всему циклу;

-демонтаж фонтанной арматуры и монтаж на устье скважины противовыбросового оборудования, предусмотренного проектом;

-установка башмака заливочной колонны на заданной глубине;

-закачка буферной жидкости №1;

-закачка цементного раствора;

-закачка буферной жидкости №2;

-закачка продавочной жидкости в объеме по расчету;

-подъем заливочных труб до установленной проектом и планом верхней границы цементного моста;

-герметизация устья скважины превентором и подготовка к обратной промывке буровым насосом (цементировочным агрегатом).

-срезка моста и обратная промывка с контролем выходящего раствора в объеме «продавочная жидкость + буфер», вымыв с контролем излишек цементного раствора. При отсутствии на «выходе» цементного раствора и буфера продолжать обратную промывку из расчета дополнительной прокачки $\frac{1}{2}$ расчетного объема продавочной жидкости;

-разгерметизация устья;

-подъем 2-3 свечей заливочных труб (50-80м выше глубины срезки моста) и герметизация устья;

-стоянка на ОЗЦ – не менее 24 часов и подъём заливочной колонны;

-спуск инструмента для нащупывания цементного моста;

-испытание моста на прочность разгрузкой;

-испытание моста на герметичность опрессовкой.

После установки ликвидационного моста, после испытания на прочность и герметичность, производится промывка скважины с приведением бурового раствора в соответствие с проектными параметрами и обработкой ингибитором коррозии. При необходимости буровой раствор обрабатывается нейтрализатором сероводорода MIL-GARD.

При завершении подъема заливочной колонны необходимо заполнить верхнюю часть скважины (50м) дизельным топливом (нефтью)

Результаты работ по установке моста, проверке на прочность и опрессовке оформляются соответствующими актами за подписью исполнителей. На этом оборудование ствола ликвидируемой скважины считается завершенным.

Вокруг устья скважины оборудуется площадка размером 1х1м с ограждением. На ограждении устанавливается металлическая табличка с указанием номера скважины, месторождения, пользователя недр и даты окончания бурения.

После проведения ликвидационных работ через 6 месяцев и далее один раз в год должен проводиться контроль давлений в трубном и межколонном пространствах, а также окружающего воздуха с оформлением соответствующих актов.

После завершения работ по оборудованию устья ликвидируемой скважины производятся работы по зачистке территории отведенного участка земли и технический этап рекультивации. Составляется акт на рекультивацию земельного отвода, один экземпляр которого хранится в деле скважины, другой передается землепользователю.

После завершения всех работ по ликвидации скважины составляется акт на выполненные работы за подписью исполнителей.

Акт заверяется печатью и подписью руководства Заказчика.

17.3. Мероприятия по охране недр, окружающей среды и обеспечению промышленной безопасности

Мероприятия обеспечиваются за счет:

- выполнения требований проекта «Основные требования и мероприятия по технике безопасности, промсанитарии, пожарной и противодиверсионной безопасности»;

При опробовании скважины устанавливается контрольно-пропускной режим, исключающий возможность прохода на территорию посторонних лиц и транспортных средств.

- перед извлечением керна из керноприемника, персонал не связанный с этой работой удаляется с приемного моста.

- персонал, выполняющий работу по извлечению и обработке керна, обеспечивается изолирующими противогазами и резиновыми перчатками.

- образцы керна укладываются в герметичные контейнеры, изготовленные из сероводородостойких материалов.

- кернохранилище оборудуется стационарным газосигнализатором и системой вентиляции.

- при выполнении работ по приготовлению и обработке бурового раствора (промывочной жидкости) применяются средства защиты, обеспечивающие безопасность персонала от воздействия химических реагентов.

- соблюдения мер безопасности при обработке буровых растворов химреагентами;

- поддержания параметров бурового раствора, специальных жидкостей в соответствии с величинами, регламентированными проектом на строительство скважины, правилами и инструкциями;

- перед проведением технологических операций по ликвидации (консервации) скважина должна быть заглушена, т.е. заполнена буровым раствором (или другой жидкостью) с плотностью, обеспечивающей превышение давления гидростатического столба над пластовым, согласно требований Правил безопасности;

- выполнения проектных мероприятий по предупреждению газоводопроявлений;

- использования в работе противовыбросового и другого оборудования, обеспечивающего надежную герметизацию устья скважины в случае газоводопроявлений и проведения технологических операций по глушению скважины;

- соблюдения мер безопасности при опрессовке колонн, цементных мостов, нагнетательных линий, работах по цементированию и обслуживанию тампонажной техники, запорной арматуры;

- обеспечения надежной безаварийной работы бурового, вспомогательного и противовыбросового оборудования;

- допуска к работе лиц, имеющих специальную подготовку и квалификацию, прошедших аттестацию и сдавших экзамены;

- обеспечения электроосвещения рабочих мест, оборудования зоны проведения работ в соответствии с требованиями правил безопасности;

- соблюдения правил пожарной безопасности;

- обеспечения расстановки агрегатов и оборудования в соответствии с принятой схемой и технологическими регламентами;

- перед разборкой устьевой арматуры скважина должна быть заглушена, при этом давление в трубном и затрубном пространстве должно быть снижено до атмосферного.

Разборку устьевой арматуры производить после визуального установления прекращения выделения газа из скважины и проверки постоянства уровня жидкости в ней.

Охрана недр при ликвидации (консервации) скважины предусматривает качественное выполнение всех операций в соответствии с рабочим проектом и обеспечивается следующими мероприятиями:

- надежностью рекомендуемой конструкции;

- полной изоляцией водоносных горизонтов и разобщения горизонтов с различной минерализацией воды;

- надежным перекрытием интервалов возможных поглощений и газоводопроявлений;

- качественным проведением цементирования обсадных колонн и созданием прочного монолитного цементного камня за колоннами;

- долговечностью скважины как технического сооружения;
- изоляцией пластов-коллекторов методом установки цементных мостов в различных горно-геологических условиях;
- предупреждением межколонных проявлений и грифонообразования;
- сохранностью законсервированной скважины;
- обеспечением надежной герметизации трубного и затрубного пространства;
- соблюдением всех технологических операций в процессе ликвидации (консервации) скважины согласно плану работ.

Охрана окружающей природной среды должна обеспечиваться выполнением проектных требований по предотвращению и снижению экологически вредной деятельности, предупреждением аварий и ликвидацией последствий возможных аварий. Вопросам охраны жизни и здоровья людей необходимо уделять должное внимание при ликвидации скважины. В проекте на строительство скважины разработаны также мероприятия по охране окружающей среды, при этом требования экологической безопасности и охраны жизни и здоровья людей являются приоритетными.

В разделе проекта на ликвидацию (консервацию) скважины предусматриваются следующие меры, при выполнении которых будет обеспечена охрана окружающей природной среды:

- качественное цементирование обсадных колонн и качественное цементирование при установке цементных мостов;
- установка изоляционных цементных мостов в соответствии с конкретными горно-геологическими и техническими особенностями;
- конструкция скважины, обеспечивающая надежную изоляцию проницаемых пластов и перекрытие интервалов осложнений ствола;
- надежная герметизация трубного и затрубного пространства и недопущение различных проявлений пластового флюида на поверхность;
- недопущение грифонообразования и аварийных ситуаций, связанных с межколонными перетоками;
- предупреждение загрязнений и ликвидация мест загрязнения нефтепродуктами на отведенном земельном месторождении;
- оборудование устья ликвидируемой скважины в соответствии с проектными решениями;
- вывоз пластового флюида полученного при освоении скважины в специально отведенные места;
- осуществление работ только в пределах отведенного земельного участка;
- хранение химических реагентов, ГСМ, сыпучих материалов в специальной таре и в закрытых складских помещениях с твердым покрытием и защищенных обвалованием. По завершении работ на скважине остатки должны быть вывезены;
- компонентный состав буровых и цементных растворов, предусмотренных проектом исключает применение токсичных материалов;
- предотвращение сброса отходов бурения, канализационных и загрязненных стоков в водоемы общего пользования и подземные водоносные горизонты или в места вне специальных сооружений;
- осуществление сбора отходов бурения (шлам, отработанный буровой раствор, сточные воды) в специальных емкостях шлама;
- после завершения работы по демонтажу и вывозу бурового и вспомогательного оборудования производство работ по ликвидации инженерной системы сбора, разбивке и удалению бетонных покрытий и фундаментов;

Осуществление перевозок по отведенным дорогам и подъездам к буровой, которые должны быть рекультивированы после завершения строительства скважины.

17.4. Подъемный агрегат для изоляционно-ликвидационных работ

Основным критерием выбора установки для проведения изоляционно-ликвидационных работ является соответствие грузоподъемности агрегата весу применяемых колонн труб (НКТ или бурильных). При этом нагрузка на крюке не должна превышать 0,6 величины параметра «допускаемая нагрузка на крюке» от расчетной массы бурильной колонны или 0,9 от расчетной массы колонны НКТ. Ликвидации скважин будут производиться установкой грузоподъемностью 180т

Порядок организации работ по консервации скважины и обеспечению промышленной безопасности

Все работы по консервации скважины проводятся по утвержденным Заказчиком, обеспечивающим выполнение проектных решений. План консервации скважины должен составляться с учетом конкретных горно-геологических особенностей разреза, содержать подробную информацию по техническому и технологическому состоянию скважины, причинах консервации, планируемых работах по оборудованию устья и ствола с указанием ответственных исполнителей. Указанные в плане сроки консервации и порядок контроля технического состояния законсервированной скважины должны соответствовать требованиям Правил безопасности.

Последовательность работ по консервации скважины следующая:

- заглушить скважину;
- демонтировать фонтанную арматуру и через переходную катушку на крестовину смонтировать противовыбросовое оборудование, предусмотренное проектом;
- спустить НКТ до глубины ниже интервала перфорации на 10 м, промыть скважину с обработкой раствора и доведением бурового раствора до параметров, рекомендуемых проектом;
- закачать в интервал перфорации специальную жидкость, обеспечивающую сохранение коллекторских свойств продуктивного пласта;
- поднять НКТ до нижней границы цементного моста;
- установить консервационный цементный мост (порядок аналогичен описанному выше порядку при установке ликвидационных мостов).
- демонтировать противовыбросовое оборудование и смонтировать фонтанную арматуру;
- заполнить верхнюю часть скважины незамерзающей жидкостью (нефтью) в интервале 0-30 м (прямой и обратной циркуляцией закачав дизельное топливо в трубное и затрубное пространства);
- на фонтанной арматуре закрыть все задвижки, снять штурвалы, манометры, установить заглушки;
- демонтировать буровую установку;
- провести рекультивацию и планировку площадки;
- оградить устье скважины и на ограждении укрепить табличку с указанием номера скважины, площадь (месторождение), предприятия - пользователя недр, дата (срок) консервации, произвести планировку прискважинной площадки.

На все проведенные работы по консервации скважины, составляется акт на выполненные работы за подписью исполнителей, акт заверяется печатью и подписью руководства предприятия. На основании этого акта составляется акт на консервацию скважины.

Продление сроков консервации законченной строительством скважины осуществляется в порядке, установленном предприятием – пользователем недр (владельцем).

Таблица 17.2 - Осложнения, возникающие при установке цементных мостов, и мероприятия по их недопущению

Осложнения при установке мостов	Наиболее характерные причины осложнений	Мероприятия по предупреждению осложнений
	Недостаточное содержание замедлителя схватывания или жидкости - воды затворения.	Контроль за содержанием реагентов в жидкости затворения и процессом приготовления цементного раствора по плотности и расходу компонентов, приготовление всего объема раствора в осреднительной емкости.
	Образование затрудняющих прокачивание зон смешения цементного раствора с глинистым раствором.	Применение буферных жидкостей и разделительных пробок, проверка смесей на загустевание.
	Подъем цементного раствора на значительно большую высоту, чем проектная, вследствие смешения и образования застойных зон.	То же, а также применение центраторов, эксцентриков.
	Загустевание цементного раствора при остановках циркуляции.	Проверка рецептуры цементного раствора по показаниям консистометра с учетом температуры и давления.
	Образование застойных зон цементного раствора при вымывании его избытка.	Цементирование с расхаживанием колонны, применение легко разбурываемых или отсоединяемых хвостовиков.
Низкая прочность или отсутствие цементного камня в проектом интервале установки моста.	Повышенное содержание замедлителя схватывания или воды в цементном растворе.	Жесткий контроль за приготовлением цементного раствора.
	Смешение цементного раствора с находящейся в контакте с ним жидкостью и низкая точность его продавливания.	Учет потерь на смешение, компенсация неточности при продавливании, применение буферной жидкости, разделительных пробок и контролирующих устройств, контрольный замер внутреннего объема заливаемой колонны.
	Подсос пластовых флюидов вследствие поршневого эффекта.	Снижение вязкости и СНС глинистого раствора, уменьшение зон смешения, снижение скорости подъема труб, применение отсоединяемого хвостовика.
	Наличие каверны или желобной выработки.	Определение объема цементного раствора с учетом фактического диаметра скважины, применение гидромониторного устройства или эксцентриков.
Недостаточная несущая способность и негерметичность моста.	Малая высота моста и недостаточное сцепление со стенками.	Расчет высоты моста в соответствии с условиями его эксплуатации и техническими средствами для установки.
Газопроницаемость моста.	Насыщение цементного камня пластовым газом вследствие контракции.	Предварительная установка над местом поступления газа механического пакера или закачка высоковязкой жидкости, введение в тампонажный раствор высоковязкой жидкости.

18. ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ И ОХРАНА НЕДР

Технологические операции при поступлении 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 вымыв забойной пачки. При получении полного поглощения немедленно заполнить скважину до устья буровым раствором.

В процессе бурения и перед вскрытием продуктивного пласта на буровой имеется:

- 1) запас химреагентов и утяжелителя в количестве, установленном проектом на строительство скважины и запас бурового раствора (с глубины 500м-183м³ для приготовления второго объема бурового раствора;
- 2) два шаровых крана (один под квадратом, второй на аварийной трубе или подвешенный на тросике в буровой);
- 3) обеспечено круглосуточное дежурство цементировочного агрегата, автомашины, ответственного лица из числа ИТР, связь буровой (с предприятием).

Газирование бурового раствора препятствует ведению нормального процесса бурения. Во-первых, вследствие снижения эффективной гидравлической мощности уменьшается скорость бурения, особенно в мягких породах; во-вторых, возникают осыпи, обвалы и флюидопроявления в результате снижения эффективной плотности бурового раствора (а следовательно, и гидравлического давления на пласты); в-третьих, возникает опасность взрыва или отравления ядовитыми пластовыми газами (например, сероводородом).

Попадающий в циркуляционный поток газ приводит к изменению всех технологических свойств бурового раствора, а также режима промывки скважины. Кроме очевидного уменьшения плотности раствора изменяются также его реологические свойства — по мере газирования раствор становится более вязким, как и всякая двухфазная система. Пузырьки газа препятствуют удалению шлама из раствора, поэтому оборудование для очистки от шлама работает неэффективно.

Кислые газы, такие как двуокись углерода, могут привести к понижению pH раствора и вызвать его флокуляцию.

Снижение гидравлической мощности вследствие присутствия в растворе газа отрицательно сказывается на всем процессе бурения. Оптимизированные программы бурения требуют, чтобы на долоте срабатывалось до 65 — 70 % гидравлической мощности. Но снижение объемного коэффициента полезного действия насоса в результате газирования бурового раствора влечет за собой существенное уменьшение подачи насосов.

Газ в буровом растворе может находиться в свободном, жидком и растворенном состоянии. По мере перемещения потока раствора к устью пузырьки свободного газа увеличиваются в объеме в результате снижения давления, сливаются друг с другом, образуя газовые пробки, которые прорываются в атмосферу. Свободный газ легко удаляется из раствора в поверхностной цир-

куляционной системе путем перемешивания в желобах, на виброситах, в емкостях. При устойчивом газировании, например во время бурения при несбалансированном давлении, свободный газ удаляют из бурового раствора с помощью газового сепаратора.

