



**ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ
ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «ТАРБАГАТАЙ МУНАЙ»**



**ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ
ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «ДЕРБЕС СОЛЮШЕНС»**

УТВЕРЖДАЮ
Генеральный директор
ТОО «Тарбагатай Мунай»

_____ А.М. Кульжанов

«_____» _____ 2025 г.

**ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ
НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ
№С-311 НА МЕСТОРОЖДЕНИИ САРЫБУЛАК, ВОСТОЧНО-
КАЗАХСТАНСКОЙ ОБЛАСТИ**

Директор

А. Конисов

г. Атырау – 2025 г.

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Главный инженер проекта

Н. Хайруллин

Ведущий инженер по бурению

С. Тлеугалиев

Геолог

З. Мухамеджанова

Ассистент инженера

Н. Баймагамбет

ОГЛАВЛЕНИЕ

1. ОБЩАЯ ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА	9
2. ОСНОВАНИЕ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ.....	15
3. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ.....	16
4. ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА.....	18
4.1. Литолого-стратиграфическая характеристика разреза скважины	19
4.2. Нефтегазоводоносность по разрезу скважины	25
4.3. Возможные осложнения по разрезу скважины.....	28
4.4. Исследовательские работы	31
4.5. Работы по испытанию в эксплуатационной колонне и освоение скважины, сведения по эксплуатации	34
5. КОНСТРУКЦИЯ СКВАЖИНЫ.....	39
6. ПРОФИЛЬ СТВОЛА СКВАЖИНЫ.....	51
7. БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ.....	55
8. УГЛУБЛЕНИЕ СКВАЖИНЫ	65
9. КРЕПЛЕНИЕ СКВАЖИН	74
9.1. Обсадные колонны.....	74
9.2. Цементирование обсадных колонн	82
9.3. Оборудование устья скважины.....	90
10. ИСПЫТАНИЕ СКВАЖИНЫ	91
10.1. Испытание пластов в процессе бурения	91
10.2. Испытание горизонтов на продуктивность в эксплуатационной колонне.....	94
11. ДЕФЕКТОСКОПИЯ И ОПРЕССОВКА	98
12. СТРОИТЕЛЬНЫЕ И МОНТАЖНЫЕ РАБОТЫ	101
12.1. Подготовительные работы к строительству скважины (скважин)	102
12.2. Объемы строительных и монтажных работ для строительства скважины	104
13. ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТЬ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИНЫ	110
14. МЕХАНИЗАЦИЯ И АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ, СРЕДСТВА КОНТРОЛЯ И ДИСПЕТЧЕРИЗАЦИИ	111
15. Критерии проектирования горизонтальных скважин	114
15.1. Пилотные (предварительно проходимые) стволы.....	116
15.2. Выбор бурового раствора.....	117
15.3. Проектирование бурильной колонны	118
15.4. Гидравлические расчеты промывки скважины.....	118
15.5. Выбор компоновок низа бурильной колонны (ВНА).....	118
16. ЛИКВИДАЦИЯ И КОНСЕРВАЦИЯ СКВАЖИН	119
16.1. Общие положения.....	119
16.2. Ликвидация скважины.....	120
16.3. Порядок организации работ по ликвидации скважины	121
16.4. Консервация скважины	122
17. ТЕХНОЛОГИЯ УСТАНОВКИ АВАРИЙНОГО ЦЕМЕНТНОГО МОСТА.....	124
18. ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ, ПРОМЫШЛЕННАЯ САНИТАРИЯ И ПРОТИВОПОЖАРНАЯ ТЕХНИКА, ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ, ГРАЖДАНСКАЯ ОБОРОНА И ЧС.....	127
18.1. Общие положения.....	127
18.2. Классификация взрывоопасных зон.....	127
18.3. Пожарная безопасность на объектах	130
18.4. Организационные мероприятия по обеспечению пожарной безопасности.....	134
18.5. Основные требования и мероприятия по промышленной санитарии и гигиене труда	136

18.6. Мероприятия по промышленной безопасности ведения работ при строительстве скважин, гражданской обороне и предупреждение чрезвычайных ситуаций	145
19. ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ НЕФТЕГАЗОВОДОПРОЯВЛЕНИЙ И ОТКРЫТОГО ФОНТАНИРОВАНИЯ.....	153
19.1. Общие положения.....	153
19.2. Рекомендации по организации предупреждения и ликвидации открытых нефтяных и газовых фонтанов.....	154
20. АНАЛИЗ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИНЫ.....	159
20.1. Общие положения.....	159
20.2. Идентификация опасностей.....	159
20.3. Оценка вероятности (частоты) риска.....	160
20.4. Рекомендации по уменьшению риска.....	162
21. СПИСОК НОРМАТИВНО-СПРАВОЧНЫХ И ИНСТРУКТИВНО-МЕТОДИЧЕСКИХ МАТЕРИАЛОВ, ИСПОЛЪЗУЕМЫХ ПРИ ПРИНЯТИИ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ И СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИН	163
СВЕДЕНИЯ О ВОДОСНАБЖЕНИИ	168
СВЕДЕНИЯ ОБ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИИ.....	169
Приложения	171
Приложение 1 Задание на проектирование индивидуального технического проекта на строительство оценочной горизонтальной скважины №С-311 на месторождении Сарыбулак, Восточно-Казахстанской области.....	172
Приложение 2 Паспорт рабочего проекта.....	176
Приложение 3 Расчет объемов отходов бурения	178
Приложение 4 Схема расположения оборудования буровой установки ZJ-50D.....	179
Приложение 5 Схема расположения бурового оборудования УПА-80	180
Приложение 6 Типовая схема обвязки устья при испытании и освоении.....	181
Приложение 7 Схема монтажа ПВО при бурении скважины	182
Приложение 8 Геолого-технический наряд	183
Приложение 9 Государственная лицензия ТОО «Дербес Солюшенс»	184

СПИСОК ТАБЛИЦ

Таблица 1.1 Основные проектные данные	11
Таблица 1.2 Общие сведения о конструкции скважины.....	12
Таблица 1.3 Дополнительные сведения для составления сметы	12
Таблица 1.4 Дополнительные сведения для составления смет.....	13
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 Размеры отводимых во временное пользование земельных участков.....	16
Таблица 3.4 Источник 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 скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов	19
Таблица 4.2 Литологическая характеристика разреза скважины	20
Таблица 4.3 Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины	22
Таблица 4.4 Геокриологическая характеристика разреза скважины.....	24
Таблица 4.5 Нефтеносность	25
Таблица 4.6 Газоносность	25
Таблица 4.7 Водоносность	26
Таблица 4.8 Давление и температура по разрезу скважины.....	27
Таблица 4.9 Поглощение бурового раствора	28
Таблица 4.10 Осыпи и обвалы стенок скважины	28
Таблица 4.11 Нефтегазоводопроявления.....	29
Таблица 4.12 Прихватоопасные зоны.....	29
Таблица 4.13 Текучие породы.....	30
Таблица 4.14 Прочие возможные осложнения.....	30
Таблица 4.15 Отбор керна, шлама и грунтов	31
Таблица 4.16 Геофизические исследования	32
Таблица 4.17 Данные по испытанию (опробованию) пластов в процессе бурения.....	33
Таблица 4.18 Прочие виды исследований	33
Таблица 4.19 Испытание продуктивных горизонтов (освоение скважины) в эксплуатационной колонне.....	34
Таблица 4.20 Работы по перфорации эксплуатационной колонны при испытании (освоении)	35
Таблица 4.21 Интенсификация притока пластового флюида или повышение приемистости пласта в нагнетательной скважине.....	35
Таблица 4.22 Дополнительные работы при испытании (освоении).....	36
Таблица 4.23 Данные по эксплуатационным объектам	37
Таблица 4.24 Дополнительные данные для определения продолжительности испытания (освоения) скважины	37
Таблица 4.25 Данные по нагнетательной скважине.....	38
Таблица 4.26 Сведения об осложнениях по пробуренным скважинам - аналогам.....	38
Таблица 5.1 Характеристика и устройство шахтового направления.....	43
Таблица 5.2 Глубина спуска и характеристика обсадных колонн.....	45
Таблица 5.3 Характеристика отдельно спускаемых частей обсадных колонн.....	46
Таблица 5.4 Техничко-технологические мероприятия, предусмотренные при строительстве скважины по проектной конструкции.....	47
Таблица 5.5 Максимально-допустимые гидродинамические давления в открытом стволе скважины при выполнении технологических операций	50
Таблица 6.1 Входные данные по профилю горизонтальной скважины	51
Таблица 6.2 Профиль ствола скважины	51
Таблица 7.1 Типы и параметры буровых растворов	57
Таблица 7.2 Компонентный состав бурового раствора и характеристики компонент.....	58
Таблица 7.3 Потребность бурового раствора и компонентов (товарный продукт) для его приготовления, обработки и утяжеления.....	60

Таблица 7.4 Потребность воды или компонентов для обработки бурового раствора при разбуривании цементных станков	62
Таблица 7.5 Потребность компонентов для обработки бурового раствора при спуске обсадных колонн.....	62
Таблица 7.6 Суммарная потребность компонентов бурового раствора на скважину	63
Таблица 7.7 Оборудование для приготовления и очистки буровых растворов	64
Таблица 8.1 Способы, режимы бурения, расщирки (проработки) ствола скважины и применяемые КНБК... 65	65
Таблица 8.2 Компоновка низа бурильных колонн (КНБК)	66
Таблица 8.3 Потребное количество элементов КНБК	68
Таблица 8.4 Суммарное количество и масса элементов КНБК	69
Таблица 8.5 Рекомендуемые бурильные трубы	70
Таблица 8.6 Конструкция бурильных колонн	70
Таблица 8.7 Характеристика и масса бурильных труб, УБТ по интервалам бурения.....	71
Таблица 8.8 - Оснастка талевой системы	71
Таблица 8.9 Режим работы буровых насосов	72
Таблица 8.10 Распределение потерь давлений в циркуляционной системе буровой	72
Таблица 8.11 Гидравлические показатели промывки	73
Таблица 9.1 Способы расчеты наружных давлений и опрессовки обсадных колонн	74
Таблица 9.2 Распределение давлений по длине колонны	74
Таблица 9.3 Рекомендуемые типоразмеры обсадных труб	76
Таблица 9.4 Параметры обсадных труб.....	76
Таблица 9.5 Суммарная масса обсадных труб	77
Таблица 9.6 Технологическая оснастка обсадных колонн	78
Таблица 9.7 Режим спуска обсадных труб	80
Таблица 9.8 Опрессовка обсадных труб натяжение эксплуатационной колонны	81
Таблица 9.9 Общие сведения о цементировании обсадных колонн.....	82
Таблица 9.10 Характеристика жидкостей для цементирования	83
Таблица 9.11 Компонентный состав жидкостей для цементирования и характеристики компонентов	84
Таблица 9.12 Технологические операции при цементировании и режим работы цементировочных агрегатов (буровых насосов)	86
Таблица 9.13 Схема обвязки и потребность в цементировочных агрегатах	88
Таблица 9.14 Потребность в смесительных машинах, цементовозах и автоцистернах	88
Таблица 9.15 Потребное для цементирования обсадных колонн количество цементировочной техники.....	89
Таблица 9.16 Потребное для цементирования обсадных колонн количество материалов	89
Таблица 9.17 Спецификация устьевого и противовыбросового оборудования (ПВО).....	90
Таблица 10.1 Продолжительность работы пластоиспытателя, спускаемого на трубах	91
Таблица 10.2 Характеристика КИИ и технологические режимы работы пластоиспытателя, спускаемого на трубах.....	92
Таблица 10.3 Продолжительность работы опробователя пластов, спускаемого на кабеле	93
Таблица 10.4 Параметры колонны насосно-компрессорных труб (НКТ)	94
Таблица 10.5 Характеристика жидкостей и составляющие их компоненты для установки цементных мостов	95
Таблица 10.6 Потребное количество цементировочной техники для установки цементных мостов.....	95
Таблица 10.7 Потребное количество материалов для установки цементных мостов	95
Таблица 10.8 Продолжительность испытания (освоения) объектов в эксплуатационной колонне.....	96
Таблица 10.9 Продолжительность работы агрегатов при испытании (освоении) скважины в эксплуатационной колонне	97
Таблица 11.1 Виды операций контроля и объемы работ по дефектоскопии бурильного инструмента, проводимые с применением передвижной дефектоскопической лаборатории ПКДЛ	99
Таблица 11.2 Опрессовка оборудования и используемая техника	100
Таблица 12.1 Сварочные работы при монтаже бурового оборудования.....	102
Таблица 12.2 Объемы подготовительных работ к строительству скважины (скважин)	103
Таблица 12.3 Перечень топографо-геодезических работ.....	103
Таблица 12.4 Объем работ по монтажу бурового оборудования	104
Таблица 12.5 Объемы работ по комплекту бурового и силового оборудования БУ ZJ-50D	105
Таблица 12.6 Объемы работ под конструктивные узлы вышки и привышечных сооружений к комплекту ..	107
Таблица 12.7 Объемы работ по фундаментам под комплект (и вышку).....	108
Таблица 12.8 Объемы работ при использовании специальной установки «УПА- 80», для испытания скважины	109

Таблица 13.1 Продолжительность строительства скважины	110
Таблица 13.2 Продолжительность бурения и крепления по интервалам глубин	110
Таблица 14.1 Средства механизации и автоматизации.....	111
Таблица 14.2 Средства контроля	113
Таблица 14.3 Средства диспетчеризации	113
Таблица 18.1 Классификация основных сооружений и установок по взрыво - и пожароопасности.....	130
Таблица 18.2 Спецдежда, спецобувь и средства индивидуальной защиты	137
Таблица 18.3 Средства коллективной защиты от шума и вибраций	139
Таблица 18.4 Нормы освещённости.....	140
Таблица 18.5 Средства контроля воздушной среды	144
Таблица 18.6 Первичные средства пожаротушения	145
Таблица 19.1 Способы и средства борьбы с поглощениями	156
Таблица 19.2 Испытание на герметичность запорной арматуры, применяемой при бурении.....	157
Таблица 20.1 Причины открытых фонтанов	160
Таблица 20.2 Причины газонефтеводопроявлений	161
Таблица 21.1. Список литературы	163

СПИСОК РИСУНКОВ

Рисунок 1.1-Обзорная карта.....	10
Рисунок 5.1-Совмещённый график давлений	44
Рисунок 6.1-Профиль скважины.....	54
Рисунок 9.1-Распределение избыточных давлений (кондуктор).....	75
Рисунок 9.2-Распределение избыточных давлений (промежуточная колонна).....	75
Рисунок 9.3-Распределение избыточных давлений (эксплуатационная колонна)	74

РЕФЕРАТ

Индивидуальный технический проект на строительство оценочной горизонтальной скважины № С-311 на месторождении Сарыбулак, Восточно-Казахстанской области, разработан в соответствии с «Инструкцией о составе, порядке разработки, согласования и утверждения проектно-сметной документации на строительство скважин на нефть и газ» (ВСН 39-86). Проект выполнен по форме и содержанию «Макета рабочего (технического) проекта на строительство скважин на нефть и газ» (РД 39-0148052-537-87)

Ключевые слова: СКВАЖИНА, БУРЕНИЕ, ПЛОЩАДЬ, МОНТАЖ, ДЕМОНТАЖ, КОНСТРУКЦИЯ, КОЛОННА, БУРОВОЙ РАСТВОР, ОСВОЕНИЕ, ПЛАСТ, ДОЛОТО, ОБСАДНАЯ ТРУБА, УБТ, НКТ, НАСОС, ИСПЫТАНИЕ, ЭКОЛОГИЯ.

Объектом проектирования является строительство оценочной горизонтальной скважины № С-311 на месторождении Сарыбулак, Восточно-Казахстанской области буровой установкой «ZJ-50D».

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

Индивидуальный технический проект выполнен в соответствии с договором между ТОО «Тарбагатай Мунай» и ТОО «Дербес Солюшенс».

1. ОБЩАЯ ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

Контрактная территория ТОО «Тарбагатай Мунай», в т.ч. месторождение Сарыбулак, расположена в южной части Зайсанской впадины, которая обрамлена хребтами: Тарбагатай, Манрак, Саур и Сайкан с юга, а севера - Калбинским и южными отрогами Алтая.

В административном отношении территория находится в пределах территории Тарбагатайского и Зайсанского районов Восточно-Казахстанской области Республики Казахстан.

Ближайшими населенными пунктами являются: г. Зайсан в 30км к востоку и поселок Сатбай в 15км к востоку, поселок Карабулак – в 15км к юго-востоку от месторождения.

Населенными пункты соединены шоссейной дорогой с твердым покрытием между собой и областным центром Усть-Каменогорск, расстояние до которого составляет 450км. На севере в районе городов Усть-Каменогорск, Зыряновск, Лениногорск, имеется железная дорога. Ближайшими железнодорожными станциями являются: Жангизтобе, удаленные на расстояние в 380км и Бухтарма – в 300 км от месторождения Сарыбулак.

Через Контрактную территорию проходит автодорога Омск-Павлодар-Зайсан. Имеются ЛЭП и линии связи.

В г. Зайсан имеется аэропорт, откуда выполняется авиаперевозки в Усть-Каменогорск.

В климатическом отношении территория месторождения относится к пустынно-степному типу. Климат резко-континентальный, сухой. Зима длится до 5-6 месяцев, примерно столько же, что и теплый период. В зимний период снежный покров по области залегает неравномерно. В горных предгорных районах его высота в среднем достигает 60-80см и больше, а в степных и полупустынных не превышает 15-25см, в некоторых местах не достигает и 15см.

Неравномерность залегания снежного покрова обуславливает неравномерную глубину промерзания почвы.

Рельеф Зайсанского бассейна ровный, спокойный, изрезанный руслами рек и временами водотоками на периферии.

Водосток с района месторождения имеет общее направление в сторону поймы реки Иртыш. Гидрографическая сеть представлена многочисленными речками, ручьями и арыками. Наиболее полноводными являются реки: Иртыш, Кендерлык и Кандысу. Ширина рек, кроме р. Иртыш колеблется от 10 до 60м, а глубина от 0,2 до 4,5м.

С учетом горно-геологических условий и анализа данных по ранее пробуренным скважинам и совмещенного графика давлений выбрана следующая конструкция скважины, позволяющая безопасное вскрытие всего стратиграфического комплекса проектного разреза:

- Направление $\varnothing$ 426мм x 45м;
- Кондуктор $\varnothing$ 339,7мм x 500м;
- Промежуточная колонна $\varnothing$ 244,5мм x 2850м;
- Пилотный ствол - бурение до проектной глубины скважины 4550м. Необходимо получить полные геологические данные и подтверждение нефтяного слоя с помощью электрокаротажа в не обсаженной скважине. На основании результатов каротажа, будет принято решение – бурить боковой ствол или нет (горизонтальную часть). Если боковой ствол отменяется, то необходимо спустить эксплуатационную колонну $\varnothing$ 168,3 мм, и цементировать в интервале 2650-4550м. В противном случае цементируется на 100 м выше точки отклонителя (глубина скважины около 2981м), и далее бурение бокового ствола;
- Эксплуатационная колонна $\varnothing$ 139,7мм x 0-4249м (по стволу).

Основные проектно-экономические данные приведены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 Основные проектные данные

п/п №	Наименование	Значение
1	2	3
1	Номер района строительства скважины (или морской район)	-
2	Номера скважин, строящихся по данному типовому проекту	С-311
3	Площадь (месторождение)	Сарыбулак
4	Расположение (суша, море)	суша
5	Глубина моря на точке бурения, м	-
6	Цель бурения и назначенные скважины	оценочная
7	Проектный горизонт	Майчатская свита пермь
8	Проектная глубина, м	
	по вертикали	3381
	по стволу	4249
9	Число объектов испытания:	
	в колонне	2
	в открытом стволе	-
10	Вид скважины (вертикальная, наклонно-направленная, кустовая)	горизонтальная
11	Тип профиля	
12	Азимут бурения, град	90°
13	Максимальный зенитный угол, град	90°
14	Максимальная интенсивность изменения зенитного угла, град/10 м	3,0
15	Глубина по вертикали кровли продуктивного (базисного) пласта, м	3381
16	Отклонение от вертикали точки входа в кровлю продуктивного (базисного) пласта, м	1000
17	Допустимое отклонение заданной точки входа в кровлю продуктивного (базисного) пласта от проектного положения (радиус круга допуска), м	3
18	Металлоемкость конструкции, кг/м	84,9
19	Способ бурения	роторный, ВЗД
20	Вид привода	ДВС
21	Вид монтажа (первичный, повторный)	вторичный
22	Тип буровой установки	ZJ-50D или аналог
23	Тип и грузоподъемность буровой установки	315тн
24	Наличие механизмов АСП (ДА, НЕТ)	нет
25	Номер основного комплекса бурового оборудования	-
26	Максимальная масса колонны, т:	
	обсадной	169,7
	бурильной	165,6
27	Тип установки для испытаний	УПА- 80
28	Продолжительность цикла строительства скважин, сут.	340,0
	в том числе:	
	строительно-монтажные работы	3,0
	подготовительные работы к бурению	2,0
	бурение и крепление	155,0
	испытание, всего в том числе:	180,0
	в открытом стволе	-
	в эксплуатационной колонне	180,0
29	Проектная скорость бурения, м/ст.мес.	891,0

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
Направление	426,0	0	45	0	45
Кондуктор	339,7	0	500	0	500
Промежуточная	244,5	0	2850	0	2850
Эксплуатационная -Пилотный ствол*	168,3	2650	4550	2650	4550
Эксплуатационная	139,7	0	3381	0	4249

Примечание:

- *На основании результатов каротажа, будет принято решение - забуривать или нет боковой ствол (горизонтальную часть). Если боковой ствол отменяется, то необходимо спустить эксплуатационную колонну Ø168,3 мм, и зацементировать в интервале 2650-4550м. В противном случае цементируется на 100 м выше точки отклонителя (глубина скважины около 2981м), и далее бурение бокового ствола.

Таблица 1.3 Дополнительные сведения для составления сметы

Мощность труборемонтных баз или площадок, тыс.м бурильных труб	Наличие тампонажной конторы или цепа (ДА, НЕТ)	Среднегодовое количество буровых станков		Время пребывания турбобура (электробура) на забое, %	Время механического бурения на воде, %	Дежурство работа бульдозера, трактора, ч/сут.	Форма оплаты труда буровой бригады	Категория УБР (УРБ)	Коэффициент оборачиваемости бурильных труб, %
		в бурении испытании	в том числе в турбинном бурении						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Трубная площадка	да	1	-	-	-	по заявке	повреждённая	первая	-

Таблица 1.4 Дополнительные сведения для составления смет

Содержание полевой лаборатории по контролю промывочной жидкости в интервале, м				Дополнительные рабочие для приготовления утяжелителей и обработки бурового раствора				Дополнительные рабочие			Объем повторно используемого раствора, м³	Отходы бурения (отработанный раствор, шлам, сточные воды) нефтепродукты, другие отходы	Объёмы отходов, м³			
При бурении		При испытании		Интервал глубины		количество	Число смен работы в сутки	Количество		Число смен работ ы в сутки			всего	В том числе подлежит		
от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)			слесарей	Электро-монтёров					вывозу	зах оро нению	сборы
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
0	4249	не предусматривается		по контракту				по контракту			-	ОБР	705,0	705,0	-	-
												Шлам	528,0	528,0	-	-
												Сточные воды	1410,1	1410,1	-	-

Таблица 1.5 Сведения об условиях эксплуатации скважины

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

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
нет	нет	нет	нет

2. ОСНОВАНИЕ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

Таблица 2.1 Список документов, которые являются основанием для проектирования

№ пп	Название документа (проект геологоразведочных работ, технологические схемы (проект) разработки площадей (месторождений), задание на проектирование), номер, дата, должность, фамилия и инициалы лица, утвердившего документ
1	2
1	Контракт №84 от 01.12.1997 на разведку углеводородного сырья на блоках XXIV-76,-77,-78, XXV-76, -77, -78 на территории Восточно-Казахстанской области.
2	«Проект разработки пермских нефтяных залежей месторождения Сарыбулак» по состоянию изученности на 01.04.2023 г.
3	Техническое задание на проектирование.
4	Государственная лицензия №20011274 от 05.08.2020г., выданная ТОО «Дербес Солюшенс» на проектирование горных производств.

3. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Таблица 3.1 Сведения о районе буровых работ

Наименование	Значение (текст, название, величина)
1	2
Площадь (месторождение)	Сарыбулак
Блок (номер и/или название)	-
Административное расположение	
республика	Казахстан
область (край)	Восточно-Казахстанская
район	Тарбагатайский/Зайсанский
Год ввода площади в бурение	
Год ввода площади (месторождения) в эксплуатацию	
Температура воздуха, °С	
среднегодовая	+4,1
наибольшая летняя	+45
наименьшая зимняя	-50
Среднегодовое количество осадков, мм	310
Максимальная глубина промерзания грунта, м	3
Продолжительность отопительного периода в году, сут	185
Продолжительность зимнего периода в году, сут	165
Азимут преобладающего направления ветра, град	Западное
Наибольшая скорость ветра, м/с	До 15 и выше
Метеорологический пояс (при работе в море)	-
Количество штормовых дней (при работе в море)	-
Интервал залегания многолетнемерзлой породы, м	-
кровля	-
подошва	-

Таблица 3.2 Сведения о площадке строительства буровой

3	Значение (текст, названия, величина)
1	2
Рельеф местности	слаборасчлененный, всхолмленный
Состояние местности	
Толщина снежного покрова, см	Многолетнемерзлые породы в разрезе отсутствуют
Почвенного слоя	
Растительный покров	
Категория грунта	

Таблица 3.3 Размеры отводимых во временное пользование земельных участков

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

Таблица 3.4 Источник 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 энергопривода, связи и стройматериалов
1	2	3	4
Техническая вода	г. Зайсан	30	Автотранспорт
Питьевая вода	г. Зайсан	30	Автотранспорт
Энергоснабжение	ДВС	по месту	Для БУ
Стройматериалы	База бурового подрядчика	-	Автотранспорт
Связь	Радиостанция, интернет радиотелефон	-	Связь с офисом

Таблица 3.5 Сведения о подъездных путях

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

Примечание: Подъездные пути будут определены во время переезда станка.

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	Омск-Павлодар-Зайсан	30	Нет	-	-

4. ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА

4.1. ЛИТОЛОГО-СТРАТИГРАФИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЗРЕЗА СКВАЖИНЫ

Таблица 4.1 Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернзности пластов

Глубина залегания от стола ротора, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания пластов, град.		Коэффициент кавернзности в интервале
от (верх)	до(низ)	название	индекс	угол падения	азимут	
1	2	3	4	5	6	7
0	60	Четвертичные	Q	0-2	1	1,30
60	242	Вторушинская	N ₂ ²⁻³ vt	0-2	1	1,30
242	431	Павлодарская	N ₂ ¹⁻² pv	0-2	1	1,30
431	674	Аральская	N ₂ ²⁻³ ar	0-2	1	1,30
674	815	Ашутасская	Pg ₃ ² asch	5-7	3	1,25
815	940	Тузкабакская	Pg ₃ ¹ tk	5-7	3	1,25
940	1042	Турангинская	Pg ₃ ²⁻³ tg	5-7	3	1,25
1042	1110	Зимунайская	Pg ₃ ¹⁻² zm	5-7	3	1,25
1110	1207	Северо-зайсанская	Pg ₂ ¹⁻² sz	5-7	3	1,25
1207	1750	Кустинская/ Тологойская	J ₂ k / J ₁ tl	25-30	5	1,15
1750	2766	Акжальская	T ₂₋₃ akg	30	5	1,15
2766	3161	Акколканская	P ₂ akk	40-45	5	1,15
3161	3912	Майчатская	P ₂ mt	40-45	5	1,15
3912	4521	Таранчинская	P ₂ tr	40-45	5	1,15

Примечание:

- Согласно «Макета рабочего проекта на строительство скважин на нефть, газ (РД 39-0148052-537-87)» – вся необходимая для проектирования геологическая информация (табл.4.1 – 4.26) приводится по вертикали.
- Все отметки указаны относительно уровня устья скважины 581 м над уровнем моря. При работах следует внести поправку на фактическую высоту роторного стола буровой установки.