Некоторые газы при повышенных температуре и давлении проникают в межмолекулярную структуру бурового раствора и вызывают едва заметное увеличение его объема. Наиболее опасны в этом отношении растворы на углеводородной основе, в которые может проникать большое количество пластового газа. Обнаружить вовлеченный таким способом в буровой раствор природный газ очень трудно.

Растворы, газированные сероводородом, создают особые трудности при дегазации: система дегазации должна быть весьма эффективной, так как при объемной концентрации 0,1 % сероводород — опасный яд; сероводород взрывоопасен даже при объемной концентрации 4,3 % (для сравнения, нижний предел взрываемости метана 5 %); сероводород растворим в буровых растворах, его растворимость в воде приблизительно пропорциональна давлению; сероводород обладает высокой корродирующей способностью.

Различная степень газирования бурового раствора требует применения разного оборудования для дегазации. Свободный газ удаляется достаточно просто. Поток раствора из межтрубного пространства поступает в сепаратор, где газ отделяется от раствора и направляется по отводной линии на факел. Оставшийся в растворе свободный газ удаляется в атмосферу окончательно на виброситах или в емкости для сбора очищенного от шлама раствора.

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 давлениях имеется возможность корректировать конструкцию скважины);
- буровой раствор выбран в соответствии с горно-геологическими условиями;
- 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.
- 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, противопожарной 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.

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 (выравнивать 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, наверхнуть "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

ние 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, навернуть "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 противодействия в затрубном пространстве. ОЗЦ при этом должно проходить с противодействием в межколонном пространстве. После ОЗЦ посадка колонны на клинья и оборудование устья с установкой ПВО, опрессовка колонны производится в соответствии с таблицей 9.17.

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, заключаемыми 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 рабо-

чий 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 Заказчиком.

Перед проведением геофизических работ в скважине со вскрытыми проявляющими 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 противофонтанной 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.

Геофизическое оборудование (лаборатории, подъемник) для исследования скважины устанавливают на расстоянии не менее 25 метра от устья скважины.

3. Прострелочно-взрывные работы (ПВР) в скважине проводятся в соответствии с действующими Правилами обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов.

При выполнении ПВР в составе сложных технологий испытания и освоения скважины, требующих непосредственного взаимодействия персонала Подрядчика и Заказчика, работы должны выполняться по планам, совместно утверждаемым их руководителями. 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 Заказчика и Подрядчика. 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.

После окончания подготовительных работ проводится проверка готовности скважины с составлением акта. В состав комиссии включаются работники организаций проводившей работы, представители заказчика и АСС.

Перед перфорацией и вызовом притока выполняются мероприятия, по предотвращению неконтролируемых ГНВП и ОФ, составляется акт готовности скважины к перфорации и выдача письменного разрешения руководителем работ, представителями заказчика и АСС.

Перфорацией и вызовом притока выполняются мероприятия по предотвращению неконтролируемых ГНВП и ОФ, охране недр и окружающей среды, составляется акт готовности скважины к перфорации и выдается письменное разрешение руководителя работ.

4. Освоение скважины осуществляется по плану работ (составленного с учетом технологических регламентов на эти работы), утвержденному техническим руководителем бурового предприятия и согласованного с Заказчиком.

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 $0,5-0,6 \text{ г/см}^3$, при большей разнице плотностей должны быть ограничены темпы снижения противодавления на пласт)
- использования пенных систем.
- Снижение уровня жидкости в эксплуатационной колонне посредством компрессирования, 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 колонна прошаблонирована, опрессована совместно с колонной головкой и ПВО на расчетное давление (см. табл.9.8);
- фонтанная арматура до установки на устье скважины должна быть опрессована на величину пробного давления, а после установки – на давление, равное давлению опрессовки эксплуатационной колонны.
- Перед перфорацией колонны на устье устанавливается перфорационная задвижка, проверенная до установки на прочность и герметичность в открытом и закрытом состоянии опрессовкой на пробное давление фонтанной арматуры.
- Свабирование скважин производится при наличии герметизирующего устройства, предотвращающего разлив жидкости, возникновение ГНВП и ОФ, выполнения условий безопасности.
- устье с превенторной установкой, манифольдный блок и выкидные линии должны быть оборудованы и обвязаны в соответствии с утвержденной схемой согласованной и АСС.

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

18.3. 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 промывочной 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 $0,25 - 0,5 \text{ м}^3$, а емкость долива должна иметь поплавокый 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 парообогрев.

Бурильщик должен иметь таблицу объемов металла элементов бурильной колонны через каждую свечу с нарастающим итогом снизу или 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 $0,5 \cdot V$ 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 см и объемом = 125 литров; 2 деления высотой = 5 см и объемом = 250 литров.

18.3. 1. Геофизические исследования и работы.

При проведении ГТИ необходимо:

1) своевременно предоставлять партии ГТИ материалы геолого-технологических и геофизических исследований, структурные и геологические построения, каменный (в виде шлама и керна) материал по близлежащему к скважине району, об изменении технологических параметров бурового оборудования и бурильного инструмента (компоновка бурильной колонны, оснастка, забой-

ный двигатель и втулки насоса), об изменении параметров бурового раствора, о сроках и видах ремонтных работ, об отключении электроэнергии и простоях, о длине бурильного инструмента, заходе ведущей трубы, о типе долота, количестве и диаметрах насадок долота, а также иную информацию, для решения поставленных задач;

2) немедленно выходить на связь с оператором при получении вызова по переговорному устройству;

3) выходить на связь с персоналом партии ГТИ во всех случаях выхода технологического процесса за установленные границы с целью совместного выявления ситуации в кратчайшее время;

4) не допускать повреждения датчиков, кабелей и другого оборудования станции ГТИ, смонтированного на буровой установке;

5) по требованию оператора производить манипуляции с буровым оборудованием для проверки и калибровки датчиков, установленных на буровой;

6) по рекомендации оператора изменять параметры режима бурения, прекращать или продолжать бурение, если в Техническом задании включены работы по оптимальному управлению бурением;

7) расписываться в вахтовом журнале об ознакомлении с рекомендациями оператора станции ГТИ, занесенными в вахтовый журнал, в связи с отказом их выполнения;

8) проводить тестирующие операции для подтверждения факта наличия предаварийной ситуации.

К проведению измерений при ГТИ допускается аппаратура, прошедшая метрологическую поверку (калибровку). Исполнитель ГТИ должен располагать системой базового и полевого (скважинного) метрологического обеспечения методов и аппаратуры ГТИ.

Перед началом работ на буровой начальник партии обязан провести инструктаж членов буровой бригады по правилам проведения ГТИ, касающимся вопросов монтажа датчиков ГТИ, взаимодействия персонала партии ГТИ и членов буровой бригады при осложнениях и отклонениях от заданных режимно-технологической картой параметров с регистрацией факта проведения инструктажа в журнале инструктажа под роспись всех инструктируемых.

Обо всех случаях аварийных ситуаций и отклонений регистрируемых параметров от указанных в проектной документации операторы станции ГТИ должны информировать представителей организации — владельца опасного производственного объекта и членов буровой бригады.

Станция ГТИ устанавливается с учетом схемы размещения буровой установки, манифольда, дорог и коммуникаций, обеспечения прямой видимости объекта, на расстоянии - высота вышки плюс 10 метров от устья скважины. Соединительные кабели и газовоздушная линия размещаются на опорах в защитных приспособлениях.

Геологические, геохимические и технологические исследования на основе изучения физико-химических свойств промывочной жидкости, шлама, керна и пластового флюида, регистрации технологических параметров бурения и СПО в реальном масштабе времени обеспечивают:

- 1) определение признаков ГНВП;
- 2) предупреждение аварий и инцидентов;
- 3) оптимизацию процесса бурения;
- 4) расчет поровых, пластовых давлений;
- 5) литологическое разделение горизонтов;
- 6) выделение пластов-коллекторов;
- 7) определение характеристики насыщения коллекторов;
- 8) уточнение интервалов отбора керна, испытания пластов и геофизических исследований.

По результатам ГТИ производится регистрация данных на диаграммах, в Рабочем журнале по проведению ГТИ, составляется акт исследований. В процессе бурения скважины более года, акт и отчет о результатах исследований составляют на исследуемый интервал.

Руководитель станции ГТИ информирует руководителя объекта, бурильщика о состоянии и результатах исследований и фиксирует в рабочем журнале по проведению ГТИ параметры отклонения и возможность возникновения инцидента или аварийной ситуации.

18.4. Места и маршруты для сбора и эвакуации персонала, а также средства коллективной защиты при бурении.

Перед вскрытием пластов с флюидами, содержащими сероводород. Вокруг территории буровой устанавливаются знаки безопасности, проверяется исправность приборов контроля за содержанием сероводорода в воздухе рабочей зоны, наличие и готовность средств индивидуальной защиты. Также на буровой создается запас материалов и химических реагентов, нейтрализующих сероводород. Ещё определяются маршруты для выхода работников из опасной зоны при аварийных ситуациях.

При поисковом, разведочном, оценочном бурении. Организуется круглосуточное дежурство представителей АСС, транспорта для эвакуации персонала. Также на буровой в постоянной готовности к работе должны быть цементировочные агрегаты.

Средства коллективной защиты при бурении могут включать станции контроля загазованности окружающей среды, посты газовой безопасности, ветровые указатели, контрольно-пропускные пункты.

Мероприятия в области промышленной безопасности при проектировании и строительстве объектов обустройства месторождения углеводородов должны обеспечивать меры по безопасному функционированию этих объектов, локализации и минимизации последствий возможных аварийных ситуаций и предусматривать:

- расположение объектов НГМ с учетом безопасных расстояний;
- обоснование выбору оборудования в части безопасной эксплуатации;
- систему сбора, подготовки и транспортирования продукции скважин, утилизацию вредных веществ и попутного газа;
- автоматизированную систему управления технологическим процессом (далее – АСУ ТП);
- систему противоаварийной защиты, блокировок, предохранительных и сигнальных устройств по предупреждению опасных и аварийных ситуаций;
- средства автоматизированной системы контроля воздушной среды и сигнализации, для раннего обнаружения опасных факторов;
- организацию постоянной производственной и автономной системы аварийной связи и оповещения;
- автоматизацию и телеметрический контроль объектов;
- обеспечение персонала индивидуальными и коллективными средствами защиты;
- нейтрализацию и утилизацию производственных отходов, горючих, вредных и токсичных веществ;
- условия безопасного бурения, освоения, испытаний, исследований, консервации и ликвидации скважин, объектов;
- методы и технологию испытаний;
- оценку вероятности возникновения опасных и аварийных ситуаций, с учетом показателей взрывопожароопасности объекта;
- применение методов неразрушающего контроля и антикоррозионной защиты оборудования, трубопроводов, металлических конструкций.

18.5. Методы и периодичность проверки износа и контроля коррозионного состояния бурового оборудования.

Периодичность проверки износа и контроля коррозионного состояния бурильных, ведущих, НКТ и элементов трубных колонн при бурении указываются в рабочем проекте на бурение скважин.

Некоторые методы проверки:

Визуальный контроль. Проверяется износ наружной поверхности и состояние резьбовых соединений. Опрессовка и дефектоскопия. Проводится по специальным методикам.

Периодичность проверок зависит от вида оборудования и условий эксплуатации:

Бурильная труба. При условии хранения или консервации более полугода — при подаче трубы на буровую не реже, чем каждые 1500 часов работы с вращением ротором. ТБТ и УБТ, переводники КНБК. При подаче на буровую (сервисная категория 3–5) — через каждые 600 часов работы с вращением ротором. Верхний переводник. При условии хранения или консервации более полугода — через каждые 2500 часов фактического вращения ротором. Ведущая бурильная труба. При условии хранения или консервации более полугода — через каждые 2500 часов работы с вращением ротором. Нормативные сроки наработки, виды инспекций и дефектоскопии устанавливаются в эксплуатирующей организации в зависимости от конкретных условий строительства скважины.

18.6. Мероприятия по предупреждению износа обсадных колонн, противокоррозионная и тепловая изоляция.

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.

Для защиты от коррозии технологического оборудования и трубопроводов систем добычи, сбора, подготовки и транспортировки нефти, газа и конденсата, эксплуатационной и НКТ, внутрискважинного оборудования и оборудования, эксплуатируемого в условиях воздействия сероводорода, применяются ингибиторы коррозии, специальные покрытия и технологические методы уменьшения коррозионной активности продукции.

Технологическое оборудование (сепарационное и насосное оборудование, емкости) оснащается приборами контроля, регулирования процессов, системой блокировок, устройствами для отбора проб, штуцерами для ввода ингибиторов коррозии.

Контроль состояния технологического оборудования, механизмов и трубопроводов осуществляется в соответствии с графиком ППР, разработанным на основании инструкций по эксплуатации завода-изготовителя.

Емкости оборудуются сигнализатором верхнего предельного уровня, устройством для дистанционного замера уровня жидкости и пробоотборником.

Манифольды ПВО, бурильные трубы, трубопроводы, находившиеся ранее в контакте с сероводородом, перед их повторным использованием очищаются от отложений продуктов коррозии, подвергаются дефектоскопии, опрессовке.

Ремонт оборудования, его узлов и деталей, после эксплуатации в условиях воздействия сероводорода, производится после их нейтрализации, промывки (пропаривания).

Соответствие качества обсадных и НКТ техническим условиям, гарантирующим их стойкость к сульфидному растрескиванию под напряжением, подтверждается сертификатом. Проверка образцов труб на соответствие сертификату по химическому составу, производится в лабораторных условиях по специальной методике.

Контроль коррозионного состояния оборудования и труб помимо визуального осмотра осуществляется:

- установкой контрольных образцов;
- по точкам для определения скорости коррозии;
- по узлам контроля коррозии;
- по водородным зондам;
- ультразвуковой и магнитной толщинометрией;
- дефектоскопии.

Точки контроля коррозии для каждого вида оборудования и трубопроводов устанавливается руководителем организации на основании инструкции по эксплуатации завода изготовителя.

Участки трубопроводов при надземной прокладке защищают алюминиевыми, цинковыми, лакокрасочными, стеклоэмалевыми покрытиями, или консистентными смазками.

Лакокрасочные покрытия имеют общую толщину не менее 0,2 миллиметров; толщина стеклоэмалевых покрытий не менее 0,5 мм; толщина покрытий из алюминия и цинка не менее 0,25 миллиметров.

Консистентные смазки следует применять в районах с температурой воздуха не ниже минус 60 градусов Цельсия на участках с температурой эксплуатации трубопроводов не выше плюс 40 градусов Цельсия.

Покрытие из консистентной смазки содержит 20 процентов (весовых) алюминиевой пудры и имеет толщину в пределах 0,2-0,5 миллиметров.

Оценку состояния защитных покрытий осуществляют в процессе строительства трубопроводов, как в период нанесения защитных покрытий, так и при приемке сооружений.

Тип и конструкция изоляционного покрытия в местах сварных соединений труб обеспечивают равнозначный защитный эффект основному покрытию.

Для строительства трубопроводов применяются преимущественно трубы с изоляционным и теплоизоляционным покрытием, нанесенными в заводских и базовых условиях, и предусматриваются мероприятия по сохранности изоляции и теплоизоляции от механических повреждений при складировании, погрузочно-разгрузочных операциях, транспортировке и укладке трубопроводов.

Теплоизоляцию в трассовых условиях наносят только при отсутствии в близлежащих районах строительства баз или цехов по теплоизоляции труб.

Теплогидроизолированные трубы, трубные секции, узлы и детали, материалы для их изготовления производятся в соответствии с техническими условиями эксплуатирующей организации.

Крановые узлы, отводы, тройники, катодные выводы, задвижки изолируются покрытиями: на подземной части и не менее 15 сантиметров над землей - битумными мастиками или полимерными липкими лентами;

на надземной части - покрытиями, применяемыми для защиты трубопровода от атмосферной коррозии.

18.7. Оснащение буровой средствами технологического контроля раннего обнаружения

На буровой 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 х м;
- давление в буровом манифольде, МПа;
- число ходов в буровом насосе, ход;
- расход на выходе, л/с;
- уровень бурового раствора в рабочих 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).

18.8. Мероприятия по защите людей и окружающей среды в процессе бурения, испытания и освоения скважины

Члены вахты ежемесячно проверяют состояние безопасности своих рабочих мест, бурильщик оформляет записи в вахтовом журнале.

При аварийной ситуации вводится в действие ПЛА, производится герметизация устья и эвакуация персонала незадействованного в ликвидации аварии.

Проведение каких-либо экспериментальных и опытных работ при бурении и освоении продуктивного пласта допускается по программе, утвержденной техническим руководителем организации.

При выполнении работ по приготовлению и обработке бурового раствора (промывочной жидкости) применяются средства защиты, обеспечивающие безопасность персонала от воздействия химических реагентов.

Если объемное содержание газа в буровом растворе превышает 5%, то необходимо принять меры по его дегазации, выявлению причин насыщения раствора газом (работа пласта, поступление газа с выбуренной породой, вспенивание и другие) и их устранению.

Площадка обеспечивается знаками безопасности, освещением и ограждением опасной зоны. Перед началом бурения проверяется техническое состояние породоразрушающего инструмента, забойного двигателя, компоновки бурильной колонны, КИПиА. При обнаружении неисправности бурение не допускается.";

Не допускается оставлять и хранить отходы производства в помещениях и на территории опасных производственных объектов в неустановленных местах.";

Проверка технического состояния и готовность систем безопасности, наличие рабочего давления воды, пара и реагентов в системах, проверяется не реже одного раза в смену;

При вскрытии продуктивных горизонтов за 100 метров в процессе бурения составляется акт готовности буровой установки с участием представителя АСС. При осложнениях в скважине составляется ПОР и утверждается руководителем организации. Копия ПОР направляется в АСС."

Испытание и освоение скважины должны проводиться после оборудования устья по утвержденной схеме, компоновки внутрискважинного оборудования с колонной НКТ, монтажа и опрессовки наземного оборудования.

После окончания подготовительных работ проводится проверка готовности скважины с составлением акта. В состав комиссии включаются работники организаций проводившей работы, представители заказчика и АСС.

Освоение и исследование скважин производится в присутствии ответственного лица.

В ПОР указывается количество производственного персонала, мероприятия по обеспечению их безопасности, меры по предупреждению аварий, график контроля содержания сероводорода в воздухе рабочей зоны и мероприятия на случай превышения ПДК. С ПОР знакомятся все работники, связанные с освоением и исследованием скважины.

К ПОР прилагаются схемы и ситуационный план расположения оборудования, установок и механизмов с указанием маршрутов выхода из опасной зоны в условиях возможной аварийной загазованности, указатели направления ветра (флюгер), схема расположения объектов и близлежащих населенных пунктов.

ПОР и технологический регламент доводятся до сведения исполнителей, контролируется руководителем работ. Отклонение от ПОР, технологического регламента не допускается.

Работы по освоению и испытанию скважин начинаются при наличии акта о готовности скважины к выполнению этих работ и обеспечении следующих условий:

1) эксплуатационная колонна прошаблонирована, опрессована совместно с колонной головкой и превенторной установкой, герметична при максимально ожидаемом давлении на устье скважины;

2) устье с превенторной установкой, манифольдный блок и выкидные линии оборудованы и обвязаны в соответствии со схемой;

3) установлены сепаратор и емкости для сбора флюида. Применение гибких рукавов в обвязке устья сепаратора и емкостей не допускается;

4) после принятия мер по устранению дефектов, в случаях установления негерметичности устья, эксплуатационной и промежуточных колонн, наличия межпластовых перетоков и межколонного давления, несоответствие цементирования.

Испытание пластов, содержащих сероводород, ИПТ в процессе бурения скважин проводится после выполнения дополнительных мероприятий по безопасности, обеспечивающих защиту оборудования, персонала и окружающей среды.

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

Контролирование состояния донтанной безопасности оговаривается Руководством по АСС.

В связи с тем, что район буровых работ - прибрежная зона, то режим работы районного инженера АВО совпадает с режимом работы буровой вахты, и наблюдение за процессом бурения - вахтовое.

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

18.10. Наличие газосигнализаторов 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.

В помещениях, на производственных площадках, в санитарно-защитной зоне, где возможно выделение в воздух опасных и вредных паров, газов и пыли, осуществляется контроль воздушной среды с использованием стационарных и переносных газосигнализаторов.

На буровых установках датчики устанавливаются у ротора, в начале желобной системы, у вибросит, в насосном помещении (2 штуки), у приемных емкостей (2 штуки) и в помещении отдыха персонала.

Стационарные газосигнализаторы имеют звуковой и световой сигналы с выходом на диспетчерский пункт (пульт управления) и по месту установки датчиков, проходят проверку перед монтажом, в процессе эксплуатации в установленные сроки.

18.11. 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 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: газонефтеводопроявления, поглощения бурового и цементного растворов:
 - 5.1 Параметры раствора поддерживать на уровне, обеспечивающем устойчивость стенок скважины.
 - 5.2 Места посадок и затяжек тщательно прорабатывать.
 - 5.3 Рассчитать объем и установить ванну (водную, нефтяную, кислотную или др.) в зависимости от пород, залегающих в интервале прихвата.
 - 5.4 После освобождения инструмента вымыть ванну и параметры раствора привести в соответствие с ГТН.
 - 5.5 Не оставлять на столе ротора различные инструменты.
 - 5.6 Аварийные работы выполняются по плану, утвержденному директором по производству, под руководством бурового супервайзера.
- 6 Прихват обсадных колонн:
 - 6.1 Тщательно прорабатывать интервалы сужений.
 - 6.2 Не оставлять колонну без движения на длительный срок,
 - 6.3 Перед спуском колонны вводить смазывающие добавки.
 - 6.4 Определить место прихвата.
 - 6.5 Продолжить спуск колонны.
 - 6.6 Строго выполнять план подготовки ствола к спуску
 - 6.7 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).
 - 6.8 Не оставлять колонну без движения на длительное время.
 - 6.9 Производить периодическую подкачку ванны и расхаживание колонны.
 - 6.10 После освобождения колонны вымыть ванну и параметры раствора привести в соответствие с ГТН.
 - 6.11 В случае безрезультатности установки ванн или опасности_
 - 6.12 Использовать устройства и приспособления, препятствующие падению посторонних предметов в скважину.
 - 6.13 Систематически проверять состояние клиньев ротора, фиксирующие устройства ключей АКБ, УМК и др.
 - 6.14 Не оставлять на столе ротора различные инструменты.
 - 6.15 Аварийные работы выполняются по плану, утвержденному директором по производству, под руководством бурового супервайзера.

18.12. Основные требования правил 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 вен-

тиляцией. При пребывании персонала внутри помещения принудительная вентиляция должна работать непрерывно.

4. Огневые работы необходимо выполнять в соответствии с «Правилами 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 взрывоопасности должны соответствовать требованиям, представленным в таблице 15.1.

18.13. Идентификация опасностей

Идентификация опасностей проводится на предварительном этапе определения степени риска. В процессе ее проведения определяются причины газонефтепроявлений, 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 присутствующих 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 газонефтепроявлениями.

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.

ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

СОСТОЯНИЕ ОБОРУДОВАНИЯ.

- | | |
|--|----------|
| 1. Отсутствие превенторного оборудования: | |
| Не предусмотрено проектом: | 0.00000; |
| Не установлено перед началом бурения: | 0.00000; |
| 2. Неисправность превенторного оборудования: | |
| Негерметичность плашек превентора: | 0.00150; |
| Отказ системы управления: | 0.00010; |
| 3. Разрушение обсадной колонны: | |
| Отсутствие контроля за состоянием ОК: | 0.00080; |

- Отсутствие контроля за давлением в ОК: _____ 0.00000;
4. Отсутствие или неисправность шарового крана на бурильных трубах: _____ 0.00160;
5. Отсутствие или неисправность обратного клапана на обсадных трубах: _____ 0.00120;

ГАЗОНЕФТЕПРОЯВЛЕНИЯ.

1. Поглощение бурового раствора:
Несоответствие конструкции скважины геологическим условиям: _____ 0.03000;
Завышение плотности раствора: _____ 0.07000;
Несоответствие других параметров раствора: _____ 0.03000;
2. Принятие пластового давления без должного обоснования: _____ 0.10000;
3. Недостаточная плотность раствора в скважине: _____ 0.12000;
4. Недолив скважины:
При подъеме инструмента: _____ 0.08000;
При спуске обсадной колонны: _____ 0.10000;
5. Отсутствие методики и приборов контроля за давлением в скважине: _____ 0.09000;

ДЕЙСТВИЯ БРИГАДЫ.

- Неправильные действия буровой бригады при строительстве скважины: _____ 0.00040;

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА

Вероятность отказа оборудования: 0.00559;
Вероятность газонефтепроявлений: 0.47782;
Вероятность возникновения открытого фонтана: 0.00267.

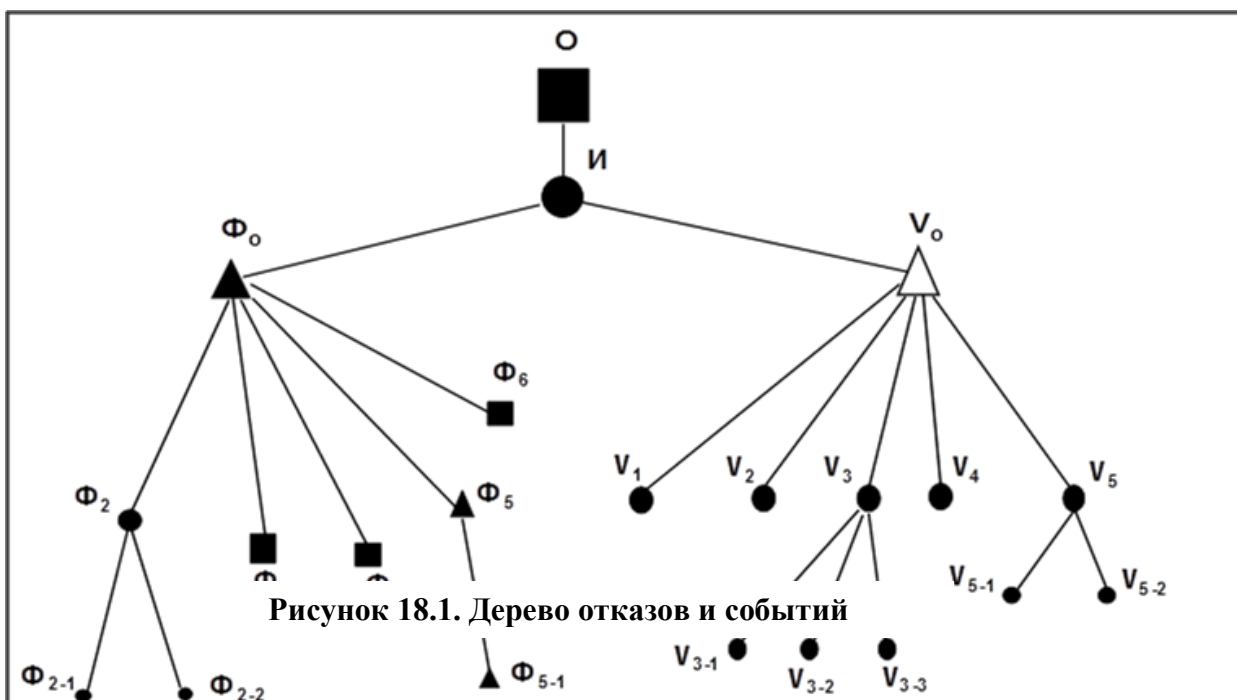


Рисунок 18.1. Дерево отказов и событий

Рис. 4.1. Дерево отказов и событий

	Наименование событий	Условные обозначения	Расчетные значения
О	Открытый фонтан (вероятность головного события)	■	0.002670
И	Логическое событие	●	0.002670
	Наличие факторов аварийности (вероятность отказа оборуд.)	▲	0.005590
	Газонефтепроявления	△	0.477820
Φ₁	Отсутствие превенторного оборудования (ПВО)	▲	0.000000
Φ₁-1	Не предусмотрено проектом	▲	0.000000
Φ₁-2	Не установлено перед началом бурения	▲	0.000000
Φ₂	Неисправность превенторного оборудования	●	0.001600
Φ₂-1	Негерметичность плашек превентора	●	0.001500
Φ₂-2	Неисправность системы управления ПВО	●	0.000100
Φ₃	Отсутствие или неисправность шарового крана на БТ	■	0.001600
Φ₄	Отсутствие или неисправность обратного клапана на ОК	■	0.001200
Φ₅	Разрушение обсадной колонны	▲	0.000800
Φ₅-1	Отсутствие контроля за состоянием обсадной колонны	▲	0.000800
Φ₅-2	Отсутствие контроля за давлением в обсадной колонне	▲	0.000000
Φ₆	Неправильные действия буровой бригады	■	0.000400
V₁	Недостаточная плотность раствора в скважине	●	0.120000
V₂	Принятие пластового давления без должного обоснования	●	0.100000
V₃	Поглощение бурового раствора	●	0.130000
V₃-1	Несоответствие конструкции скважины геологическим условиям	●	0.030000
V₃-2	Завышение плотности бурового раствора	●	0.070000
V₃-3	Несоответствие других параметров раствора	●	0.030000
V₄	Отсутствие методики и приборов контроля за давлением в скважине	●	0.090000
V₅	Недолив скважины	●	0.180000
V₅-1	При подъеме инструмента	●	0.080000
V₅-2	При спуске обсадной колонны	●	0.100000

18.14 Охрана недр.

18.14.1 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». 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 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 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 законодательства 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, грифообразования, 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.

18.14.2 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.

С точки зрения охраны недр проектом предусмотрены буровые растворы плотностью $\rho = 1,21-1,27 \text{ г/см}^3$, не ухудшающие коллекторские свойства продуктивных 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 раствора, 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.

Рекомендуемые системы бурового раствора отвечают основным экологическим требованиям, предъявляемым буровым растворам при вскрытии продуктивных пластов.

Компоненты бурового раствора, используемые при бурении, после сбора и очистки не окажут вредного влияния на окружающую среду в силу отсутствия эффекта суммации, поскольку они состоят из воды, биополимеров и инертных материалов.

Свойства бурового раствора:

- Плотность от 1,21 до 1,27 г/см³

- Условная вязкость 35-40 сек

- Водоотдача 4-5 см³/30 мин

- Корка 1,0 мм

- pH 8-9

- Песок <2%

- Содержание кислоторастворимой твердой фазы <3-5%

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 превентора позволяет обеспечить герметичность устья при давлении в скважине 350 кгс/см². Конструкция универсального превентора позволяет герметизировать скважину при наличии в ней труб любого диаметра при давлении скважины до 350 кгс/см². Управление превенторной установкой производится гидросиловой станцией, установленного на посту бурильщика на буровой площадке. Штуцерный манифольд с рабочим давлением 350 кгс/см² позволяет плавно регулировать давление в скважине при проведении работ по глушению газонефтепроявлений.

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. Система обработки и хранения бурового раствора, включает в себя активную емкость.

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).

Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны должны соответствовать Санитарными правилами «Санитарно-эпидемиологические требования к объектам промышленности», приказ Министра здравоохранения РК от 11 февраля 2022 года №ҚР ДСМ-13.

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 шумовибрационная 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

Класс1

Закрытые помещения, в которых установлены открытые технические устройства, аппараты, емкости или имеются выходы для паров нефти и легковоспламеняющихся газов, а также каналы, шахты, где возможен выход и накопление паров нефти или горючего газа, огороженные подпорные 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 легковоспламеняющиеся вещества, вокруг устья скважины, а также вокруг окончания труб, отводящих попутные или другие легковоспламеняющиеся газы.

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

Зона О (В-1)

Зона О (В-1)

Закрытые помещения для хранения шлангов для перекачки легковоспламеняющихся жидкостей.

Закрытые помещения, в которых установлены закрытые технологические устройства, оборудование, аппараты, узлы регулирующих, отключающих устройств, содержащие 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 1,5 м 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 3 м от оси скважины, на всю высоту до низа при открытом подроторном пространстве. Зона 2 (В-1 г)

18.14.3 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 требованиями 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:

Кондуктор $\varnothing$ 426,0 мм х 70 м спускается с целью перекрытия поглощающих горизонтов в четвертичных отложениях и обвязки устья скважины с циркуляционной системой.