Таблица 4.2 Литологическая характеристика разреза скважины

Индекс стратиграфичес- кого подразделения	Интервал, м		Горная порода		Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.д.)
	от (верх)	до (низ)	краткое название	% в интервале	
1	2	3	4	5	6
Q	0	60	Суглинки	55	Сложен непрочными хрупкими осадочными породами с преобладанием средних и мелких донных отложений с отдельными включениями крупного гравия. Содержание неплотного гравия 25%~35%.
			Песчаник	10	
			Гравий	35	
N ₂ ²⁻³ vt	60	242	Песчаник	45	Сложена серым сцементированным неравнозернистым песчаником, коричневым аргиллитом и сцементированным неравнозернистым песчаником. Заметны включения слоев и линз коричневых и серовато-коричневых известняковых алевроитовых сланцев.
			Аргиллит	40	
			Сланец	15	
N ₂ ¹⁻² pv	242	431	Аргиллит	100	Коричневый плотный аргиллит.
N ₂ ²⁻³ ar	431	674	Известняк	40	Серовато-зеленый известняк и плотный аргиллит. Наблюдаются вкрапления гипса в верхней половине слоя.
			Аргиллит	50	
			Гипс	10	
Pg ₃ ² asch	674	815	Песчаник	45	Серый пылеватый аргиллит с прослойками алевроитовый песчаник.
			Аргиллит	55	
Pg ₃ ¹ tk	815	940	Песчаник	10	Серо-зеленые, темно-серые и коричневые аргиллиты и пылеватые аргиллиты В верхней части встречаются прослойки песчаника, в нижней части наблюдаются вкрапления гипса и линзы мергеля.
			Аргиллит	50	
			Гипс	20	
			Мергель	20	
Pg ₂ ²⁻³ tg	940	1042	Аргиллит	80	Зеленые, серо-зеленые и светло-зеленые аргиллиты с прослойками пылеватого известняка
			Известняк	20	

Продолжение таблицы 4.2

1	2	3	4	5	6
Pg ₃ ¹⁻² zm	1042	1110	Аргиллит	85	Верхняя часть сложена зеленоватыми крапчатыми аргиллитами с кристаллами гипса внутри. Средняя часть сложена зеленым аргиллитом с включениями гипса. Низ средней части сложен светло-коричневым аргиллитом. Нижняя часть сложена из плотных коричневых аргиллитов с небольшими включениями гипса.
			Гипс	15	
Pg ₂ ¹⁻² sz	1110	1207	Аргиллит	65	Верхняя часть состоит из буро-коричневых аргиллитов в больших блоках. Средняя часть сложена из пойменных отложений песчаника. В нижней части наблюдаются разноцветные аргиллиты, глинистый мелкозернистый кварцевый песчаник.
			Песчаник	35	
J ₂ k / J ₁ tl	1207	1750	Песчаник	40	По большей части сложена равнозернистым песчаником и алевроитом, содержащим каменный уголь. Мелкозернистые обломочные породы встречаются намного чаще крупнозернистых обломочных пород. Отличается тем, что нижняя часть свиты содержит пласты каменного угля ограниченной мощности, и углесодержащие аргиллиты.
			Алеврит	35	
			Уголь	15	
			Аргиллит	10	
T ₂₋₃ akg	1750	2766	Песчаник	20	По большей части состоит из слежавшейся крупной гальки с небольшими включениями песчаника.
			Галька	80	
P ₂ akk	2766	3161	Алеврит	30	Темно-серый аргиллит, серо-зеленый алеврит и слои глинистых алевролитов различной мощности
			Аргиллит	35	
			Алевролит	35	
P ₂ mt	3161	3912	Песчаник	35	Сложена в основном песчаником и алевроитом, слои мелких обломочных пород, песчаника, алевроита и аргиллита. В верхней части преобладают песчаники и алевроиты, в средней части преобладают алевроиты, аргиллиты и угленосные аргиллиты, а в нижней части преобладают песчаники и алевроиты.
			Алеврит	35	
			Аргиллит	30	
P ₂ tr	3912	4521	Песчаник	35	Преобладает тонкая литология, содержащая прослои аргиллитов с песчаниками и алевроитами, нижняя часть сложена относительно развитыми песчаниками и алевроитами.
			Алеврит	30	
			Аргиллит	35	

Таблица 4.3 Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность, г/см ³	Пористость, %	Проницаемость, мдари	Глинистость, %	Карбонатность, %	Соленость, %	Сплошность породы	Твердость, кгс/мм ²	Расслоенность породы	Абразивность	Категория пород по промысловой классификации (мягкая, средняя)	Коэффициент Пуассона	Модуль Юнга, кгс/мм ²	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	60	Суглинки	1,5-1,7	5-20	0,01-2,5	-	-	-	1,0-2	10-15	1-3	II-III	мягкая	0,5-0,35	0,1-2	-
			Песчаник														
			Гравий														
N ₂ ²⁻³ vt	60	242	Песчаник	1,7-2,4	5-21	0,01-2,5	-	-	-	1,0-2	10-15	1-2	II-III	мягкая	0,17-0,45	0,2-1,1	-
			Аргиллит														
			Сланец														
N ₂ ¹⁻² pv	242	431	Аргиллит	1,8-2,0	3-21	0,001-0,01	-	-	-	1,0-3	10-30	1-2	II-V	Мягкая Средняя	0,17-0,45	0,2,-0,5	-
N ₂ ²⁻³ ar	431	674	Известняк	1,8-2,4	3-21	0,001-0,02	-	-	-	1,0-3,0	10-40	1-2	II-V	Мягкая Средняя	0,2-0,5	0,2-3	-
			Аргиллит														
			Гипс														
Pg ₃ ² asch	674	815	Песчаник	1,7-2,5	3-21	0,001-0,03	-	-	-	1,0-3,0	10-40	1-2	II-V	Мягкая Средняя	0,2-0,3	0,2-3	-
			Аргиллит														
Pg ₃ ¹ tk	815	940	Песчаник	1,8-1,9	5-25	0,001-0,03	-	-	-	1-3,5	10-40	1-2	III-VI	Мягкая Средняя	0,3-0,5	0,2-5	-
			Аргиллит														
			Гипс														
			Мергель														

Продолжение таблицы 4.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Pg ₂ ²⁻³ tg	940	1042	Аргиллит	1,9-2,7	5-25	00,1-0,05	-	-	-	1,3-3,5	50-120	1-2	III-VI	Мягкая Средняя	0,2-0,3	0,2-5	-
			Известняк														
Pg ₃ ¹⁻² zm	1042	1110	Аргиллит	1,9-2,5	5-15	0,001-0,5	-	-	-	2-3,5	55-240	2	III-VI	Мягкая Средняя	0,2-0,25	0,2-5	-
			Гипс														
Pg ₂ ¹⁻² sz	1110	1207	Аргиллит	1,8-2,5	5-20	0,001-0,5	-	-	-	1,5-4	60-245	2	VI	Средняя	0,2-0,25	0,2-5	-
			Песчаник														
J _{2k} /J _{1tl}	1207	1750	Песчаник	1,9-2,5	5-20	0,001-0,5	-	-	-	1,5-3,5	70-145	2-3	III-VI	Средняя Твердая	0,2-0,3	0,2-5	-
			Алеврит														
			Уголь														
			Аргиллит														
T _{2-3akg}	1750	2766	Песчаник	2-2,5	5-21	0,001-0,5	-	-	-	1,5-3,5	60-280	2-3	III-VI	Средняя	0,2-0,3	0,2-4	-
			Галька														
P _{2akk}	2766	3161	Алеврит	1,99-2,2	5-21	0,001-0,5	-	-	-	1,8-4	60-280	2-3	V-VI	Средняя	0,2-0,3	0,1-4,2	-
			Аргиллит														
			Алевролит														
P _{2mt}	3161	3912	Песчаник	2,2-2,6	5-21	0,001-0,5	-	-	-	1,8-4,5	62-290	3-4	VI	Средняя	0,25-0,3	0,4-0,5	-
			Алеврит														
			Аргиллит														
P _{2tr}	3912	4521	Песчаник	2,6	5-21	0,001-0,5	-	-	-	1,8-4	62-290	3-4	VI	Средняя	0,2-0,4	0,2-0,7	-
			Алеврит														
			Аргиллит														

Таблица 4.4 Геокриологическая характеристика разреза скважины

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

4.2. НЕФТЕГАЗОВОДОНОСНОСТЬ ПО РАЗРЕЗУ СКВАЖИНЫ

Таблица 4.5 Нефтеносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, кг/м ³		Подвижность, Дарси на сПз	Содержание серы, % по весу	Содержание парафина, % по весу	Дебит, 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 пластовых условиях, кгс/см ²
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
P ₂	3024	3080	Поровый	0,9865	0,9865	0,005	-	2,5	7,3	37,8	-	-	0,802	-	-
	3524	3544	Поровый	0,9865	0,9865	0,004	-	3,0	7,3	37,8	-	-	0,802	-	-

Примечание: параметры нефти и растворенного газа взяты из «Проекта разработки пермских нефтяных залежей месторождения Сарыбулак» по состоянию изученности на 01.04.2023 г.

Таблица 4.6 Газоносность

Индекс стратиграфического подразделения (пачки)	Интервал, м (по вертикали)		Тип коллектора	Состояние (газ, конденсат)	Содержание в % по объему		Относительная по воздуху плотность газа	Коэффициент отклонения газа в пластовых условиях	Свободный дебит м ³ /сут	Параметры конденсата		Фазовая проницаемость, мдарси
	от (верх)	до (низ)			H ₂ S	CO ₂				в пластовых условиях г/см ³	на устье скважины кг/м ³	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
N ₂ ²⁻³ ar - Pg ₃ ²⁻³ tg	534	919	поровый	газ	-	0,005-0,010	0,550	-	5-150	-	-	-

Таблица 4.7 Водоносность

Индекс страти- графи- ческого подраз- деления	Интервал, м		Тип коллек- тора	Плотность, г/см ³	Свободный дебит, м ³ /сут	Фазовая проницаемость, мдарси	Химический состав воды в мг-эквивалентной форме						Степень минерализации, мг- экв/л	Тип воды по Сулину: СФН- ГКН – ХЛМ – ХЛК -	Относится к источнику питьевого водо- снабжения (да, нет)
	От (верх)	До (низ)					Анионы			Катионы					
							Cl ⁻	SO ₄ ⁻	HCO ₃ ⁻	Na ⁺ +K ⁺	Mg ⁺⁺	Ca ⁺⁺			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Q	20	50	Поровый	1	0,03	105	15	90	115	55	9,5	25	315	СФН	Да
N ₂ ²⁻³ vt	90	120	Поровый	1	0,2-0,3	105	15	90	115	55	9,5	25	315	СФН	Да
N ₂ ²⁻³ vt	370	390	Поровый	1,002	0,2-0,3	105	16	97	110	56	9,7	27	317	ГКН	НЕТ
N ₂ ²⁻³ ar	520	535	Поровый	1,002	10	105	16	97	110	56	9,7	3,132	117	ГКН	НЕТ
Pg ₃ ² asch	710	725	Поровый	1,002	10	105	330	287	390	470	15,8	20	154	ГКН	НЕТ
Pg ₃ ²⁻³ tg	1015	1030	Поровый	1,005	20	105	946	949	200	1109	6	11,8	343	ГКН	НЕТ
T ₂₋₃ akg	1780	1790	Поровый	1,095	20	105	925	970	460	603	97	10,8	154	ХЛК	НЕТ
P ₂ mt	3172	3182	Поровый	1,095	20	105	925	970	460	603	97	10,8	154	ГКН	НЕТ

Примечание: Тип воды по Сулину принят: СФН-сульфатно-натриевой; ГКН-гидрокарбонатно-натриевой; ХЛМ-хлормагниевого; ХЛК-хлоркальциевого.

Таблица 4.8 Давление и температура по разрезу скважины

Индекс страти- графи- ческого подраз- деления	Интервал, м		Градиент давления												Температура в конце интервала	
	От (верх)	До (низ)	Пластового			Порового			Гидроразрыва пород			Горного				
			кгс/см ² на м		Источник получения	кгс/см ² на м		Источник получения	кгс/см ² на м		Источник получения	кгс/см ² на м		Источник получения		
			От (верх)	До (низ)		От (верх)	До (низ)		От (верх)	До (низ)		От (верх)	До (низ)			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Q	0	60	0,101	0,101	ПГФ	0,101	0,101	ПГФ	0,160	0,160	ПГФ	0,194	0,194	ПГФ	1,7	ПГФ
N ₂ ²⁻³ vt	60	242	0,101	0,101	ПГФ	0,101	0,101	ПГФ	0,160	0,160	ПГФ	0,194	0,194	ПГФ	6,8	ПГФ
N ₂ ¹⁻² pv	242	431	0,100	0,100	ПГФ	0,100	0,100	ПГФ	0,178	0,178	ПГФ	0,194	0,194	ПГФ	10,3	ПГФ
N ₂ ²⁻³ ar	431	674	0,100	0,100	ПГФ	0,100	0,100	ПГФ	0,178	0,178	ПГФ	0,194	0,194	ПГФ	16,1	ПГФ
Pg ₃ ² asch	674	815	0,100	0,100	ПГФ	0,100	0,100	ПГФ	0,179	0,179	ПГФ	0,210	0,210	ПГФ	19,4	ПГФ
Pg ₃ ¹ tk	815	940	0,100	0,100	ПГФ	0,100	0,100	ПГФ	0,179	0,179	ПГФ	0,215	0,215	ПГФ	22,5	ПГФ
Pg ₃ ²⁻³ tg	940	1042	0,100	0,100	ПГФ	0,100	0,100	ПГФ	0,180	0,180	ПГФ	0,216	0,216	ПГФ	24,9	ПГФ
Pg ₃ ¹⁻² zm	1042	1110	0,100	0,100	ПГФ	0,100	0,100	ПГФ	0,181	0,181	ПГФ	0,220	0,220	ПГФ	26,5	ПГФ
Pg ₂ ¹⁻² sz	1110	1207	0,100	0,100	ПГФ	0,100	0,100	ПГФ	0,185	0,185	ПГФ	0,220	0,220	ПГФ	28,8	ПГФ
J _{2k} / J _{1tl}	1207	1750	0,100	0,100	ПГФ	0,100	0,100	ПГФ	0,185	0,185	ПГФ	0,225	0,225	ПГФ	41,8	ПГФ
T ₂₋₃ akg	1750	2766	0,100	0,100	ПГФ	0,100	0,100	ПГФ	0,185	0,185	ПГФ	0,225	0,225	ПГФ	66,1	ПГФ
P ₂ akk	2766	3161	0,100	0,100	ПГФ	0,100	0,100	ПГФ	0,185	0,185	ПГФ	0,225	0,225	ПГФ	75,6	ПГФ
P ₂ mt	3161	3912	0,106	0,106	ПГФ	0,106	0,106	ПГФ	0,229	0,229	ПГФ	0,230	0,230	ПГФ	93,6	ПГФ
P ₂ tr	3912	4521	0,106	0,106	ПГФ	0,106	0,106	ПГФ	0,229	0,229	ПГФ	0,230	0,230	ПГФ	108,1	ПГФ

Примечание: в графах 6, 9, 12, 15, 17 проставляются условные обозначения источника получения градиентов:

ПСП – прогноз по сейсморазведочным данным;

ПГФ – прогноз по геофизическим исследованиям;

РФЗ – расчет по фактическим замерам в скважинах,

РП – расчетным путем

4.3. ВОЗМОЖНЫЕ ОСЛОЖНЕНИЯ ПО РАЗРЕЗУ СКВАЖИНЫ

Таблица 4.9 Поглощение бурового раствора

Стратиграфические подразделения	Интервалы, м		Максимальная интенсивность поглощения, м ³ /час	Расстояние от устья скважины до статического уровня при его максимальном снижении, м	Потеря циркуляции (да, нет)	Градиент давления поглощения, кгс/(см ² •м)		Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)				При вскрытии	После изоляционных работ	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Q	0	60	10-15	0	да	0,101	0,160	При забойном давлении выше пластового давления на 8%
Pg ₂ ¹⁻² sz - P ₂ akk	1300	2850	10-15	0	да	0,100	0,185	

Таблица 4.10 Осыпи и обвалы стенок скважины

Индекс стртиграфического подразделения	Интервал, м		Буровые растворы, применявшиеся ранее			Время до начала осложнения сут.	Мероприятия по ликвидации последствий (проработка, промывка и т.д.)
	От (верх)	До (низ)	Тип раствора	Плотность, г/см ³	Дополнительные данные по раствору, влияющие на устойчивость пород, условная вязкость, сек		
1	2	3	4	5	6	7	8
Q	0	60	естественный	1,12-1,19	60-80	при вскрытии	Спуск обсадной колонны
N ₂ ²⁻³ vt	60	242	полимер	1,12-1,19	60-80	при вскрытии	Промывка проработка
N ₂ ²⁻³ ar	242	534	полимер	1,12-1,19	60-80	при вскрытии	Спуск обсадной колонны
Pg ₃ ² asch	534	724	полимер	1,12-1,19	60-80	при вскрытии	Промывка проработка
Pg ₃ ²⁻³ tg	784	919	полимер	1,12-1,19	60-80	при вскрытии	Промывка проработка
Pg ₃ ¹⁻² zm	1005	1163	полимер	1,12-1,19	60-80	при вскрытии	Промывка проработка

Таблица 4.11 Нефтегазоводопроявления

Индекс стратиграфического подразделения (пачки)	Интервал, м		Вид проявляемого флюида (вода, нефть, конденсат, газ)	Плотность смеси при проявлении для расчета избыточных давлений, г/см ³		Условия и характер проявлений	Характер проявления (в виде пленок нефти, пузырьков газа, перелива воды, увеличения водоотдачи и т.п.)
	от (верх)	До(низ)		трубное	затрубное		
1	2	3	4	5	6	7	8
N ₂ ²⁻³ ar - Pg ₃ ²⁻³ tg	534	919	Газ	0,733	0,733	При вскрытии газонасыщенных пластов	Разгазирование бурового раствора, фонтанирование газом
P ₂ mt	3024	3544	Нефть	0,9865	0,9865	При вскрытии нефтенасыщенных пластов	Разгазирование бурового раствора, появление пленки нефти

Таблица 4.12 Прихватоопасные зоны

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Вид прихвата (от перепада давления, заклинки, сальникообразования)	Раствор, при применении которого произошел прихват				Наличие ограничения на оставления инструмента без движения (да, нет)	Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)		тип	плотность, г/см ³	водоотдача, см ³ /30 мин	смазывающие добавки		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Q	0	60	Размыв устья, грифонообразование	Естественный	1,12-1,19	10-12	нет	да	Прихваты из-за осыпания стенок скважины и сужения ствола в отдельных интервалах
N ₂ ²⁻³ vt	60	242	Сальникообразование, заклинки	Полимерный	1,12-1,19	10-12	н/д	да	То же самое
N ₂ ²⁻³ ar	242	534	То же самое	Полимерный	1,12-1,19	10-12	н/д	да	То же самое
Pg ₃ ² asch	534	724	То же самое	Полимерный	1,12-1,19	8-10	н/д	да	То же самое
Pg ₃ ²⁻³ tg	784	919	То же самое	Полимерный	1,12-1,19	8-10	н/д	да	То же самое
Pg ₃ ¹⁻² zm	1005	1163	То же самое	Полимерный	1,12-1,19	6-8	н/д	да	То же самое

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
-	-	-	-	-	-

Примечание: В разрезе проектной скважины текучие породы не ожидаются.

Таблица 4.14 Прочие возможные осложнения

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

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

4.4. ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЕ РАБОТЫ

Таблица 4.15 Отбор керна, шлама и грунтов

Наименование стратиграфического подразделения(пачки)	Условия отбора керна					Условия отбора шлама				Условия отбора грунтов			
	Интервал, м		Макси- мальная проходка за рейс, м	Мини- мальный диаметр, мм	Метраж отбора керна, м	Наимено- вание стратигра- фического подразделе- ния	Интервал, м		Частота отбора шлама через, м	Наименова- ние стратигра- фического подразде- ления	Глубина отбора грунта, м	Тип бокового грунтонос а	Коли- чество образцов пород, шт.
	от (верх)	до (низ)					от (верх)	до (низ)					
P ₂	3024	3080	9	100	9	P, T, J, P ₂	500	4550	ч/з 5м	-	-	-	-
P ₂	3524	3544	9	100	9	-	-	-	-	-	-	-	-

Примечание: в случае проявления признаков углеводородов отбор шлама необходимо производить через 1 м. Проектные интервалы отбора керна будут уточняться геологической службой ТОО «Тарбагатай Мунай» в процессе бурения и по данным промыслово-геофизических исследований.

Таблица 4.16 Геофизические исследования

Наименование исследований	Масштаб записи	Замеры и отборы производятся			Скважинная аппаратура и приборы		Промыслово-геофизическая партия		Номера таблиц СНВ на ПГИ
		на глубине, м	в интервале, м		тип	группа сложности	название	дежурство на буровой, сут	
			от (верх)	до (низ)					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ПС, КС, ГК, СГК, НК, НГК, НГК, ИК, БК, МБК, КВ, АК, инклинометрия, термометрия, резистивиметрия	1:500 1:200	-	0 45	45 500	-	-	-	-	-
ПС, КС, ГК, СГК, НК, НГК, НГК, ИК, БК, МБК, КВ, АК, MWD, LWD, инклинометрия, термометрия, резистивиметрия	1:500 1:200	-	500 2850	2850 4550/4249	-	-	-	-	-
АКЦ в комплексе с ФКД, локатор муфт, СГДТ	1:500	-	45 500 2850	500 2850 4550/4249	-	-	-	-	-
FMT, FMI, DSI		-	2850	4550/4249	-	-	-	-	-
ГТИ		-	45	4550/4249	-	-	-	-	-

Примечание:

- Интервалы и объемы ГИС корректируется геологической службой ТОО «Тарбагатай Мунай» с учетом фактического разреза скважины;
- Виды ГИС могут быть уточнены при составлении программы бурения;
- АКЦ - после каждого спуска колонны;
- FMT - по результатам ГИС будет отобраны глубины для замера давления (определение градиента давления и типа пластового флюида);
- Проведение комплекса ГИС осуществляется с соблюдением «Технической инструкции по проведению геофизических исследований и работ на кабеле в нефтяных и газовых скважинах» Москва, 2011г. и «Правил геофизических исследований и работ в нефтяных и газовых скважинах» Москва, 1999г.

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

Номера скважины	Индекс стратиграфического подразделения	Испытание (опробование) пластоиспытателя на трубах			Опробование пластоиспытателя на кабеле		
		интервал, м		количество циклов промывки после проработки	интервал, м		количество проб, шт.
		от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)	
1	2	3	4	5	6	7	8
-	-	-	-	-	-		

Таблица 4.18 Прочие виды исследований

№№ п/п	Название работы	Единица измерения	Объем работы
1	2	3	4
1	Определение коллекторских свойств пород	образец	1 обр.на 1 м керна
2	Определение электрофизических свойств пород	образец	1 обр.на 1 м керна
3	Минералогическое описание шлифов	шлиф	1 шлиф на 1 м керна
4	Петрографическое описание гранулометрического состава образцов	образец	1 обр.на 1 м керна
5	Петрофизическое изучение свойств образцов пород	образец	1 обр.на 1 м керна
6	Определение насыщенности	образец	1 обр.на 1 м керна
7	Люминесцентно-битуминологические определения	образец	1 обр.на 1 м керна
8	Определение физико-химических свойств флюидов	проба	1

Примечание:

- Виды и объемы исследований корректируется геологической службой ТОО «Тарбагатай Мунай» с учетом фактического разреза скважины.

4.5. РАБОТЫ ПО ИСПЫТАНИЮ В ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННЕ И ОСВОЕНИЕ СКВАЖИНЫ, СВЕДЕНИЯ ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ

Таблица 4.19 Испытание продуктивных горизонтов (освоение скважины) 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 (штуцеров) испытания	Диаметр штуцеров, 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
Р ₂	2	3024	3080	3004	3100	Цемент, колонна	Передвижная	Да	3	3,5,7	Раствор- вода-компрессирован ие Закачка пара (по программе заказчика) - вызов притока	1000-1500	1
	1	3524	3544	3504	3564	Цемент, колонна	Передвижная	Да	3	3,5,7			

Примечание: - глубина по стволу. Истинная глубина будет уточняться ТОО «Тарбагатай Мунай», согласно «Заключению» после окончательного проведенного ГИС. Продолжительность испытания составлена на основании закона РК «О недрах и недропользования», сжигание газа при испытании объектов скважины допускается на срок, не превышающий три месяца.

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

Номер объек- та	Перфорационная среда		Мощность перфорации, мм	Вид перфорации	Тип и размер перфоратора	Количество отверстий на 1 м.шт.	Количество одновременно спускаемых зарядов, шт.	Количество спусков перфоратора раз	Спуск перфо- ратора на НКТ
	вид	плотность, г/см ³							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1-2	Бур. раствор	1,30	1000	Кумулятивный	"Predator"- 4 1/2 или НХМ 4505-4 1/2	20	400	1	-

Примечание:

- Спуск 139,7 мм эксплуатационный колонны с последующим цементированием до устья и перфорацией горизонтальной части кумулятивными зарядами корпусом 89 мм.
- ТОО «Тарбагатай Мунай» может применить для перфорации скважины любые другие, более эффективные типы перфораторов, включая импортные.
- Повторное вскрытие желательно производить перфораторами совершенного типа, позволяющими создавать каналы 50-120 см и микро ГРП.

Таблица 4.21 Интенсификация притока пластового флюида или повышение приемистости пласта в нагнетательной скважине

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

Примечание: Интенсификация притока пластового флюида проектом не предусматривается.

Таблица 4.22 Дополнительные работы при испытании (освоении)

Номер объекта (см. табл. 19)	Название работ: промывка песчаной пробки; повышение плотности бурового раствора до; повторное понижение уровня аэрацией; темпер. прогрев колонны (при освоении газового объекта); виброобработка объекта; частичное разбуривание цементного моста; и другие дополнительные работы, выполняемые по местным нормам	Единица измерения	Количество	Местные нормы времени, сут
1	2	3	4	5
-	-	-	-	-

Примечание: Дополнительные работы при испытании (освоении) ТОО «Тарбагатай Мунай» не планируются.

Таблица 4.23 Данные по эксплуатационным объектам

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

Таблица 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	газодинамические исследования в эксплуатационной скважине	освоение, очистку и гидродинамические исследования	Шаблонирование обсадной колонны
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
I	ДА	НЕТ	ДА	НЕТ	1,5 смены по 12 часов	НЕТ	НЕТ	НЕТ	-

Таблица 4.25 Данные по нагнетательной скважине

Индекс стратиграфи- ческого подразделения	Номер объекта (снизу вверх)	Интервал залегания объекта нагнетания, м		Название (тип) нагнетаемого агента (вода, нефть, газ, пар и т.д.)	Режим нагнетания					Пакер		Жидкость за НКТ	
					плотность жидкости, г/см ³	относи- тельная по воздуху плотность нагнета- емого газообраз- ного агента	интенсив- ность нагнетания , м ³ /сут	давление на устье, кгс/см ²	темпе- ратура нагнета- емого агента, °С	шифр	глу- бина устан овки, м	тип	плот- ность , г/см ³
		от (верх)	до (низ)										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Примечания: В данном техническом проекте нагнетательные скважины не проектируются.

Таблица 4.26 Сведения об осложнениях по пробуренным скважинам - аналогам

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

Примечания: сведения об осложнениях по пробуренным скважинам - аналогам приведены в таблицах осложнений: №№4.9-4.14

5. КОНСТРУКЦИЯ СКВАЖИНЫ

Конструкция скважины выбрана согласно геологическим данным в соответствии с «Правилами обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности». Количество, глубины спуска и типоразмеры обсадных колонн определены исходя из совместимости условий бурения и безопасности работ при ликвидации возможных нефтегазоводопроявлений и испытания скважин на продуктивность.

Совмещенный график давлений приведен на рис. 5.1

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

Схема ствола вертикального участка (в случае бурения вертикальной скважины)

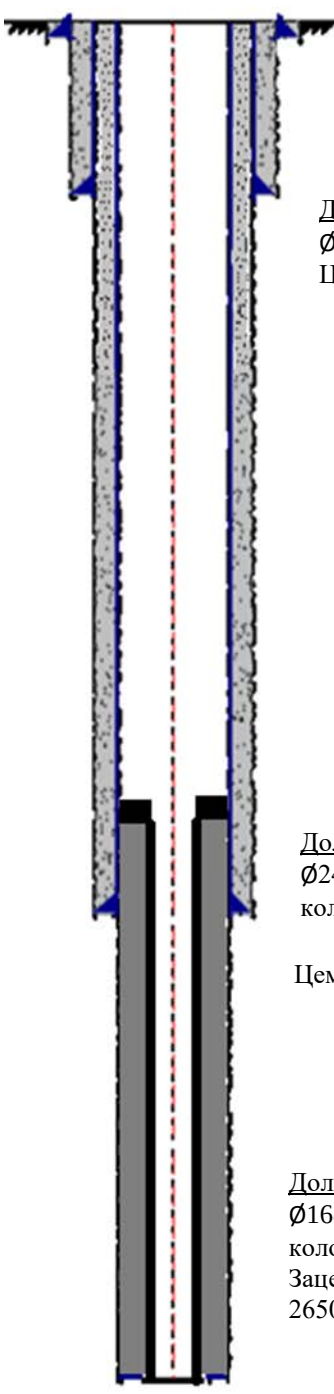
Свита	Схема ствола скважины
Турангинская	 <u>Долото Ø508мм×45м</u> Ø426 мм направление ×45м Цементирование до устья <u>Долото Ø393.7 ×500м</u> Ø339.7 мм кондуктор ×500м Цементирование до устья <u>Долото Ø311.2мм×2850м</u> Ø244.5 мм промежуточная колонна ×2850м Цементирование до устья <u>Долото Ø215.9мм×4550м</u> Ø168.3 мм эксплуатационная колонна (2650–4550 м) Зацементировать до глубины 2650м.
Зимунай	
Северо-Зайсанская	
Кустинская	
Тологойская	
Акжальская	
Акколканская	
Майчатская	
Таранчинская	
Караунгур	

Схема пилотного ствола (в случае бурения бокового ствола)

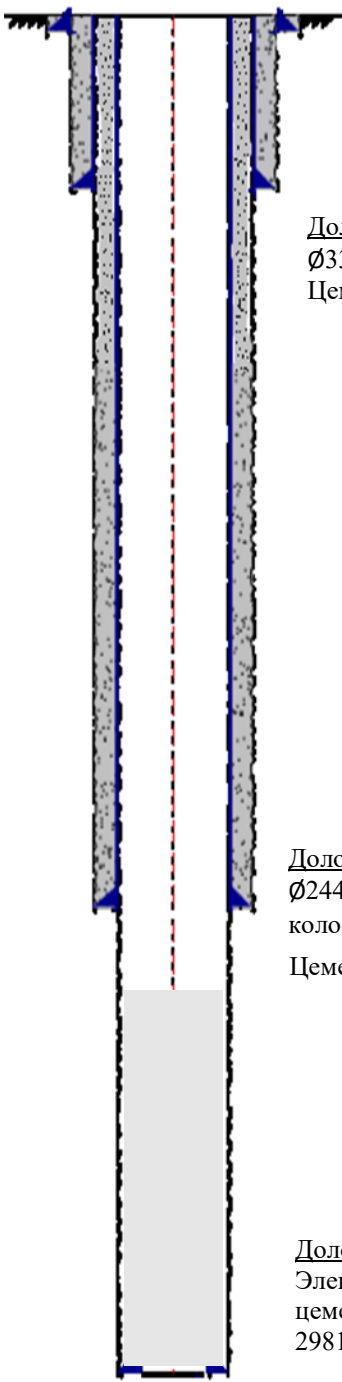
Свита	Схема ствола скважины
Турангинская	 <u>Долото Ø508мм×45м</u> Ø426 мм направление ×45м Цементирование до устья <u>Долото Ø393.7 ×500м</u> Ø339.7 мм кондуктор ×500м Цементирование до устья <u>Долото Ø311.2мм×2850м</u> Ø244.5 мм промежуточная колонна ×2850м Цементирование до устья <u>Долото Ø215.9мм×4550м</u> Электрокаротаж и цементирование до глубины 2981м.
Зимунай	
Северо-Зайсанская	
Кустинская	
Тологойская	
Акжальская	
Акколканская	
Майчатская	
Таранчинская	
Караунгур	

Схема горизонтального участка (в случае бурения бокового ствола)

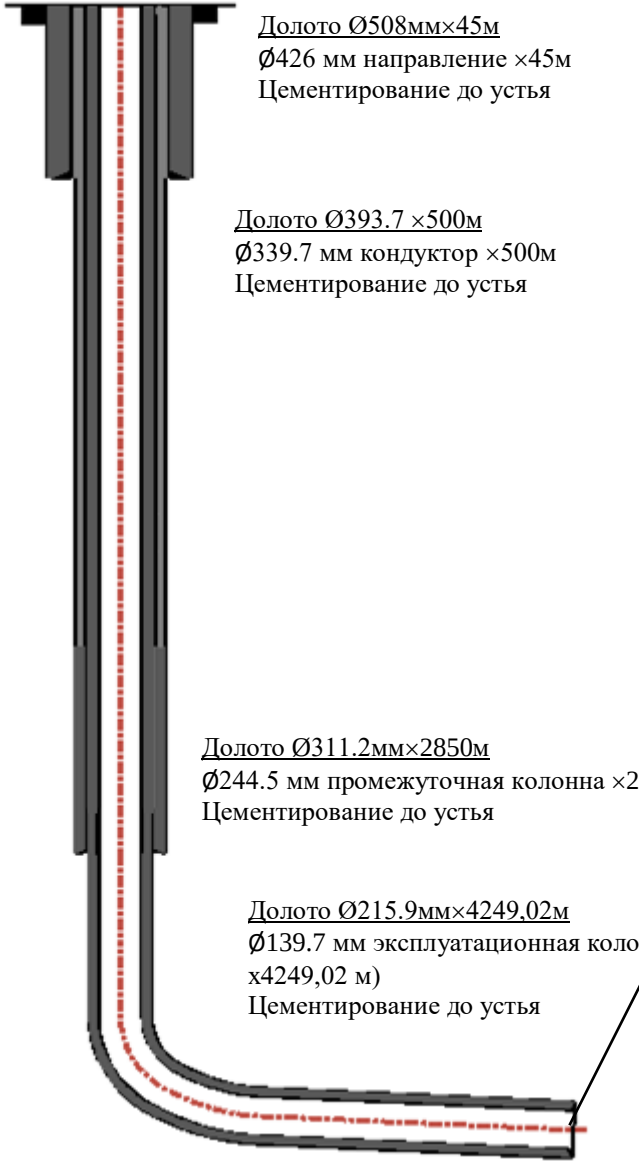
Свита	Схема ствола скважины
Турангинская	 Долото Ø508мм×45м Ø426 мм направление ×45м Цементирование до устья Долото Ø393.7 ×500м Ø339.7 мм кондуктор ×500м Цементирование до устья Долото Ø311.2мм×2850м Ø244.5 мм промежуточная колонна ×2850м Цементирование до устья Долото Ø215.9мм×4249,02м Ø139.7 мм эксплуатационная колонна ×4249,02 м) Цементирование до устья
Зимунай	
Северо-Зайсанская	
Кустинская	
Тологойская	
Акжальская	
Акколканская	
Майчатская	
Таранчинская	
Караунгур	

Таблица 5.1 Характеристика и устройство шахтового направления

Характеристика трубы						Подготовка шахты или ствола, спуск и крепление направления
наружный диаметр, м	длина, м	марка (группа прочности) материала	толщина стенки, мм	масса, т	ГОСТ, ОСТ, ТУ, МРТУ, МУ и т.д. на изготовление	
1	2	3	4	5	6	7
На устье скважины предусмотреть шахту (приустьевой приямок). Шахта представляет собой прямоугольный железобетонный колодец, с внутренними размерами 2х2х2м. Днища и стенки изготавливаются из монолитного железобетона на сульфатостойком портландцементе с армированием из арматурных сеток 12АШ. Шахта перекрывается рифлёным листом по ГОСТ 8568-77, закрепленные с помощью анкерных болтов и обрамлением металлическим уголком.						