I-Промежуточная колонна $\varnothing$ 323,9 мм х 300 м. цементируется до устья. Колонна спускается с целью предотвращения возможных осложнений и ГНВП. Устье скважины после спуска колонны оборудуется противовыбросовым оборудованием.

II-Промежуточная колонна $\varnothing$ 244,5 мм х 500 м. цементируется до устья. Колонна спускается с целью предотвращения гидроразрыва пород в процессе ликвидации возможных проявлений при бурении под эксплуатационную колонну. Устье скважины после спуска колонны оборудуется противовыбросовым оборудованием.

Эксплуатационная колонна $\varnothing$ 168,3 мм спускается на глубину 2200 ($\pm$ 250 м) с целью оценки и анализа продуктивных горизонтов и добыча УВС. Эксплуатационная колонна цементируется до устья. Для качественного крепления ствола скважины на колонне устанавливаются центраторы.

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 рецептов 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.

18.14.4 Контроль окружающей среды

Проведению разведочных работ с целью разведки нефти и газа должна предшествовать подготовка проекта работ с учетом мирового опыта, включая оценку воздействия на окружающую среду (ОВОС), предусматривающую экологическое картирование района работ с выявлением экологически особо чувствительных зон.

Нефтяные операции регулируются следующим природоохранным законодательством Республики Казахстан:

- Экологическим кодексом Республики Казахстан;
- Законом «Об особо охраняемых природных территориях»;
- Законом «Об охране, воспроизводстве и использовании животного мира»;
- «Земельным кодексом»;
- Кодексом РК «О здоровье народа и системе здравоохранения».

Стратегией развития Республики Казахстан до 2050 года, большое значение придается охране окружающей среды.

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, исключая 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;
- почвы;
- радиационной обстановки.

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

18.14.5 Радиационная безопасность

Основанием для составления настоящего подраздела являются СП СЭТОРБ Санитарные правила "Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности" (от 15 декабря 2020 года № ҚР ДСМ-275/2020 МЗ РК) и ГН СЭТОРБ (НРБ) Гигиенические нормативы "Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности" (от 2 августа 2022 года № ҚР ДСМ-71 МЗ РК).

1. Организация дозиметрической службы. Замеры радиоактивности производятся регулярно на буровой.

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 ГН СЭТОРБ (НРБ) Гигиенические нормативы "Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности" (от 2 августа 2022 года № ҚР ДСМ-71 МЗ РК) 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 ГН СЭТОРБ (НРБ) Гигиенические нормативы "Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности" (от 2 августа 2022 года № КР ДСМ-71 МЗ РК) 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 аккредитованную лабораторию 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 ГН СЭТОРБ (НРБ) и СП СЭТОРБ.

На площади будет организован постоянный дозиметрический контроль нефтепромыслового оборудования, труб (особенно НКТ). На возможный случай накопления радиоактивных отходов будет предусмотрено создание пункта сбора и приземного захоронения этих радиоактивных отходов.

18.14.6. 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).

Примечание: биологический этап рекультивации производится после окончания всех геологоразведочных работ и сдаче земли арендодателю.

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.

18.14.7 Противофонтанная и газовая безопасность

Мероприятия по предупреждению и раннему обнаружению газонефтеводопроявлений.

Перед вскрытием пласта с возможным флюидопроявлением необходимо провести:

- инструктаж членов буровой бригады по практическим действиям при ликвидации газонефтепроявлений согласно «Инструкции по организации и проведению профилактической работы по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых газовых и нефтяных фонтанов на территории РК», Алматы 2002г; проверку состояния буровой установки, ПВО, инструмента и приспособлений; учебную тревогу «Выброс». Дальнейшая периодичность учебных тревог устанавливается буровым предприятием;

Оценку готовности объекта к оперативному утяжелению бурового раствора, пополнению его запасов путем приготовления или доставки на буровую.

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 АСС. В процессе вскрытия продуктивного пласта и испытания скважины на буровой должен находиться представитель противопожарной службы.

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

Запрещается углубление скважины после крепления кондуктора 323,9мм и 244,5мм 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 до врачебной 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 АСС.

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 выбросах;
- 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 буровой колонны;
- уменьшение против расчетного объема доливаемого бурового раствора при подъеме буровой 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.

Технологические мероприятия по предупреждению ГНВП

Плотность бурового раствора выбирается по интервалу в соответствии с «Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности».

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 инженером бурового предприятия. При спуске инструмента обязательно производить промывку в башмаке колонны или в зоне, расположенной выше проявляющего горизонта и безопасной от прихвата

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 5мин до и после дегазатора. Результаты замеров заносятся в журнал.

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 грифообразованием. 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 ответственного 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 кольматации продолжить спуск.

При возникновении открытого фонтана на объектах персонал обязан:

- оповестить руководство предприятия и соответствующие службы;
- запустить аварийный источник электроэнергии (аварийный дизель генератор) 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 $0,7\text{ м}$;
- 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.
- Контроль над давлением за манометрами.

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 должен 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. 9.17

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

Проверку элементов ПВО на функционирование следует проводить:

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

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

19. ОЦЕНКА СТЕПЕНИ РИСКА ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИНЫ

В соответствии с выбранной буровой установкой дать характеристику объекту буровой установки, определить признаки и отнести его к классу опасности как опасный производственный объект (ОПО) или объект повышенной опасности. Определить опасные и вредные производственные факторы на объекте.

Необходимо определить и применить один из инструментов управления рисками, ориентированного на безопасном выполнении работ в соответствии с выбранной темой выпускной квалификационной работы. Составить алгоритм действий, направленных на снижение выявленных опасностей и методов выполнения работ, при которых будет достигнут практически целесообразный уровень безопасности.

Заложенная технология строительства скважин соответствует «Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности».

19.1 Анализ и оценка вероятности возникновения опасных и аварийный степени риска при строительстве скважин

Известно, что процесс строительства скважин сопряжен с вероятностью возникновения опасных технологических событий. Технологический риск - сочетание вероятности (частоты) возникновения опасного технологического события и обусловленного им ущерба. В терминах теории риска неработоспособное состояние относят к категории опасного события. Следовательно, опасное технологическое событие в бурении - событие в буровой технологической системе, результатом которого является ущерб качеству, стоимости или продолжительности строительства скважины.

Оценка рисков представляет собой непрерывный процесс и является основным элементом обеспечения охраны труда и промышленной безопасности. Основные понятия:

- Риск – сочетание вероятности нанесения ущерба и тяжести этого ущерба
- Опасность – фактор среды или трудового процесса, который может быть причиной травмы, острого заболевания или внезапного ухудшения здоровья
- Опасный производственный фактор – производственный фактор, воздействие которого на работника может привести к его травме, внезапному ухудшению здоровья или смерти - Вредный производственный фактор
- Производственный фактор, воздействие которого на работника может привести к его заболеванию или снижению работоспособности.

Анализ опасностей и оценки риска аварий на ОПО (далее – анализ риска) представляет собой систематический процесс использования информации для выявления опасностей и оценки риска инцидентов и аварий на ОПО.

Основная цель анализа риска – представление лицам, принимающим решения по обеспечению промышленной безопасности ОПО, обоснованных сведений (включая количественные и/или качественные показатели риска) о наиболее опасных технологических процессах, составных частях, составляющих, участках ОПО, в том числе выполнения критериев допустимого риска, установления степени аварийной опасности ОПО для заблаговременного предупреждения угроз причинения вреда жизни, здоровью людей, вреда животным, растениям, окружающей среде.

На различных стадиях жизненного цикла ОПО основная цель анализа риска аварий достигается постановкой и решением соответствующих задач в зависимости от необходимой полноты анализа опасностей аварий, которая определяется требованиями разработки декларации промышленной безопасности, специальных технических условий, обоснования безопасности ОПО, отчета о количественной оценке риска аварий и иных документов, использующих результаты анализа риска аварий.

На стадии обоснования инвестиций, проектирования, подготовки технической документации или размещения ОПО рекомендуется решать следующие задачи анализа риска аварий:

- проведение идентификации опасностей аварий и качественной и (или) количественной оценки риска аварий с учетом воздействия поражающих факторов аварий на персонал, население, имущество и окружающую среду;

- обоснование оптимальных вариантов применения технических и технологических решений, размещения технических устройств, зданий и сооружений, составных частей и самого ОПО с учетом расположения близлежащих объектов производственной и транспортной инфраструктуры, особенностей окружающей местности, а также территориальных зон (зон с особыми условиями использования территорий, охранных, санитарнозащитных, жилых, общественно-деловых, рекреационных);

- использование сведений об опасностях аварий при разработке стандартов предприятий, инструкций, технологических регламентов и планов мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий на ОПО;

- определение степени опасности аварий для выбора наиболее безопасных проектных решений;

- обоснование, корректировка и модернизация организационных и технических мер безопасности;

- разработка обоснованных рекомендаций по снижению риска аварий на ОПО и (или) его составных частях.

На стадиях ввода в эксплуатацию, консервации или ликвидации ОПО рекомендуется решать следующие задачи анализа риска аварий:

- уточнение идентификации опасностей аварий с оценкой вероятности и возможных последствий аварий, актуализация полученных ранее качественных или количественных оценок риска аварий;

- уточнение степени опасности аварий и оценка достаточности специальных мер по снижению риска аварий в переходный период.

На стадиях эксплуатации, реконструкции или технического перевооружения ОПО рекомендуется решать следующие задачи анализа риска аварий:

- уточнение и актуализация данных об основных опасностях аварий, в том числе, сведений, представленных в декларации промышленной безопасности ОПО, сведений об оценке максимального возможного количества потерпевших для целей страхования ответственности; технических данных и организационной информации по обследованию технического состояния объекта;

- определение и контроль частоты и периодичности диагностирования технических устройств, зданий и сооружений на ОПО, в том числе методами неразрушающего контроля;

- проведение мониторинга степени аварийной опасности и оценки эффективности мер по снижению риска аварий на ОПО, в том числе для оценки эффективности систем управления промышленной безопасностью;

- разработка рекомендаций по обеспечению безопасности и при необходимости корректировка мер по снижению риска аварий;

- совершенствование инструкций по эксплуатации и техническому обслуживанию, планов мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий на ОПО.

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;

- нефтегазопроявление 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 к рабочим проектам на строительство скважин учитывает особенности окружающей среды, природного и растительного мира, позволяет более рационально разместить оборудование. Экологический проект проходит согласование в Государственных уполномоченных органах по охране окружающей среды.

19.2 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).

Оценка риска – систематический и структурированный процесс, при котором:

- выявляются опасности, имеющиеся на рабочем месте или возникающие при выполнении работ;
- оцениваются риски как комбинация вероятности и последствий;
- принимаются решения в порядке приоритета для снижения рисков до приемлемого уровня. Опасное действие – это действие работника, которое повышает вероятность травмы, нарушает установленные правила охраны труда и промышленной безопасности или противоречит установленным процедурам. Небезопасные условия – это условия, характеризующиеся такими уровнями производственных факторов, воздействие которых в течение рабочей смены (или ее части) создает угрозу для жизни работающего, а также возможен высокий риск возникновения тяжелых форм острых профессиональных поражений.

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.

19.3 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.

Анализ безопасности работ – это эффективный метод предварительного выявления потенциальных опасных условий, определение мер по снижению выявленных опасностей и методов выполнения работы, при которых будет достигнут практически целесообразный уровень безопасности. Задачи анализ безопасности работ:

- проанализировать поэтапное выполнение работ;
- выявить фактические или потенциальные опасности;
- определить риски и методы их контроля;
- выявить потенциально опасные факторы, которые могли остаться не замеченными в ходе обычного инструктажа перед началом работ.

Критерии отказов по тяжести последствий:

Первый - катастрофический - приводит к смерти людей, наносит существенный ущерб объекту и невосполнимый 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):

A - обязателен детальный анализ риска, требуются особые меры безопасности для снижения риска;

B - желателен детальный анализ риска, требуются меры безопасности;

C - рекомендуется проведение анализа риска и принятие мер безопасности;

D - анализ и принятие мер безопасности не требуются.

Матрица «вероятность - тяжесть последствий»

Таблица 19.1 Категория опасности

Частота возникновения (1/год)	Тяжесть последствия			
	Катастрофический отказ	Критический отказ	Некритический отказ	отказ с пренебрежимо малыми последствиями
Частый отказ > 1	A	A	A	C
Вероятный отказ 10 ⁻²	A	A	B	C
Возможный отказ 10 ⁻² -10 ⁻⁴	A	B	B	C
Редкий отказ 10 ⁻⁴ -10 ⁻⁶	A	B	C	D
Невероятный отказ < 10 ⁻⁶	B	C	C	D

На основе анализа, в таблице 19.2 приводятся вероятности возникновения аварийных ситуаций (в целом на нефтегазовой отрасли):

Таблица 19.2 Вероятность возникновения аварийных ситуаций

Вид аварии	Вероятность
	Разведочное, эксплуатационное бурение
1. Поломка буровых труб	0,022
2. Аварии с долотом	0,04
3. Падение в скважину посторонних предметов	0,005
4. Прихват буровых колонн	0,06
5. Неудачный цементаж	0,0001
6. Прихват обсадных труб	0,001
7. Поломка забойных двигателей	0,001
8. Прочие виды аварий	0,002

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

Проект должен учитывать опыт проводки скважин на данной и ближайших площадях с аналогичными условиями, результаты исследований, выполненных при бурении опорно-технологических и поисковых 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;

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 герметизацию устья скважины при ГНВП:

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 позволяют 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.

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

№№ п/п	Наименование	Издание (утверждение)
1	2	3
1	Макет рабочего проекта на строительство скважин на нефть и газ» РД-39-0148052-537-87	Москва, ВНИИБТ, 1990 г.
2	Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности	Астана, МИИРК от 30.12.2014 г. №355
3	«Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр»	Приказ МНЭ РК, Астана, от 15.06.2018 г. №239
4	Арматура фонтанная и нагнетательная. Типовые схемы, основные параметры и технические требования к конструкции ГОСТ 13862-2003	Межотраслевой стандарт, Минск, 2003г.
5	Закон РК «О гражданской защите» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 08.06.2024 г.)	Астана, от 11.04.2014 г. №188-V
6	Закон РК «О разрешениях и уведомлениях» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.01.2025 г.)	Астана, 16.05.2014 №202-V
7	Закон РК «О радиационной безопасности населения» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 25.02.2021 г.)	Астана, от 23 апреля 1998 года №219-1
8	Экологический кодекс Республики Казахстан	Астана, от 02 января 2021 года № 400-VI
9	Кодекс Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 22.07.2024 г.)	Кодекс Республики Казахстан от 27 декабря 2017 года № 125-VI
10	Правила консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана (с изменениями и дополнениями по состоянию на 17. 12.2024 г.)	Астана, от 22.05.18 г МЭ РК №200
11	Водный кодекс Республики Казахстан (с изменениями и дополнениями по состоянию на 08.06.2024 г.)	Астана, от 09 июля 2003 г №481-II
12	Кодекс РК «О здоровье народа и системе здравоохранения» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.01.2025 г.)	Астана, от 07.07.2020 года №360-VI
13	Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к технологическим и сопутствующим объектам и сооружениям, осуществляющим нефтяные операции»	Приказ МЗ РК от 11.02.2022 г. № ҚР ДСМ-13
14	Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования по установлению санитарно-защитной зоны производственных объектов»	Приказ МЗ РК от 11.01.2022г. № ҚР ДСМ-2
15	Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к радиационно-опасным объектам»	Приказ МЗ РК от 25 августа 2022 года № ҚР ДСМ-90