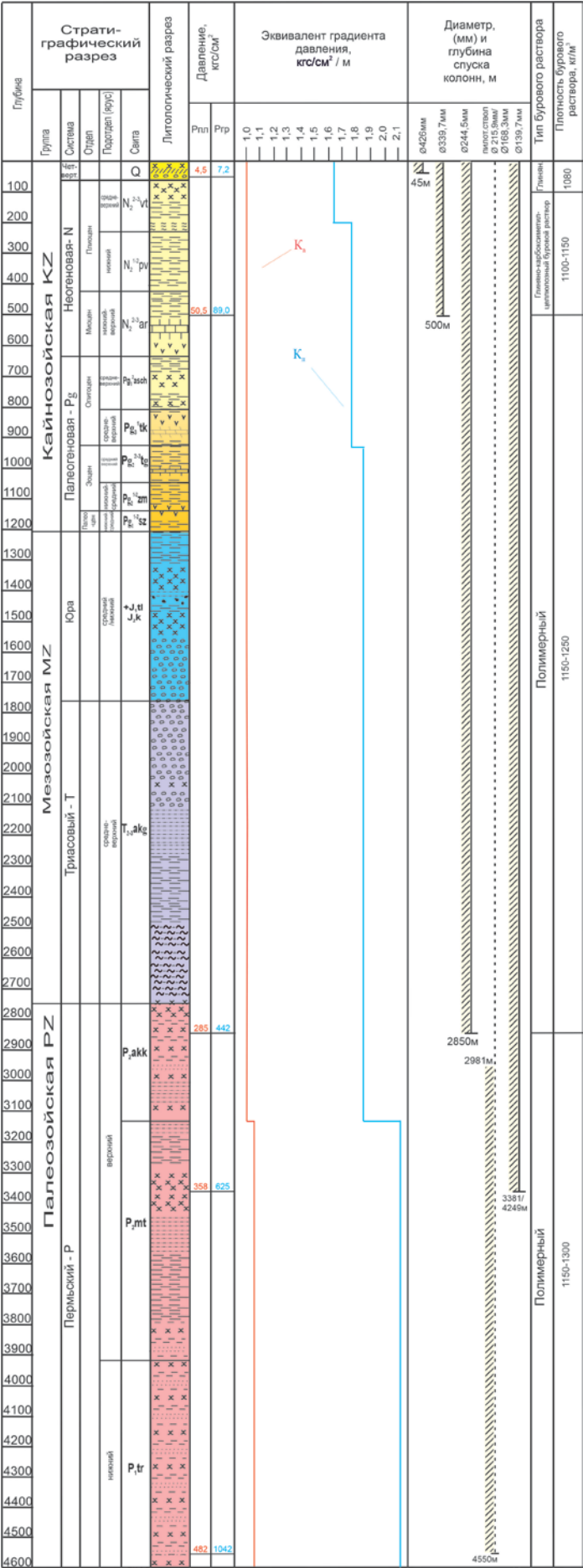


Рисунок 5.1-Совмещённый график давлений

Таблица 5.2 Глубина спуска и характеристика обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска	Название 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	Расстояние от устья скважины до уровня подъема тампонажного раствора за колонной, м	Количество отдельно спускаемых частей колонны, шт.	Номер отдельно спускаемой части в порядке спуска	Интервал установки отдельно спускаемой части, м		Необходимость (причина) спуска колонны (в том числе в один прием или секциями), установки надставки, смены или поворота секции
		от (верх)	до (низ)					от (верх)	до (низ)	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Направление Ø 426,0 мм	0	45	508,0	0	1	1	0	45	Цементируется до устья, спускается с целью перекрытия верхних неустойчивых и поглощающих горизонтов, для обеспечения обвязки устья скважины с циркуляционной системой
2	Кондуктор Ø 339,7 мм	0	500	393,7	0	1	1	0	500	Создание надежной крепи для безопасного углубления скважины до проектной глубины. Обеспечивает механическую опору для устьевого и противовыбросового оборудования (ПВО)
3	Промежуточная колонна Ø 244,5 мм	0	2850	311,15	0	1	1	0	2850	Перекрытие отложений мезозоя перед вскрытием продуктивных пластов. Оборудование устья скважины ПВО.
4	Эксплуатационная колонна Ø 168,3 мм	2650	4550	215,9	2650	1	1	0	4550	Спускается с целью разобщения продуктивных горизонтов.
или в случае бурения бокового ствола										
5	Эксплуатационная колонна Ø 139,7 мм	0	4249	215,9	0	1	1	0	4249	Спускается с целью разобщения продуктивных горизонтов.

Таблица 5.3 Характеристика раздельно спускаемых частей обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска(табл. 5.2.гр. 1)	Раздельно спускаемые части												
	номер в порядке спуска (табл. 5.2.гр.8)	Количество диаметров, шт.	Номер одно размерной части в порядке спуска	Наружный диаметр,мм	интервал установки одноразмерной части, м		толщина стенки, мм	Соединения обсадных труб в каждой одноразмерной части					
					от(верх)	до(низ)		кол-во типов соединений, шт.	номер в порядке спуска	условный код типа соединения	максимальный наружный диаметр соединения, мм	интервал установки труб с заданным типом соединения, м	
												от(верх)	до(низ)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1	1	1	1	426,0	0	45	11,00	1	1	BCSG	451,0	0	45
2	1	1	1	339,7	0	500	9,65	1	1	BCSG	365,1	0	500
3	1	1	1	244,5	0	2850	10,03	1	1	BCSG	269,9	0	2850
4*	1	1	1	168,3	2650	4550	10,59	1	1	LCSG	187,7	2650	4550
или в случае бурения бокового ствола													
5	1	1	1	139,7	0	4249	10,54	1	1	LCSG	153,7	0	4249

Примечание:

- Возможно замена обсадных труб всех размеров и типов резьбы на более высокопрочные по усмотрению «Заказчика»;
- * - В случае бурения бокового ствола, обсадная колонна 168,3мм не спускается, но цементируется на 100 м выше точки отклонителя (глубина скважины около 2981м).

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

№ пп	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	Периодические функциональные проверки ПВО во время бурения – 2 раз в месяц и перед вскрытием продуктивного пласта	Проверка работоспособности ПВО
3	Проведение мероприятий по предупреждению гидроразрыва пластов при выполнении технологических операций в скважине: - запрещается продолжение углубления скважины при появлении поглощения раствора и без выхода циркуляции; - не допускать превышения скорости спуска бурильных (обсадных) труб более установленных значений (см. табл. 9.8); - строго следить за правильным восстановлением циркуляции раствора после спуска инструмента, при соблюдении параметров бурового раствора (см. табл. 7.1); - с целью предупреждения заклинивания и прихвата инструмента в случае потери диаметра необходимо проработать интервал предыдущего долбления. В интервалах возможных поглощений бурового раствора необходимо предусмотреть ограничение скорости спуска бурильного инструмента, поддержание свойств бурового раствора в заданных пределах согласно табл. 7.1. На глубине кровли продуктивного пласта произвести промежуточную промывку скважины не менее 2 циклов и выравнивание параметров бурового раствора (для уменьшения гидравлических сопротивлений на пласт). В интервалах возможных проявлений после окончания долбления, перед подъемом бурильных труб для смены долота, необходимо предусмотреть промывку скважины в течение цикла. В интервалах возможных осыпей и обвалов необходимо поддержание ингибирующих свойств бурового раствора в заданных пределах (см. табл. 7.1).	Предупреждение аварийных ситуаций и осложнений

1	2	3
4	– Запрещается крепление долот ротором. – В случае возникновения затяжек инструмента в момент подъема, необходимо приостановить подъем, навернуть ведущую трубу (квадрат), дать промывку и путем расхаживания и проворота ротором при промывке сбить сальник с долота. – Не оставлять инструмент в открытом стволе скважины без движения более 10 мин (уточняется технологической службой подрядчика). – Поддерживать в буровом растворе смазочные добавки в требуемых пределах. – Постоянно контролировать и регистрировать величину вращающего момента бурильной колонны, недопуская превышения установленной величины с помощью моментомера. – В случае интенсивного обвалообразования бурение прекратить, инструмент без движения не оставлять, производить промывку скважины с целью очистки ствола от обвалившейся породы. – При спуске бурильного инструмента в скважину производить промежуточные промывки, при возникновении посадок обязательно. – В местах постоянных сужений ствола скважины производить спуск бурильного инструмента с проработкой, а подъем при наличии затяжек осуществлять с промывкой. – При изменении компоновки низа бурильной колонны или типа долота спуск инструмента в открытой части ствола скважины производить замедленно, а в местах посадок и интервалах постоянных сужений производить проработку. – Все резьбовые соединения УБТ при каждом спуске в скважину докреплять машинными ключами. – Смену положения рабочих соединений УБТ производить через 100 ч механического бурения при бурении до глубины 3000 м и через 60 ч при бурении свыше 3000 м. – Смену положения рабочих соединений бурильных труб производить через 10–15 долблений. При бурении в осложненных условиях и проведении аварийных работ частоту смены рабочих соединений увеличить до практически необходимой. – Если в процессе бурения возникли признаки слома бурильной колонны, ее негерметичности или разрушения долота, колонна бурильных труб должна быть поднята. – В процессе бурения все бурильные трубы и замки к ним, ведущие и утяжеленные трубы, центраторы, переводники и другие элементы бурильной колонны должны проверяться визуально (износ наружной поверхности, состояние резьбовых соединений) и, кроме того, методом опрессовки и дефектоскопии. Проверка производится в соответствующие сроки. – Для предупреждения искривления скважины в проекте предусмотрено: – применение специальной КНБК, обеспечивающей необходимую жесткость низа бурильной колонны, нормальную проходимость по стволу, предотвращение заклинивания инструмента при СПО; – контроль параметров — кривизны и азимута с помощью инклинометра через 150–250 м проходки скважины;	Предупреждение аварийных ситуаций и осложнений

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

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

Интервал, м		Допустимая гидродинамическая составляющая репрессии на границе интервала, кгс/см ²		Допустимая гидродинамическая составляющая депрессии на границе интервала, кгс/см ²	
от (верх)	до (низ)	верхней	нижней	верхней	нижней
1	2	3	4	5	6
-	-	-	-	-	-

Примечания: Репрессия и депрессия в процессе бурения не предусматривается.

6. ПРОФИЛЬ СТВОЛА СКВАЖИНЫ

Данным проектом предусматривается строительство оценочной горизонтальной скважины.

Выбор типа профиля осуществляется с учетом требований бурения горизонтальных скважин, прочностных характеристик пород, составляющих геологический разрез месторождения, способов и технических средств применяемых при эксплуатации скважин.

При этом возникает необходимость расчета пространственно искривленного профиля. Поэтому необходимо учитывать такие параметры, как азимут точки входа в продуктивный пласт, смещение точки входа в пласт по вертикали, длина вертикального участка.

Таблица 6.1 Входные данные по профилю горизонтальной 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/100м	Максимально-допустимый в интервале его увеличения	При входе продуктивный пласт	
					Минимально-допустимый	Максимально - допустимый
1	2	3	4	5	6	7
-	-	-	-	-	-	-

Таблица 6.2 Профиль ствола скважины

Глубина по стволу	Угол	Азимут	Глубина по вертикали	Север/Юг	Восток/Запад	Отклонение от вертикали	Интенсивность
(м)	°	°	(м)	(м)	(м)	(м)	°/30м
1	2	3	4	5	6	7	8
3081	0	0	3081	0	0	0	0
3090	1.8	90	3090	0	0.14	0.14	6
3105	4.8	90	3104.97	0	1	1	6
3120	7.8	90	3119.88	0	2.65	2.65	6
3135	10.8	90	3134.68	0	5.07	5.07	6
3150	13.8	90	3149.33	0	8.27	8.27	6
3165	16.8	90	3163.8	0	12.23	12.23	6

Продолжение таблицы 6.2

Глубина по стволу	Угол	Азимут	Глубина по вертикали	Север/Юг	Восток/Запад	Отклонение от вертикали	Интенсивность
(м)	°	°	(м)	(м)	(м)	(м)	°/30м
1	2	3	4	5	6	7	8
3180	19.8	90	3178.04	0	16.94	16.94	6
3195	22.8	90	3192.02	0	22.38	22.38	6
3210	25.8	90	3205.68	0	28.56	28.56	6
3225	28.8	90	3219.01	0	35.44	35.44	6
3240	31.8	90	3231.96	0	43	43	6
3255	34.8	90	3244.5	0	51.24	51.24	6
3270	37.8	90	3256.58	0	60.12	60.12	6
3285	40.8	90	3268.19	0	69.62	69.62	6
3300	43.8	90	3279.28	0	79.71	79.71	6
3315	46.8	90	3289.83	0	90.37	90.37	6
3330	49.8	90	3299.81	0	101.57	101.57	6
3345	52.8	90	3309.19	0	113.27	113.27	6
3360	55.8	90	3317.94	0	125.45	125.45	6
3362.1	56.22	90	3319.11	0	127.19	127.19	6
3390	56.22	90	3334.63	0	150.38	150.38	0
3393.11	56.22	90	3336.35	0	152.97	152.97	0
3405	58.8	90	3342.74	0	163	163	6.5
3420	62.05	90	3350.15	0	176.04	176.04	6.5
3435	65.3	90	3356.8	0	189.48	189.48	6.5
3450	68.55	90	3362.68	0	203.28	203.28	6.5
3465	71.8	90	3367.77	0	217.39	217.39	6.5
3480	75.05	90	3372.04	0	231.76	231.76	6.5
3495	78.3	90	3375.5	0	246.36	246.36	6.5
3510	81.55	90	3378.13	0	261.12	261.12	6.5
3525	84.8	90	3379.91	0	276.02	276.02	6.5
3540	88.05	90	3380.85	0	290.99	290.99	6.5

Продолжение таблицы 6.2

Глубина по стволу	Угол	Азимут	Глубина по вертикали	Север/Юг	Восток/Запад	Отклонение от вертикали	Интенсивность
(м)	°	°	(м)	(м)	(м)	(м)	°/30м
1	2	3	4	5	6	7	8
3549.02	90	90	3381	0	300	300	6.5
3570	90	90	3381	0	320.98	320.98	0
3600	90	90	3381	0	350.98	350.98	0
3630	90	90	3381	0	380.98	380.98	0
3660	90	90	3381	0	410.98	410.98	0
3690	90	90	3381	0	440.98	440.98	0
3720	90	90	3381	0	470.98	470.98	0
3750	90	90	3381	0	500.98	500.98	0
3780	90	90	3381	0	530.98	530.98	0
3810	90	90	3381	0	560.98	560.98	0
3840	90	90	3381	0	590.98	590.98	0
3870	90	90	3381	0	620.98	620.98	0
3900	90	90	3381	0	650.98	650.98	0
3930	90	90	3381	0	680.98	680.98	0
3960	90	90	3381	0	710.98	710.98	0
3990	90	90	3381	0	740.98	740.98	0
4020	90	90	3381	0	770.98	770.98	0
4050	90	90	3381	0	800.98	800.98	0
4080	90	90	3381	0	830.98	830.98	0
4110	90	90	3381	0	860.98	860.98	0
4140	90	90	3381	0	890.98	890.98	0
4170	90	90	3381	0	920.98	920.98	0
4200	90	90	3381	0	950.98	950.98	0
4230	90	90	3381	0	980.98	980.98	0
4249.02	90	90	3381	0	1000	1000	0

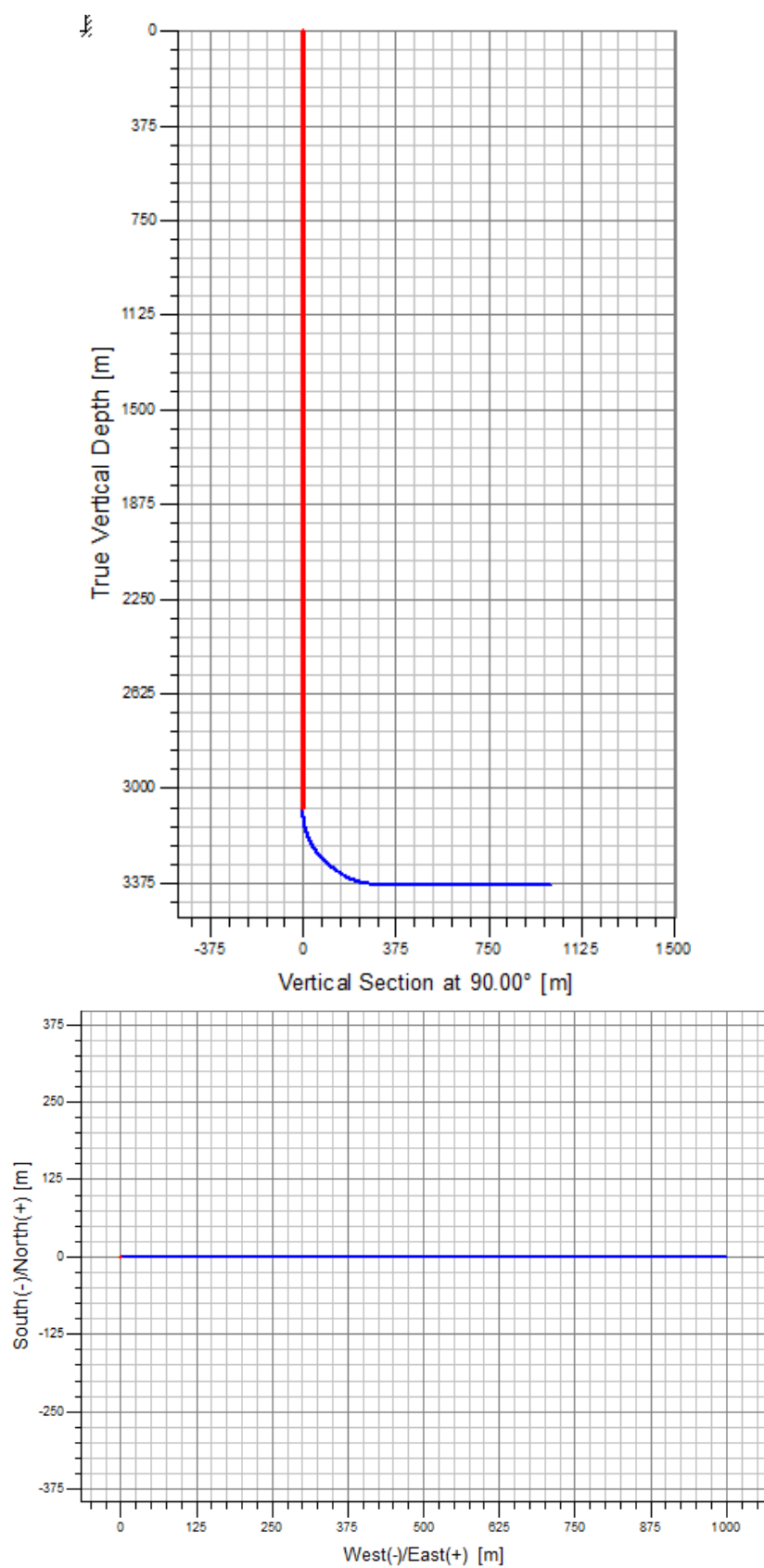


Рисунок 6.1-Профиль скважины

7. БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ

Принципы выбора бурового раствора для горизонтальных и вертикальных скважин одинаковы. Однако при выборе промывочной жидкости для горизонтальных скважин некоторые факторы требуют к себе более пристального внимания и более детальной проработки. Такими факторами являются: реологические свойства, смазочные свойства раствора, толщина фильтрационной корки и опасность возникновения прихватов, вызванных дифференциальным давлением, устойчивость стенок скважины, регулирование содержания твердой фазы в буровом растворе, загрязнение продуктивного пласта, вынос шлама, размыв стенок скважины.

При выборе плотности и реологических свойств бурового раствора для проходки сильно искривленных и горизонтальных участков следует учитывать определенные особенности, изложенные ниже.

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

Основными проблемами при бурении скважин являются:

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

Решения:

для предупреждения осложнений, связанных с целостностью ствола скважины, предусмотрен ингибированный KCl буровой раствор;

для недопущения нефтегазопроявлений требуется непрерывное слежение за технологическими показателями бурового раствора и уровнем бурового раствора в рабочих ёмкостях с использованием специальных приборов;

в буровой раствор регулярно должны вводиться реагенты поглотители или нейтрализаторы для предупреждения прихватов, в буровой раствор вводить смазывающие и противоприхватные реагенты.

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

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

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

В случае возникновения проявлений, ступенчато увеличить плотность бурового раствора до прекращения осложнений, при этом не вызывая осложнений. В случае возникновения поглощений в над продуктивной толще, использовать в необходимом количестве наполнители волокнистые и чешуйчатые типа Safe - Carb F/M/C, в случае возникновения поглощения бурового раствора в продуктивных пластах использовать кислот растворимые легкий и тяжелый кальций.

Таблица 7.1 Типы и параметры буровых растворов

Название (тип) раствора	Интервал, м		Параметры бурового раствора												
	от (верх)	до (низ)	плотность, г/см ³	условная вязкость, с	водоотдача, см ³ /30 мин	СНС, мгс/см ² через, мин		корка, мм	Содержание твердой фазы, %			рН	Пластическа я вязкость, сП	Динами- ческое напряжение сдвига, мгс/см ²	плотность до утяжеления, г/см ³
						1	10		Коллоидной, (активной) части	песка	всего				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Глиняно- карбоксиметилцеллюлозный буровой раствор	0	45	1,05-1,08	65-80	≤8	30	50	≤0,5	-	-	-	9÷10	10~20	-	1,08
Глиняно- карбоксиметилцеллюлозный буровой раствор	45	500	1,10-1,15	45~60	≤7	20	30	≤0,5	-	<0,5	-	9÷10	10-30	-	1,15
Полимерный	500	2850	1,15-1,25	45~65	≤6	20	30	≤0,5	-	<0,5	-	9÷10	15-30	-	1,25
Полимерный (пилотный ствол)	2850	4550	1,15-1,25	50~60	≤5	20	30	≤0,5	-	<0,5	-	9÷10	15-30	-	1,25
Полимерный	2981	4249	1,15-1,30	50~60	≤5	20	30	≤0,5	-	<0,5	-	9÷10	15-30	-	1,30

*Примечание: Исходя из фактических условий проводки бурения скважины параметры буровых растворов могут быть изменены.

Таблица 7.2 Компонентный состав бурового раствора и характеристики компонент

Номер интервала с одинаковым долевым составом бурового раствора	Интервал, м		Название (тип) раствора	Плотность раствора, г/см ³	Смена раствора для бурения интервала (ДА, НЕТ)	Название компонентов	Плотность, г/см ³	Содержание вещества в товарном продукте (жидкость), %	Влажность, %	Сорт	Содержание компонентов в буровом растворе, кг/м ³
	от (верх)	до (низ)									
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	0	45	Глиняно-карбоксиметил целлюлозный буровой раствор	1,05-1,08	нет	Глина	2,3	-	-	-	-
						КМЦ	1,7	-	-	-	-
						Na ₂ CO ₃	2,5	-	-	-	-
						Барит	4,5	-	-	-	-
						Вода	1,0	-	-	-	-
2	45	500	Глиняно-карбоксиметил целлюлозный буровой раствор	1,10-1,15	да	Глина	2,3	-	-	-	-
						КМЦ	1,7	-	-	-	-
						Na ₂ CO ₃	2,5	-	-	-	-
						Барит	4,5	-	-	-	-
						Вода	1,0	-	-	-	-
3	500	2850	Полимерный	1,15-1,25	нет	Глина	2,3	-	-	-	-
						Na ₂ CO ₃	2,5	-	-	-	-
						NaOH	2,1	-	-	-	-
						SP-8	-	-	-	-	-
						PMHA-2	-	-	-	-	-
						KCl	1,9	-	-	-	-
						Комплексная аммонийная соль	1,7	-	-	-	-
						НУ-2	1,0	-	-	-	-
						Катионный эмульгированный битум	-	-	-	-	-
						Негорючая смазка	-	-	-	-	-
						Барит	4,5	-	-	-	-
						Вода	1,0	-	-	-	-

Продолжение таблицы 7.2.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
4	2850	4550	Полимерный	1,15-1,25	нет	Глина	2,3	-	-	-	-
						Na ₂ CO ₃	2,5	-	-	-	-
						NaOH	2,1	-	-	-	-
						SP-8	-	-	-	-	-
						PMHA-2	-	-	-	-	-
						KCl	1,9	-	-	-	-
						Комплексная аммонийная соль	1,7	-	-	-	-
						HY-2	1,0	-	-	-	-
						Мягкий битум	-	-	-	-	-
						Негорючая смазка	-	-	-	-	-
						Барит	4,5	-	-	-	-
						Вода	1,0	-	-	-	-
5	2981	4249	Полимерный	1,15-1,30	нет	Глина	2,3	-	-	-	-
						Na ₂ CO ₃	2,5	-	-	-	-
						NaOH	2,1	-	-	-	-
						SP-8	-	-	-	-	-
						PMHA-2	-	-	-	-	-
						KCl	1,9	-	-	-	-
						Комплексная аммонийная соль	1,7	-	-	-	-
						HY-2	1,0	-	-	-	-
						Мягкий битум	-	-	-	-	-
						Ксантановый гель	-	-	-	-	-
						Негорючая смазка	-	-	-	-	-
						Твердая смазка	-	-	-	-	-
						Карбонат кальция сверхтонкого помола	2,74	-	-	-	-
						Мел грубого помола	1,8	-	-	-	-
						Барит	4,5	-	-	-	-
						Вода	1,0	-	-	-	-

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, обработки и утяжеления

Интервал (от стола ротора), м		Коэффициент запаса раствора на поверхности	Название (тип) бурового раствора его компонентов	Норма расхода бурового раствора, м³/м и его компонентов, кг/м³ в интервале		Потребность бурового раствора в м³ и его компонентов, в кг			
от (верх)	до (низ)			величина	источник	на запас на поверхности	на исходный объем	на бурение интервала	суммарная в интервале
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0	45	1	Глиняно-карбоксиметилцеллюлозный буровой раствор	-	-	-	-	111	111
			Глина	-		-	-	8880	8880
			КМЦ	-		-	-	440	440
			Na ₂ CO ₃	-		-	-	440	440
			Барит	-		-	-	4000	4000
			Вода	-		-	-	20946	20946
45	500	1	Глиняно-карбоксиметилцеллюлозный буровой раствор	-	-	-	-	176	176
			Глина	-		-	-	6080	6080
			КМЦ	-		-	-	300	300
			Na ₂ CO ₃	-		-	-	300	300
			Барит	-		-	-	24000	24000
			Вода	-		-	-	33212	33212
500	2850	1	Полимерный	-	-	-	-	575	575
			Глина	-		-	-	23000	23000
			Na ₂ CO ₃	-		-	-	1150	1150
			NaOH	-		-	-	2300	2300
			SP-8	-		-	-	4600	4600
			PMHA-2	-		-	-	4600	4600
			KCl	-		-	-	51750	51750
			Комплексная аммонийная соль	-		-	-	2880	2880
			HY-2	-		-	-	11500	11500
			Катионный эмульгированный битум	-		-	-	17250	17250
			Негорючая смазка	-		-	-	2880	2880
			Барит	-		-	-	141000	141000
			Вода	-		-	-	108416	108416

Продолжение таблицы 7.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2850	4550	2	Полимерный	-	-	495	-	495	990
			Глина	-		11200	-	11200	22400
			Na ₂ CO ₃	-		560	-	560	1120
			NaOH	-		1120	-	1120	2240
			SP-8	-		2240	-	2240	4480
			PMHA-2	-		2240	-	2240	4480
			KCl	-		19610	-	19610	39220
			Комплексная аммонийная соль	-		1400	-	1400	2800
			НУ-2	-		5600	-	5600	11200
			Мягкий битум	-		8400	-	8400	16800
			Негорючая смазка	-		1400	-	1400	2800
			Барит	-		69000	-	69000	138000
			Вода	-		93540	-	93540	187080
2981	4249	2	Полимерный	-	-	437	-	437	874
			Глина	-		8880	-	8880	17760
			Na ₂ CO ₃	-		440	-	440	880
			NaOH	-		890	-	890	1780
			SP-8	-		1780	-	1780	3560
			PMHA-2	-		1780	-	1780	3560
			KCl	-		15550	-	15550	31100
			Комплексная аммонийная соль	-		1110	-	1110	2220
			НУ-2	-		4440	-	4440	8880
			Мягкий битум	-		6660	-	6660	13320
			Ксантановый гель	-		440	-	440	880
			Негорючая смазка	-		4440	-	4440	8880
			Твердая смазка	-		4440	-	4440	8880
			Карбонат кальция сверхтонкого помола	-		4440	-	4440	8880
			Мел грубого помола	-		2220	-	2220	4440
			Барит	-		61000	-	61000	122000
			Вода	-		90322	-	90322	178990

Примечание:

1. В зависимости от фактических условий проводки скважины, потребное количество компонентов может изменяться.
2. Запас бурового раствора на поверхность взято согласно 43 пункта «Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности».

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

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, кг
					плотность, г/см ³	влажность, %	содержание вещества в товарном продукте (жидкости), %	Сорт		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
4	Промежуточная колонна	1	1	Бикарбонат натрия (NaHCO ₃)	2160	2	99,5	1	0,8	150

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

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

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

Таблица 7.6 Суммарная потребность компонентов бурового раствора на скважину

Название компонентов бурового раствора	ГОСТ, ОСТ, МРТУ, МУ, и т.д. на изготовление	Потребность компонентов бурового раствора, тн					Суммарная, тн
		0-45	45-500	500-2850	2850-4550	2981-4249	
1	2	3	4	5	6	7	8
Глина	API	8.88	6.08	23.00	11.20	8.88	58.04
КМЦ	API	0.44	0.30	-	-	-	0.74
Na ₂ CO ₃	API	0.44	0.30	1.15	0.56	0.44	2.89
NaOH	API	-	-	2.30	1.12	0.89	4.31
SP-8	API	-	-	4.60	2.24	1.78	8.62
PMHA-2	API	-	-	4.60	2.24	1.78	8.62
KCl	API	-	-	51.75	19.61	15.55	86.91
Комплексная аммонийная соль	API	-	-	2.88	1.40	1.11	5.39
НУ-2	API	-	-	11.50	5.60	4.44	21.54
Катионный эмульгированный битум	API	-	-	17.25	-	-	17.25
Мягкий битум	API	-	-	-	8.40	6.66	15.06
Ксантановый гель	API	-	-	-	-	0.44	0.44
Негорючая смазка	API	-	-	2.88	1.40	4.44	8.72
Твердая смазка	API	-	-	-	-	4.44	4.44
Карбонат кальция сверхтонкого помола	API	-	-	-	-	4.44	4.44
Мел грубого помола	API	-	-	-	-	2.22	2.22
Барит	API	4.00	24.00	141.00	69.00	61.00	299.00
Вода	местные	20946	33212	108416	93540	90322	346436

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 изготовление	Интервал применения по вертикали, м	
					от (верх) 6	до (низ) 7
1	2	3	4	5	6	7
1	Вибросито	XZL- U45	2	Стандарт АНИ	0	4249
2	Пескоотделитель	ZQJ300	1	Стандарт АНИ	0	4249
3	Центрифуга	LW455-JB	1	Стандарт АНИ	0	4249
4	Илоотделитель	ZQJ100	1	Стандарт АНИ	0	4249
5	Дегазатор вакуумный	-	1	Стандарт АНИ	0	4249
6	Гидроперемешиватель	-	7	Стандарт АНИ	0	4249
7	Емкость для бурового раствора	25м ³	12	Стандарт АНИ	0	4249
8	Диспергатор гидравлический или акустический	-	1	Стандарт АНИ	0	4249
9	Гидроворонки	-	1	Стандарт АНИ	0	4249

Примечание:

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

8. УГЛУБЛЕНИЕ СКВАЖИНЫ

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

Интервал, м		Вид технологической операции (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	45	Бурение	Роторный	1	2-4	50-60	30-45	6-10
45	500	Бурение	Роторный	2	10-15	65-90	45-50	6-10
500	2850	Бурение	Роторный	3	6-9	80-120	40-45	6-10
45	2850	Проработка	Роторный	3	до 5	60-70	30-40	15-25
2850	3024	Бурение	Роторный	4	6-9	80-120	25-30	6-10
3024	3080	Отбор керна	Роторный	7	5-8	60-70	12-18	1-2
3080	4550	Бурение	Роторный	4	6-9	80-120	25-30	6-10
2850	4550	Проработка	Роторный	4	до 6	70-80	20-25	15-25
2981	3081	Разбуривание цем. стакана	Роторный	5	с навеса	50-60	20-40	6-10
3081	3524	Бурение участка ствола набора кривизны	ГЗД с вращением	6	6-10	90-150	25-28	2-5
3524	3544	Отбор керна	Роторный	7	5-8	60-70	12-18	1-2
3544	3549	Бурение участка ствола стабилизации кривизны	ГЗД с вращением	6	10-15	90-120	25-30	6-10
3549	4249	Бурение	ГЗД с вращением	6	10-15	90-120	25-30	6-10
3081	4249	Проработка	Роторный	6	до 6	70-80	20-25	15-25

Примечание: 1. В настоящем случае принята максимальная глубина скважин по стволу, фактическая глубина по стволу скважин и по вертикали указана в подразделе 6 (табл. 6.2).
2. Режим бурения уточняется в соответствии с программой бурения сервисной компании, согласованной с Заказчиком.
3. Интервалы отбора керна будут уточняться геологической службой Заказчика.

Таблица 8.2 Компонировка низа бурильных колонн (КНБК)

Условный номер КНБК	Элементы КНБК (до бурильных труб)									
	номер по порядку	типоразмер, шифр	расстояние от забоя до места установки, м	Техническая характеристика				суммарная длина КНБК, м	суммарная масса КНБК, т	примечание
				наружный диаметр, мм	длина, м	масса, кг	угол перегиба осей отклонителя			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	1	III 508 P2	0,00	508,0	0,50	300,0	-	45,5	10,5	-
	2	УБТ-228,6	0,50	228,6	27,0	7382,0	-			-
	3	УБТ-168,3	27,5	168,3	18,0	2772,0	-			-
2	1	III 393,7 ST115G	0,0	393,7	0,46	176,0	-	162,5	31,0	-
	2	УБТ-228,6	0,46	228,6	27,0	7 381,8	-			-
	3	УБТ-203,2	27,5	203,2	54,0	10 956,6	-			-
	4	УБТ-168,3	81,5	168,3	81,0	12 474,0	-			-
3	1	III 311,2 SF56H3	0,0	311,2	0,36	98,0	-	195,6	32,7	-
	2	Переводник с обратным клапаном	0,36	203,0	0,45	65,0	-			-
	3	УБТ-203,2	0,81	203,2	81,0	16435,0	-			-
	4	УБТ-158,8	81,8	158,8	81,0	11421,0	-			-
	5	Ясс-158,8	162,8	158,8	5,8	840,0	-			-
	6	УБТ-158,8	168,6	158,8	27,0	3807,0	-			-
4	1	III 215,9 GT56S	0,00	215,9	0,27	36,2	-	213,1	30,1	-
	2	УБТ-158,8	0,27	158,8	180,0	25380,0	-			-
	3	Ясс-158,8	180,3	158,8	5,8	840,0	-			-
	4	УБТ-158,8	186,1	158,8	27,0	3807,0	-			-
5	1	III 215,9 HA437	0,00	215,9	0,27	36,2	-	213,1	30,1	-
	2	УБТ-158,8	0,27	158,8	180,0	25380,0	-			-
	3	Ясс-158,8	180,3	158,8	5,8	840,0	-			-
	4	УБТ-158,8	186,1	158,8	27,0	3807,0	-			-

Продолжение таблицы 8.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
6	1	III 215,9 MDi516	0,0	215,9	0,4	42,98	-	362,5	31,2	-
	2	Гидравлический забойный двигатель	0,4	172,0	8,23	1040	-			-
	3	Каротажный инструмент	-	-	-	-	-			-
	4	Переводник с обратным клапаном	8,63	165,1	1,0	136	-			-
	5	Забойная телеметрическая система (MWD/ LWD)	9,63	171,45	9,45	1417,32	-			-
	6	Переводник	19,1	165,1	1,0	136	-			-
	7	УБТ не магнитная-127,0	20,1	127,0	9,45	747,0	-			-
	8	УБТ -127,0	29,5	127,0	333,0	27639,0	-			-
7	1	215,9/101,6 PDC	0,0	215,9	0,3	21,6	-	74,3	9,53	-
	2	Керноотборочный снаряд SLC 7-4 *	0,3	122	20,0	2200	-			-
	3	СУБТ-165,1	20,3	165,1	54,0	7311,6	-			-

Примечания: Фактическая КНБК при необходимости может быть изменена в зависимости от состояние ствола. Тип используемых долот при необходимости может быть изменен. По рекомендации Заказчика возможно применение инструмента и MWD импортного производства.

Для разбуривания обратного клапана, башмака использовать торцовые фрезы, долота без бокового калибрующего оснащения или со срезанными периферийными зубьями.

Таблица 8.3 Потребное количество элементов КНБК

Типоразмер, шифр или краткое название элемента КНБК	Вид технологической операции (бурение, отбор керна, расширка, проработка)	Интервал работ по стволу, м		Норма проходки		Потребное количество на интервал, шт. (для УБТ комплектов)
		от (верх)	до (низ)	величина, м	источник нормы	
1	2	3	4	5	6	7
III 508 P2	Бурение и проработка	0	45	100	Временные нормы	0,5
III 393,7 ST115G	Бурение и проработка	45	500	1000	то же	0,5
III 311,2 SF56H3	Бурение и проработка	500	2850	940	то же	3,0
III 215,9 GT56S	Бурение и проработка	2850	4550	560	то же	3,0
III 215,9 HA437	Бурение и проработка	2981	3081	200	то же	0,5
III 215,9 MDi516	Бурение и проработка	3081	4249	468	то же	1,0
III 215,9 MDSi613	Бурение и проработка				то же	2,0
215,9/101,6 PDC	Отбор керна	3024	3544	170	то же	3,0

Примечание: Возможно использование долот других типов

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.д. на изготовителя	Суммарная величина			
			Количество элементов КНБК, шт			Масса по типоразмеру или шифру
			для проработки ствола	для бурения и расширки	по типоразмеру или шифру	
1	2	3	4	5	6	7
Направления Ø 426	III 508 P2	Импортные	-	0,5	1	300,0
	УБТ-228,6	Импортные	-	27,0м	3	2460,0
	УБТ-168,3	Импортные	-	18,0м	2	1386,0
Кондуктор Ø 339,7	III 393,7 ST115G	Импортные	0,1	0,4	1	176,0
	УБТ-228,6	Импортные	-	27,0м	3	2460,0
	УБТ-203,2	Импортные	-	54,0м	6	1826,0
	УБТ-168,3	Импортные	-	81,0м	9	1386,0
Промежуточная колонна Ø 244,5	III 311,2 SF56H3	Импортные	0,2	2,8	3	98,0
	Переводник с обратным клапаном	Импортные	-	0,45м	1	65,0
	УБТ-203,2	Импортные	-	81,0м	9	1826,0
	УБТ-158,8	Импортные	-	108,0м	12	1269,0
	Ясс-158,8	Импортные	-	5,8м	1	840,0
Эксплуатационная Ø 139,7	III 215,9 GT56S	Импортные	-	3,0	3	36,2
	III 215,9 HA437	Импортные	-	0,5	1	36,2
	III 215,9 MDi516	Импортные	0,2	0,8	1	42,9
	III 215,9 MDSi613	Импортные	0,2	1,8	2	43,0
	Гидравлический забойный двигатель	Импортные	-	1	1	1040,0
	Каротажный инструмент	Импортные	-	1	1	-
	Переводник с обратным клапаном	Импортные	-	-	1	136,0
	Забойная телеметрическая система (MWD)	Импортные	-	-	1	1417,3
	Переводник	Импортные	-	-	1	136,0
	УБТ не магнитная-127,0	Импортные	-	-	1	747,0
	УБТ -127,0	Импортные	-	-	37	747,0
	215,9/101,6 PDC	Импортные	-	-	3	21,6
	Керноотборочный снаряд SLC 7-4	Импортные	-	-	1	2200,0
	СУБТ-165,1	Импортные	-	-	6	1218,0

Примечание: По усмотрению «Заказчика» типы долот могут быть заменены на аналогичные.

Таблица 8.5 Рекомендуемые бурильные трубы

Обозначение бурильной трубы	Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Марка (группа прочности) материала	Тип замкового соединения	Количество труб, шт.	Наличие труб (есть, нет)
1	2	3	4	5	6	7
СБТ (ТБИ)	127,0	9,19	G-105	NC 50 (4-1/2"IF)	540	есть

Таблица 8.6 Конструкция бурильных колонн

Вид технологической операции (бурение скважины, спуск частей обсадной колонны, разбуривание цемента)	Интервал по стволу, м		Допустимая глубина спуска на клиньях, м	Номер секции бурильной колонны снизу вверх без КНБК	Характеристика бурильной трубы					Длина секции, м	Масса, т		Коэффициент запаса прочности трубы на	
	от (верх)	до (низ)			Тип (шифр)	Наружный диаметр, мм	Марка (группа прочности) материала	Толщина стенки, мм	Тип замкового соединения		секции	Нарастающая с учетом КНБК	Статическую прочность	выносливость
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Бурение, проработка	0	500	500	1	СБТ (ТБИ)	127,0	G-105	9,19	NC 50 (4 1/2"IF)	337,5	10,5	41,5	>1,45	>1,5
Бурение, проработка	500	2850	2850	1	СБТ (ТБИ)	127,0	G-105	9,19	NC 50 (4 1/2"IF)	2654,4	84,9	117,6	>1,45	>1,5
Бурение, проработка	2850	4550	4550	1	СБТ (ТБИ)	127,0	G-105	9,19	NC 50 (4 1/2"IF)	4336,9	135,5	165,6	>1,45	>1,5
Бурение, проработка	2981	4249	4249	1	СБТ (ТБИ)	127,0	G-105	9,19	NC 50 (4 1/2"IF)	3886,5	121,4	152,6	>1,45	>1,5

Таблица 8.7 Характеристика и масса бурильных труб, УБТ по интервалам бурения

Названия обсадной колонны	Интервал, м		Характеристика бурильных труб, УБТ					Дефицит длины труб на интервале, м	Масса труб, т		
	от (верх)	до (низ)	тип (шифр)	наружный диаметр, мм	марка (группа прочности) материала	толщина стенки, мм	тип замкового соединения		теоретическая	с плюсом	нормативным
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Направление	0	45	УБТ	228,6	CAE 4145H	71,4	NC 61	27,0	7,4	7,8	8,1
			УБТ	168,3	CAE 4145H	53,4	NC 50	18,0	2,8	2,9	3,1
Кондуктор	45	500	УБТ	228,6	CAE 4145H	71,4	NC 61	27,0	7,4	7,8	8,1
			УБТ	203,2	CAE 4145H	61,5	NC 50	54,0	11,0	11,5	12,1
			УБТ	168,3	CAE 4145H	53,4	NC 50	81,0	12,5	13,1	13,8
			СБТ (ТБИ)	127,0	G-105	9,19	NC 50	337,5	10,5	11,0	11,6
Промежуточная колонна	500	2850	УБТ	203,2	CAE 4145H	61,5	NC 50	180,0	36,5	38,3	40,3
			УБТ	158,8	CAE 4145H	44,0	NC 45	27,0	3,8	4,0	4,2
			СБТ (ТБИ)	127,0	G-105	9,19	NC 50	2654,4	84,9	89,1	93,6
Эксплуатационная	2850	4249	УБТ	127,0	CAE 4145H	35,0	NC 35	342,4	28,4	29,8	31,3
			СБТ (ТБИ)	127,0	G-105	9,19	NC 50	3886,5	121,4	127,5	133,8

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	4550/4249	Бурение, спуск обсадной колонны	6	7

Таблица 8.9 Режим работы буровых насосов

Интервал, м		Вид технологической операции (бурение, проработка, промывка и т.д.)	Тип буровых насосов	Количество насосов, шт.	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
от (верх)	до(низ)				коэффициент использования гидравлической мощности	диаметр цилиндрических втулок, мм	допустимое давление, кгс/см ²	коэффициент наполнения	число двойных ходов в мин	производительность, л/с	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
0	500	Бурение, проработка, промывка	F-1600	2	0,5	140	345	0,9	120	28,02	56,04
500	2850	Бурение, проработка, промывка	F-1600	2	0,5	140	345	0,9	120	28,02	56,04
2850	4550/4249	Бурение, проработка, промывка	F-1600	1	0,5	130	326	0,9	130	32,16	32,16

Таблица 8.10 Распределение потерь давлений в циркуляционной системе буровой

Интервал, м		Вид технологической операции	Давление на стояке в конце интервала, МПа	Потери давлений (МПа) для конца интервала в						
от (верх)	до (низ)			элементах КНБК		бурильной колонне	УБТ	кольцевом пространстве	бурильных замках	обвязке буровой установки
				долоте (насадках)	забойном двигателе					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
0	500	Бурение, проработка, промывка	17,80	3,40	-	9,82	1,48	0,01	1,32	1,80
500	2850	Бурение, проработка, промывка	30,00	2,20	-	23,6	1,32	0,60	0,89	1,40
2850	4550/4249	Бурение, проработка, промывка	41,70	3,20	-	29,98	1,21	5,70	0,58	0,98

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	500	Бурение, проработка, промывка	0,39	0,030	Комбинированная	-	3	16,18,20	71,46	189,0
500	2850	Бурение, проработка, промывка	0,68	0,032	Периферийная	-	5	15	56,59	110,8
2850	4550/4249	Бурение, проработка, промывка	1,01	0,059	Периферийная	-	5	10	65,65	47,2

9. КРЕПЛЕНИЕ СКВАЖИН

9.1. ОБСАДНЫЕ КОЛОННЫ

Таблица 9.1 Способы расчеты наружных давлений и опрессовки обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска	Номер отдельно спускаемой части колонны в порядке спуска	Признаки: ДА, НЕТ			Опресовочный агент		Рекомендуемая глубина установки пакеров для опрессовки (сверху вниз), м
		допустима ли поэтапная опрессовка	рекомендуется ли нести расчет наружного давления по		краткое название, тип, шифр (буровой раствор, вода, воздух и т.д.)	плотность (для газообразного агента - относительно воздуха) г/см ³	
1	2	3	4	5	6	7	8
1	1	нет	да	нет	буровой раствор	1,08	-
2	1	нет	да	нет	буровой раствор	1,15	-
3	1	нет	да	нет	вода	1,25	-
4	1	нет	да	нет	вода	1,30	-

Примечание:

Плотность опрессовочной жидкости уточняется по фактическому состоянию ствола скважины в процессе бурения под каждую обсадную колонну.

Таблица 9.2 Распределение давлений по длине колонны

Номер колонны в порядке спуска (см.табл.гр.1)	Название колонны	Номер отдельно спускаемой части колонны в порядке спуска (см.табл.5.2.гр.8)	Распределение избыточных давлений по длине отдельно спускаемой части колонны					
			глубина, м		наружное, 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	Направление	1	-	-	-	-	-	-
2	Кондуктор	1	0	500	0	4,1	10	10
3	Промежуточная колонна	1	0	2850	0	5,8	22,0	5,5
4	Эксплуатационная колонна	1	0	4249	0	35,0	34,4	27,0

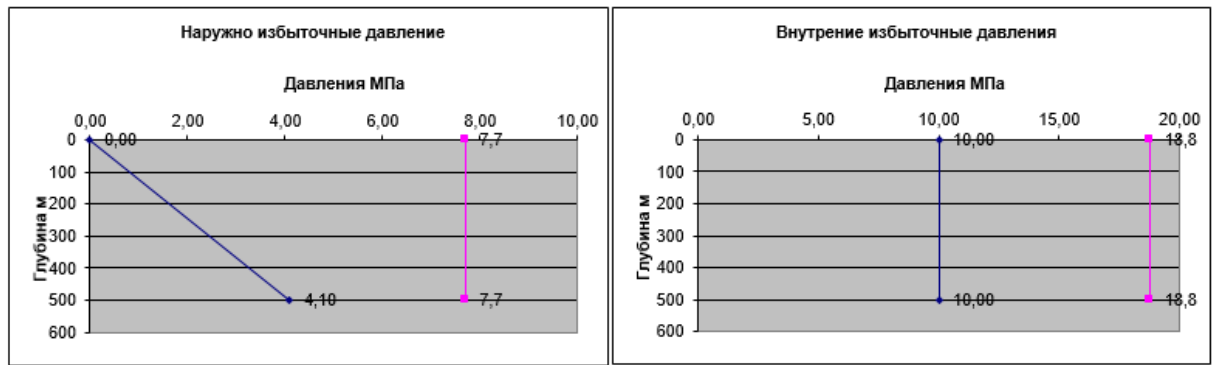


Рисунок 9.1-Распределение избыточных давлений (кондуктор)

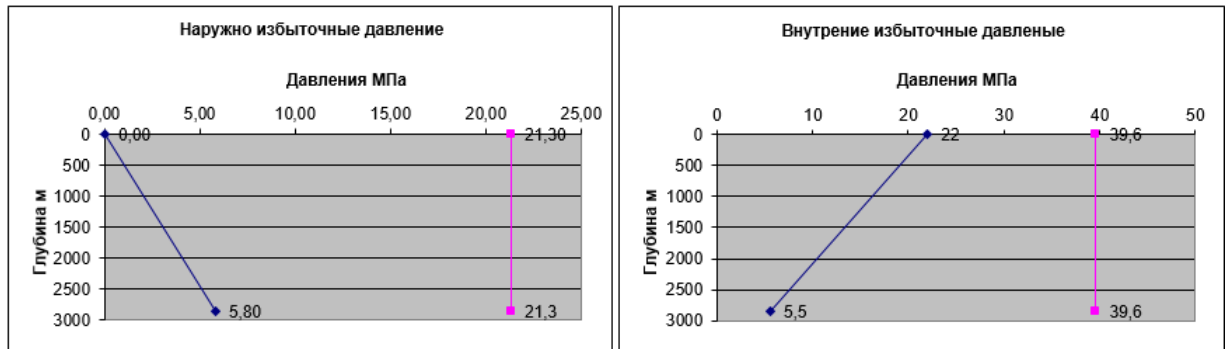


Рисунок 9.2-Распределение избыточных давлений (промежуточная колонна)

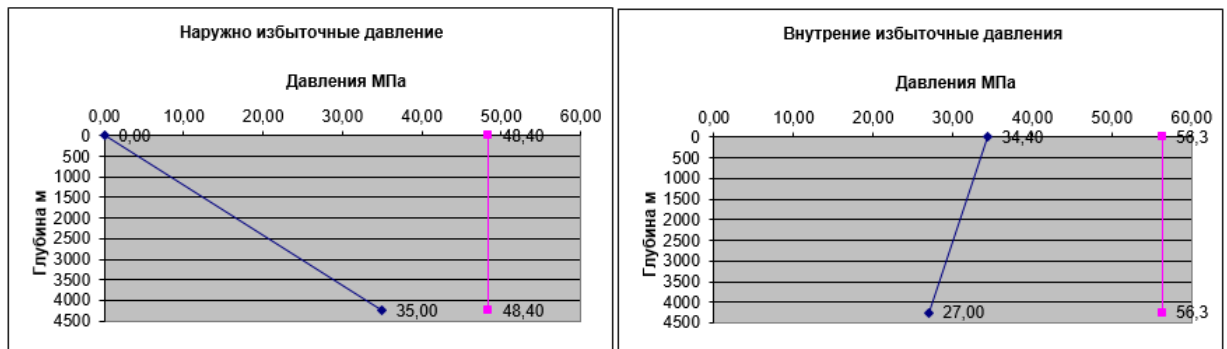


Рисунок 9.3-Распределение избыточных давлений (эксплуатационная колонна)

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	масса, кг/м	
1	2	3	4	5	6	7
426,0	импортное	BCSG	D	11,00	112,5	да
339,7	импортное	BCSG	J-55	9,65	81,1	да
244,5	импортное	BCSG	N-80	10,03	59,5	да
168,3	импортное	LCSG	P-110	10,59	41,7	да
или в случае бурения бокового ствола						
139,7	импортное	LCSG	P-110	10,54	34,2	да

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 (группы 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	45	45	5,1	5,1	426,0	BCSG	D	11,00	>1,1	>1,2	>1,6
2	1	1	0	500	500	40,6	40,6	339,7	BCSG	J-55	9,65	>1,1	>1,2	>1,6
3	1	1	0	2850	2850	169,7	169,7	244,5	BCSG	N-80	10,03	>1,1	>1,2	>1,6
4	1	1	2650	4550	1900	79,2	79,2	168,3	LCSG	P-110	10,59	>1,1	>1,2	>1,6
или в случае бурения бокового ствола														
4*	1	1	0	4249	4249	145,4	145,4	139,7	LCSG	P-110	10,54	>1,1	>1,2	>1,6

Таблица 9.5 Суммарная масса обсадных труб

Характеристика трубы		Масса труб с заданной характеристикой, т		
Код типа соединения	Условное обозначение трубы по ГОСТ 632-80 условное обозначение муфты по ГОСТ 632-80	теоретическая	с плюсовым допуском 5% (4% при толщине стенки < 7 мм)	с нормативным запасом 5%
1	2	3	4	5
BCSG	BCSG – 426,0 * 11,0 – D Стандарт АНИ Н – 451 – D Стандарт АНИ	5,1	5,3	5,6
BCSG	BCSG – 339,7 * 9,65 – J-55 Стандарт АНИ Н – 365,1 – J-55 Стандарт АНИ	40,6	42,6	44,8
BCSG	BCSG – 244,5 * 10,03 – N-80 Стандарт АНИ Н – 269,9 - N-80 Стандарт АНИ	169,7	178,2	187,1
LCSG	LCSG – 168,3 * 10,59 – P-110 Стандарт АНИ Н – 187,7- P-110 Стандарт АНИ	79,2	83,2	87,3
или в случае бурения бокового ствола				
LCSG	LCSG – 139,7 * 10,54 – P-110 Стандарт АНИ Н – 153,7- P-110 Стандарт АНИ	145,4	152,7	160,3

Таблица 9.6 Технологическая оснастка обсадных колонн

Название колонны	Номер части колонны в порядке спуска	Элементы технологической оснастки колонны						Суммарное на колонну	
		наименование, шифр, типоразмер	ГОСТ, ОСТ, ТУ, МРТУ, МУ, и т.д. на изготовление	масса элемента, кг	интервал установки, м		количество элементов на интервале, шт.	количество, шт.	масса, кг
					от (верх)	до (низ)			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Направление	1	Направляющий башмак 426мм	ОСТ 39-011-87	145	0	45	1	1	145
		Муфта обратным клапаном 426мм тип ЦКОД 426-2	ТУ 39-1443-89	158			1	1	158
		Центратор Тип ЦЦ-426/490-508 (ЦЦ-1-426/490)	ТУ39-01-08-283-77	26			2	2	52
		Цементирующая пробка тип ПЦВ 426мм	ТУ 3666-001-00141887-93	65			1	1	65
Кондуктор	2	Направляющий башмак 339,7мм	ОСТ 39-011-87	90	0	500	1	1	90
		Муфта обратным клапаном 339,7мм тип ЦКОД 340-2	ТУ 39-1443-89	82			1	1	82
		Центратор Тип ЦЦ-340/394 (ЦЦ-2-340/394)	ТУ39-01-08-283-77	21			25	25	525
		Цементирующая пробка тип ПЦВ-339,7	ТУ 3666-001-00141887-93	38			1	1	38
Промежуточная	3	Направляющий башмак 244,5мм	ОСТ 39-011-87	53	0	2850	1	1	53
		Муфта обратным клапаном 245мм тип ЦКОД 245-2	ТУ 39-1443-89	60			1	1	60
		Центратор Тип ЦЦ-245/295-320 (ЦЦ-2-245/295)	ТУ39-01-08-283-77	14			125	125	1750
		Цементирующая пробка тип ПЦВ-245	ТУ 3666-001-00141887-93	13			1	1	13

Продолжение таблицы 9.6

Продолжение таблицы 9.0									
Эксплуата- ционная	4	Направляющий башмак 168,3мм	ОСТ 39-011-87	30	2650	4550	1	1	30
		Муфта обратным клапаном 168,3мм тип ЦКОД 168-1	ТУ 39-1443-89	30			1	1	30
		Центратор Тип ЦЦ-168/216-245 (ЦЦ-2- 168/216)	ТУ 39-01-08-283-77	10			103	103	1030
		Цементируочная пробка тип ПЦВ-168,3	ТУ 3666-001- 00141887-93	4			1	1	4
или в случае бурения бокового ствола									
*Эксплуата- ционная	4	Направляющий башмак 139,7мм	ОСТ 39-011-87	30	0	4249	1	1	30
		Муфта обратным клапаном 139,7мм тип ЦКОД 139-1	ТУ 39-1443-89	30			1	1	30
		Центратор Тип ЦЦ-139/191-245 (ЦЦ-2- 139/191)	ТУ 39-01-08-283-77	10			178	178	1780
		Цементируочная пробка тип ПЦВ-139,7	ТУ 3666-001- 00141887-93	4			1	1	4

Примечание:

- По усмотрению Заказчика, в отдельных случаях оснастки обсадных колонн могут быть заменены на аналогичные.
- Количество элементов оснастки обсадной колонны и места их установки определяются в зависимости от фактического состояния ствола скважины.

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	название колонны	номер части колонны в порядке спуска		шифр или название	ГОСТ, ОСТ, МУ, ТУ, МРТУ и т.д. на изготовление	от (верх)	до (низ)				глубина, м	продолжительность, мин	расход, л/с
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1	Направление	1	элеватор	P-402	ТУ 38-101708-78	0	45	-	45	-	-	-	-
2	Кондуктор	1	элеватор	P-2 МВП	ТУ38-101-332-78	0	500	0,5-1,0	500	-	-	-	-
3	Промежуточная	1	Спайдер+элеватор	P-2 МВП	ТУ38-101-332-78	0	2850	0,3-0,8	2850	Контроль за уровнем	800 2000	30 45	30 30
4	Эксплуатационная	1	Спайдер+элеватор	P-2 МВП	ТУ38-101-332-78	0	4550/ 4249	0,3-0,8	4550/ 4249	Контроль за уровнем	2000 3000	45 60	25 25

Примечания: Количество и глубины промежуточных промывок следует уточнить по фактическому состоянию ствола скважины.

Таблица 9.8 Опрессовка обсадных труб натяжение эксплуатационной колонны

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Номер раздельно спускаем ой части колонны в порядке спуска	Натяжение эксплуатац ионной 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 опрессовки труб нижепакер а, МПа	Номер равнопроч ной секций в раздельно спускаемой части (снизу - верх)	Давление опрессовк и труб равнопроч ной секций на поверхнос ти, МПа
				раздельно спускаемо й части	цементн ого кольца	раздель но спускае мой части	цемен тного кольц а	части колонны ниже муфты для двухступенч атого цементирова ния				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
2	Кондуктор	1	-	1,15	1,15	7,5	1,7	-	-	-	1	**
3	Промежуточная колонна	1	-	1,25	1,25	9,0	-	-	-	-	1	**
4	Эксплуатационная колонна	1	-	1,30	1,30	12,0	-	-	-	-	1	**

Примечание:

- Межколонное пространство на устье скважины опрессовывается водой или незамерзающей жидкостью на давление, не превышающее остаточную прочность предыдущей колонны и прочность на сжатие цементного камня заколонного пространства. Межколонное пространство считается герметичным, если в течение 30 (тридцати) минут давление опрессовки снизилось не более чем на 5 кгс/см² (0,5 МПа).
- ** Импортные обсадные трубы по гарантии "Поставщика" на поверхности не опрессовывается.

9.2. ЦЕМЕНТИРОВАНИЕ ОБСАДНЫХ КОЛОНН

Таблица 9.9 Общие сведения о цементировании обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Способ цементирования (прямой, ступенчатый, обратный)	Данные по раздельно спускаемой части колонны				Данные о каждой ступени цементирования				
			номер в порядке спуска	интервал установки, м		глубина установки муфты для ступенчатого цементирования, м	номер ступени цементирования	высота цементного стакана, м	название порции тампонажного раствора	интервал глубины цементирования, м	
				от (верх)	до (низ)					от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	Направление	прямой	1	0	45	-	1	10	Тампонажный	0	45
									Продавочный	0	40
2	Кондуктор	прямой	1	0	500	-	1	10	Буферный	0	0
									Тампонажный	0	500
3	Промежуточная колонна	прямой	1	0	2850	-	1	25	Продавочный	0	490
									Буферный	0	0
									Тампонажный	0	2850
4	Эксплуатационная колонна	прямой	1	2650	4550	-	1	25	Продавочный	0	2825
									Буферный	0	0
									Тампонажный	2650	4550
или в случае бурения бокового ствола											
4*	Эксплуатационная колонна	прямой	1	0	4249	-	1, 2	25	Буферный	0	0
									Тампонажный 1	0	3449
									Тампонажный 2	3449	4249
									Продавочный	0	4224

Примечание: Интервалы цементирования облегчённым цементом уточняются после проведения ГИС

Таблица 9.10 Характеристика жидкостей для цементирования

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Номер части колонны в порядке спуска	Номер ступени (снизу-вверх)	Характеристика жидкости (раствора)						
				тип или название	объем порции, м³	плотность, г/см³	пластическая вязкость, сП	динамическое напряжение сдвига, мгс/см²	время начала схватывания, мин	Время ОЗЦ, ч
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Направление	1	1	Тампонажная	4,0	1,90	50	13	150	48
				Продавочная	5,5	1,30	-	-	-	-
2	Кондуктор	1	1	Буферная	5,0	1,02	-	-	-	-
				Тампонажная	20,0	1,50	50	13	150	48
				Продавочная	41,9	1,30	-	-	-	-
3	Промежуточная колонна	1	1	Буферная	10,0	1,02	-	-	-	-
				Тампонажная	138,0	1,50	46	9,4	240	72
				Продавочная	10,0	1,30	-	-	-	-
4	Эксплуатационная колонна	1	1	Буферная	10,0	1,02	-	-	-	-
				Тампонажная	49,0	1,50	50	13	200	48
				Продавочная	10,0	1,33	-	-	-	-
или в случае бурения бокового ствола										
*	Пилотный ствол	1	1	Буферная	10,0	1,02	-	-	-	-
				Тампонажная	68,2	1,50	50	13	200	48
				Продавочная	10,0	1,33	-	-	-	-
4*	Эксплуатационная колонна			Буферная	10,0	1,02	-	-	-	-
				Тампонажный 1	101,0	1,50	46	9,4	240	72
				Тампонажный 2	24,0	1,90				
				Продавочная	10,0	1,33	-	-	-	-

Примечание: Фактические параметры цементного раствора могут меняться в зависимости от состояния ствола скважины. Фактические объемы тампонажных растворов уточняются после проведения геофизических исследований (кавернометрии).