Продолжение таблицы

1	2	3
16	Гигиенические нормативы к обеспечению радиационной безопасности	Приказ МЗ РК от 2 августа 2022 года № КР ДСМ-71.
17	Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности	от 15 декабря 2020 года № КР ДСМ-275/2020 МЗ РК.
18	Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к зданиям и сооружениям производственно-го назначения»	Приказ МЗ РК от 3 августа 2021 года № КР ДСМ-72.
19	Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к условиям труда и бытового обслуживания при строительстве, реконструкции, ремонте и вводе, эксплуатации объектов строительства»	Приказ МЗ РК от 16 июня 2021 года № КР ДСМ-49
20	Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к водоисточникам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов»	Приказ МР РК 20 февраля 2023 года № 26
Справочная литература		
21	Инструкцией по составлению технического проекта на строительство скважин на нефть и газ	№ 45 от 2.02.2005г.
22	Инструкция по ТБ при исследованиях скважин и испытании пластов РД-08-41-94	Алматы, МНП РК, 1994г.
23	Инструкция по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин РД 39-7/10001-89.	Куйбышев, ВНИИТнефть, 1989г.
24	Инструкция по испытанию скважин на герметичность.	Куйбышев, 1997г.
25	Инструкция по эксплуатации насосно – компрессорных труб РЛ 39-0147014-217-86.	Куйбышев, ВНИИТнефть, 1987г.
26	Инструкция по эксплуатации бурильных труб РД 39-013-90.	Куйбышев, ВНИИТнефть, 1990г.
27	Инструкция по подготовке обсадных труб к спуску скважину РД 39-2-132-78.	Куйбышев, ВНИИТнефть, 1980г.
28	Инструкция по составлению гидравлической программы бурения скважин РД 390147009-516-86.	Краснодар ВНИИКнефть, 1981г.
29	Инструкция по организации и проведению профилактической работы по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых газовых и нефтяных фонтанов на территории РК	Алматы, 2002г
30	Сборник типовых инструкций по безопасному ведению работ для рабочих буровых бригад РД-08-22-94	Алматы, МНП РК, 1995г.
31	Отраслевая инструкция по безопасности труда при приготовлении бурового раствора РД-08-43-94	Алматы, МНП РК, 1994г.
32	Отраслевая инструкция по безопасности труда при спуске в скважину колонны обсадных труб РД 08-46-94	Алматы, МНП РК, 1994г.
33	Отраслевая инструкция по безопасности труда при проводке скважин роторным и турбинным способом РД 08-44-94	Алматы, МНП РК, 1994г.
34	Первичные действия членов буровой вахты при возникновении ГНВП	Москва, НИИтруда, 1987г.
35	Методика расчета объемов образования эмиссий (в части отходов производства, сточных вод) от бурения скважин	Приказ МООС от 03.05.12г. № 129-Ө

Продолжение таблицы

1	2	3
36	Трубы нефтяного сортамента под редакцией Сарояна	Москва, Недра, 1976г.
37	Трубы обсадные и муфты к ним ГОСТ 632-80	Москва, Госстандарт, 1982г.
38	Справочник по креплению нефтяных и газовых скважин под редакцией Булатова	Москва, Недра, 1981г.
39	Справочник инженера по бурению, т. 1 под редакцией В. И. Мищевича.	Москва, Недра, 1976г.
40	Справочник укрупненных сметных норм (СУСН) на строительство нефтяных и газовых скважин	Москва, Недра, 2000г.
41	Справочник по гидравлическим расчетам в бурении» Б.И. Мительман	Москва, Недра, 1963г.
42	Справочник инженера по бурению, т. II под редакцией В.И. Мищевича.	Москва, Недра, 1978г.
43	Спутник буровика. К.В. Иогансен	Москва, Недра, 1986г.
44	Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые	Москва, 2000г.
45	Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин	Москва, НИИтруда, 1987г.
46	Дополнение к РД (390148052-537-87). Раздел 3. «Охрана окружающей природной среды». Макета рабочего проекта на строительство скважин на нефть и газ	Москва, ВНИИБТ, 1990г.

РАЗДЕЛ II
ОРГАНИЗАЦИЯ СТРОИТЕЛЬСТВА

1. СВЕДЕНИЯ О ВОДОСНАБЖЕНИИ

При строительстве скважин и проведении буровых работ потребуется использование воды на следующие нужды:

- вода питьевого качества на питьевые нужды рабочих буровой бригады и обслуживающего персонала;
- вода на хозяйственно-бытовые нужды рабочих буровых бригад и обслуживающего персонала;
- вода технического качества на производственные нужды при бурении, а также на производственно-противопожарные нужды.

Расчеты водопотребления и водоотведения выполнены в соответствии с нормативно-техническими документами: СНиП РК 4.01-41-2006. Санитарным правилам «Санитарно-эпидемиологические требования к водоисточникам, хозяйственно-питьевому водоснабжению, местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов» № 26 от 20 февраля 2023г. А также СНиП IV-5-82. "Часть IV. Приложение. Сборник 49. ЕРЕР. Объем водопотребления определяется в соответствии с нормой суточного расхода воды по этапам строительства скважины.

Источники водоснабжения

Подземные воды данной территории отличаются высокой минерализацией, поэтому питьевое водоснабжение вахтовых лагерей и буровых бригад будет осуществляться за счет привозной воды, в т.ч. бутилированной (ближайшие населенные пункты: п.Бозой- 20 км).

Водоснабжение буровых установок водой технического качества предусмотрено из п.Бозой - 20 км.

Хранение технической воды предусматривается в емкостях общим объемом 167 м³, обеспечивающих пожарный и аварийный объемы воды.

Хозяйственно-питьевые нужды в период мобилизации и демобилизации будут обеспечены привозной и бутилированной водой. Качество воды должно отвечать «Санитарным правилам «Санитарно-эпидемиологические требования к водоисточникам, хозяйственно-питьевому водоснабжению, местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов» № 26 от 20 февраля 2023г. Хозяйственно-питьевая вода на территорию ведения буровых работ будет привозиться в цистернах, которые следует обеззараживать не менее 1 раза в 10 дней. Хранение воды для питьевых и хозяйственно-бытовых нужд предусматривается в емкостях объемом по 20 м³.

Водопотребление

Проектное время обустройства участка и бурения скважины глубиной 2200 м на месторождении, составит 252,0 суток. Число персонала, привлекаемого для бурения, обслуживания строительно-монтажных работ и геофизических исследований в скважинах, составит, максимально, 40 человек. Проживать члены буровой бригады будут на участке проведения работ (вагончик с душем, умывальником).

В таблице 1.1. приведены данные расчета расхода воды:

Таблица 1.1. Расчет расхода воды

№ пп	Наименование работ	Кол- во дней	Кол- во чел.	Норма на 1 чел./сут.		Расход воды на скважину, м ³ , для:			
				пи- тье- вой	быто- вой	Тех. нужд	хозбыто- вых нужд	питьевых нужд	Всего
1	Мобилизация (демо- билизация), строи- тельно- монтажные	15	30	20	25	-	9,0	11,25	20,25
2	Подготовительные работы к бурению	2	25	20	25	-	1,0	1,25	2,25
3	Бурение и крепление	55	60	20	25	701,2	66,0	82,5	849,7
4	Испытание в эксплуа- тационной колонне	180	12	20	25	79,1	43,2	54,0	176,3
	Итого:	252				780,3	119,2	149,0	1048,5

Водоснабжение водой буровой бригады для питьевых, технических и хозяйственных нужд осуществляется автоцистернами и привозной бутилированной водой из п.Бозой.

На скважине одновременно будут находиться по (СЭСН-49 т. 49-401, 49-402) при:

- подготовительных работах, бурении и креплении – 40 человек;
- при испытании в колонне – 12 человек;
- монтаже-демонтаже – 30 человек.

Расход воды на хоз. бытовые нужды принят, согласно ГТП - для одного человека 25 л/сут и 20 л/сут. (СНиП РК 4.01-41-2006 Приложение 3. Нормы расхода воды потребителями).

Норма расхода технической воды при бурении и подготовительных работах принята равной - 43 м³/сут., при испытании - 20 м³/сут.

В полевом лагере будут обустроены душевые в вагончиках. Вагончики будут оборудованы умывальниками. Будет функционировать прачечная. Жидкие стоки по системе временных трубопроводов будут отводиться в септик суммарным объемом не менее 20 м³. Это не приведет к загрязнению подземных вод, поскольку они залегают на глубинах более 50 м от поверхности земли.

Хозяйственно-питьевые нужды

Общая величина хозяйственно-бытовых и питьевых вод на период бурения и испытания скважины составит: **119,2+149,0= 268,2 м³**. В т.ч. воды питьевого качества: **149,0 м³**.

Производственные нужды

На буровых установках техническая вода будет расходоваться на приготовление бурового раствора, промывочной жидкости и растворов реагентов, мытье оборудования, рабочей площадки, испытания и другие технические нужды. Согласно проектным проработкам объем потребления воды на производственные нужды за период бурения одной скважины глубиной 2200 м составит: **1048,5 м³**.

Водоотведение

Хозяйственно-бытовые сточные воды

На территории буровой площадки вахтового лагеря предусмотрены две системы временной канализации:

- хозяйственно-бытовая;
- производственная.

Хозяйственно-бытовые стоки от модулей полевых лагерей по системе временных трубопроводов будут отводиться в септик (20 м^3), изолированный от поверхностных и подземных вод. По мере наполнения септика стоки будут откачиваться, и вывозиться специализированными машинами - автоцистернами на специально оборудованные очистные сооружения, стоящие на балансе организаций, имеющих соответствующие разрешения на прием и утилизацию сточных вод, по договору с этими организациями.

Септики после окончания буровых работ будут опорожнены, дезинфицированы. Территория септиков будет рекультивирована.

Объем водоотведения хозяйственно-бытовых сточных вод составит **$268,2 \text{ м}^3/\text{период}$** ведения буровых работ на 1-ой скважине.

Качественный состав сточных вод, сбрасываемых в септик, стандартный и удовлетворяет требования СНиП 2.04.03-85. Концентрация загрязняющих веществ определена исходя из удельного водоотведения на одного человека. Количество загрязняющих воду веществ на одного человека для определения их концентрации в бытовых сточных водах принято согласно СН РК 4.01.03-2011 «Канализация. Наружные сети и сооружения».

На площадках буровых установок будет использована стандартная схема очистки буровых сточных вод. После очистки они могут использоваться повторно.

Отработанный буровой раствор (ОБР) – один из видов сточных вод при строительстве скважин. О загрязняющей способности отработанного бурового раствора судят по содержанию в нем органических примесей, оцениваемых по показателю ХПК, по значению водородного показателя pH и минерализации жидкой фазы.

Буровой раствор, применяемый при бурении скважин, готовится в блоках приготовления бурового раствора, хранится в металлических емкостях.

Расчетный объем ОБР на скважину 2200 м равен **$291,1 \text{ м}^3$** .

Согласно технической части проекта объем отработанного бурового раствора, складываемого в металлические емкости, определяется из расчета 20 % от объема исходного бурового раствора, из них 5 % остается в скважине и 15 % выходит на поверхность, которая теряется с буровым шламом.

Рекомендуемые групповым техническим проектом буровые растворы отвечают основным экологическим требованиям, предъявляемым к буровым растворам при вскрытии продуктивных пластов. Компоненты бурового раствора, после сбора и очистки, не окажут вредного влияния на окружающую среду в силу отсутствия эффекта суммации, поскольку они состоят из воды, биополимеров и инертных материалов.

Буровые сточные воды (БСВ) по своему составу являются многокомпонентными суспензиями, содержащими до 80 % мелкодисперсных примесей, которые обеспечивают высокую агрегатную устойчивость. Загрязняющие вещества, содержащиеся в буровых сточных водах, подразделяются на взвешенные, растворимые органические примеси и нефтепродукты.

Расчетный объем буровых сточных вод на одну скважину составит:

$$V_{\text{БСВ}} = 2 \times 291,1 = \mathbf{582,2 \text{ м}^3}.$$

Количество отработанных буровых сточных вод

Количество отработанных буровых сточных вод определяется по формуле:

$$Q = V_{\text{БСВ}} * \rho_{\text{БСВ}}$$

$V_{\text{БСВ}}$ – объем буровых сточных вод, м^3 ;

$\rho_{\text{БСВ}}$ – удельный вес буровых сточных вод, $1,05 \text{ т/м}^3$;

$$\mathbf{Q = 582,2 \times 1,05 = 611,3 \text{ т/период.}}$$

Весь объем образующихся производственных сточных вод за весь период по системе канализационных стоков будет направляться в резервуар сбора буровых сточных вод, затем в систему очистки. Условно чистая техническая вода может использоваться на текущие технологические нужды.

Очистка производственных сточных вод будет осуществляться по мере их образования и сбора. Часть воды, потребляемой на производственно-технологические нужды, будет потеряна безвозвратно (фильтрация в горные породы в процессе промывки скважины, доувлажнение выбуренной породы, приготовление тампонажного раствора и т.д.). При этом, безвозвратные потери воды в блоке очистки, по опыту водопользования при строительстве скважин, составят 5 %.

Таблица 1.2 Объемы водоотведения (бурение скважин на глубину 2200 (±250м))

Наименование	Объем стоков, м ³ /период	Место отведения
Хозяйственно-бытовая канализация	268,2	Специально оборудованный гидроизолированный септик с вывозом на существующие очистные сооружения
Производственная канализация:		
Буровые сточные воды	582,2	
Мойка оборудования	5	Септик с вывозом на существующие очистные сооружения
Пылеподавление	10	Безвозвратные потери
Пожаротушение	50*	Место возгорания, безвозвратные потери
Всего производственных стоков	647,2	

Примечание: Используется техническая вода*

Объем сточных вод, вывозимых на специально оборудованные очистные сооружения, составит:

- хозяйственно-бытовых - $V = 268,2 \text{ м}^3$;
- производственных - $V = 647,2 \text{ м}^3$.

2 СВЕДЕНИЯ ОБ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИИ

Таблица 2.1 – Электроснабжение

Количество потребляемой электроэнергии, кВт. час	Заявленная мощность, кВт. час		Источник электроснабжения		Характеристика линий передачи электроэнергии		
	Системы электроснабжения буровой	трансформаторов	Наименование (энергосистема, электростанция и т.д.)	Расстояние до буровой, км	ЛЭП, кВ	Подземный (подводный) кабель, кВ	Длина, км
1	2	3	4	5	6	7	8
Таблица информации не несёт, так как источником энергии являются двигатели внутреннего сгорания: 1. Дизельный двигатель CAT 3406, N-343 кВт (2 шт.) (силовой двигатель) 2. Дизельный двигатель PZ12V190B, N-375 кВт (2 шт.) (насос) 3. Дизельный генератор TAD 1242 GE N - 398 кВт, 1 комплект (освещение) 4. Силовой двигатель ЯМЗ-238 (подъёмник А-80), N=158 кВт - 1 комплект. 5. Дизель- генератор (мощностью 100 кВт) при освещении (1шт)							

Линии электропередач: Распределение электроэнергии осуществляется по кабельным линиям

Таблица 2.2 – Потребность в ГСМ

Потребность в ГСМ для двигателей буровой установки, т			Потребность в ГСМ для котельной теплофикационной установки, т	База снабжения ГСМ	
всего	в том числе			наименование	расстояние до буровой, км
	топлива	масла			
1	2	3	4	5	6
230,7	223,5 ГОСТ 305-82 Дизельное топливо	7,22 Моторное масло	-	г. Шалкар	150

ПРИЛОЖЕНИЕ

Приложение 1 Техническое задание

**Приложение №1 к
Технической спецификации**

На разработку: «Технического проекта на строительство разведочных скважин Р-1,

Р-2 глубиной 2200м на участке Шалкар».

1.	Целевое назначение работ	Проектный документ должен обеспечить осуществление процесса строительства скважин, материально-техническое снабжение, планирование и организацию буровых работ.
2.	Состав проекта	Проектным документом должна быть предусмотрена исходная геологическая, технико-технологическая и номенклатурная информация, технико-технологические проектные решения, результаты инженерных расчетов по определению потребности в материалах, инструменте, комплектующих изделиях и по установлению нормативной продолжительности выполнения всех технологических процессов и операций строительства скважины.
3.	Государство, область, район строительства скважин, месторождение	Республика Казахстан, Актюбинская область, Шалкарский район.
4.	Основание для проектирования	1.1. Договор на право пользования недрами с компетентным органом (Министерством геологии и охраны недр РК) №31-10/4347-УВС от 18.12.2024. 1.2 Проект разведочных работ по поиску углеводородов на участке Шалкар. 1.3. Договор на выполнение работ.
5.	Буровая подрядная организация (наименование)	Выбирается по тендеру
6.	6.1. Целевое назначение скважины 6.2. Вид скважины 6.3. Кол-во скважин 6.4. Номер скважины 6.5. Проектный горизонт 6.6. Проектная глубина, м - по вертикали - по стволу	Разведочная Вертикальная 2 Р-1, Р-2 Средний юра 2200м 2200м
7.	Геологические и технологические данные: – обзорная карта района работ; – структурные карты, карты расположения скважин, проектный литол.-стратигр. разрез; – способ бурения; – ожидаемые осложнения при бурении; – КНБК под обсадные колонны; – программа ГИС; – интервалы отбора керна и шлама, м; – интервалы опробования и испытания перспективных горизонтов; – сведения о размере отводимых земель, га Характеристика пластового флюида	– Будут представлены геологической службой Заказчика – роторный –нефтегазопроявления возможны с 1850м; – расчетная; – полный комплекс каротажных работ; – отбор керна будет уточняться, отбор шлама с 70 м до 2200м; – интервалы опробования и испытания будут определены по результатам ГИС; Ориентировочно 1850-2070м – согласно норме отвода земель, при строительстве скважины Плотность нефти 0,750-0,833 г/см ³ , содержание серы 0,11-0,14%, парафина 3,7-5,7%, газовый фактор 71,6м ³ /м ³ . Дебит в условиях испытания 50-80 м ³ /сут.

8.	Подготовительные работы к монтажу	Согласно типовой схеме
9.	Вахтовый поселок, источник питьевого водоснабжения, расстояние в км	Непосредственно на буровой
10.	Скважина для водоснабжения буровой	Предусматривается привозная техническая вода
11.	Биологическая и техническая рекультивация	Предусматривается техническая рекультивация
12.	Буровая вышка (тип, марка, высота, максимальная грузоподъемность, тн)	Буровая установка типа ZJ-30 согласно «Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности» №355 от 30 декабря 2014 года.
13.	Буровое оборудование: – насосы (тип, характеристика, количество) – дизель-электростанции	с учетом конструкции скважин
14	Оборудование устья: ПВО, колонная головка, ФА	Блок превенторов 350х35; 230х350 колонная головка: ОКК2-350-168х245х324 ФА: АФК – 65/65х35
15	Конструкция скважины (диаметр, глубина): – кондуктор – I-промежуточная – II-промежуточная – эксплуатационная колонна	426,0мм – 70м 323,9мм – 300м 244,5мм – 500м 168,3мм – 2200м
16	Тип буровых растворов: – при бурении под кондуктор – при бурении под I-промежуточную – при бурении под II-промежуточную – при бурении под экс. колонну	Бентонитовый раствор Ингибированный-полимерный раствор Ингибированный-полимерный раствор Ингибированный-полимерный раствор
17	Рекомендации по выбору буровых труб (диаметры, марка стали, толщина стенок, вес пог. метра, типы соединения труб)	Разрабатывается проектантом, согласно инструкции по расчету и выбору буровых труб
18	Рекомендации по выбору обсадных труб (диаметры, марка стали, толщина стенок, вес пог. метра, типы соединения труб)	Разрабатывается проектантом, согласно инструкции по расчету обсадных труб и «Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности» №355 от 30 декабря 2014 года
19	Продолжительность цикла строительства скважины в сутках (общая, бурения и крепления под каждую обсадную колонну)	Рассчитывается на основе норм времени и нормативной карты
20	Среднее расстояние к буровой, км: – перевозки бурового оборудования – от базы буровой организации – от базы снабжения – от тампонажного цеха – переброска механизмов для монтажа – от баз геофизиков и топографов	В среднем 285 км от г. Актобе
21	Перевозка вахт при сменности 1 раз в 15 дней	Автотранспортом
22	Содержание спецтехники на буровой	Бульдозер – 1 ед., дежурный автотранспорт – 1 ед., водовоз – 2 ед., автокран -1 ед., погрузчик грузоподъемностью 5 тн. – 1 ед.

		цементировочный агрегат -1ед. ППУ-1ед, в зимнее время
23	Электро- и теплоснабжение	Автономно, от дизельных электростанций
24	Требования к проектному документу: – содержание проектного документа	– «Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых» - «Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности» №355 от 30декабря 2014 года; - «Макет рабочего проекта на строительство скважин на нефть и газ»; – «Инструкция по проведению оценки воздействия намечаемой хозяйственной деятельности на окружающую среду».
25.	Требования к Подрядчику-Участнику закупа	• Наличие государственной лицензии на "Проектирование горных производств", (бурение нефтяных, газовых скважин) и составление проектов и технологических регламентов на разработку нефтегазовых месторождений. • Наличие государственной лицензии на Природоохранное проектирование. • Наличие сертификатов ISO 9001, 14001. • Иметь работников проектной организации: геологов, геофизиков, буровиков и разработчиков. • Наличие в собственности программного обеспечения Map Info 8.0; Map Edit 5.0; Petrel 2009, УПРЗА ЭРА-Воздух 2,0; САПР БУРЕНИЯ 1М с приложением копий технических паспортов (сканированные копии подтверждающих документов представить в конкурсной заявке)
26.	Срок предоставления ЗАКАЗЧИКУ согласованного в уполномоченных государственных органах контроля и надзора Проектного документа	120 календарных дней с момента подписания Договора обеими сторонами.

Приложение №2 к Технической спецификации

Разработка/корректировка проектов нормативов эмиссий (НЭ), программы управления отходами (ПУО), программы производственного экологического контроля (ПЭК), плана мероприятий (ПМ) на участке Шалкар.

Объём выполняемых Работ

Разработка/корректировка проектов нормативов эмиссий (НЭ), программы управления отходами (ПУО), программы производственного экологического контроля (ПЭК), плана мероприятий (ПМ) на участке Шалкар включает в себя следующее:

- разработка/корректировка проекта нормативов эмиссий (НЭ) для получения в уполномоченном органе в области охраны окружающей среды экологического разрешения на воздействие на участке Шалкар, а также получение положительного заключения в уполномоченном органе в области санитарно-эпидемиологического благополучия населения;
- разработка/корректировка программы управления отходами (ПУО) для получения в уполномоченном органе в области охраны окружающей среды экологического разрешения на воздействие на участке Шалкар, а также получение положительного заключения в уполномоченном органе в области санитарно-эпидемиологического благополучия населения;
- разработка/корректировка программы производственного экологического контроля (ПЭК) для получения в уполномоченном органе в области охраны окружающей среды экологического разрешения на воздействие на участке Шалкар;
- разработка/корректировка плана мероприятий по охране окружающей среды (ПМ) и согласование в контролирующих органах;
- оформление пакета документов для получения экологического разрешения на воздействие на структуре Шалкар (объект 1 категории) и получение разрешения на воздействие в уполномоченном органе в области охраны окружающей среды.

По разработке/корректировке проекта нормативов эмиссий (НЭ):

- С учётом разрабатываемых, вводимых и действующих производств выполнить разработку/корректировку проекта НЭ на участке Шалкар.
- Провести инвентаризацию источников выбросов загрязняющих веществ (ЗВ) в атмосферный воздух с обязательным выездом специалистов на объекты Заказчика.
- Предусмотреть и учесть при разработке/корректировке проекта НЭ существующую ранее разработанную документацию, а также перспективу развития промышленных объектов Заказчика.
- Расчёты выбросов ЗВ необходимо производить с учётом действующих экологических, санитарно-эпидемиологических норм, по требованиям утверждённых методик и нормативной документации в рамках действующего природоохранного законодательства РК.
- Предоставление Заказчику разработанного/скорректированного проекта НЭ для проверки и выдачи замечаний. Проект НЭ направляются на согласование контролирующим органам после одобрения Заказчика.

Подрядчик предоставляет:

- ✓ итоговую таблицу нормативов в форме Excel с разбивкой по источникам выбросов с привязкой по цехам и объектам месторождения;
- ✓ сводный расчёт выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в электронном виде (формат Excel) в разбивке по источникам загрязнения, с последующим сводом по объектам месторождения;
- ✓ систему расчёта и учёта фактических выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух в электронном виде (формат Excel) для заполнения установленной государственной и корпоративной отчётности и осуществления расчёта платы за эмиссии в окружающую среду;
- ✓ карты-схемы промплощадок с отображённой санитарно-защитной зоной с указанием всех источников загрязнения с привязкой к местности и с учётом масштаба.

По разработке/корректировке программы управления отходами (ПУО):

- Порядок разработки/корректировки ПУО должен соответствовать требованиям Экологического кодекса РК (ст. 335) и приказу и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов

Республики Казахстан от 09.08.2021 г. №318 «Об утверждении Правил разработки программы управления отходами».

– Предусмотреть при разработке/корректировке проекта ПУО перспективу развития промышленных объектов Заказчика.

– В составе ПУО разработать/скорректировать паспорта опасных отходов, образующихся в процессе деятельности предприятия. Порядок разработки/корректировки паспортов опасных отходов должен соответствовать требованиям Экологического кодекса РК (ст. 343) и приказу Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 20.08.2021 г. №335 «Об утверждении Формы паспорта опасных отходов».

– Предоставление Заказчику разработанных/скорректированных проекта ПУО и паспортов опасных отходов для проверки и выдачи замечаний. Проект ПУО направляется на согласование контролирующим органам после одобрения Заказчика.

Подрядчик предоставляет:

✓ систему расчёта и фактического учёта образующихся отходов производства и потребления в электронном виде (формат Excel) для заполнения установленной государственной и корпоративной отчётности и осуществления расчёта платы за размещение отходов;

✓ карты-схемы промплощадок с указанием мест образования, сбора, накопления и удаления отходов производства и потребления с привязкой к местности и с учётом масштаба.

По разработке/корректировке программы производственного экологического контроля (ПЭК):

✓ Порядок разработки/корректировки программы ПЭК должен соответствовать требованиям Экологического кодекса РК (ст. 185) и приказу Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 14.07.2021 г. №250 «Об утверждении Правил разработки программы производственного экологического контроля объектов I и II категорий, ведения внутреннего учёта, формирования и предоставления периодических отчётов по результатам производственного экологического контроля».

✓ Предоставление Заказчику разработанной/скорректированной программы ПЭК для проверки и выдачи замечаний. Программа ПЭК направляется на согласование контролирующим органам после одобрения Заказчика.

По разработке/корректировке плана мероприятий по охране окружающей среды (ПМ):

✓ Порядок разработки/корректировки ПМ должен соответствовать требованиям Экологического кодекса РК (ст. 125, приложение 4) и приказу и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 21.07.2021 г. №264 «Об утверждении Правил разработки плана мероприятий по охране окружающей среды».

✓ Предоставление Заказчику разработанного/скорректированного ПМ для проверки и выдачи замечаний. План мероприятий направляется на согласование контролирующим органам после одобрения Заказчика.

Оформление пакета документов на получение экологического разрешения на воздействие и получение разрешения на воздействие в уполномоченном органе в области охраны окружающей среды:

✓ Заявление на получение разрешения и пакет документов, предоставляемых для получения экологического разрешения на воздействие, должны соответствовать требованиям Экологического кодекса РК (ст. 122).

Требования к выполняемым Работам:

Работы должны выполняться качественно и профессионально, используя все имеющиеся знания и возможности, в соответствии с действующими нормативными документами. При выполнении Работ Подрядчик должен соблюдать все законы и нормативные акты в соответствии с действующим экологическим законодательством Республики Казахстан на момент разработки экологической документации.

Привлечение соответствующих специалистов для сбора исходных материалов на месте (объекте) и в офисе Заказчика, а также все исходные данные должны быть согласованы с Заказчиком. Сбор информации, отсутствующей у Заказчика, осуществляется Подрядчиком самостоятельно по поручению (доверенности) Заказчика.

Подрядчик несёт полную ответственность и осуществляет контроль за последовательностью и качеством выполнения Работ, в том числе берет на себя обязательства по разработке/корректировке и оформлению пакета документов для получения экологического разрешения на воздействие, а также берет на себя обязательства по получению разрешения на воздействие в уполномоченном органе в области охраны окружающей среды.

В случае возникновения замечаний уполномоченного органа в области охраны окружающей среды или его территориальных подразделений в процессе получения экологического разрешения на воздействие, Подрядчик самостоятельно их исправляет за свой счёт.

После получения положительных заключений государственных экспертиз и экологического разрешения на воздействие, Подрядчик обязан предоставить Заказчику, разработанную документацию на бумажном носителе в 3-х экземплярах, а также 1 вариант в электронной версии на флэш-носителе на русском языке в Word и PDF форматах со всеми приложениями.

СОГЛАСОВАНО:
Генеральный директор
ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч»

_____ Джамикешов А.М.
«__» _____ 2024г.

УТВЕРЖДАЮ:
Генеральный директор
ТОО «Shalqar Energy»

_____ Нурпеисов М.С.
«__» _____ 2024г.

Приложение 2 Протокол совместного геолого-технического совещание

ПРОТОКОЛ Совместного геолого-технического совещание

г.Атырау

08.01.2025г

Присутствовали:

От ТОО «Shalqar Energy»

1. Нурпеисов М.С.
2. ??????????
3. ??????????..

- Генеральный директор
- Главный геолог
- Менеджер по бурению и КРС

От ТОО «Каспиан Энерджи Ресерчн»

- | | |
|--------------------|---------------------------|
| 1. Джамикешов А.М. | - Генеральный директор |
| 2. Умбетов Е.К. | - Главный инженер проекта |

Повестка совещание: Рассмотрение проектного документа «Технический проект на строительство разведочных скважины Р-1, Р-2 с проектной глубиной 2200(±250м) на участке Шалкар».

СЛУШАЛИ: сообщение ответственного исполнителя проекта Умбетов Е.К.

Рабочий проект выполнен в соответствии с техническим заданием Заказчика и действующими инструкциями по проектированию строительства скважин.

Основными назначением скважины является поиск и разведка добычных возможностей продуктивных горизонтов на участке Шалкар и бурение скважин для получения дополнительной геолого-геофизической информации.

Документы, являющиеся основанием для составление рабочего проекта на строительство скважин: «На основании Контракта №31-10/4337-УВС от 18.12.2024года, Проект разведочных работ по поиску углеводородов на участке Шалкар в Актюбинской области.

После обмена мнениями ГТС постановляет:

Технический проект утвердить и направить в контролирующие органы на рассмотрение и согласование.

Подписи:

Присутствовали:

От ТОО «Shalqar Energy»

- | | |
|-------------------|-----------------------------|
| 1. Нурпеисов М.С. | - Генеральный директор |
| 2. ?????????? | - Главный геолог |
| 3. ??????????.. | - Менеджер по бурению и КРС |

От ТОО «Каспиан Энерджи Ресерчн»

- | | |
|--------------------|---------------------------|
| 1. Джамикешов А.М. | - Генеральный директор |
| 2. Умбетов Е.К. | - Главный инженер проекта |

Приложение 3 Технический паспорт проекта

ТОО «SHALQAR ENERGY»
ТОО «КАСПИАН ЭНЕРДЖИ RESEARCH»

ТЕХНИЧЕСКИЙ ПАСПОРТ
ПРОЕКТА

на строительство 2 скважин
на (структуре) участке – Шалкар
Цель бурения и назначения скважины (скважин) - разведочная

Вид скважины – **Вертикальный**

Листов 3

Главный инженер проекта

Умбетов Е.К.