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	Направление	1	1	Тампонажная	Цемент класса G	3,15	-	-	1900
					Вода	1,00	-	-	750
				Продавочная	Буровой раствор	1,30	-	-	-
2	Кондуктор	1	1	Буферная	Вода	1,00	-	-	1000
					Буферный порошок МБП-М	0,78	-	-	5
				Тампонажная	Цемент класса G	3,15	-	-	1500
					Вода	1,0	-	-	750
					Ускоритель затвердевания DS-B	-	-	-	315
				Продавочная	Буровой раствор	1,30	-	-	1300
					Вода	1,00	-	-	1000
3	Промежуточная колонна	1	1	Буферная	Буферный порошок МБП-М	0,78	-	-	5
					Цемент класса G	3,15	-	-	1500
				Тампонажная	Микрокремнезем WG	-	-	-	
					Цемент с микросферами WZ	-	-	-	
					Ускоритель затвердения SWT-2	-	-	-	
					Ингибитор газопроницаемости KQ-C	-	-	-	
					Порообразователь SNP	-	-	-	
					Дисперсант CF40S	-	-	-	
					Пеногаситель ST500L	-	-	-	
					Понизитель водоотдачи ST900L	-	-	-	
					Замедлитель затвердения ST200R	-	-	-	
				Продавочная	Буровой раствор	1,30	-	-	1300

Продолжение таблицы 9.11

4	Эксплуатационная колонна	1	1	Буферная	Вода	1,00	-	-	1000
					Буферный порошок МБП-М	0,78	-	-	5
				Тампонажная	Цемент класса G	3,15	-	-	1500
					Микрокремнезем WG	-	-	-	
					Дисперсант CF40S	-	-	-	
					Пеногаситель ST500L	-	-	-	
					Понизитель водоотдачи ST900L	-	-	-	
					Замедлитель затвердения ST200R	-	-	-	
				Продавочная	Буровой раствор	1,30	-	-	1300
или в случае бурения бокового ствола									
4*	Эксплуатационная колонна	1	1, 2	Буферная	Вода	1,00	-	-	1000
					Буферный порошок МБП-М	0,78	-	-	7,0
				Тампонажная	Цемент класса G	3,15	-	-	1500/1900
					Микрокремнезем WG	-	-	-	
					Цемент с микросферами WZ	-	-	-	
					Ускоритель затвердения SWT-2	-	-	-	
					Ингибитор газопроницаемости KQ-C	-	-	-	
					Порообразователь SNP	-	-	-	
					Дисперсант CF40S	-	-	-	
					Пеногаситель ST500L	-	-	-	
					Понизитель водоотдачи ST900L	-	-	-	
					Замедлитель затвердения ST200R	-	-	-	
				Продавочная	Буровой раствор	1,33	-	-	1330

Примечание:

- Количество реагентов и рецептура тампонажной смеси уточняется по результатам лабораторного анализа;
- Применять добавки для улучшения сцепления цемента с породой и стенками обсадной колонны;
- 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 цементируемых агрегатов (буровых насосов)

Номер колонны в порядке спуска	Номер части колонны в орядке спуска	Номер ступени цементирования (снизу- вверх)	Наименовани е технологичес кой 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 технологическ ой 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	Нарастающее 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	Закачка	Тампонаж	ЦА-400	Закачка	Закачка в затрубье										
2	1	1	Закачка	Буферная	ЦА-400		1	115	1-4	18,5	50	-	5,5	4,55	4,55		
			Затворения	Тампонажная	2СМН-20	Затворение	1	-	-	-	-	-	41,9	16,6	21,1		
					ОСР-20	Заполнение	1	-	-	-	-	-	-	-	-		
					ЦА-400	Закачка	1	115	1-4	18,5	50	-	41,9	12,4	33,5		
					1БМ-700	Закачка	1	-	-	-	-	-	-	-	-		
					СКЦ-3М	Закачка	1	-	-	-	-	-	-	-	-		
			Сброс пробки				-	-	-	-	-	-	-	5	38,5		
			Продавка	Продавочная	ЦА-400	Продавка	1	115	1-4	18,5	50	1,7	40,0	8,9	47,4		
ЦА-400	«Стоп»	1			115	1-4	18,5	50	2,7	1,9	4,1	51,5					

Продолжение таблицы 9.12

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
3	1	1	Закачка	Буферная	ЦА-400		1	115	1-4	18,5	50	-	10,0	4,55	4,55
			Затворения	Тампонажная	2СМН-20	Затворение	1	-	-	-	-	-	138,0	106,2	110,7
					ОСР-20	Заполнение	1	-	-	-	-	-	-	-	-
					ЦА-400	Закачка	1	115	1-4	18,5	50		138,0	90,3	201,0
					1БМ-700	Закачка	1	-	-	-	-	-	-	-	-
					СКЦ-3М	Закачка	1	-	-	-	-	-	-	-	-
			Сброс пробки		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
*	*	1	Продавка	Продавочная	ЦА-400	Продавка	1	115	1-4	18,5	50	1,7	135,3	8,9	209,9
					ЦА-400	«Стоп»	1	115	1-4	18,5	50	2,7	2,7	4,1	214,0
			Закачка	Буферная	ЦА-400		1	115	1-4	18,5	50		10,0	4,55	4,55
			Затворения	Тампонажная	2СМН-20	Затворение	1	-	-	-	-	-	68,2	16,6	21,1
					ОСР-20	Заполнение	1	-	-	-	-	-	-	-	-
					ЦА-400	Закачка	1	115	1-4	18,5	50		68,2	12,4	33,5
					1БМ-700	Закачка	1	-	-	-	-	-	-	-	-
					СКЦ-3М	Закачка	1	-	-	-	-	-	-	-	-
			Сброс пробки	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4	1	1	Продавка	Продавочная	ЦА-400	Продавка	1	115	1-4	18,5	50	1,7	67,0	8,9	47,4
					ЦА-400	«Стоп»	1	115	1-4	18,5	50	2,7	1,2	4,1	51,5
			Закачка	Буферная	ЦА-400		1	115	1-4	18,5	50	-	10,0	4,55	4,55
			Затворения	Тампонажная	2СМН-20	Затворение	1	-	-	-	-	-	125,0	14,1	18,6
					ОСР-20	Заполнение	1	-	-	-	-	-	-	-	-
					ЦА-400	Закачка	1	115	1-4	18,5	50	-	125,0	8,2	26,8
					1БМ-700	Закачка	1	-	-	-	-	-	-	-	-
					СКЦ-3М	Закачка	1	-	-	-	-	-	-	-	-
			Сброс пробки		-	-	-	-	-	-	-	-	-	5	57,0
			Продавка	Продавочная	ЦА-400	Продавка	1	115	1-4	18,5	50	14,1	124,0	14,7	71,7
					ЦА-400	«Стоп»	1	115	1-4	18,5	50	16,1	1,0	4,1	75,8

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 (Halliburtn, Schlumberger), обеспечивающие требуемые режимы цементирования. Окончательный режим цементирования, расчеты утверждается Заказчиком исходя из условий проводки скважины;
- Использование 3-х плунжерного цементировочного агрегата, смесителя, цементосмесительного агрегата, силоса для хранения цементной смеси, смесительной воронки, компрессорного блока, емкостей для хранения воды и станции контроля процесса цементирования – обязательна.

Таблица 9.13 Схема обвязки и потребность в цементирувочных агрегатах

Номер колонны в порядке спуска	Номер части колонны	Номер ступени и цементирования	Интервал, м		номер схемы обвязки цементирувочной техники	Потребное количество ЦА											
						основных								дополнительных			
			от (верх)	до (низ)		тип	все го	В том числе для:						тип всего в том числе резерв			
								затворения	перемешивания	закачки	продавки	амбара	резерва				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	
2	1	1	0	500	1	ЦА-400 3-х плунжерный	1	1	-	1	1	-	-	-	-	-	
3	1	1	0	2850	1	ЦА-400 3-х плунжерный	1	1	-	1	1	-	-	-	-	-	
*	1	1	2981	4550	1	ЦА-400 3-х плунжерный	1	1	-	1	1	-	-	-	-	-	
4	1	1	0	4249	1	ЦА-400 3-х плунжерный	1	1	-	1	1	-	-	-	-	-	

Примечания: Допускается применение цементирувочного оборудования других фирм производителей: Halliburton, Schlumberger и другие. Доставка цемента производится цементовозами или грузовым автотранспортом (в мешках BigBag).

Таблица 9.14 Потребность в смесительных машинах, цементовозах и автоцистернах

Номер колонны в порядке спуска	Номер части колонны	Номер ступени цементирувания	Интервал, м		Потребное количество												
			от (верх)	до (низ)	смесительные машины				цементовозов				автоцистерны				
					тип	всего	в т.ч.		тип	всего	тамп.1	тамп.2	тип	все го	в т.ч. для доставки		
							тамп.1	тамп.2							буферной	затворения	продавочной
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
2	1	1	0	500	СМН-20		-	1	BJ500 ST	1		1	АЦН-10	3	1	1	1
3	1	1	0	2850	СМН-20	1	-	1		2	1	1	АЦН-10	3	1	1	1
*	1	1	2981	4550	СМН-20	1	-	1		2	1	1	АЦН-10	3	1	1	1
4	1	1	0	4249	СМН-20	1	1	1		2	1	1	АЦН-10	3	1	1	1

Примечание: По усмотрению Заказчика тип цементирувочной техники может быть заменён на аналогичные, по качеству не уступающие данной техники.

Таблица 9.15 Потребное для цементировки обсадных колонн количество цементировочной техники

№№ п/п	Название или шифр	Потребное количество			
		Номера колонны			Суммарное на скважину
		2	3	4	
1	2	3	4	5	6
1	Цементировочный агрегат ЦА-400 3-х плунжерный	1	1	1	1
2	Цементовоз ВJ500 ST	1	2	2	5
3	Осреднительная емкость BJ Service Bath tank	1	1	1	2
4	Автоцистерна АЦН-10	3	3	3	9
5	СКЦ-3М	-	1	1	2

Таблица 9.16 Потребное для цементировки обсадных колонн количество материалов

№№ п/п	Название или шифр	ГОСТ, ОСТ, МРТУ, МУ, и т.д. на изготовление	Единица измерения	Потребное количество					Суммарное на скважину
				Номера колонн					
				1	2	3	*	4	
				Направ- ление	Кондук- тор	Промеж- точная	Пилот- ный ствол	Эксплуа- тацион- ная	
1	2	3	4	5	6			7	8
1	Цемент класса G	Импортная	тонн	15,3	30,0	130,0	68,0	130,0	373,3
2	Ускоритель затвердевания	Импортная	тонн	1,26	-	-	-	-	1,26
3	Цемент сверхтонкого помола	Импортная	тонн	-	-	-	-	0,6	0,6
4	Микрокремнезем SiO2	Импортная	тонн	-	-	-	-	1,9	1,9
5	Пластификатор JTS-2	Импортная	тонн	-	-	-	-	1,1	1,1
6	Микрокремнезем WG	Импортная	тонн	-	12,00	2,6	2,3	0,9	17,8
7	Цемент с микросферами WZ	Импортная	тонн	-	24,00	-	4,7	0,0	28,7
8	Ускоритель затвердения SWT-2	Импортная	тонн	-	4,80	-	0,9	0,0	5,7
9	Ускоритель затвердения ST400S	Импортная	тонн	-	-	-	0,0	0,1	0,1
10	Ингибитор газопроницаемости KQ-C	Импортная	тонн	-	2,40	-	0,5	0,4	3,3
11	Порообразователь SNP	Импортная	тонн	-	-	-	0,7	0,0	0,7
12	Дисперсант CF40S	Импортная	тонн	-	0,96	0,3	0,2	0,1	1,56
13	Пеногаситель ST500L	Импортная	тонн	-	0,12	0,0	0,0	0,1	0,22
14	Понижитель водоотдачи ST900L	Импортная	тонн	-	5,04	2,2	1,0	0,8	9,04
15	Замедлитель затвердения ST200R	Импортная	тонн	-	0,25	0,3	0,1	0,1	0,75
16	Вода техническая для затворения	Местная	м ³	11,10	36,00	128,9	61,4	51,0	288,4

Примечание: Допускается использование химических реагентов аналогичного действия других фирм-производителей. Количество воды, цемента и химических реагентов для обработки тампонажных растворов и буферных жидкостей взято с учетом коэффициента К = 1.1, учитывающего потери материалов при перетаривании. Зависимости от состояния ствола объемы закачиваемого цемента могут быть изменены.

9.3. ОБОРУДОВАНИЕ УСТЬЯ СКВАЖИНЫ

Таблица 9.17 Спецификация устьевого и противовыбросового оборудования (ПВО)

Обсадная колонна		Номер схемы обвязки ПВО	Давление опрессовки устьевого оборудования и ПВО, МПа		Типоразмер, шифр или название устанавливаемого устьевого оборудования и ПВО	ГОСТ, ОСТ, МРТУ, ТУ, МУ и т.д. на изготовление	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
1	Направление	-	-	-	Дивертер 426х140	API	1	14,0	-	-
2	Кондуктор	45	10,0	-	ОКК2-35х140х245х340	ГОСТ 13862-2003 или аналог по API	1	35,0	-	-
					ОП45 – 350х350		1	35,0	-	-
					ПУГ – 350х350		1	35,0	-	-
					ППГ – 350х350 сдвоенный		1	35,0	-	-
3	Промежуточная колонна	45	15,0	-	ОП45 – 350х700	ГОСТ 13862-2003 или аналог по API	1	70,0	-	-
					ПУГ – 350х700		1	70,0	-	-
					ППГ – 350х700 сдвоенный		1	70,0	-	-
4	Эксплуатационная колонна	-	35,0	-	АФК1-70х80/65	ГОСТ 13846-2003 или аналог по API	1	70,0	-	-

Примечание:

1. Типовые схемы монтажа и спецификация противовыбросовых оборудований выбраны согласно ГОСТ 13862-2003;
2. Допускается использование ПВО (со срезными плашками) других фирм изготовителей соответствующих размеров, рабочих давлений и исполнения;
3. Фактические схемы монтажа и спецификация противовыбросовых оборудований согласовывается Буровым подрядчиком с аварийно-спасательной службой.

10. ИСПЫТАНИЕ СКВАЖИНЫ

10.1. ИСПЫТАНИЕ ПЛАСТОВ В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ

Таблица 10.1 Продолжительность работы пластоиспытателя, спускаемого на трубах

Объект испытания		Вид операции (опробование, испытание, испытание с геофизическими исследованиями)	Затраты времени на испытание							Суммарное время по всем объектам, сут	
для буровой организации					для геофизической организации						
номер	глубина нижней границы, м		нормативное время, ч			всего на объект, сут.	нормативное время, ч		всего на объект, сут	для буровой организации	для геофизической организации
			проработка по нормам ЕНВ	промывка	испытание (опробование)		ожидание притока по табл. 21 СНВ на ПГИ	испытание (опробование) по табл. 2, 21 СНВ на ПГИ			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

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

Номер объекта испытания	Количество одновременно испытываемых объектов	Характеристика КИИ					Количество отбираемых проб, шт.	Режим работы пакера		Режим испытания объекта			Длина зумпфа, м	Диаметр для бурения под зумпф, мм	Хвостовик	
		тип испытателя пластов	количество, шт.		шифр пакера	тип пробоотборника		осевая нагрузка, тс	начальный перепад давления, кгс/см ²	депрессия, передаваемая на пласт, кгс/см ²	количество циклов исследования	время ожидания притока, ч			диаметр, мм	длина, м
			испытателей пластов	пакеров												
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Таблица 10.3 Продолжительность работы опробователя пластов, спускаемого на кабеле

Номер 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
-	-	-	-	-	-	-	-

Примечание: Испытания пластов пластоиспытателем на кабеле в процессе бурения производится не будет

10.2. ИСПЫТАНИЕ ГОРИЗОНТОВ НА ПРОДУКТИВНОСТЬ В ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННЕ

Таблица 10.4 Параметры колонны насосно-компрессорных труб (НКТ)

Номер лифтовой колонны НКТ	Номер секции труб в лифтовой колонне (снизу-вверх)	Интервал установки секции, м		Характеристика трубы					Длина секции, м	Масса секции, т		Коэффициент запаса прочности			
		от (верх)	до (низ)	номинальный наружный диаметр, мм	тип	марка (группа прочности) стали	толщи на стенки, мм	теоретическая масса 1 м		теоретическая	с учётом		на растяжение	на избыточное давление	
											плюсового допуска	запаса при спуске при наличии скважи не серовод орода		наружное	внутреннее
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1	1	0	4249	73	НКТ	Д	5,5	9,45	4249	40,1	42,1	-	1,3	>1.0	>1.15

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 моста, м		Характеристика жидкостей									
	от (верх)	до (низ)	название или тип	объем порции, м ³	плотность , г/см ³	пластическа я вязкость, сП	динамическо е напряжение сдвига, Па	составляющие компоненты				
								название	плотность , г/см ³	влаж- ность, %	сорт	удельный расход на 1 м ³ раствора, кг/м ³
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Примечание: См раздел «Ликвидация скважин»

Таблица 10.6 Потребное количество цементирующей техники для установки цементных мостов

Номер объекта	Название или шифр	Потребное количество, шт.
1	2	3
-	-	-

Примечание: См раздел «Ликвидация скважин»

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
-	-	-	-	-

Примечание: См раздел «Ликвидация скважин»

Таблица 10.8 Продолжительность испытания (освоения) объектов в эксплуатационной колонне

Номер объекта	Название процесса, операции по испытанию (освоению) и интенсификации	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	6,46	90,0
	Шаблонирование эксплуатационной колонны		2,98	
	Смена тех. воды на перфорационную жидкость		0,99	
	ПЗР к спуску НКТ		1,49	
	Спуск НКТ		1,99	
	Установка ФА		0,50	
	Перфорация обсадной колонны		0,99	
	2. Вызов притока:		3,98	
	Смена перфорационной жидкости на техническую воду		0,99	
	3.Испытание объекта		69,61	
2	1. Подготовительные работы перед испытанием объекта	Местные нормы	6,46	90,0
	Шаблонирование эксплуатационной колонны		2,98	
	Смена тех. воды на перфорационную жидкость		0,99	
	ПЗР к спуску НКТ		1,49	
	Спуск НКТ		1,99	
	Установка ФА		0,50	
	Перфорация обсадной колонны		0,99	
	2. Вызов притока:		3,98	
	Смена перфорационной жидкости на техническую воду		0,99	
	3.Испытание объекта		69,61	

Примечание: По усмотрению Заказчика, продолжительность испытания объекта может быть изменена в соответствии нормативными требованиями .

Таблица 10.9 Продолжительность работы агрегатов при испытании (освоении) скважины 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-400	1	-	1,5
Опрессовка НКТ		ЦА-400	1	-	1,5
Опрессовка устья скважины после установки противовыбросовой задвижки		ЦА-400	1	-	1,5
Смена тех. Воды на перфорационную жидкость		ЦА-400	3	3,0	9
Подготовительные работы перед испытанием	т. 3	ЦА-400	3	32,0	96
Перфорация	т. 3	ЦА-400	3	29,5	88,5
Вызов притока	т. 3	ЦА-400	3	19,5	58,5
Смена перфорационной жидкости на техническую воду	т. 3	ЦА-400	3	2,8	8,4
Снижение уровня	-	УКП-(80КС-250)	3	8	24
Установка цементных мостов	-	ЦА-400	3	5	15
Итого на работу:	-	-	-	-	299,4

Таблица 10.10 Оработка газовых (газоконденсатных) объектов на факел

Номер объекта	Продолжительность, час	Расход углеводородной смеси, м ³	Диаметр штуцера, мм
1	2	3	4
I	2160	24 834,6	7, 9, 11
II	2160	24 834,6	7, 9, 11

Примечание: 1. Данные таблицы уточняются при испытании (освоении), исходя из фактических условий.
2. Продолжительность обработки УВС взята из табл. 10.8.

Расчет объема углеводородной смеси

1. Емкость для приема и хранения нефти, объем емкости, планируемое количество нефти, закачиваемой в емкость:

I объект - ожидаемый суточный дебит нефти (Q)-7,3 т/сут, продолжительность испытания объекта – 90 суток. Расчет $7,3 \times 90 = 657$ т.

II объект - ожидаемый суточный дебит нефти (Q)-7,3 т/сут, продолжительность испытания объекта – 90 суток. Расчет $7,3 \times 90 = 657$ т.

Общий объем нефти - **1314 тонн нефти.**

2. Планируемый объем сжигаемого газа:

I объект $657 \times 37,8 = 24\,834,6$ м³;

II объект $657 \times 37,8 = 24\,834,6$ м³;

Общий объем газа – **49 669,2 м³ газа.**

газовый фактор – 37,8 м³/т (I, II объекты), взяты из табл. 4.5.

11. ДЕФЕКТОСКОПИЯ И ОПРЕССОВКА

Бурение скважин начинают проверенным инструментом и спуско-подъемным оборудованием. Неразрушающий контроль производится по единому графику, составленному буровым подрядчиком.

После аварии с буровым инструментом или спуско-подъемным оборудованием и перед проведением ответственных работ производится внеочередной контроль. Контроль бурильных труб проводится также перед ответственными операциями.

Сроки проведения дефектоскопии устанавливаются по РД 39-13-90, то есть бурильных труб и УБТ через 450 часов, бурового оборудования 1 раз в год.

Толщинометрию бурильных труб проводить через 1200 час.

Перед отправкой на буровую все бурильные трубы, переводники, УБТ и ведущая труба проходят дефектоскопию на трубной базе бурового Подрядчика.

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

Название обсадной колонны	Номер по порядку проведения дефектоскопии бурильного инструмента	Глубина скважины при проведении операции, м	Время механического бурения между очередными проверками, час	Тип контролируемых труб и УБТ	Количество контролируемых концов, шт.	Вид операции дефектоскопии: СБТ, зона сварного шва, УБТ, переводники, толщинометрия ЛБТ	Норма времени на контроль одной трубы, мин	Продолжительность дефектоскопии, час
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Эксплуатационная	3	4249	250	УБТ-158,8 СБТ-127 квадрат	46 804 1	Трубные резьбы. Замковые резьбы, зона сварного шва	4,8 7,2×1,13= 8,14	3,68 109,1

Примечание: Периодичность проверки дефектоскопией элементов бурильной колонны принята по таблице 4.1 (стр. 200) РД 39-013-90.

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.				
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Перед началом бурения	Обвязка буровых насосов нагнет. Линия, блок задвижек, шланг	0	ЦА-400	1	На раб. давление	ЕНВ	-	1,5
Кондуктор	Обсадная колонна и устьевое оборудования	500	ЦА-400	1	90,0	ЕНВ	-	1,5
	Цементное кольцо*	503	ЦА-400	1	12,0	ЕНВ	-	0,3
Промежуточная	Обсадная колонна и устьевое оборудования	2850	ЦА-400	1	100,0	ЕНВ	-	1,5
	Цементное кольцо*	2850	ЦА-400	1	12,0	ЕНВ	-	0,3
Эксплуатационная	Обсадная колонна и устьевое оборудования	4249	ЦА-400	1	200,0	ЕНВ	-	1,5

Примечания:

- Допустимо применение опрессовочных агрегатов других типов с соответствующими рабочими давлениями;
- На глубине установки башмака обсадных колонн проводить замеры градиентов гидроразрыва пород методом гидравлических испытаний.

12. СТРОИТЕЛЬНЫЕ И МОНТАЖНЫЕ РАБОТЫ

Выбор буровой установки

Выбор буровой установки

Основными критериями выбора комплекта буровой установки являются:

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

Самая тяжёлая бурильная колонна весит 165,6 тн, самая тяжёлая обсадная колонна весит 169,7 тн. Исходя из вышеперечисленного, выбираем буровую установку грузоподъёмностью не ниже $169,7 \cdot 1,4 = 238$ тн. Принимая во внимание имеющийся в наличии парк буровых установок, выбираем буровую ZJ-50D, грузоподъёмностью 315тн >>238 тн.

Буровое оборудование скомпоновано на мобильной платформе (крупном блоке), модулями, (мелкими блоками) которые транспортируются со скважины на скважину без разборки оборудования на отдельные агрегаты. Платформа (крупный блок), модули (мелкие блоки) с оборудованием устанавливаются на железобетонные плиты (фундамент) многократного использования без разборки оборудования на отдельные агрегаты.

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

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

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

Монтаж и размещение бурового оборудования производится с использованием:

Автокран г/п 25 тн. Использования -0,7;

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

12.1. ПОДГОТОВИТЕЛЬНЫЕ РАБОТЫ К СТРОИТЕЛЬСТВУ СКВАЖИНЫ (СКВАЖИН)

Сварочные работы при монтаже бурового оборудования

Таблица 12.1 Сварочные работы при монтаже бурового оборудования

№ № т. СЭСН-49	Наименование работ	Объем работ	Ед. измер.	Норма на единицу работ		Потребность на весь объем	
				эл. св. ап. маш/час	электроды кг	эл.св.ап. маш/час	эл-троды кг
32	Топливопровод линейный	0.3	м	6.5	3	1.95	0.9
32	Спускные линии	0.1	м	2.5	3	0.25	0.3
38	Задвижки	19	шт	1.43	0.1	27.17	1.9
	Монтаж:						
228	вышне-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	2	шт.	1.91	0.94	3.82	1.88
256	для запаса топлива	2	II	2.61	1	5.22	2
	Обвязка оборудования в т. ч.:						
257	водопроводом	1	к-т	9	2.6	9	2.6
257	топливопроводом	1	-"	7.21	3.96	7.21	3.96
257	воздухопроводом	1	-"	5.1	2.21	5.1	2.21
257	паропроводом	1	-"	2.11	2.57	2.11	2.57
252	Всасывающая линия бур.насоса	2	-"	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	20	шт.	1.41	0.18	28.2	3.6
251	Выкидная линия Ø = 406 мм (скважина-вибросито)	1	10м	4.23	2.14	4.23	2.14
41	Пожарные гидранты	2	шт	1.57	0.01	3.14	0.02
274	Контур заземления	3	конт.	6.64	4.5	19.92	13.5
	Всего первичный монтаж					180.29	122.1
	Всего повторный монтаж					176.77	119.9

Таблица 12.2 Объемы подготовительных работ к строительству скважины (скважин)

№ п/п	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Ед.из мере ния	Номер вариантаподгот овительных работ	Колич ество
1	3	4	5	7
1	Планировка площадки механизированным способом			
	а) при монтаже	1000 м ³	1; 2	3
	б) при демонтаже	- " -	- " -	3
2	Рытье траншей экскаватором глубиной 1м с обратной засыпкой бульдозером	100м	2	3
3	Рытье траншей (желобов) для стока отработанной воды из-под вышечно-агрегатного и насосного блоков гл. 0,8м. 0,8х0,5х150м и вокруг блоков	100м	2	1,5
4	Устройство насыпи для подъезда к блоку ГСМ и площадки химреагентов с перемещением грунта на 30м	100м ³	2	1,76
5	Обваловка площадки ГСМ (15м х2+35мх2)х1,25м с перемещением грунта до 10м	100м ³	2	1,25
6	Топливопровод, маслопровод из эл.сварных труб Ø50-80мм в траншее (подача к агрегатам)	100м	2	0,9
7	Трубопровод 245-324мм для подачи бур.раствора к всасывающим линиям насосов	100м	2	0,44
8	Пожарные стояки (гидранты)	шт	2	2
9	Ящики деревянные для задвижек и гидрантов гл.до 1м	шт	2	4
10	Установка вентилей60-80 мм на топливопровод, маслопровод (подающий)	шт	2	4
11	Низковольтная осветительная линия: - установка металлических опор - подвеска алюминиевых проводов (четыре провода)	100м	2	4
12	Установка емкости на концах отводов ПВО	100м ³	2	2
13	Установка полукруглых емкостей V= 50+40м ³ для шлама	Емко сть	2	2
14	Рытье и засыпка амбаров с перемещением грунта на 30м	100м ³	1	8,80

Таблица 12.3 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	С-311	1
2	Заготовка вех и кольев		
3	Перенесение в натуру и закрепление на местности местоположения скважины		
4	Определение координат устья скважины методом теодолитного хода		
5	Определение координат устья скважины методом технического нивелирования		
6	Определение азимута		
7	Ведение полевой документации		
8	Камеральная обработка материалов		
9	Переезды на участке работ		

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

12.2. ОБЪЕМЫ СТРОИТЕЛЬНЫХ И МОНТАЖНЫХ РАБОТ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИНЫ

Таблица 12.4 Объем работ по монтажу бурового оборудования

Номер варианта	Номер расценки по ЕЕР или разовая	Номер скважины	Номер комплекта бурового и силового оборудования	Вид привода (электрический, ДВС)	Вид строительства (первичное, повторное, передвижка до 5 м, на 15-20 м, на 40- 50 м, без передвижки с наклоном вышки)
1	2	3	4	5	6
1,2	-	C-311	ZJ-50D	ДВС	первичное

Таблица 12.5 Объемы работ по комплекту бурового и силового оборудования БУ ZJ-50D

Номер по порядку	Номер расценки по ЕРЕР или разовая	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Единица измерения	Номер варианта строительно-монтажных работ	Количество	Способ и вид Транспортировки (волоком, на тягачах, автотранспортом, трактором и т.д.)
1	2	3	4	5	6	7
		Монтаж комплекта БУ ZJ-50D				
1	49-1064 (Применительно) 259	Вышка JJ315/45-K, г/п 315 тн.	к-т	1	1	Автотранспорт
2		Лебедка буровая JC-50D, г/п 315 тн.	к-т	-	1	-- // --
3		Привод ротора: коробка передач, карданный вал и инерционный (центробежный) тормоз.	к-т	-	1	-- // --
4		Буровой насос F-1600, мощность 1180 кВт	к-т	-	2	-- // --
5		Дизельный двигатель силовой установки БУ CAT3512, мощность -1520 кВт	к-т	-	3	-- // --
6		Генератор VOLVO/400, мощность – 400 кВт	к-т	-	1	-- // --
7		Блок управления	к-т	-	1	-- // --
Талевая система						
8		Кронблок (в комплекте с вышкой)	к-т		1	-- // --
9		Талевый блок	блок	02	1	-- // --
10		вертлюг с вращателем	к-т	02	1	-- // --
11		электрокатушка	к-т	-	1	-- // --
12		Лебедка вспомогательная	к-т	-	1	-- // --
14		Лебедка у приемного моста	к-т	-	1	-- // --
15		Лебедка пневматическая	к-т	-	1	-- // --
16		Подвеска машинных ключей	блок	-		
17		Приспособление для расстановки УБТ	к-т	-	1	-- // --
18		Механизм крепления каната	к-т	-	1	-- // --
19		Мост приемный	к-т	-	1	-- // --
20		Система долива скважины	к-т	-	1	-- // --
21		Площадка для обслуживания превенторов	к-т	-	1	-- // --

Продолжение таблицы 12.5

1	2	3	4	5	6	7
22		Крепление неподвижного конца каната	к-т	-	1	-- // --
23		Площадка для спуска обсадных труб	к-т	-	1	-- // --
24		Обвязка топливпровода	к-т	-	1	-- // --
25		Обвязка водопровода	к-т	-	1	-- // --
26		Блок запасных частей	шт	-		
27		Регистратор и индикаторы параметров бурения	к-т	-	1	-- // --
28		Контрольно-измерительные приборы	к-т	-	1	-- // --
29		Электрооборудование:		-		
30		- кабельные изделия	к-т	-	1	-- // --
31		- освещение	к-т	-	1	-- // --
32		- заземление	к-т	-	1	-- // --
33		Ограждение оборудования	к-т	-	1	-- // --
34		Узлы агрегатов буровой установки	к-т	-	1	-- // --

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

Таблица 12.6 Объемы работ под конструктивные узлы вышки и привышечных сооружений к комплекту

№ п/п	Наименование работ	Единица измерения	Номер варианта	Количество
1	2	3	4	5
1	Обшивка балкона верхового рабочего синтетической тканью	балкон	1;2	1
2	Обшивка рабочей площадки металлическими щитами	площадка	1;2	1
3	Монтаж помещения для бурового мастера	к-т	1;2	1
4	Монтаж помещения для смены одежды	к-т	1;2	1
5	Монтаж помещения для столовой	к-т	1;2	1
6	Электромонтаж помещения (вагончиков)	к-т	1;2	1
7	Лестница на буровой установке согласно схеме: – для прохода на рабочую площадку со стороны приемного моста; – для прохода с прицеп-платформы на поверхность земли; – для прохода с рабочей площадки на циркуляционную систему; – для прохода с циркуляционной системы на поверхность земли; – для прохода с рабочей площадки на платформу	лестница лестница лестница лестница лестница	1;2 1;2 1;2 1;2 1;2	1 1 1 2 2
8	Металлический контейнер (склад) для бентонита и химреагентов для обработки бурового раствора 6м*3м*2.5м	контейнер	1;2	1
9	Бетонные блоки (через 10 м) для крепления манифольда насоса, линии ПВО (20м+30м+30м):10	стойка	1;2	8
10	Устройство шахты 2мх2м*1,5м без установки направления с облицовкой дна и стенок бетоном (при необходимости)	шахта	1;2	1
11	Оттяжки к вышке с устройством якорей	оттяжка	1;2	4

Примечание: *- Монтаж помещений, электромонтаж и обвязка трубопроводами указанных объектов производится до начала строительства скважины.