Сравнительные технико-экономические показатели

№ №	наименование показателя	Единица измере- ния	Значения показателя		приме- чание
			проектного	Факти- ческого	
1	Глубина скважины	м			
	по вертикали		2200 (+250м)		
	по стволу		2200 (+250м)		
2	Продолжительность строительства скважины всего:	сут.	252		
	-строительство и монтаж, демонтаж		15		
	-подготовительные работы к бурению	сут.	2		
	-бурение и крепление		55		
	-испытание всего	сут.	180		
3	Глубина спуска обсадных колонн:				
	- кондуктор Ø 426,0мм	м	70		
	- I-промежуточная Ø 323,9мм	м	300		
	- II-промежуточная Ø 244,5мм	м	500		
	- эксплуатационная Ø 168,3мм		2200		
4	Затраты времени на работы по проходке:	сут.			
	- кондуктор Ø 426,0мм		1,3		
	- I-промежуточная Ø 323,9мм		4,7		
	- II-промежуточная Ø 244,5мм		4,8		
	- эксплуатационная Ø 168,3мм		29,6		
5	Затраты времени на крепление	сут.			
	- кондуктор Ø 426,0мм		1,0		
	- I-промежуточная Ø 323,9мм		3,8		
	- II-промежуточная Ø 244,5мм		4,0		
	- эксплуатационная Ø 168,3мм		5,8		
8	Расход долот по всем типоразмерам				
	III 426,0 мм МЦ-В	шт	1		
	III 393,7 мм по IADC (216,217)	шт	1		
	III 295,3мм по IADC (417,437)	шт	1		
	III 215,9 (код по IADC 617,621)	шт	8		
	PDC 215,9(код по IADC S223)	шт	1		
	Бур. головка 215,9/101,6	шт	1		
9	Затраты времени на испытание (освоение) скважины в эксплуатационной колонне по объектам	сут.	180		
10	Затраты времени на испытание (опробование) пластов в процессе бурения	сут.	-		

1	2	3	4	5	6
---	---	---	---	---	---

11	Материалы для бурового раствора	т			
	Каустическая сода	т	0,8115		
	Кальц. сода	т	0,849		
	KCL	т	46,22		
	Оснопак ВО	т	0,432		
	Оснопак НО	т	3,194		
	Гамаксан	т	0,432		
	Seurvey D	т	1,234		
	Atren antifoam	т	0,714		
	CaCO ₃	т	56,1439		
	Биокарбанат	т	1,234		
	Лимонная кислота	т	1,137		
	Биолюб LVL	т	4,000		
	SC-135	т	0,800		
	Техническая вода	т	640,772		
	Бентонит	т	3,000		

Приложение 4 Обоснование выбора типа буровой установки

Цель бурения и назначения скважины:	Разведочная
Вид скважин:	Вертикальная
Проектная глубина скважин:	2200м
Максимальная масса бурильной колонны в воздухе:	90,7т
Максимальная масса обсадной колонны в воздухе:	79,4т

Согласно технической характеристике, принимается Буровая установка «ZJ-30», с грузоподъемности 173,5тн.

Максимально допускаемая нагрузка на крюке установки «ZJ-30» -173,5тн.

При этом необходимо соблюдение условий:

$$1. \quad Q_{\text{мах бур. INSTR}} \leq 0,6 Q_{\text{доп. тах на крюке}}:$$

$$90,7 \leq 0,6 \times 173,5\text{т}$$

$$90,7 \leq 104,1\text{т}$$

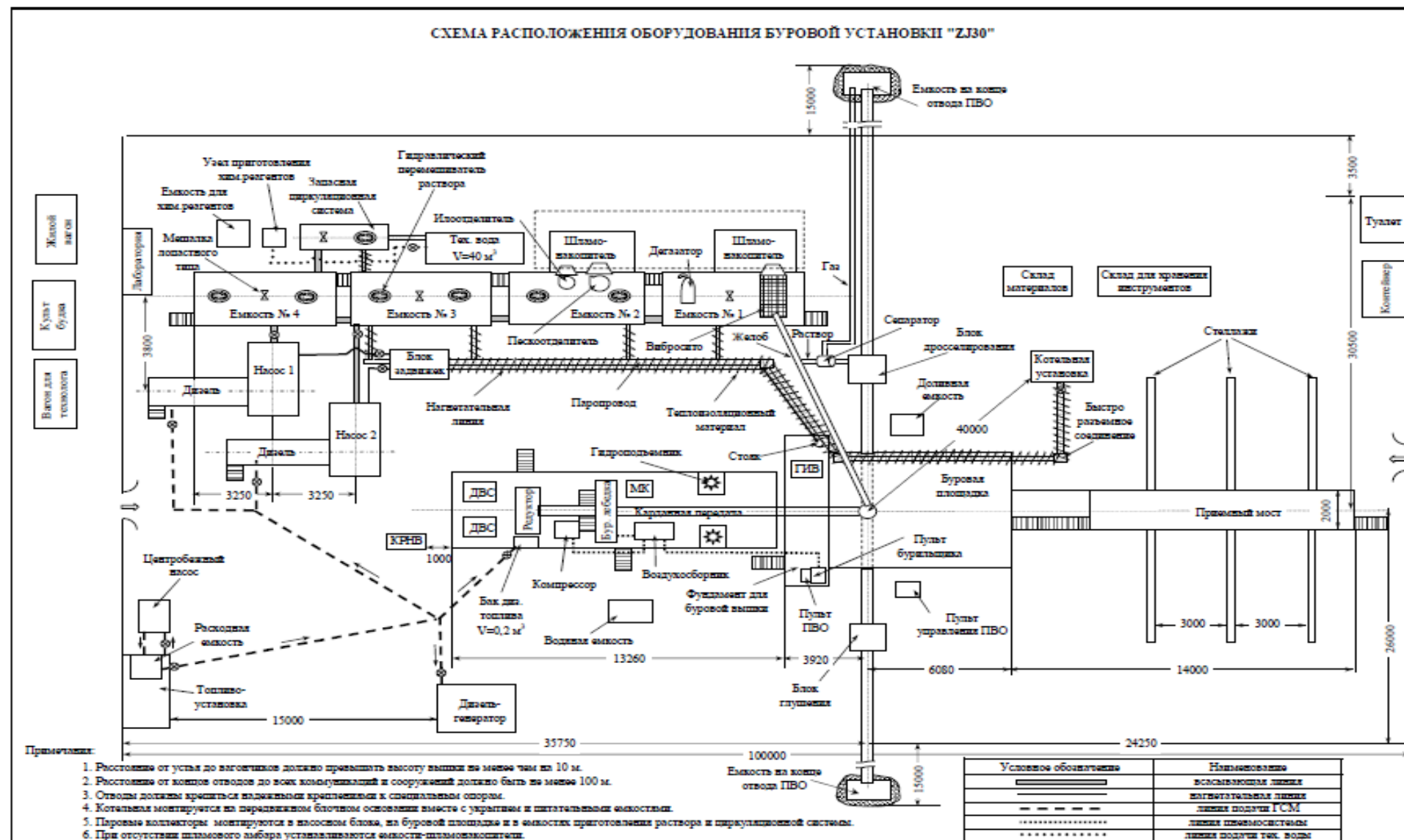
$$2. \quad Q_{\text{мах обс. колон}} \leq 0,6 Q_{\text{доп. тах на крюке}}$$

$$79,4 \leq 0,6 \times 2173,5\text{т}$$

$$79,4 \leq 104,1$$

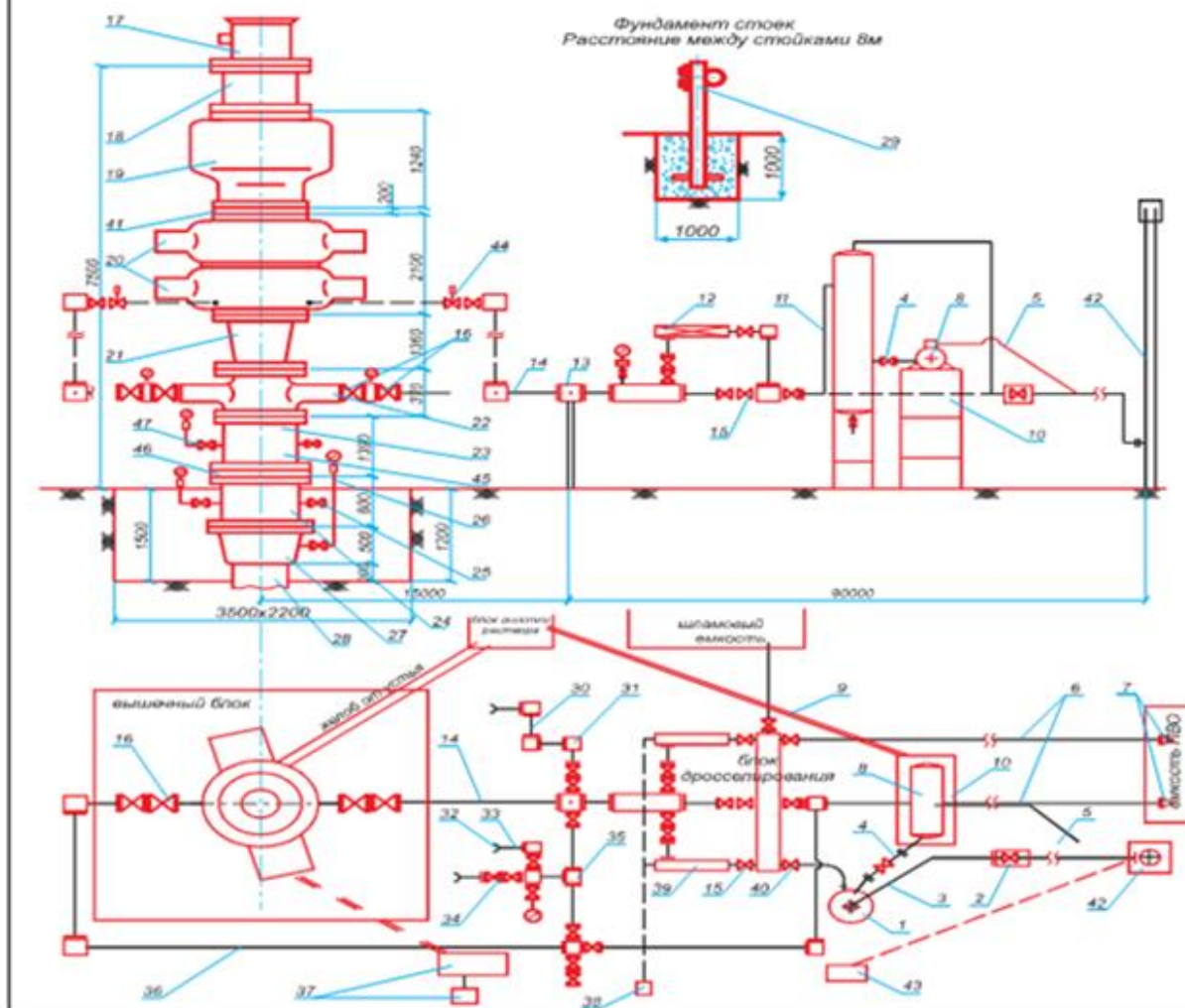
Что соответствует согласно «Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности».

Приложение 5 Типовая схема расположения оборудования буровой установки



Приложение 6 Схема монтажа ПВО при бурении скважин

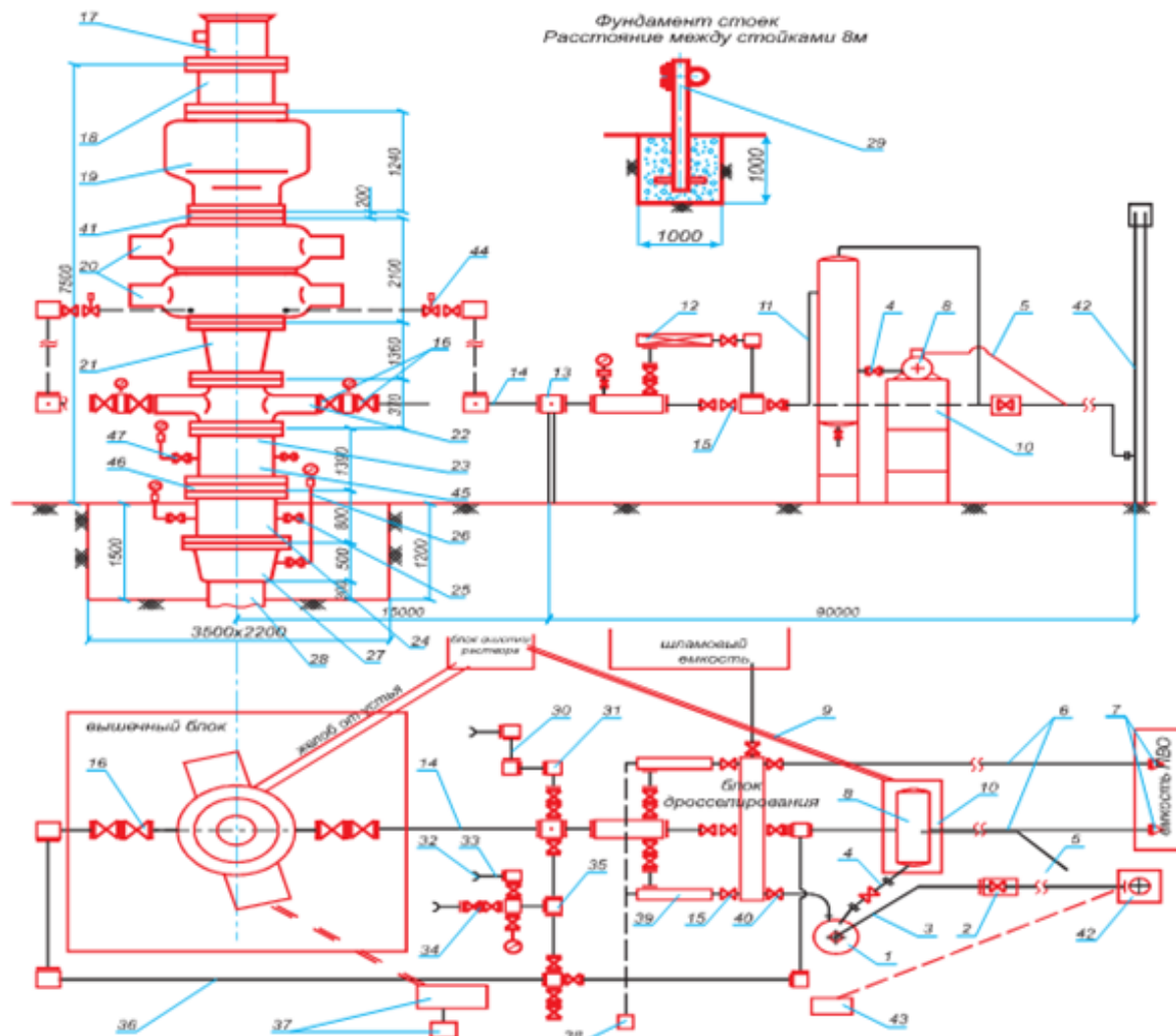
Типовая схема обвязки противовыбросового оборудования
после спуска кондуктора $d=323,9\text{ мм}$



Поз.	Наименование	Кол.	Примечание
1	Сепаратор, типовой	1	Итого
2	Узел обратного клапана	1	Итого
3	Плита дна от сепаратора на фланец	1	Итого
4	Плита расточка на деаэрактор	1	Итого
5	Плита дна от деаэратора	1	Итого
6	Плита оброста в выбор ГРД	2	Ф=55мм, НКТ
7	Фланец	2	Ф=100мм, прол. резьба
8	Деаэрактор вакуумный, комплект	1	Итого
9	Исполн. от деаэратора в блокю аксиально	1	
10	Вместит. под деаэрактор	1	
11	Горюховой в сепараторе	1	Ф=150мм
12	Прокладка в ручьях укреплении	1	Итого
13	Крепежные болты	3	Р=35МПа
14	Плита прочностное	2	Р=35МПа
15	Защитка в ручьях укреплении	34	Р=35МПа
16	Защитка в выборочных местах	2	Р=35МПа
17	Резьбовые болты	1	
18	Надпоручательство катрица	1	
19	Горюховой укреплении	1	НКТ 350х22
20	Горюховой: обсадной колонны	1	НКТ 350х22
21	Горюховой катрица	1	НКТ 350х22
22	Крепежные	1	
23	Горюховой катрица	1	Р=35МПа
24	Горюховой, 14/35МПа	1	
25	Защитка	2	Р=35МПа
26	Плита контроля затрубных давлений	2	
27	Кольцевой фланец	2	35МПа
28	Обсадная колонна	1	
29	Стекло кварцевое ГРД	20	
30	Плита антикоррозийная	1	
31	Кольцевой фланец	6	НКТ 350х22
32	Болты прочностные соединитель	3	
33	Резьбовые болты	1	
34	Узел обратного клапана	1	Р=35МПа
35	Горюховой катрица	3	Р=35МПа
36	Плита антикоррозийная	1	Р=35МПа
37	Стекло кварцевое ГРД, комплект	1	
38	Плита укреплении прочностные, комплект	1	
39	Горюховой фланец, 14/35МПа	2	
40	Защитка	3	Р=35МПа
41	Антикоррозийный фланец	1	35МПа
42	Фланец стыка	1	
43	Плита укреплении прочностные	1	
44	Защитка в выборочных местах	3	Р=35МПа
45	Катрица колонной колонны	1	Р=35МПа
46	Антикоррозийный фланец, 14/35МПа	1	
47	Кольцевой фланец	6	