Таблица 12.7 Объемы работ по фундаментам под комплект (и вышку)

№ пп	Номер расценки по ЕРЕР или разовая	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Единица измерения	Номер варианта	Количество	Способ и вид транспортировки (волоком, на тягачах, автотранспортом, трактором и т.д.)
1	2	3	4	5	6	7
-	-	-	-	-	-	-

Примечание: *- Буровая установка ZJ-50D представляет собой стационарную конструкцию, которую можно перевозить, при этом всё необходимое оборудование размещается на собственной платформе, которая и является основанием для буровой установки. Конструкция платформы полностью заводского изготовления представляют собой пространственную металлоконструкцию, которая монтируется без специальных фундаментов. Платформа буровой установки устанавливается на площадке с покрытием из ПГС толщиной 200мм. основанием которого является уплотненный грунт толщиной 300мм.

Таблица 12.8 Объемы работ при использовании специальной установки «УПА- 80», для испытания скважины

№ п/п	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Единица измерения	Номер варианта	Количество	Способ и вид транспортировки (волоком, на тягачах, автотранспортом, трактором и т.д.)
1	2	3	4	5	6
1	Газосепаратор с обвязкой трубопроводом	к-т	1;2	1	автотранспортом
2	Конденсатосборник с обвязкой трубопроводом	-"	-"	1	-"
3	Выкидная линия 73мм.для отработки скважины	-"	-"	100	-"
4	Емкость 60 м ³ для накопления и временного хранения пластовых флюидов	шт.	-"	3* 50 м ³	-"
5	Обвязка емкостей трубопроводами	к-т	-"	3	-"
6	Ц/бежный насос с электромотором N-30 кВт	-"	-"	1	-"
7	Задвижки д.-80 мм высокого давления на линиях	шт.	1;2	15	-"
8	Контур заземления накопительных емкостей с устройством 2-х громоотводов	контур	-"	1	-"
9	Фундамент из ж/б плит 6м х2м 0,2м под емкости	-"	-"	6	-"
10	Фундамент ж/б плит под ц/б насос 3м х 2м х 0,2м	-"	-"	1	-"
11	Обваловка площадки с накопительными емкостями 15м х15 х 1м	100 м ³	-"	0,345	-"
12	Агрегат УПА- 80 (мощность двигателя ЯМЗ-238 - 220кВт)	к-т	-"	1	-"
13	Устройство оттяжек с якорями к мачте УПА-80	шт.	-"	4	-"
14	Дизель генератор 60 кВт	к-т	-"	1	-"
15	Прожектор	-"	-"	4	-"
16	Трапные установки высокого и низкого давлений	-"	-"	1/1	-"
17	Выкидная линия 73мм.для отработки скважины	м.	-"	50	-"
18	Задвижки д.-80 мм высокого давления на линиях	шт.	-"	4	-"
19	Емкость для накопления и временного хранения пластовых флюидов	-"	-"	3* 50 м ³	-"
20	Ц/бежный насос с электромотором N-30 кВт	-"	-"	1	-"
21	Замерная емкость 10 м ³	шт.	-"	1	-"
22	Контур заземления накопительных емкостей с устройством 2-х громоотводов	контур	-"	1	-"
23	Фундамент из ж/б плит 6м х2м 0,2м под емкости	-"	-"	6	-"
24	Фундамент ж/б плит под ц/б насос 3м х 2м х 0,2м	-"	-"	1	-"
25	Обваловка площадки с накопительными емкостями 15м х15 х 1м	100 м ³	-"	0,345	-"

13. ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТЬ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИНЫ

Таблица 13.1 Продолжительность строительства скважины

Продолжительность цикла строительства скважин, сут.							
Всего	в том числе						
	строительно-монтажные работы	подготовительные работы	бурение и крепление	испытание			
				всего	в открытом стволе	подготовительные работы перед испытанием	в эксплуатационной колонне
1	2	3	4	5	6	7	8
340,0	3,0	2,0	155,0	180,0	-	-	180,0

Примечание: Заказчик исходя из условий проводки скважины, учитывая современные нормативы строительства скважины может изменить сроки строительства скважины.

Таблица 13.2 Продолжительность бурения и крепления по интервалам глубин

Номер обсадной колонны	Название колонны	Продолжительность крепления, сут.	Интервал бурения, м		Продолжительность бурения, сут.		
			от (верх)	до (низ)	Забойным двигателем	Роторным способом	Совмещенным способом
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Направление	1	0	45	-	1	-
2	Кондуктор	2	45	500	-	9	-
3	Промежуточная	3	500	2850	-	43	-
4	Пилотный ствол	3	2850	4550	-	50	-
5	Эксплуатационная колонна	3	2981	4249	40	-	-
	ИТОГО:	12			143		

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

Таблица 14.1 Средства механизации и автоматизации

№ пп	Наименование приспособлений и устройств	Шифр	Технические условия
1	2	3	4
1	Лебедка вспомогательная или безопасная шпилевая катушка с направляющим роликом.	БУ	1 шт.
2	Грузоподъемное устройство (кран, тельфер) с комплектом тарированных грузозахватных приспособлений	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
5	Отключатель привода буровой лебедки при перегрузке вышки, талевой системы	БУ	1 к-т
6	Якорь или крюк для вспомогательных работ	БУ	1 шт.
7	Механизм для крепления и перепуска неподвижной ветви талевого каната	БУ	1 к-т
8	Приспособление для правильной навивки талевого каната на барабан лебедки (успокоитель типа УТК-1 и др.)	ВА	1 шт.
9	Люлька передвижная типа	ВБ	1 к-т
10	Ролик предохранительный для якорного каната на втором поясе вышки	ВБ	1 шт.
11	Приспособление для установки ведущей трубы в шурф	БУ	1 к-т
12	Инструмент для замера износа замковых соединений бурильных труб	БУ	1 к-т
13	Устройство для безопасного выброса бурильных труб (желоб и т.п.)	БУ	1 к-т, (при отсутствии в комплекте приемного моста)
14	Приспособление для очистки от глинистого раствора труб при подъеме их из скважин	БУ	1 к-т
15	Предохранительное устройство против падения бурильных свечей в направлении привышечного сарая и приемного моста	БА	2 к-т
16	Система обогрева в зимнее время (паровой котел, электроколорифер и т.п.) подсвечника, подставки для бурильщика, ПВО	БУ	1 к-т
17	Крючок для подвески штропов	БУ	1 шт
18	Механизированный ключ буровой с приспособлениями для регулировки его высоты подвески	БУ	1 к-т
19	Пневматический раскрепитель бурильных труб	БУ	1 к-т
20	Машинные ключи с моментомером	БУ	1 к-т
21	Приспособление для завинчивания и отвинчивания долот	БУ	1 шт.
22	Блокирующие устройства, исключающие вращение ротора при поднятых клиньях ПКР, а также произвольное открывание дверей кожуха лебедки с ее приводом	БУ	по одному комплекту

продолжение таблицы 14.1

23	Сигнальное или переговорное устройство между постом бурильщика, люлькой верхового рабочего и насосным отделением	БУ	1 шт.
24	Камера и мониторы: Для слежения работы верхового рабочего Зона рабочий площадкой Зона лебедки Зона буровых насосов		
25	Устройство против разбрызгивания бурового раствора при СПО	БУ	1 шт.
26	Устройство для долива скважины при подъеме бурильных свечей (доливная емкость с уровнем)	БУ	1 к-т
27	Устройство для перемешивания бурового раствора в резервуарах	БУ	1 к-т
28	Комплект механизмов для очистки бурового раствора от твердых частиц и газонасыщения (вибросита, пескоилоотделители, дегазаторы и др.)	БУ	1 к-т
29	Комплект ключей во взрывобезопасном исполнении для фланцевых соединений превенторной установки	БУ	1 к-т
30	Пусковая задвижка с дистанционным управлением	БУ	1 к-т
31	Приспособление для снятия поршней со штоков буровых насосов и выемки втулок	БУ	1 к-т
32	Устройство для безопасной замены резинового разделителя для блока воздушных колпаков бурового насоса	БУ	1 шт.
33	Гидравлический съемник для выпрессовки седел клапанов буровых насосов	БУ	1 шт.
34	Автоматический сигнализатор уровня промывочной жидкости в емкости	емкость	1 шт на насос
35	Устройство по предупреждению перегрузки бурового насоса	насос	1 шт.
36	Ключ патронный для загибания втулочно-роликовых цепей	БУ	1шт.
37	Машинка для стягивания втулочно-роликовых цепей	БУ	1 шт.
38	Устройство, предупреждающее падение посторонних предметов в скважину	устье скважины	1 шт.
39	Комплект аварийного ловильного инструмента	БУ	1 к-т
40	Спасительное устройство для верховых рабочих в аварийных ситуациях	БУ	1 к-т (для буровых со спас, Устр.)
41	Влагоотделитель для пневмосистемы	БУ	1 к-т
42	Автоматическое устройство по отключению компрессоров	компрессор	1 к-т
43	Приспособление против скатывания труб со стеллажей (съемные упоры и др.)	БУ	1 к-т
44	Ограничитель напряжения холостого хода электросварочного трансформатора	электросварочный трансформатор	1 шт.

Примечание: Допускается работа буровой или отдельного его оборудования при замене перечисленных средств защиты их аналогами, не снижающими уровня безопасности труда.

Таблица 14.2 Средства контроля

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

Таблица 14.3 Средства диспетчеризации

№ пп	Наименование, а также тип, вид, шифр и т.д.	ГОСТ, ОСТ, МУ, ТУ, МРТУ и т.д. на изготовление	Количество, шт.
1	2	3	4
1	Радиостанция в режиме диспетчерской связи (спутниковая связь)	-	1
2	Электронная почта, радиостанция и сотовый связь	-	1

15. Критерии проектирования горизонтальных скважин

Горизонтальными называются такие скважины, которые вскрывают продуктивный пласт на интервале не менее чем вдвое превышающем толщину пласта. Такие скважины позволяют увеличить дебит нефти или газа, и что более существенно, повысить коэффициент отдачи пласта.

Разработка месторождений нефти и газа горизонтальными скважинами (ГС) значительно повышает нефтеотдачу пласта. Одним из критериев эффективности бурения ГС является сокращение числа добывающих скважин примерно в 4 раза. Оптимальное сочетание ГС с различными типами профилей, позволяет минимальным количеством скважин и кустовых площадок достичь требуемую схему разработки месторождения. Методика проектирования профиля ГС сводится к определению необходимого начального зенитного угла и расчета элементов отдельных участков профиля ствола. Исходными данными для расчета являются:

- глубина проектного горизонта по вертикали, м;
- глубина вертикального участка ствола, м;
- отклонение точки вхождения в пласт (ТВП) от вертикальной оси ствола, м;
- радиусы искривления ствола в плоскости начального (ПНИ) и конечного искривлений (ПКИ), м;
- начальный и конечный зенитные углы ствола скважины, град;
- изменение азимутального угла ствола скважины, град;
- длина горизонтального участка ствола, м.
- Применение горизонтальных скважин при добыче углеводородного сырья позволяет:
- повысить дебит скважин за счет увеличения поверхности фильтрации и зоны дренирования;
- снизить общее количество скважин;
- создать оптимальную систему разработки месторождения;
- повысить степень извлечения углеводородов за счет создания более интенсивных перетоков флюида, особенно в сложнопостроенных залежах;
- снизить обводненность нефти;
- восстановить, а в ряде случаев и повысить продуктивность месторождений, находящихся на поздней стадии разработки;
- существенно повысить степень активного воздействия на пласт с целью интенсификации притока флюида;

- повысить эффективность нагнетательных скважин с целью поддержания пластового давления;
- снизить затраты средств на природоохранные мероприятия;
- снизить удельные капитальные вложения на тонну добываемой нефти.

К числу некоторых недостатков горизонтальных скважин следует отнести:

- увеличение общего метража бурения по отдельной скважине;
- повышение себестоимости метра скважины;

Профили ГС можно условно разделить на следующие типы:

А -плоскостные, начальное и конечное искривление ствола ГС происходят в одной (апсидальной) плоскости;

Б - пространственные - конечное искривление ствола (набор конечных параметров положения ствола) происходит в плоскости, не соответствующей ПНИ.

Существует три основных типа конструкции забоя ННС и ГС:

1. Открытый забой (продуктивный объект не обсажен и не зацементирован) – применяется в устойчивых, сравнительно малой толщины низкопроницаемых породах; в открытый участок может быть установлен фильтр;

2. Закрытый забой (продуктивный объект полностью перекрыт, зацементирован с последующей перфорацией колонны) – применяется в достаточно хорошо проницаемых породах или при необходимости отдельной эксплуатации продуктивных горизонтов;

3. Забой смешанного типа, когда нижняя (или дальняя) часть продуктивного горизонта открыта или перекрыта фильтром, а верхняя – перекрыта обсадной колонной и зацементирована; такая конструкция часто применяется в горизонтальных скважинах. Последний вариант выбран техническим проектом для месторождения Сарыбулак.

При проектировании были изучены условия залежи, влияющие на все аспекты проекта на строительство горизонтальной скважины. Описание залежи будет определять соответствующий тип заканчивания скважины, положение горизонтального участка скважины в продуктивном пласте, допуски на заданный коридор и необходимость в пилотном стволе. Если в заданной точке входа скважины в пласт нет известных геологических реперов, для точного определения точки входа в пласт и заданной глубины горизонтального участка может потребоваться проводка пилотного ствола. Важно также определить, будут ли проблемы с устойчивостью ствола скважины. Это повлияет на проектирование заканчивания скважины и план бурения. Схема заканчивания должна быть определена на этом этапе работ. Схема заканчивания должна соответствовать области применения и быть совместимой с условиями залежи. Необходимо учитывать и требования капитальных ремонтов в дальнейшем. В частности, возможно, появится необходимость

изолировать отдельные интервалы для интенсификации притока или прекратить поступление в продукцию скважины нежелательных флюидов. Выбор схемы заканчивания скважины будет влиять на диаметр скважины и интенсивность набора зенитного угла или радиус искривления скважины. После определения схемы заканчивания скважины может быть завершена, и конструкция скважины в целом. Конструкция скважины должна быть рассчитана на то, чтобы обсадить все зоны осложнений еще до бурения горизонтального участка. Ограничения, накладываемые вскрываемым объектом, должны быть выяснены до разработки профиля скважины. Ограничения должны основываться на исходных данных о характеристике залежи и границах арендуемой территории. Определение параметров заданного объекта должно учитывать также и такие исходные данные, как точность инклинометрии и возможности управления траекторией скважины. Точность проводки скважины значительно повышается при наличии геологических реперов. Геологические реперы могут использоваться для определения глубины залегания заданного объекта. Если такие реперы отсутствуют, вопрос о глубине расположения горизонтального участка является решающим. Для того, чтобы лучше определить глубину залегания объекта, целесообразно серьезно рассмотреть вопрос о бурении пилотного ствола.

15.1. ПИЛОТНЫЕ (ПРЕДВАРИТЕЛЬНО ПРОХОДИМЫЕ) СТВОЛЫ

Пилотный (или предварительно проходимый) ствол следует предусматривать в том случае, когда нужно снизить неточность в определении глубины скважины по вертикали (TVD). Пилотные стволы могут быть очень полезны и в том случае, когда мало известны детали строения залежи. Такими случаями могут быть:

- Ненадежность геологических реперов;
- Относительно малая толщина продуктивного пласта;
- Скважина должна быть пройдена близко к контакту флюидов

Если ошибки определения глубины скважины по вертикали (TVD) геофизическими исследованиями, накопленные от поверхности, становятся слишком большими по сравнению с толщиной вскрываемого объекта, следует пробурить пилотный ствол. Проходка пилотного ствола снижает ошибку геофизических измерений глубины скважины по вертикали (TVD) между пилотным стволом и горизонтальным участком. Это позволяет более точно и уверенно определить положение горизонтального участка. Бурение пилотного ствола снижает неточность в определении глубины скважины по вертикали (TVD) относительно геологического репера/залежи/контактов углеводородов.

Пилотный ствол может быть пробурен под любым зенитным углом. Самым дешевым будет вертикальный ствол, но он даст самую плохую корреляцию с заданной

точкой входа в продуктивный пласт для горизонтального участка, так как расстояние по горизонтали между этими точками максимально. Особенности строения залежи являются важными факторами при определении оптимального зенитного угла пилотного ствола. В частности, угол между пилотным стволом (или любой конкретный угол) и горизонтальным участком являются основным фактором в определении относительной разницы глубины залегания продуктивного пласта по вертикали (TVD) между пилотным стволом и горизонтальным участком. Важным вопросом является то, насколько хорошо известен угол между двумя стволами (например, постоянен ли он?), а не то, каков он на самом деле.

Некоторые представления о строении залежи, включая изменения угла падения пласта горных пород, дают результаты сейсморазведки. Однако, точность определения угла падения пласта по сейсмическим данным будет, вероятно, неадекватна требованиям значительного снижения неточности определения TVD, если расстояние по горизонтали между пилотным и горизонтальным стволами велико. Другим источником являются данные по соседним скважинам, если они пробурены и если в них спустили наклонмер.

Другим соображением, касающимся зенитного угла пилотного ствола, является длина ствола, которая должна быть перебурена, чтобы вывести ствол на горизонталь после установки цементного моста. Это может быть главным условием в случае плохой буримости пород.

В заключение следует сказать, что пилотные скважины не панацея от всех бед. Однако они могут предотвратить некоторые дорогостоящие ошибки, если их правильно спроектировать и пройти.

15.2. ВЫБОР БУРОВОГО РАСТВОРА

Детальную программу работ по бурению начинают разрабатывать после составления профиля скважины. При составлении программы буровых работ имеется много своих тонкостей и возможны разные подходы.

При разработке программы бурения прежде всего должны быть рассмотрены вопросы выбора и приготовления буровых растворов. В процессе бурения горизонтальных скважин, скважин, объединенных в кусты при забурировании вторых стволов часто используют несколько буровых растворов. Основное назначение бурового раствора меняется в зависимости от того, какой участок находится в бурении. Для участка набора зенитного угла в первую очередь принимают во внимание очистку скважины и устойчивость ствола.

Вопросы очистки скважины, устойчивости стенок ствола и загрязнения продуктивного пласта важны в процессе бурения горизонтального участка. Буровой

раствор при бурении горизонтального участка должен быть выбран так, чтобы свести до минимума загрязнение продуктивного пласта и обеспечить надлежащую очистку скважины и устойчивость стенок. Для длинных горизонтальных участков буровой раствор должен обеспечивать низкий коэффициент трения, чтобы уменьшить крутящий момент и усилия сопротивления при поступательном движении колонны.

15.3. ПРОЕКТИРОВАНИЕ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ

Бурильная колонна занимает важное место в проекте на горизонтальное бурение. Ее оптимизация невозможна до тех пор, пока не выбраны профиль скважины и тип бурового раствора.

15.4. ГИДРАВЛИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ ПРОМЫВКИ СКВАЖИНЫ

После проектирования бурильной колонны должны быть выполнены гидравлические расчеты для выбора насадок буровых долот. Гидравлические расчеты следует провести так, чтобы гарантировать надлежащую очистку скважины и оптимальную характеристику забойных двигателей. Может оказаться необходимым принять компромиссное решение при расчете гидравлики долота, чтобы удовлетворить первым двум критериям.

15.5. ВЫБОР КОМПОНОВОК НИЗА БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ (ВНА)

Выбор компоновок (ВНА) в процессе проектирования скважины помогает составить список инструмента, необходимого для работ; на скважине. Список оборудования, помимо проектных компоновок, должен включать пару запасных компоновок на случай непредвиденных обстоятельств (ВНА), способных обеспечить более высокую интенсивность набора зенитного угла. Это обеспечит бурение скважины имеющимся на буровой инструментом и исключить необходимость срочной доставки инструмента во время бурения. Это уменьшит вероятность простоев, связанных с ожиданием инструмента. Естественно, если склад расположен недалеко от буровой, необходимости в дополнительном инструменте непосредственно на буровой может и не быть.

16. ЛИКВИДАЦИЯ И КОНСЕРВАЦИЯ СКВАЖИН

16.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Проектные технологические и технические решения по ликвидации и консервации горизонтальной скважины № С-311 глубиной по стволу 4249 м на месторождении Сарыбулак предусматривают обеспечение промышленной безопасности, сохранение скважины на весь период эксплуатации, обеспечение безопасности жизни и здоровья людей, охрану окружающей природной среды.

Скважина может быть, законсервирована или ликвидирована по завершению строительства по инициативе ТОО «Тарбагатай Мунай». Ответственность за качество и своевременность проведения работ по консервации и ликвидации скважины, сохранность скважины, проверку ее состояния несет ТОО «Тарбагатай Мунай».

ТОО «Тарбагатай Мунай» вправе, на договорной или иной правовой основе, делегировать право подготовки документации и проведения работ по консервации, ликвидации скважины предприятиям, привлекаемым им для выполнения подрядных работ, при наличии у предприятий лицензии на соответствующий вид деятельности. Во всех случаях право контроля и ответственность за охрану недр и рациональное использование природных ресурсов остаётся за ТОО «Тарбагатай Мунай».

Структура и состав проектной документации по консервации и ликвидации скважины определены в соответствии с действующими нормативными требованиями.

За основу расчетов по ликвидации скважин приняты проектные решения по скважине на месторождении Сарыбулак по пластовым давлениям, по конструкции скважины и испытанию продуктивных горизонтов. Ликвидация и консервация скважины должны производиться с учетом фактических условий строительства скважин.

По результатам геофизических исследований, анализу кернового материала, опробованию интервалов залегания продуктивных горизонтов пластоиспытателем на бурильных трубах в открытом стволе определяется целесообразность спуска эксплуатационной колонны. По этим же критериям определяется целесообразность ликвидации или консервации скважины.

Работы по консервации и ликвидации скважины с учетом результатов проверки её технического состояния проводятся по планам изоляционно-ликвидационных работ, обеспечивающим выполнение проектных решений, а также мероприятий по промышленной безопасности, охране недр и окружающей среды.

16.2. ЛИКВИДАЦИЯ СКВАЖИНЫ

Технологические и технические решения по ликвидации скважины.

Основным решением по ликвидации скважины является установка цементных мостов с учетом горно-геологических особенностей разреза. Высота цементных мостов и места их установки в скважине определены в соответствии «Правила ликвидации и консервации объектов недропользовании».

Рассматриваемые варианты ликвидации скважины:

Вариант 1. Скважина доведена до проектной глубины, спущен эксплуатационная колонна Ø 168,3 мм, 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 промышленных запасов углеводородов скважина подлежит ликвидации, как достигшая нижнего предела дебитов, установленных технологической схемой разработки или инструкцией по обоснованию нижнего предела рентабельности эксплуатационных 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 колонны по геологическим причинам.

Устанавливаются ликвидационные цементные мосты при спущенной эксплуатационной колонне Ø 168,3 мм, а также без нее:

Против интервала залегания продуктивного горизонта, при этом высота цементного моста над верхней границей должна быть не менее 20 м;

Учитывая выше сказанное, предусматривается установка следующих ликвидационных цементных мостов (согласно табличных данных 4.19)

Схема ликвидации скважины:

Вариант 1 – спущена эксплуатационная колонна Ø 168,3 мм, устанавливаются цементные мосты:

- мост № 1, 2, 3 в интервалах перфорации;

Вариант 2 – без спуска эксплуатационного «хвостовика» Ø 168,3 мм, устанавливаются цементные мосты:

- мост № 1, 2, 3 в интервалах продуктивных горизонтов и на границах залегания пластов с минерализованными водами;

- мост № 4 –перекрытие предыдущего башмака колонны Ø 245 мм;

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

16.3. ПОРЯДОК ОРГАНИЗАЦИИ РАБОТ ПО ЛИКВИДАЦИИ СКВАЖИНЫ

Все работы по ликвидации скважины проводятся в соответствии с планами работ, составленными на основании проектных решений с учетом фактических данных, согласованными с территориальными органами Департамента промышленной безопасности.

В плане ликвидационных работ должна быть представлена информация о фактическом состоянии скважины, предусмотрены все работы по установке цементного моста, испытанию его на прочность разгрузкой и гидравлической опрессовкой (если необходимо по проекту), работы по оборудованию устья скважины и рекультивации земли с указанием ответственных исполнителей, мероприятий по промышленной безопасности, охране недр и окружающей природной среды.

При установке цементных мостов предусматриваются следующие технологические особенности:

- способ установки цементного моста – на равновесие,
- метод установки – с контролем по объему,
- заливочная колонна - НКТ-73 –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 цементного раствора;
- 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 №2», 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. Компонентный состав бурового раствора приведён в таблице 7.3.

При завершении подъёма заливочной колонны необходимо заполнить верхнюю часть скважины (10м) 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 завершённым.

Вокруг устья скважины оборудуется площадка размером 1х1х1м с ограждением. На ограждении устанавливается металлическая табличка с указанием номера скважины, месторождения, ТОО «Тарбагатай Мунай» и даты окончания бурения, а также надпись.

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 заверяется печатью и подписью руководства ТОО «Тарбагатай Мунай».

16.4. КОНСЕРВАЦИЯ СКВАЖИНЫ

Технологические и технические решения по консервации скважины

Консервация скважины на период обустройства предусматривается после окончания строительства со спущенной эксплуатационной колонной при наличии промышленных залежей углеводородов. Срок консервации предусмотренный проектом- свыше 1 года.

После проведения комплекса работ по испытанию скважины, получения положительного результата по продуктивности, принятия решения о консервации, скважина глушится. Скважина заполняется раствором.

Предусматривается установка цементного моста высотой 60 м и с подошвой моста на 10 м выше верхних отверстий перфорации. Порядок работ при установке консервационного моста аналогичен описанному выше порядку при установке ликвидационных мостов.

НКТ поднимается над цементным мостом не менее чем на 10 м или извлекается из колонны. Верхняя часть скважины в трубном НКТ и затрубном пространствах, заполняется дизельным топливом в качестве незамерзающей жидкости прямой и обратной циркуляцией в интервале 0 – 10 метров. Законсервированная скважина должна быть заполнена раствором, обработанным нейтрализатором сероводорода.

Устье скважины оборудуется фонтанной арматурой предусмотренной проектом. Штурвалы задвижек арматуры консервируемой скважины должны быть сняты, крайние фланцы задвижек оборудованы заглушками, манометры сняты и патрубки загерметизированы. Устье должно быть ограждено. На ограждении устанавливается металлическая табличка с указанием номера скважины, месторождения, ТОО «Тарбагатай Мунай» и даты окончания бурения. Проводится рекультивация земельного отвода.

17. Технология установки аварийного цементного моста

Для мостов при ликвидации поглощений или флюидопроявлений в процессе углубления скважины требования к типу цемента по статической температуре и коррозионной стойкости не обязательны.

Высота цементного моста H , м принимается равной наибольшей величине, рассчитанной по формулам:

$$\left. \begin{aligned} H &= \frac{Q}{\pi \tau d} \\ H &= 0,785 \frac{\Delta P}{\tau D} \\ H &= \frac{\Delta P}{\text{град}.P} \end{aligned} \right\}$$

где:

Q - максимальная заданная механическая нагрузка на мост при испытании на несущую способность, кН;

D - осредненный диаметр скважины в интервале установки моста, м;

ΔP - максимальная депрессия (репрессия) на мост при испытании или вследствие взаимодействия между пластами под и над мостом с различными градиентами давлений, кПа;

τ - допустимые касательные напряжения сдвига моста, кН/м²;

$\text{град}.P$ - начальный градиент фильтрации тампонажного камня, кПа/м.

Величины $\text{град}.P$ и τ для случаев применения буферной жидкости и портландцемента ориентировочно составляют соответственно в обсаженной скважине 2000 и 500, в открытом стволе - 1000 и 60; могут уточняться для других случаев экспериментально.

Расчет глубины установки заливочных труб при установке моста в поглощающей скважине.

При статическом уровне промывочной жидкости ниже устья при отсутствии циркуляции:

$$l_3 = l_m - h - \frac{H(\rho_{\text{ц}} - \rho_{\text{жс}})}{\rho_{\text{жс}}} - \frac{qt}{0,785D^2}$$

где:

l_3 - глубина установки заливочных труб, м;

l_m - проектная глубина подошвы моста, м;

h - глубина статического уровня по данным бурения, м;

H - проектная высота цементного моста, м;

$\rho_{ц}, \rho_{жс}$ - соответственно плотности цементного раствора и промывочной жидкости, кг/м³ (наличием буферной жидкости в первом приближении пренебрегаем);

q, t - интенсивность поглощения при продавливании цементного раствора в затрубное пространство, м³/с, и продолжительность продавливания, соответственно.

При наличии избыточного давления ΔP_n начала поглощения после остановки циркуляции.

При отсутствии поглощения в процессе продавливания тампонажного раствора и соблюдении условия:

$$H \leq \frac{\Delta P_n}{g(\rho_{ц} - \rho_{жс})}$$

заливочные трубы устанавливаются на глубине $l_3 = l_m$,

где g - ускорение свободного падения, м/с².

При наличии поглощения и соблюдении условия (Л.3):

$$l_3 = l_m - \frac{qt}{0,785D^2}$$

Значения q и ΔP_n определяются по наблюдениям в процессе бурения скважины.

Установка баритовой пробки при ликвидации газонефтеводопроявлений в скважине.

Высота баритовой пробки h_6 , закачиваемой перед установкой цементного моста для проведения работ по ликвидации ГНВП, рассчитывается по приближенной формуле:

$$h_6 = \frac{\Delta P_e}{0,042}$$

где ΔP_e - избыточное давление, МПа, необходимое для уравнивания пластового давления и гидростатического давления столба бурового раствора в скважине.

При $h_6 < 50$ м по (Л.5) принимается $h_6 = 50$ м.

Объемы тампонажного раствора $V_{ц}$, м³, и продавочной жидкости $V_{п}$, м³, для установки цементного моста рассчитываются по уточненным формулам:

$$V_{\text{ц}} = 0,785HD^2 + V_3(0,02 + C_1 + C_2 + C_3)$$

$$V_{\text{п}} = V_3 - \frac{V_3}{l_3}H - V_3(C_1 + C_3) - V_{\delta_2}$$

где:

V_3 - объем заливочных труб, м³;

C_1 - коэффициент «потерь» тампонажного раствора на стенках труб;

C_2, C_3 - коэффициенты «потерь» тампонажного раствора на смешивание с контактирующими жидкостями соответственно на нижней и верхней границах; при применении верхней продавочной пробки $C_1 = C_3 = 0$.

$$V_{\delta_2} = V_{\delta_1} \frac{d_1^2}{D^2 - d_2^2}, \text{ м}^3$$

$$V_{\delta_1} = C_4V_3 + 0,785C_5D^2H$$

где:

C_4, C_5 - коэффициенты потерь буферной жидкости при ее движении по заливочным трубам и затрубному пространству;

d_1, d_2 - внутренний и наружный диаметры заливочных труб, м.

18. Техника безопасности, промышленная санитария и противопожарная техника, промышленная безопасность, гражданская оборона и ЧС

18.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Бурение и испытание строящихся по данному рабочему проекту скважин должно осуществляться при условии строгого выполнения требований «Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности»

Для создания безопасных условий труда при строительстве скважин необходимо оснастить буровые установки техническими средствами (устройствами и приспособлениями), позволяющими устранить опасные и трудоемкие производственные факторы, а также обеспечить рабочий и инженерно-технический персонал необходимой нормативно-технической документацией по безопасности труда. Для обеспечения безопасности работающих на случай пожара при строительстве скважины каждая строящаяся буровая должна быть обеспечена первичными средствами пожаротушения и нормативно-технической документацией по пожарной безопасности.

Для организации безопасного ведения работ при строительстве скважин инженерно-технический и рабочий персонал должен быть обеспечен нормативно-технической документацией по безопасности труда. Инженерно-технические работники должны быть обеспечены всей действующей нормативно-технической документацией по безопасности труда.

Расследование и учёт несчастных случаев на производстве ведётся в соответствии с Приказом Министра здравоохранения и социального развития Республики Казахстан от 28 декабря 2015 года № 1055. «Об утверждении форм по оформлению материалов расследования несчастных случаев, связанных с трудовой деятельностью 1.15.2 Пожарная безопасность»

18.2. КЛАССИФИКАЦИЯ ВЗРЫВООПАСНЫХ ЗОН

Согласно п. 443 «Правил обеспечения промышленной безопасности...» при выборе электрооборудования и электроаппаратуры для объектов нефтегазового комплекса следует руководствоваться следующей классификацией взрывоопасных зон:

Зона 0 - пространство, в котором постоянно или в течение длительного периода времени присутствует взрывоопасная смесь воздуха или газа, в. ч. зоны В-1 и В-1г (по ПУЭ №230 от 20.03.2015), расположенные в помещениях, в которых выделяются горючие газы или пары легковоспламеняющихся жидкостей в таком количестве с такими свойствами, что

они могут образовывать с воздухом взрывоопасные смеси при нормальных режимах работы, а также пространства у наружных установок:

- технологических установок, содержащих горючие газы и легко воспламеняющиеся жидкости;
- наземных и подземных резервуаров с легко воспламеняющимися жидкостями или горючими газами;
- эстакад для слива и налива легко воспламеняющихся жидкостей;
- открытых нефтеловушек, прудов, отстойников;
- пространства у проемов за наружными ограждающими конструкциями помещений с взрывоопасными смесями классов В1 и В1а, а также устройств выброса воздуха из вытяжной вентиляции.

Помещения и пространства:

- закрытые помещения, в которых установлены открытые технические устройства, аппараты, емкости или имеются выходы для паров нефти и легко воспламеняющихся газов, а также каналы, шахты, где возможны выходы и накопления паров нефти или горючего газа, огороженные подроторные пространства буровых установок;
- открытые пространства радиусом 1,5 м вокруг открытых технических устройств, содержащих нефть, буровой раствор, обработанный нефтью, нефтяные газы или другие легко воспламеняющиеся вещества, вокруг устья скважины, а также вокруг окончания труб, отводящие попутные и другие легко воспламеняющиеся газы;
- пространства внутри открытых и закрытых технологических устройств и емкостей, содержащих нефть, буровой раствор, обработанный нефтью, нефтяные газы, другие легко воспламеняющиеся вещества;
- закрытые помещения для хранения шлангов для перекачки легко воспламеняющихся жидкостей.

Зона 1 - пространство, в котором при нормальных условиях работы возможно присутствие взрывоопасной смеси воздуха или газа, в т. ч. зоны В1а и В1б, расположенные в помещениях, в которых при нормальной эксплуатации взрывоопасные смеси газов или паров легко воспламеняющихся жидкостей с воздухом не образуются, а возможны только при авариях или неисправностях.

Помещения и пространства:

- закрытые помещения, в которых установлены закрытые технологические устройства, оборудование, аппараты, узлы регулирующих, контролирующих, 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.

-открытые пространства:

-радиусом 1,5 м от зоны 0 открытых пространств вокруг окончания труб, отводящих попутные газы, и радиусом 3,5 м от зоны 0 вокруг открытых емкостей, выбросит;

-вокруг любых отверстий (двери, окна и пр.) из помещений зон 0 и 1, ограниченные расстоянием 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 2 - пространство, в котором маловероятно появление взрывоопасной смеси воздуха или газа, а в случае ее появления эта смесь присутствует в течение непродолжительного периода времени.

-пространство под ротором, ограниченное цилиндром радиусом 3 м от оси скважины, на всю высоту до низа при открытом подроторном пространстве;

-пространство вокруг буровой вышки, при открытом и огражденном подроторными пространствами в соответствии с классом и границами;

Примечание: Помещение буровой лебедки, отделенное от подроторного пространства и буровой площадки стеной, является взрывобезопасным.

-открытые пространства вокруг закрытых и открытых технических устройств, оборудования в соответствии с классом и границами зон взрывоопасности;

-полузакрытые пространства, в которых расположена фонтанная арматура, в пределах ограждения;

-открытые пространства вокруг окончания отводов газов (паров) из закрытых технологических устройств, емкостей, аппаратов в соответствии с классом и границами зон взрывоопасности;

-полузакрытые пространства, в которых установлены технические устройства, оборудование, аппараты, узлы отключающих устройств, содержащих нефть, буровой раствор, обработанный нефтью, нефтяные газы или легковоспламеняющиеся жидкости в пределах ограждения;

-пространства вокруг агрегата для ремонта скважин.

Любые закрытые помещения, имеющие сообщение с взрывоопасными зонами классов 0 и 1, считаются взрывоопасными. Класс их взрывоопасности соответствует классу взрывоопасности сообщаемой зоны.

В пределах одной зоны разрывы между объектами не нормируются и принимаются из условий обеспечения безопасности, удобства обслуживания, производства монтажных и ремонтных работ.

Буровая установка и привышечные сооружения имеют характеристику среды по взрывной, взрывопожарной опасности и по группам производственных процессов, приведенную в таблице 18.2

Таблица 18.1 Классификация основных сооружений и установок по взрыво - и пожароопасности

№ п/п	Наименование сооружений и установок	Класс взрывоопасности	Категория и группа взрывоопасной смеси	Категория молниезащиты
	Устье бурящейся скважины до обшивки	зона 2	ПА-Т1	2
	Вибросито	зона 2	ПА-Т1	2
	Машинно-насосный блок	зона 2	ПА-Т1	2
	Емкости для дизтоплива	зона 1-2	ПА-Т1	3
	Емкости для смазочного и отработанного масла	зона 1-2	ПА-Т3	3
	Емкости для нефти	зона 1-2	ПА-Т3	2
	Котельная	зона 1	ПА-Т3	2
	Электростанция	зона 1	ПА-Т3	2

18.3. ПОЖАРНАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ НА ОБЪЕКТАХ

Аварийная электростанция

Аварийная электростанция с приводом от ДВС размещена в специальном блоке, который должен быть построен из трудно сгораемых материалов. В помещении, предназначенном для ДВС, запрещается хранить топливо и обтирочный материал. Топливные резервуары для ДВС расположены на расстоянии более 55 м от наружных стен зданий и сооружений буровой. Топливопровод имеет 2 запорных устройства, одно из которых расположено у топливных резервуаров, а другое - у дизельного помещения на расстоянии не менее 5 м от его укрытия внешней стороны. Топливные емкости должны иметь обваловывание, достаточное для предотвращения разлива топлива и масла на территории буровой и под агрегатные помещения во время их перекачки.

Выхлопные газы ДВС должны удаляться на расстояние не менее 15 м от устья скважины и не менее чем на 1,5 м выше конька крыши приводного блока (при вертикальной прокладке выхлопного трубопровода). Выхлопные трубы оборудованы искромаслоуловителями, а схема отводов выхлопных газов исключает их попадание на рабочие места буровой. В местах прохода через стены, пол, крышу помещений выхлопные трубы монтируются в герметизирующих устройствах, изготовленных из негорючих материалов с пределом огнестойкости не менее 0,75 часа.

Жилые, бытовые и административные помещения

Жилые, бытовые и административные вагон-дома располагаются на расстоянии не менее 70 м от устья скважины.

До вскрытия продуктивного пласта в производственных помещениях и в рабочих зонах наружных установок, где возможно выделение взрывоопасных паров и газов, организуется постоянный контроль воздуха. Периодичность контроля воздуха перед вскрытием и при бурении продуктивного пласта не реже чем раз в смену, а при газопроявлении скважины, не реже, чем через 2 часа (рабочая площадка, машинно-насосный блок).

Режим работы вентиляции от момента вскрытия продуктивного горизонта до окончания строительства скважины должен быть постоянным.

Автоматическая система сигнализации должна выдавать предупредительный сигнал при концентрации нефтяных паров и газов 20% от нижнего предела воспламенения.

Для предотвращения внезапного поступления в воздух больших количеств взрывоопасных веществ в машинно-насосном блоке предусмотрена аварийная вентиляция, которая включается по сигналу газоанализаторов при образовании концентраций в количестве 20% нижнего предела взрывоопасности. Автоматические газоанализаторы блокируются также с устройствами сетевой и звуковой сигнализации, оповещающий персонал о наличии в помещении концентраций паров и газов, превышающих ПДК или достигших 20% нижнего предела взрываемости.

Промыслово-геофизические работы

Запрещается для промыслово-геофизических работ пользоваться электросетью напряжением более 380 В. Запрещается проводить промыслово-геофизические работы во время грозы, а также в газифицирующих и поглощающих скважинах.

Перед проведением промыслово-геофизических работ необходимо проверить изоляцию электрооборудования и исправность устройства защитного заземления буровой установки или скважины. Обязательно наличие металлической связи между заземляющими устройствами скважины и источником питания, к которому подключают геофизические токоприемники.

Инструменты и материалы, не имеющие непосредственного отношения к промыслово-геофизическим работам, должны быть убраны с устья скважины, а рабочая площадка, приемные мостики и подходы к ним очищены от бурового раствора и мазута.

Для подключения промыслово-геофизического оборудования к силовой или осветительной сети должна быть предусмотрена, постоянно установленная, штепсельная розетка с заземляющим контактом в исполнении, пригодным для наружной установки.

После установки на рабочих площадках и до полного окончания работ на скважине металлические кузова каротажного подъемника и лаборатории должны быть заземлены. Заземление должно осуществляться путем присоединения отдельных заземляющих проводников от подъемника и лаборатории к заземляющему устройству скважины. После окончания работ все источники электропитания должны быть отключены.

Запрещается при проведении промыслово-геофизических работ пользоваться открытым огнем при отоплении задвижек, труб, фланцев и других деталей устьевой арматуры и геофизического оборудования. В случае замерзания ролика, отводной линии или другого оборудования отогревать его следует паром или горячей водой.

При газовом каротаже при высоких показаниях приборов, дежурный оператор должен немедленно предупредить буровую бригаду о возможности газового выброса, а в случае его возникновения принять меры к отводу станции в безопасное место.

Освоение скважины

Обязка устья фонтанирующей скважины, ее коммуникации (емкости, амбары и пр.) должны быть подготовлены к приему продукции скважины до перфорации эксплуатационной колонны. Не допускается устройство стока газоконденсата в общие амбары и ловушки по открытым канавам. Прострелочно-взрывные работы в скважине следует производить в присутствии геолога бурового предприятия. Перед прострелочно-взрывными работами противовыбросовое устьевое оборудование тщательно проверяется и опрессовывается на давление, равное пробному фонтанной арматуры. После установки на устье противовыбросовое оборудование вновь опрессовывается на расчетное давление. Результаты испытания оформляются актом.

Сборку фонтанной арматуры производят полным комплектом шпилек с прокладками, предусмотренными техническими нормами на постановку арматуры.

В процессе освоения фонтанной скважины спускать и поднимать насосно-компрессорные трубы разрешается только при наличии около скважины задвижки с переводной катушкой и патрубком или установленного малогабаритного превентора, соответствующих максимальному давлению, ожидаемому на устье скважины. В случае нефтегазопрооявлений в скважине, а также в случае аварийного отключения освещения в темное время суток при спуске или подъеме труб следует немедленно установить на устье указанную задвижку и прекратить дальнейшие работы, либо герметизировать устье скважины при помощи малогабаритного превентора. Устье скважины герметизируется при длительных остановках.

При испытании скважины с помощью передвижного компрессора, последний устанавливается на расстоянии не менее 25 м от устья скважины с подветренной стороны.

Согласно «Правил обеспечения промышленной безопасности...» использование воздуха для снижения уровня жидкости при вызове притока запрещается.

Запрещается после вызова притока закрывать выкидную линию скважины, пока не будет извлечена вся аэрированная жидкость.

Во время испытания на всех дорогах, проходящих вблизи скважины или ведущей к ней, на расстоянии не менее 250 м (в зависимости от направления и силы ветра) выставляются посты и устанавливаются знаки, запрещающие проезд, курение и разведение огня.

При продувке скважины и замерах двигателя буровой установки и находящиеся около скважины автомобили и тракторы должны быть заглушены, а топки котлов - потушены.

У места установки пожарных гидрантов устанавливается световой или флуоресцентный указатель с нанесенным буквенным индексом «ПГ», цифровыми значениями расстояния в метрах от указателя до гидранта и внутренним диаметром трубопровода в мм.

В зимнее время пожарные гидранты необходимо утеплять во избежание замерзания.

Пожарные гидранты следует не реже, чем через 6 месяцев подвергать техническому обслуживанию и проверять на работоспособность посредством спуска с регистрацией результатов проверки в специальном журнале.

Любые закрытые помещения, имеющие сообщение с взрывоопасными зонами классов 0 и 1 (двери, окна, вентиляционные отверстия и т.п.), считаются взрывоопасными. Класс их взрывоопасности соответствует классу взрывоопасности сообщаемой зоны.

В пределах одной зоны разрывы между объектами не нормируются, и принимаются из условий обеспечения безопасности, удобства обслуживания, производства монтажных и ремонтных работ.

Емкости ГСМ, буровая площадка

Топливные емкости для хранения ГЖ и ЛВЖ размещаются на площадке, имеющие более низкие отметки высот, чем отметки основных производств и жилого поселка. Площадка имеет обваловывание, достаточное для предотвращения разлива топлива и масла на территории буровой в случае аварии.

Сливные и наливные трубопроводы должны подвергаться регулярному осмотру и предупредительному ремонту. Обнаруженная в сливно-наливных устройствах течь должна быть немедленно устранена. Если это невозможно, неисправная часть должна быть отключена.

Для защиты от вторичных проявлений молний и разрядов статического электричества вся металлическая аппаратура, резервуары, сливно-наливные устройства и т.п., расположенные как внутри помещений, так и вне должны быть заземлены.

Заземляющие устройства, предназначенные для защиты персонала от поражения током промышленной частоты или для молниезащиты, используются и для отвода статического электричества.

Одиночные емкости, аппараты и агрегаты присоединяются к общей цепи с помощью отдельного ответвления.

Категорически запрещается налив в резервуары, цистерны и тару ЛВЖ и ГЖ свободно падающей струей. Закачка и налив производятся только под уровень жидкости в емкости.

Проверять заземление с помощью приборов необходимо не реже одного раза в год и после каждого ремонта оборудования.

При строительстве буровой в лесных массивах предусматривается полностью очищать от деревьев и кустарников площадь в радиусе не менее 60 м от скважины. В течение пожароопасного сезона необходимо содержать территорию буровой очищенной от древесного хлама и других легковоспламеняющихся материалов.

Противопожарные мероприятия при ликвидации нефтяного выброса и открытого фонтана при бурении нефтяных и газовых скважин следует производить в соответствии с «Инструкцией по организации и безопасному ведению работ при ликвидации открытых газовых и нефтяных фонтанов».

18.4. ОРГАНИЗАЦИОННЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ ПОЖАРНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ

Проектом предусматривается выполнение требований «Правила пожарной безопасности».

Проектом предусматривается использование буровой установки, объектов обеспечения (дизельной электростанции, склада ГСМ, блока приготовления и очистки раствора), открытых стоянок для тампонажной и каротажной техники.

Буровая, в том числе здания силового блока и МНО, в котором расположены приёмные ёмкости бурового раствора и открытые желоба, оборудуются системой автоматической пожарной сигнализации с установкой датчиков и выводом сигнала на пульт бурильщика и приточно-вытяжной вентиляцией с автоматическим включением от стационарных газоанализаторов при концентрации углеводородов в воздухе помещения выше ПДВК (предельно допустимых взрывобезопасных концентраций).

В блоке очистки, емкостном и насосном блоках предусмотрен автоматический сигнализатор газа типа АСГ-1.

В жилищно-бытовых помещениях (вагон-домики, вагон-сушилка, вагон-столовая) устанавливаются датчики задымления типа ИПМ 212-50М.

В качестве сигнализирующих и оповещающих устройств используются сирены и звонки громкого боя, автоматические пожарные извещатели типа ИП 103-А2-1М, ИП 212-ЗСУ и др.

В котельную вода поступает по трубопроводу диаметром не менее 50мм.

Второй трубопровод с условным диаметром не менее 50мм прокладывается от водяной скважины к буровой, по которому вода поступает

на выщечный блок, систему очистки и приготовления промывочной жидкости и насосный блок.

Гидранты устанавливаются на водяной трубе диаметром 60 мм с вентилем и полугайкой типа БС около выщечного блока со стороны задней стенки, в насосном сарае, а также в здании котельной установки.

Расход воды для буровой установки должен быть не менее 20 л/спри давлении 0,4...0,5 МПа, с установкой соответствующего насоса.

На буровой должна находиться инструкция для «боевого расчёта» бригады, с указанием конкретных действий каждого члена буровой вахты на случай пожара. Обучение практическим навыкам производится на тренировках, проводимых по специальному плану.

18.5. ОСНОВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ И МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРОМЫШЛЕННОЙ САНИТАРИИ И ГИГИЕНЕ ТРУДА

Для обеспечения безопасных условий труда при строительстве и выполнения основных требований по промышленной санитарии и гигиене труда рабочий персонал должен быть обеспечен средствами защиты работающих: санитарно-бытовыми помещениями, средствами индивидуальной защиты (спецодеждой, спецобувью и др.), средствами защиты от шума и вибрации, средствами защиты органов дыхания, а также средствами контроля воздушной среды и необходимым уровнем освещенности.

Выдача спецодежды, спецобуви и других индивидуальных средств защиты регламентирована типовыми отраслевыми нормами. Согласно указанным документам весь рабочий персонал, участвующий в строительстве скважины должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты, представленными в таблице 18.2.

Учитывая, что в процессе бурения работающие подвергаются воздействию повышенного шума и вибрации и, в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.003-2014 и ГОСТ 12.1.012-2004 по ограничению действующих уровней шума и вибрации, буровая установка должна быть оснащена коллективными средствами снижения уровня шума и вибрации, представленными в таблице 18.3.

Рабочие места, объекты, проезды и проходы к ним, подходы и переходы в темное время суток должны быть освещены.

Искусственное освещение выполняется в соответствии с требованиями ПУЭ и строительных норм и правил, установленных СНиП РК 2.04-05-2002 ЕСТЕСТВЕННОЕ И ИСКУССТВЕННОЕ ОСВЕЩЕНИЕ.

Исполнение, класс изоляции электрооборудования и способы его установки должны соответствовать номинальному напряжению сети и условиям окружающей среды.

При производстве работ необходимо предусмотреть следующие виды освещения: рабочее и аварийное. Рабочее освещение должно быть предусмотрено во всех помещениях и на неосвещаемых территориях для обеспечения нормальной работы, прохода людей и движения транспорта во время отсутствия или недостатка естественного освещения, аварийное освещение для продолжения работ должно быть предусмотрено для рабочих поверхностей, нормы освещенности которых представлены в таблице 18.4.

Для общего освещения помещений основного производственного назначения (вышечно-лебедочный блок, силовое насосное помещение, циркуляционная система, противовыбросовое оборудование, место зарядки прострелочных и взрывных аппаратов, операторная, склад взрывчатых материалов) следует применять газоразрядные источники света, для подсобных и административных помещений - лампы накаливания или

люминесцентные лампы. Допускается для освещения помещений основного производственного назначения применение ламп накаливания. Для освещения производственных площадок, не отапливаемых производственных помещений, проездов следует также применять газоразрядные источники света.

Выбор типа светильников производится с учетом характера светораспределения, окружающей среды и высоты помещения. В помещениях, на открытых площадках, где могут по условиям технологического процесса образовываться взрыво- или пожароопасные смеси, светильники должны иметь взрывонепроницаемое, взрывозащищенное, пыленепроницаемое, пылезащищенное исполнение в зависимости от категории взрыво- и пожароопасности помещения по классификации ПУЭ (правила устройства электроустановок).

Показатель ослепленности для производственных помещений не должен превышать значений, указанных в таблице 18.4, за исключением помещений, для которых показатель ослепленности не ограничен.

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 источники света необходимо располагать таким образом, чтобы отражение от защитного стекла измерительных приборов блики не попадали в глаза оператора.

При освещении производственных помещений газоразрядными лампами, питаемыми переменным током промышленной частоты 60 Гц, коэффициент пульсации освещенности не должен превышать 20%.

Светильники производственных помещений следует чистить не реже шести раз в год. Для всех остальных помещений чистить светильники необходимо не реже четырех раз в год.

Таблица 18.2 Спецдежда, спецобувь и средства индивидуальной защиты

п/п	Наименование	ГОСТ, ТУ	Потребность, комплект	
			Буровая бригада	Бригада испытания
	Костюм брезентовый или костюм х/б с в/о пропиткой	ГОСТ 12.4.039-78	На каждого члена бригады	
	Сапоги кирзовые	ГОСТ 5394-74(3)	На каждого члена бригады	
	Рукавицы брезентовые	ГОСТ 12.4.010-75	На каждого члена бригады	
	Костюм зимний	ГОСТ 17222-71	На каждого члена бригады	
	Валенки	ГОСТ 18724-80	На каждого члена бригады	
	Каска защитная «Труд»	ОСТ 39-124-82	На каждого члена бригады	
	- подшлемник под каску «Труд» в зимнее время	ТУ 17-08-149-81	На каждого члена бригады	
	Полушубок	ГОСТ 4432-71	На каждого члена бригады	
	Предохранительный пояс верхового	ВТУ 40-70 исполн. ВР	2	-

	Пояс монтажный	ВТУ 40-70 исполн. ВМ	-	2
	Монтажные когти и монтажные пояса	-	2	-
	Сумка брезентовая для инструмента (работа на высоте)	-	-	-
	Противошумы (НИАТ, МИОТ, ХН)	ТУ 1-01-0201-79		
	Виброгасящие коврики под ноги (пульта бурильщика, АКБ)	-	2	-
	Щиток-маска электросварщика	-	1	-
	Очки защитные для газосварщика	-	-	-
	Очки открытые (ОЗО)	-	6	-
	Очки закрытые (ОЗЗ)	-	6	-
	Подставка диэлектрическая с ковриком		6	-
	Диэлектрические перчатки (резиновые)	-	2	-
	Монтерский инструмент		эл/монтер	-
	Инвентарная спецодежда для работы с кислотами и др.	-	5	-
	Респираторы противопылевые «Лепесток»	ГОСТ 1274.028-76	На каждого члена бригады	
	Медицинская аптечка	-	1	1

Таблица 18.3 Средства коллективной защиты от шума и вибраций

№ п/п	Наименование, а также ТИП, ВИД, ШИФР и т.п.	Место установки на буровой
1	2	3
1	Использование звукопоглощающих материалов	Ротор, рабочее место бурильщика
2	Рациональное размещение источников шума, установка глушителей, экранирование шума.	Ротор, рабочее место бурильщика
3	Кожух (ДЮА 20031-25)	Вертлюжки-разрядники шиннопневматических муфт пневмосистемы
4	Виброизолирующая площадка	У пульта бурильщика
5	Глушитель выхлопа дизеля	На выходных коллекторах дизеля
6	Оснащение членов буровой бригады противοшумными наушниками (ВЦНИИОТ-7 и ВЦНИИОТ-2М), виброгасящими ковриками под ноги у пульта управления лебедкой	Ротор, рабочее место бурильщика

Таблица 18.4 Нормы освещённости

Рабочие места	Рабочая поверхность, на которой нормируется освещенность	Плоскость формирования освещенности: Г - горизонтальная, В - вертикальная	Разряд и подразряд зрительной работы	Рабочее освещение				
				При лампах накаливания	При газоразрядных лампах	Показатель ослепленности, не более, %	Доп. указания	Аварийное освещение Освещенность, лк
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Измерительная аппаратура, пульт и щит управления измерительной аппаратурой	Шкала приборов, кнопки управления	Г, В	IV В	150	200	40	-	10
Пульт и щит управления без измерительной аппаратуры	Рычаги, рукоятки	Г, В	VI	75	150	50	-	10
Стол оператора, машиниста, аппаратчика, дежурного	Стол	Г	IV Г	100	150	40	-	10
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	-	75	80	-	10
Стеллажи, приемный мост	Бурильные трубы, обсадные, колонны, приемный мост	Г	XI	10	10	-	-	-
Лестничные марши, площадки, сходы с рабочей площадки вышечно-лебедочный блок	Ступени и пол площадки	Г	XI	10	10	-	-	-
Рабочая площадка	Пол	Г	-	30	50	50	-	10
Роторный стол	Роторный стол	В	-	100	100	-	-	-

Рабочие места	Рабочая поверхность, на которой нормируется освещенность	Плоскость формирования освещенности: Г - горизонтальная, В - вертикальная	Разряд и подразряд зрительной работы	Рабочее освещение				
				При лампах накаливания	При газоразрядных лампах	Показатель ослепленности, не более, %	Доп. указания	Аварийное освещение Освещенность, лк
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Буровая лебедка	Барабан	В	X	75	75	-	-	-
Автоматический ключ буровой (АКБ)	Челюсть	В	VIIIA	30	75	-	-	-
Подсвечник	Место установки свеч	Г	X	30	30	-	-	-
Путь движения талевого блока	Талевый блок	В	X	30	30	-	-	-
Механизм спуска и подъема бурильных труб (МСП)	Механизм захвата	Г	IX	50	50	-	-	-
Установки для механизации и автоматизации спуско-подъемных операций (АСП)	Механизм захвата	В	IX	50	50	-	-	-
Элеватор на уровне площадки верхнего рабочего, магазин для свеч	Замковое устройство, место установки свеч	В	IX	50	50	-	-	-
Рабочее место верхнего рабочего (люлька, балкон)	Пол	Г	IX	50	50	-	-	10
Кронблочная площадка, кронблок силовое помещение	Рабочие блоки	Г, 8	X	30	30	-	-	-
Редуктор (коробка передач) Циркуляционная система	Место замера уровня масла	В	VIIIA	30	75	-	-	5
Растворопровод (желобная система)	Поверхность раствора	Г	XI	10	10	-	-	-
Глиномешалка, смеситель, сепаратор, сито, пескоотделитель	Рабочая поверхность	В	VIIIA	30	75	-	-	-

Рабочие места	Рабочая поверхность, на которой нормируется освещенность	Плоскость формирования освещенности: Г - горизонтальная, В - вертикальная	Разряд и подразряд зрительной работы	Рабочее освещение				
				При лампах накаливания	При газоразрядных лампах	Показатель ослепленности, не более, %	Доп. указания	Аварийное освещение Освещенность, лк
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Емкость (резервуар) для хранения запасного раствора. Насосное помещение	Место замера уровня раствора	В	VIII В	75	75	-	-	-
Воздушный компрессор бурового насоса	Баллон	В	VI	75	150	-	Во время смены вилелей	5
Дизельное помещение (аварийная ДЭС), (освещенность снижена на одну ступень шкалы освещенности)	0,8м от пола	Г	VI	75	75	-	-	5
Противовыбросовое оборудование. Превентор, штурвал дистанционного управления превентором	Превентор, штурвал	В	VIIIA	30	75	-	-	-
Пульт дистанционного управления превентором (освещенность снижена на одну ступень шкалы освещенности)	Пульт	В	IV Г	75	100	-	-	10
Цементирующая головка (освещенность повышена на одну ступень шкалы освещенности)	Кран	В	X	50	50	-	-	-
Мерный бак цементирующего агрегата (цементирующего насоса), бачок для цементного раствора	Поверхность раствора	Г	X	30	30	-	-	-

Рабочие места	Рабочая поверхность, на которой нормируется освещенность	Плоскость формирования освещенности: Г - горизонтальная, В - вертикальная	Разряд и подразряд зрительной работы	Рабочее освещение				
				При лампах накаливания	При газоразрядных лампах	Показатель ослепленности, не более, %	Доп. указания	Аварийное освещение Освещенность, лк
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Место зарядки прострелочных и взрывных аппаратов (ПВД)	Место зарядки	Г	V Г	75	100	-	-	-
Каротажный подъемник	Барабан, Пульс кабины машиниста	Г В	X	30 50	30 50	-	-	-
Путь движения геофизического кабеля: От каротажного подъемника до блока - баланса От подвесного ролика до устья скважины	Кабель Кабель	Г В	XI X	10 30	10 30	-	-	-
Блок-баланс	Блок-баланс	В	X	30	30	-	-	-
Рабочее место у устья скважины	Рабочее место	Г		75	75	-	Освещенность установлена экспериментально	-
Каротажная лаборатория	0,8м от пола	Г		75		-	-	-
Путь переноса заряженных ПВА	Земля, пол мостков	Г	XI	10	10	-	-	-
Территория опасной зоны при проведении прострелочных и взрывных работ	Земля, пол мостков	Г		2	2	-	-	-

Средства контроля воздушной среды

Места установки газоанализатора на площадке буровой - на расстоянии 0,5 метра от обшивок на высоте 0,7 метра от пола, справа и слева от приемного моста, напротив стола ротора; на площадке буровой - вплотную к переднему кожуху буровой лебедки; в насосном сарае - у клапанных коробок каждого бурового насоса, на расстоянии 0,7 метра от поверхности вибросита; в рабочей зоне подвышенного основания - у преентора в радиусе 1 метра от оси скважины с подветренной стороны; в культбудке- на расстоянии 0,7 метра от пола и на расстоянии 0,5 метра от стены, противоположной входной двери.