[illegible]

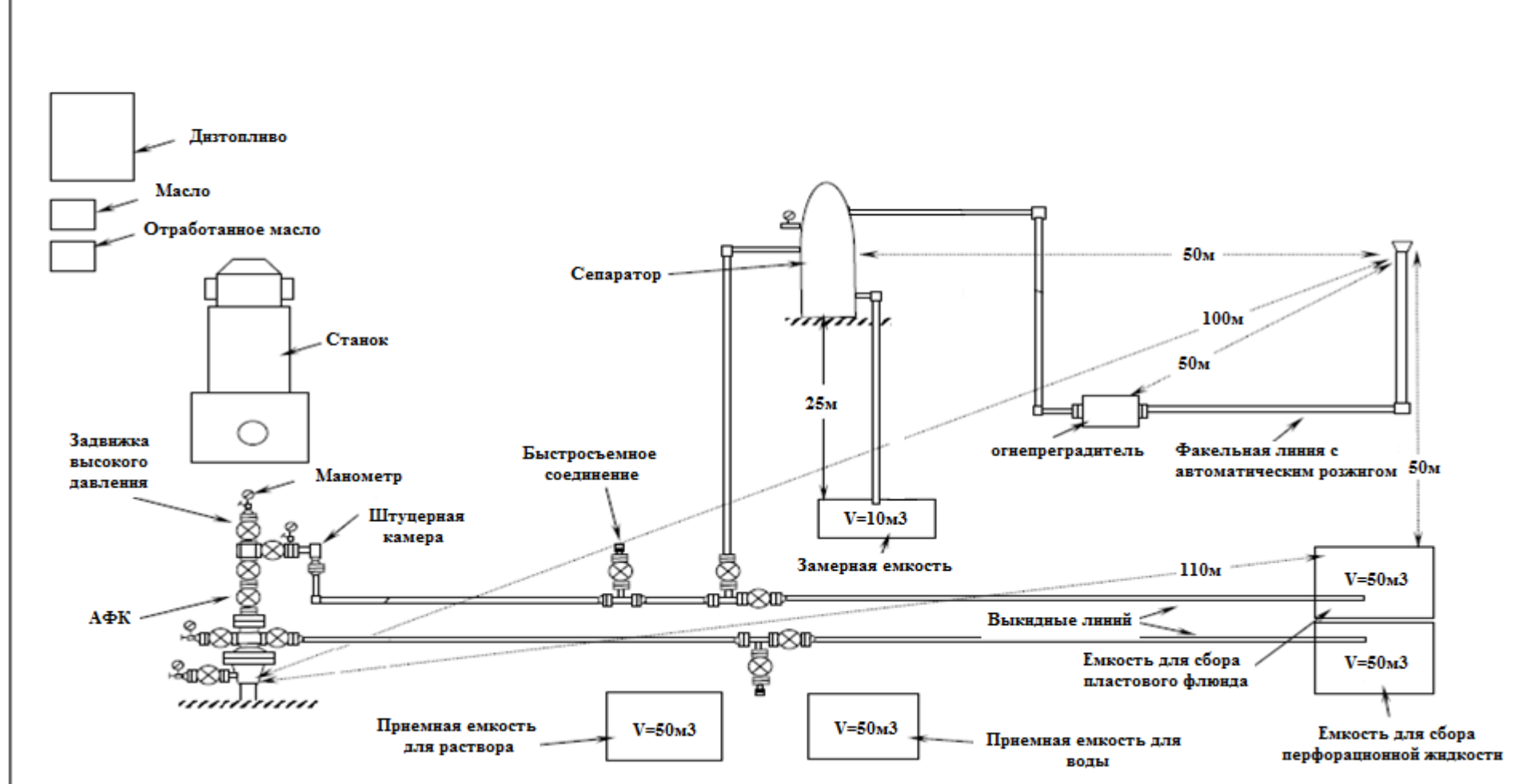
Типовая схема обвязки противовыврсового обарудования
после спуска технической колонны d=244.5мм



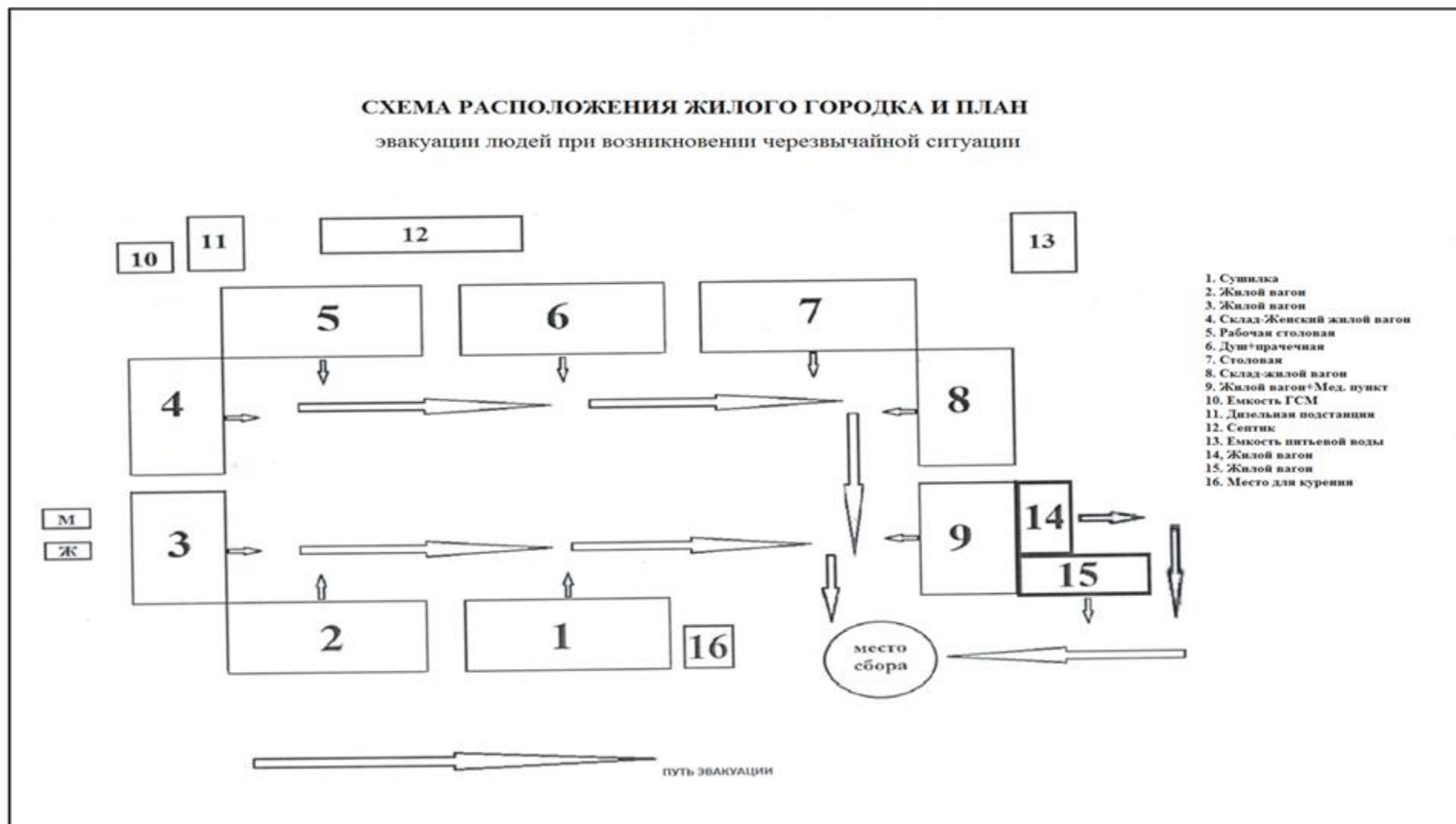
Поз.	Наименование	Кол.	Примечание
1	Сепаратор, комплект	1	Импорт
2	Узел обратного клапана	1	Импорт
3	Линия газа от сепаратора на фланс	1	Импорт
4	Линия раствора на деаэризатор	1	Импорт
5	Линия газа от деаэризатора	1	Импорт
6	Линия сброса в ящик ПБО	2	d=50мм, НКТ
7	Фланец	2	d=100мм, ст3
8	Деаэризатор вакуумный, комплект	1	Импорт
9	Жалоб от деаэризатора к блоку очистки	1	
10	Емкости, под деаэризатором	1	
11	Грубоотстойник к сепаратору	1	от ПБО
12	Дроссели с ручным управлением	1	Импорт
13	Крестовина кованая	2	P=35MPa
14	Линия дросселирования	2	P=35MPa
15	Забойка в дросселировании	24	P=35MPa
16	Забойка с дросселированием	4	P=35MPa
17	Фланец фланцевый	1	
18	Надпоразрядная катушка	1	
19	Прекратитель универсальный	1	ИТ 120х33
20	Прекратитель сбалансированный	1	ИТ 120х33
21	Гидравлическая катушка	1	P=35MPa
22	Крестовина	1	
23	Переходная катушка	1	P=35MPa
24	Грубая головка, 14/35MPa	1	
25	Забойка	2	P=35MPa
26	Линия контроля забуриваемого давления	2	
27	Кованный фланец	1	35MPa
28	Обсадная головка	1	
29	Станция мультифазного ПБО	20	
30	Линия пластмассовых труб	1	
31	Крестовый узел	8	P=35MPa
32	Быстрозащелочное соединение	3	
33	Развернутая линия	1	
34	Узел обратного клапана	1	P=35MPa
35	Тросики кованые	3	P=35MPa
36	Линия глушения, комплект	1	P=35MPa
37	Станция управления ПБО, комплект	1	
38	Пульт управления дросселями, комплект	1	
39	Гидроуправляемый дроссель, комплект	2	
40	Забойка	3	P=35MPa
41	Адапторный фланец	1	35MPa
42	Фланец стык	1	
43	Пульт управления фланцев	1	
44	Забойка в дросселировании	2	P=35MPa
45	Катушка кованой головки	1	P=35MPa
46	Адапторный фланец, 14/21MPa	1	
47	Кран высокого давления	6	

[illegible]

Схема обвязки устья скважины при испытании пластов в колонне



Приложение 8 Схема расположение жилого городка и план эвакуации людей при возникновении чрезвычайной ситуации



ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИЙ НАРЯД

Утверждаю:
Генеральный директор
ТОО «Shalqar Energy»
Нурпейсов М.С.
2025г.

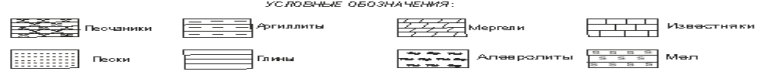
Организация заказчик
Цель бурения
Площадь месторождения
(контрактная территория)
Проектный горизонт
Номер скважин
Проектная глубина, м
Категория скважины
Буровая установка

Оборудование устья
Противоударное оборудование
В колонне 323,5мм ОП143-350/80х35 (ППГ-350х35-2шт, ПУГ 350х35-1шт)
В колонне 244,5мм ОП143-280/80х35 (ППГ-280х35-2шт, ПУГ 280х35-1шт)
Колонная головка ОКК-35-168х245х324
Фонтанная арматура АФК1-65/65х35

Комплект бурового оборудования
Вид привода
Буровые насосы

Продолжительность цикла
строительства, сут.
в том числе:
строительно-монтажные работы
подготовительные работы к бурению
бурение и крепление
Испытание, всего
в том числе:
в открытом стволе
в эксплуатационной колонне
Проектная скорость бурения, м/ст.мес

Геологическая часть										Техническая часть									
Глубина	Литература	Литература	Литература	Литература	Литература	Литература	Литература	Литература	Литература	Литература	Литература	Литература	Литература	Литература	Литература	Литература	Литература	Литература	Литература
0	100	150	200	250	300	350	400	450	500	550	600	650	700	750	800	850	900	950	1000
1000	1050	1100	1150	1200	1250	1300	1350	1400	1450	1500	1550	1600	1650	1700	1750	1800	1850	1900	1950
2000	2050	2100	2150	2200	2250	2300	2350	2400	2450	2500	2550	2600	2650	2700	2750	2800	2850	2900	2950
3000	3050	3100	3150	3200	3250	3300	3350	3400	3450	3500	3550	3600	3650	3700	3750	3800	3850	3900	3950
4000	4050	4100	4150	4200	4250	4300	4350	4400	4450	4500	4550	4600	4650	4700	4750	4800	4850	4900	4950
5000	5050	5100	5150	5200	5250	5300	5350	5400	5450	5500	5550	5600	5650	5700	5750	5800	5850	5900	5950
6000	6050	6100	6150	6200	6250	6300	6350	6400	6450	6500	6550	6600	6650	6700	6750	6800	6850	6900	6950
7000	7050	7100	7150	7200	7250	7300	7350	7400	7450	7500	7550	7600	7650	7700	7750	7800	7850	7900	7950
8000	8050	8100	8150	8200	8250	8300	8350	8400	8450	8500	8550	8600	8650	8700	8750	8800	8850	8900	8950
9000	9050	9100	9150	9200	9250	9300	9350	9400	9450	9500	9550	9600	9650	9700	9750	9800	9850	9900	9950
10000	10050	10100	10150	10200	10250	10300	10350	10400	10450	10500	10550	10600	10650	10700	10750	10800	10850	10900	10950
11000	11050	11100	11150	11200	11250	11300	11350	11400	11450	11500	11550	11600	11650	11700	11750	11800	11850	11900	11950
12000	12050	12100	12150	12200	12250	12300	12350	12400	12450	12500	12550	12600	12650	12700	12750	12800	12850	12900	12950
13000	13050	13100	13150	13200	13250	13300	13350	13400	13450	13500	13550	13600	13650	13700	13750	13800	13850	13900	13950
14000	14050	14100	14150	14200	14250	14300	14350	14400	14450	14500	14550	14600	14650	14700	14750	14800	14850	14900	14950
15000	15050	15100	15150	15200	15250	15300	15350	15400	15450	15500	15550	15600	15650	15700	15750	15800	15850	15900	15950
16000	16050	16100	16150	16200	16250	16300	16350	16400	16450	16500	16550	16600	16650	16700	16750	16800	16850	16900	16950
17000	17050	17100	17150	17200	17250	17300	17350	17400	17450	17500	17550	17600	17650	17700	17750	17800	17850	17900	17950
18000	18050	18100	18150	18200	18250	18300	18350	18400	18450	18500	18550	18600	18650	18700	18750	18800	18850	18900	18950
19000	19050	19100	19150	19200	19250	19300	19350	19400	19450	19500	19550	19600	19650	19700	19750	19800	19850	19900	19950
20000	20050	20100	20150	20200	20250	20300	20350	20400	20450	20500	20550	20600	20650	20700	20750	20800	20850	20900	20950
21000	21050	21100	21150	21200	21250	21300	21350	21400	21450	21500	21550	21600	21650	21700	21750	21800	21850	21900	21950
22000	22050	22100	22150	22200	22250	22300	22350	22400	22450	22500	22550	22600	22650	22700	22750	22800	22850	22900	22950



ТОО «Shalqar Energy»	Групповой технический проект на строительство разведочной скважины с проектной глубиной 2250 м (с 600 м) на участке Шалкар
Оптимизированный исполнитель	Ушаков Е.К.
Проектировщик № 9	Геологический наряд
Компьютерный дизайн	Тусупов К.С.