Контроль воздушной среды переносными газоанализаторами производится:

-в рабочей зоне буровой площадки у ротора и пультов управления буровой лебедкой, ключа АКБ, механизма СПО, в рабочей зоне подвышечного основания;

-в рабочей зоне силового блока - пультов управления дизелями и электродвигателями;

-в рабочей зоне насосного блока - пультов управления насосами и пусковыми задвижками блока приготовления и очистки промывочной жидкости;

-в рабочей зоне блока циркуляционной системы, подсобных и жилых помещений.

Тип газоанализатора выбирает Подрядчик.

Средства контроля воздушной среды представлены ниже в таблице 18.5.

Таблица 18.5 Средства контроля воздушной среды

Наименование, а также тип, вид, шифр и т.п.	ГОСТ, ОСТ, МРТУ, ТУ, МУ и т.п. на изготовление	Количество, шт.
1	2	3
Стационарный газосигнализатор Н-120 двенадцатиканальный	-	8
Переносной газосигнализатор А-6000	-	2
Портативный газосигнализатор ЕС-80Н	-	2
Портативный газосигнализатор А-5100	-	2
Универсальный переносной газосигнализатор ГХ- 4 (с комплектом индикаторных трубок на Н ₂ , О ₂ , СН	-	1
Переносной анализатор углеводородов типа ПГФ- 2М	-	2
Переносной анализатор углеводородов типа ИВП	-	2

Санитарно-бытовые помещения

Вагон-домик с кабинетом мастера и комнатой отдыха, оборудованной устройствами для обогрева и охлаждения, умывальником, баком для питьевой воды.

Вагон-домик с гардеробной, сушилка для спецодежды и обуви, душевой кабиной.

Наружная уборная, выполненная в виде деревянной будки с двумя санитарными приборами.

Таблица 18.6 Первичные средства пожаротушения

Наименование	Количество, шт.
1	2
Огнетушитель ОП-5(3) «МИГ»-АБСЕ, в климатическом исполнении «У» категории размещения 2 по ГОСТ 15159-69, в диапазоне температур эксплуатации от -40 до + 50°С, порошки типа АБСЕ .	4
Огнетушитель ОП-8(Г)-АБСЕ-01, в климатическом исполнении «У» категории размещения 2 по ГОСТ 15159-69, в диапазоне температур эксплуатации от - 50 до + 50° С, порошки типа АБСЕ	2
Огнетушитель ОП- 50, в климатическом исполнении «У» категории размещения 2 по ГОСТ 15159-69, в диапазоне температур эксплуатации от -40 до + 50° С, порошки типа АБСЕ	1
Огнетушитель углекислотный ОУ-10, в климатическом исполнении «У» категории размещения 2 по ГОСТ 15159-69, в диапазоне температур эксплуатации от -40 до + 50°С, порошки типа АБСЕ .	1
Огнетушитель углекислотный ОУ-5, в климатическом исполнении «У» категории размещения 2 по ГОСТ 15159-69, в диапазоне температур эксплуатации от -40 до + 50°С, порошки типа АБСЕ .	1
Пожарные рукава: Ø 51мм. l=20м	20м
Пожарные стволы: РС- 50	1
Гайка БС: d=51	4
Шкафы для пожарных кранов ШПК 12310	1
Ящик с песком V=0,5м ³	1
Пожарное ведро красное	2
Топор	1
Кошма	1
Багор	1
Лопата	1
Лом	1
Щит для первичных средств пожаротушения	1

18.6. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ВЕДЕНИЯ РАБОТ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИН, ГРАЖДАНСКОЙ ОБОРОНЕ И ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ ЧРЕЗВЫЧАЙНЫХ СИТУАЦИЙ

Общие положения

Строительство скважины может быть начато только при наличии утвержденного проекта, разработанного согласно «Правилам обеспечения промышленной безопасности...», законодательных актов и нормативных документов.

Согласно «Правилам обеспечения промышленной безопасности...» буровое предприятие совместно с проектными организациями должно разрабатывать меры по предупреждению аварий и осложнений при строительстве скважин.

Проект учитывает требования «Правил обеспечения промышленной безопасности...», опыт проводки скважин на соседних месторождениях и ближайших площадях с аналогичными геолого-техническими условиями.

Изменения и отклонения от проекта, дополнения к нему допускаются по согласованию между Заказчиком и Проектировщиком.

Принимаемые решения не должны снижать надежность объекта и безопасность работ. Исключения составляют лишь аварийные ситуации, когда решение об отклонении

от проекта принимает руководство бурового предприятия с последующим уведомлением Заказчика и проектной организации.

Контроль за исполнением проекта возлагается на Заказчика, который при необходимости может привлекать проектную организацию (согласно договора).

Принятая проектом конструкция скважин обеспечивает условия безопасного ведения работ без аварий и осложнений на всех этапах строительства и эксплуатации.

Конструкция устья скважин и колонной головки обеспечивает контроль за возможными флюидопроявлениями за обсадными колоннами и возможность аварийного глушения скважин.

В процессе испытания колонн на герметичность способом опрессовки, создаваемое внутреннее давление на трубы должно превышать не менее чем на 10% возможное давление, возникающее при ликвидации нефтегазопроявлений и открытых фонтанов, а также при опробовании и испытании скважин.

Для предупреждения возможных газонефтепроявлений на кондуктор устанавливается противовыбросовое оборудование.

Проектом предусматривается установка сепаратора высокого давления в обвязку манифольда противовыбросового оборудования.

Буровые растворы

Плотность бурового раствора при вскрытии газонефтеводонасыщенных пластов должна определяться для горизонта с максимальным градиентом пластового давления в интервале совместимых условий в соответствии с «Правилами обеспечения промышленной безопасности...»

Не допускается превышение плотности бурового раствора (освобожденного от газа), находящегося в циркуляции, более чем на 0,02 г/см³ от установленной проектом.

В процессе бурения и промывки скважины свойства бурового раствора должны контролироваться с периодичностью, установленной буровым предприятием для данной площади.

При вскрытии газоносного горизонта и дальнейшим углублением скважины должен производиться контроль бурового раствора на газонасыщенность.

Если объемное содержание газа в растворе превышает 5%, то должны приниматься меры по его дегазации, выявлению причин насыщения раствора газом и их устранению.

Для контроля загазованности должны производиться замеры воздушной среды у ротора, блока приготовления раствора, выбросит и в насосном помещении, а при появлении загазованности приниматься меры по ее устранению.

Повышение плотности бурового раствора, находящегося в скважине, путем закачивания отдельных порций утяжеленного раствора запрещается.

Очистка бурового раствора от выбуренной породы и газа должна осуществляться комплексом средств, предусмотренных проектом на строительство скважины.

Рецептура и методика приготовления, обработки, утяжеления и очистки бурового раствора контролируется лабораторией бурового предприятия (Подрядчика) на основании регламентов.

На буровой должна быть мерная емкость для контролируемого долива скважины, оборудованная уровнемером. Геометрия емкости и шкала ее градуировки должны обеспечивать возможность сопоставления объема вытесняемого при спуске и доливаемого при подъеме буровых труб из скважины.

Объем циркуляционной системы зависит от класса БУ и согласно «Правилам обеспечения промышленной безопасности...» составляет не менее двух объемов скважины.

Спускоподъемные операции

Ведение спускоподъемных операций должно осуществляться с использованием механизмов для свинчивания (развинчивания) труб и специальных приспособлений.

Для предупреждения ГНВП и обвалов стенок скважины в процессе подъема колонны буровых труб, следует производить непрерывный долив бурового раствора в скважину.

Подъем буровой колонны при наличии сифона или поршневания запрещается. При их появлении подъем следует прекратить, произвести промывку с вращением и расхаживанием колонны буровых труб. При невозможности устранить сифон, подъем следует производить на скорости, обеспечивающей равенство извлекаемого и доливаемого объемов раствора.

К подъему буровой колонны из скважины, в которой произошло поглощение бурового раствора при наличии ГНВП, разрешается приступать только после заполнения скважины до устья и отсутствия перелива.

Особенно тщательно следует контролировать объем доливаемого бурового раствора, сопоставляя его с объемом поднимаемого металла труб.

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.

Спуск колонны буровых труб осуществляется при непрерывном контроле объема вытесняемого раствора.

Запрещается производить СПО при:

-отсутствии или неисправности ограничителя подъема талевого блока, ограничителя грузоподъемности лебедки;

-неисправности оборудования, инструмента;

-неполном составе вахты;

-скорости ветра более 20м/сек.;

-потери видимости при тумане и снегопаде.

При проведении СПО запрещается:

-находиться в радиусе (зоне) действия автоматических и машинных ключей, рабочих и страховых канатов;

-подавать бурильные свечи с подсвечника и устанавливать их без использования специальных приспособлений;

-пользоваться перевернутым элеватором.

Остальные технические условия ведения СПО выполняются согласно «Правилам обеспечения промышленной безопасности...»

Буровое предприятие должно иметь в пределах региона деятельности специальные средства для «левого» разворота бурильных труб в скважине при аварийных работах

Крепление скважины

В части надежности и безопасности крепление скважин должно «Правилам обеспечения промышленной безопасности...» и другим нормативным документам, использованным при проектировании технологии крепления скважины.

Запрещается приступать к спуску обсадной колонны в скважину, осложненную поглощениями бурового раствора с одновременными флюидопроявлениями, осыпями, обвалами, затяжками и посадками бурильной колонны, до ликвидации осложнений.

Тип резьбового соединения обсадных труб должен соответствовать ожидаемому флюиду и давлению в процессе эксплуатации. Конец свинчивания резьбовых соединений контролируется величиной прикладываемого крутящего момента и захода ниппеля в муфту. Эти величины, а так же герметизирующие составы для резьбовых соединений и технология их применения должны соответствовать рекомендуемым поставщиками труб или специальными инструкциями для данного типоразмера труб.

Для цементирования обсадных колонн необходимо применять серийно выпускаемые тампонажные материалы.

Режим спуска обсадных колонн и гидравлическая программа цементирования должны рассчитываться и осуществляться таким образом, чтобы обеспечить отсутствие репрессии на продуктивные горизонты и не допускать осложнений, связанных с

гидроразрывом пород и поглощением. В процессе цементирования должна обеспечиваться регистрация параметров, характеризующих этот процесс.

Применение цемента без проведения лабораторного анализа в условиях, соответствующих цементированию данной колонны - запрещается.

Спуск и цементирование обсадных колонн проводится по индивидуальному рабочему плану, составленному буровым предприятием и утвержденному в установленном порядке. К плану прилагаются исходные данные для расчета колонны, коэффициенты запаса прочности колонны, результаты расчета колонны и ее цементирования, анализ цемента, а также акт о готовности буровой установки к спуску колонны.

Испытание скважины после бурения

Работы по испытанию скважины могут быть начаты при обеспечении условий, предусмотренных «Правилами обеспечения промышленной безопасности...». Глубинные измерения в скважине с избыточным давлением на устье допускаются только с применением лубрикаторов, параметры которых должны соответствовать условиям работы скважины. Лубрикатор опрессовывается на давление опрессовки эксплуатационной колонны.

Для скважины, подлежащей испытанию, составляется план с учетом технологических регламентов на эти работы и назначением ответственных лиц за их выполнение. План утверждается главным инженером и главным геологом бурового предприятия и согласовывается с «Заказчиком». Спуск глубинных приборов и инструментов канатной техникой должен осуществляться только при установленном на устье скважины лубрикатом с превентором.

СПО и все работы с использованием инструмента канатной техники следует проводить с применением гидрофицированной лебедки, позволяющей обеспечить вращение барабана с канатом в любых желаемых диапазонах скоростей и с фиксированной нагрузкой на канат (проволаку).

Через каждые 5-6 исследований лубрикатор должен опрессовываться на полуторократное давление, отвечающее его паспортной характеристике.

После установки лубрикатора необходимо проверить его герметичность. Проволока, применяемая для глубинных исследований должна быть цельной, без скруток, обработанной ингибитором коррозии.

Лубрикаторная установка для исследований скважины должна подвергаться техническому освидетельствованию. Гидравлические испытания установки обязательны после каждого ремонта или монтажа установки на новом месте, с составлением соответствующего акта.

Устье скважины при испытании в обязательном порядке оборудуется малогабаритным превентором.

Инженерно-технические мероприятия гражданской обороны

Инженерно-технические мероприятия Гражданской обороны - это комплекс мероприятий, проводимых в целях защиты населения, повышения устойчивости работы объектов экономики в военное время, предотвращения или снижения возможных разрушений и потерь населения в результате применения современных средств поражения, создания условий для проведения аварийно - спасательных и других неотложных работ в очагах поражения, в районах аварий, катастроф и стихийных бедствий.

К общим требованиям относятся: обеспечение защиты населения от современных средств поражения, а также последствий аварий, катастроф и стихийных бедствий; повышение пожарной безопасности на объектах; организация резервного снабжения электроэнергией, газом, водой; защита объектов водоснабжения от средств заражения, подготовка к проведению светомаскировки объектов и другие.

Объем и содержание инженерно-технических мероприятий Гражданской обороны, определяются в зависимости от группы городов и категорий организаций по Гражданской обороне с учетом зонирования территории по возможному воздействию современных средств поражения и их вторичных факторов, а также от характера и масштабов возможных аварий, катастроф и стихийных бедствий.

Мероприятия по предупреждению чрезвычайной ситуации.

Чрезвычайных ситуаций от техногенного воздействия буровых работ возможны следующие:

- Открытые нефтяные фонтаны и связанные с ними разливы нефти, пожары;

В проекте предусмотрены все мероприятия по предупреждению нефтепроявлений и открытых фонтанов, а именно:

- соответствующие параметры бурового раствора;
- режимы бурения и КНБК;
- обсадные колонны, рассчитанные с учетом возможных нефтепроявлений и цементируются до устья;
- предусмотрено оборудование устья, соответствующее ожидаемым пластовым давлениям на устье и с большим запасом;
- обсадные колонны опрессовываются совместно с устьевым оборудованием согласно действующей инструкции;
- в проекте приведены признаки нефтепроявлений, которые должны знать буровые бригады, они должны быть соответственно обучены;

- на буровой должны быть планы предупреждения возможных чрезвычайных ситуаций.
 - Нарушения почвенного покрова на площадке буровой и дорогах ликвидируются технической и биологической рекультивацией земель;
 - От многодорожья должно предупредить запрещение движения транспорта кроме как по утвержденному маршруту;
- Контроль за соблюдением мероприятий осуществляют службы Заказчика и бурового Подрядчика.

При возникновении чрезвычайной ситуации во избежание отравлений людей, и при необходимости их оперативной эвакуации из зоны загазованности следует твердо знать и строго выполнять следующие требования:

- При монтаже бурового оборудования жилые городки и культурно-бытовые помещения располагаются по отношению к устью скважины с учетом господствующего направления ветра и рельефа местности;
- Обеспечить всех находящихся на месторождении средствами индивидуальной защиты под роспись;
- Обеспечить все буровые и другие подразделения приборами для замера концентрации взрывоопасных газов, медицинскими аптечками, взрывобезопасными фонарями, аншлагами и с надписью «Хода нет», «Взрывоопасно», «Въезд запрещен»;
- Запретить нахождение посторонних людей на объектах и в жилых помещениях подразделений;
- Систематически производить контроль воздушной среды согласно утвержденного графика и мест отбора проб;
- При появлении загазованности на объекте немедленно оповестить всех людей, находящихся на его территории, принять меры по предотвращению взрыва газа;
- При возникновении концентрации газа выше предельного допустимого вывести людей в безопасную зону, обеспечить линии электроснабжения, находящихся в зоне загазованности, принять меры противопожарной безопасности и немедленно сообщить в оперативные учреждения согласно списка о загазованности с указанием причины, концентрации газа, направления ветра и распространения газового шлейфа. Для оперативной эвакуации людей из опасной зоны указать их количество;
- При выводе людей из зоны загазованности следует помнить, что двигаться нужно в направлении против ветра. Исключение составляет причина возникновения загазованности от постороннего источника (с другой буровой, сборного пункта нефти, поврежденного трубопровода). В таком случае вывод людей осуществляется в перпендикулярном направлении ветра.

- Получив информацию о загазованности объекта инженерно-технические службы в свою очередь должны немедленно оповестить все подразделения в первую очередь тех, в сторону которых распространяется газовый шлейф, а также дежурного цеха добычи скважины.
- При необходимости эвакуации немедленно сообщить об этом в автоколонну с указанием количества людей, подлежащих эвакуации, объекта эвакуации и количества необходимого для этого транспорта и контролировать их ход эвакуации.

19. Предупреждение газонефтеводопроявлений и открытого фонтанирования

19.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Мероприятия по предотвращению газонефтеводопроявлений и открытого фонтанирования должны обеспечиваться безусловным выполнением действующих «Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности» (ПОПБ для опасных ПО НГП)

Согласно (ПОПБ для опасных ПО НГП) при разработке проектов строительства скважин проектная организация должна осуществить анализ опасности риска проектируемого объекта, что сделано в соответствующем разделе настоящего Проекта.

Производство работ на местах, где имеется или может возникнуть повышенная производственная опасность, должна осуществляться по наряд- допуску.

Производство работ повышенной опасности должно осуществляться в соответствии с инструкциями, устанавливающими требования к организации и безопасному проведению таких работ, утвержденными техническим руководителем предприятия.

Согласно (ПОПБ для опасных ПО НГП) перед вскрытием или нескольких пластов с возможными флюидопроявлениями техническому руководителю необходимо разработать и реализовать мероприятия по предупреждению газонефтеводопроявления и повести:

Инструктаж членов буровой бригады по практическим действиям при ликвидации газонефтеводопроявлений согласно плану ликвидации аварий (ПЛА).

Проверку состояния буровой установки, ПВО, инструмента и приспособлений;

Учебную тревогу. Дальнейшая периодичность учебных тревог устанавливается буровым предприятием;

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

В «Правилах ...», (ПОПБ для опасных ПО НГП) в приводится перечень технических и технологических мероприятий, которые следует в обязательном порядке применять для предупреждения газонефтеводопроявлений перед вскрытием пластов с аномально высоким давлением, при вскрытии газоносных горизонтов и дальнейшем углублении скважины, при бурении в продуктивном газовом пласте, при бурении с частичным или полным поглощении бурового раствора и т.п.

19.2. РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ОРГАНИЗАЦИИ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ И ЛИКВИДАЦИИ ОТКРЫТЫХ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ ФОНТАНОВ

Следует отметить, что требования проекта должны обеспечивать надежность скважины на стадиях ее строительства и эксплуатации (ПОПБ для опасных ПО НГП); степень риска (надежности) скважин определяется на стадии проекта.

Оборудование, специальные приспособления, инструменты, материалы, спецодежда, средства страховки и индивидуальной защиты, необходимые для ликвидации газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов, должны находиться всегда в полной готовности на складах аварийного запаса буровых предприятий и противofонтанных служб.

К подъему бурильной колонны из скважины, в которой произошло поглощения бурового раствора при наличии газонефтеводопроявления, разрешается приступать только после заполнения скважины до устья и отсутствия перелива.

Следует контролировать объем доливаемого бурового раствора, сопоставляя его с объемом поднимаемого металла труб.

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

Спуск колонны бурильных труб осуществляется при непрерывном контроле объема вытесняемого бурового раствора: объем вытесняемого из скважины при спуске бурильных труб и доливаемого раствора при их подъеме должны контролироваться и сопоставляться с объемом поднятого или спущенного металла бурильных труб с учетом налипшей пленки бурового раствора на их внутренней поверхности.

При разнице между объемом доливаемого (вытесняемого) бурового раствора и объемом металла поднятых (спущенных) труб (подъем (спуск) должен быть прекращен и приняты меры, предусмотренные инструкцией по действию вахты при газонефтеводопроявлениях.

Плотность бурового раствора при вскрытии газонефтеводонасыщенных пластов должна определяться для горизонта с максимальным градиентом пластового давления в интервале совместимых условий.

В интервалах сложенных глинами, аргиллитами, глинистыми сланцами и солями, склонными в процессе бурения к потере устойчивости и текучести, плотность, фильтрация и химсостав бурового раствора устанавливается исходя из необходимости обеспечения устойчивости стенок скважины.

Если при выбранной плотности бурового раствора наблюдаются посадки или затяжки инструмента, оптимальное значение плотности раствора подобрать путем ступенчатого ее повышения.

Во время газопроявлений плотность раствора замеряется постоянно. Весь раствор, находящийся в приемных емкостях должен участвовать в циркуляции и периодически перебиваться.

В процессе бурения, если появляется разгазированный раствор с содержанием газа 5% и более, бурение следует прекратить и дегазировать раствор через дегазатор. Если полное удаление газа не удастся, необходимо увеличить плотность раствора. Плотность бурового раствора повышается плавно не более чем на 20 кг/м³ за цикл, с контролем уровня в приемных емкостях.

В открытом стволе и 200м в колонне подъем инструмента рекомендуется вести на 1 - ой скорости. Постоянный долив во время подъема инструмента через доливную емкость с контролем уровня в затрубном пространстве является обязательным условием. Спуск инструмента после смены компоновки или долота должен сопровождаться промежуточными промывками. Возобновление циркуляции производится с одновременным вращением инструмента.

Промывки ствола скважины рекомендуется производить в башмаке колонны, а в интервале ствола скважины в зависимости от состояния скважины и газонасыщенности раствора.

Во время промывки забойные пачки вымываются полностью. Перед проведением ГИС инструмент поднимается в башмак и проводится технологическая выстойка в течение 5-7 часов, после чего инструмент спускается в забой с промывками, вымывается забойная пачка и по содержанию газа в растворе определяется продолжительность электрометрических работ. По результатам бурения все данные по режимам бурения необходимо отражать в технологическом журнале для обобщения и дальнейшего совершенствования технологии бурения.

В случае возникновения частичного поглощения бурение прекратить, поднять инструмент в башмак промежуточной колонны и дать постоять в течение 16 часов. В этот период необходимо обратить особое внимание на недопущенные возникновения выброса в связи с возможным падением уровня жидкости в затрубье. По истечении времени выдержки скважины следует восстановить циркуляцию в башмаке с вращением инструмента, спустить инструмент и восстановить циркуляцию. В случае повторного поглощения следует прекратить бурение и приступить к ликвидации ухода промывочной жидкости. Для

того чтобы выбрать способ ликвидации, следует оценить в процентном отношении интенсивность поглощения по формуле:

$$I = (V_3 - V_B) \times 100\%,$$

Где: I -интенсивность поглощения, %,

V_3 - объем закачиваемой жидкости, м³;

V_B - объем возвращающейся жидкости из скважины, м³.

Затем по известной интенсивности поглощения и учитывая имеющиеся в наличии материалы, следует выбрать и осуществить, с учетом конкретных условий, один из перечисленных в таблице 1.15.10 способов ликвидации поглощения.

Таблица 19.1 Способы и средства борьбы с поглощениями

Способы и средства борьбы с поглощениями	Интенсивность поглощения	
	%	м ³ /час
1	2	3
Регулирование в возможных пределах плотности бурового раствора, снижение интенсивности промывки	10	5
Бурение с промывкой глинистым раствором с наполнителями (древесные опилки, резиновая крошка, асбестовое волокно, вермикулит)	10-30	5-15
Закачка в скважину и задавливание отдельными порциями в поглощающий пласт глинистого раствора в объеме 10-15 м ³ с добавлением мелких древесных опилок, резиновой крошки, в количестве до 60 кг на 1 м ³ раствора.	10-30	5-15
Бурение с промывкой глинистым раствором с наполнителями (отходы резины с размером частиц 3-7 мм, древесные опилки с размерами частиц 1-5 мм) в количестве 1-1,2% от объема раствора, участвующего в циркуляции.	20-40	10-20
Закачка в скважину и задавливание отдельными порциями в поглощающий пласт глинистого раствора в объеме 10-15 м ³ с добавлением измельченных отходов резины с размерами частиц 3-10 мм в количестве до 100 кг на 1 м ³ раствора.	30-70	15-35
Закачка в поглощающий пласт соляробентонитовой смеси	50-90	30- 50
Перекрытие зоны поглощения хвостовиком или спуск дополнительной промежуточной колонны	До 100	> 50

Набор мероприятий по предупреждению смятия колонн и аварийных газовых проявлений в скважинах в случае длительных простоев после окончания бурения или в период эксплуатации зависит от предполагаемого срока простоя (времени обратного промерзания) и наличия в заколонном пространстве замерзающей жидкости.

Работы по вызову притока могут быть начаты только после обследования состояния скважины глубинными приборами (калибратором, термометром, манометром), установления их проходимости по всему стволу и прогрева ММП прокачкой подогретой жидкости через спущенные НКТ.

Монтаж и эксплуатация ПВО

Монтаж и эксплуатация ПВО производится согласно «Правилам...» (ПОПБ для опасных ПО НГП) с учетом ГОСТ 13862-2003 «Оборудование противовыбросовое типовые схемы, основные параметры и общие технические требования к конструкции».

Инструкции по монтажу и эксплуатации ПВО и колонных головок разрабатываются предприятием в соответствии с рекомендациями (техническими условиями) заводоизготовителей и утверждаются техническим руководителем предприятия.

Обсадные колонны обвязываются между собой с помощью колонной головки.

При исполнении (монтаже) схемы необходимо предусмотреть:

- защитный козырек над превенторной установкой (металлический) и взрывобезопасное освещение;
- наличие и исправность системы обогрева превенторной установки и линии ее обвязки
- длину и направление выкидных трубопроводов, которые должны составлять не менее 100 м с уклоном от устья скважины. Выкидные линии после концевых задвижек должны быть опрессованы водой на давление - 10 МПа;
- для управления превенторами и гидравлическими задвижками устанавливаются основной и вспомогательный пульта. Основной пульт управления - на расстоянии не менее 10 м от устья скважины в удобном и безопасном месте. Вспомогательный - непосредственной возле пульта бурильщика. Он включается в режим оперативной готовности при вскрытии продуктивных и газонефтеводопроявляющих пластов
- наличие в конце выкидных трубопроводов прямков с отбойными брустверами;
- возможность подключения цементировочных агрегатов и буровых насосов к затрубному пространству;
- на схеме расстояние штурвалов ручного управления от устья скважины и наличие навеса над пультом из металла;
- наличие на передней стенке навеса надписи водостойкой краской с указанием:
 - правления вращения штурвалов стрелками и надписи «закрыто», «открыто»;
 - число оборотов штурвала на полное закрытие или открытие;
 - размеры уплотнительных плашек, установленных в превенторах;
 - рабочее давление превенторной установки или допустимого давления последней обсадной колонны;
 - наличие комплекта ключей для докрепления фланцевых соединений устьевого оборудования и выкидных трубопроводов.
- для беспрепятственного доступа обслуживающего персонала к установленному на устье противовыбросовому оборудованию под буровой должен быть сделан твердый настил;
- устройство для крепления трубопроводов к «мертвякам» должно быть на расстоянии от фланцевых соединений или муфт труб не менее 15 см;
- после монтажа и опрессовки превенторной установки совместно с обсадной колонной, опрессовки цементного кольца, дальнейшее бурение скважины может быть продолжено после получения специального разрешения технического руководителя предприятия

Таблица 19.2 Испытание на герметичность запорной арматуры, применяемой при бурении

Наименование запорной арматуры	Давление опрессовки, МПа
Кондуктор	
Шаровой кран КШЦ-178	35,0
Обратный клапан	35,0
Эксплуатационная колонна	
Шаровой кран КШВН-178	35,0
Обратный клапан	35,0

Примечание.

Согласно «Правил...» (ПОПБ для опасных ПО НГП) при вскрытии коллекторов, насыщенных нефтью и газом, на буровой необходимо иметь два шаровых крана. Один устанавливается между рабочей трубой и ее предохранителем переводником, второй является запасным. Все шаровые краны должны находиться в открытом состоянии.

Помимо шаровых кранов, на буровой необходимо иметь два обратных клапана с приспособлением для установки их в открытом положении, один из которых является рабочим, а второй — резервным.

При разноразмерном инструменте на мостках необходимо иметь специально опрессованную бурильную трубу, окрашенную в красный цвет, с переводником и шаровым краном по диаметру и прочностным характеристике соответствующей верхней секции используемой бурильной колонны.

Перед спуском обсадной колонны при вскрытых пластах с возможным газонефтеводопроявлением на мостках должна находиться бурильная колонна с переводником на обсадные трубы и шаровых краном

Шаровые краны и обратные клапана опрессовываются на базе и на буровой.

Опрессовка производится через каждые 100 часов бурения.

Испытание на герметичность цементного кольца за обсадными колоннами:

Опрессовка цементного кольца производится совместно с ПВО после разбуривания цементного стакана и выхода из-под башмака колонны на 1-3м с предварительной закачкой на забой технической воды.

В случае использования жидкости плотность которой отличается от приведенной в проектах, необходимо произвести перерасчет величины давления опрессовки

20. АНАЛИЗ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИНЫ

20.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Строящаяся скважина является опасным промышленным объектом строительства. Риск в строительстве скважин рассматривается как угрожающее (вероятное) событие (авария) с последствиями, причиняющими ущерб отдельным лицам или группам населения, окружающей среде, материальным ценностям.

Данная концепция не учитывает форс-мажорные обстоятельства (возникновение непреодолимой силы в виде стихийных явлений природы и общественных явлений), рассматривая лишь риск, возникающий в производственном процессе строительства скважины при использовании предусмотренных настоящим проектом технических средств и технологий.

Основное требование к результатам анализа риска связано с предоставлением объективной информации о выявлении и исследовании наиболее опасных аварийных ситуаций по критериям «вероятность - тяжесть последствий».

Анализ риска должен предоставить объективную информацию о состоянии промышленного объекта лицам, принимающим решения в отношении безопасности анализируемого объекта, и состоит из трех основных этапов:

- Что плохого может произойти? (идентификация опасностей);
- Как часто это может случаться? (анализ частоты);
- Какие могут быть последствия? (анализ последствий).

20.2. ИДЕНТИФИКАЦИЯ ОПАСНОСТЕЙ

Традиционно риск при строительстве скважин рассматривается с точки зрения опасности потери контроля над скважиной и, соответственно, с опасностью выброса пластового флюида в окружающую среду. Ниже приведен перечень нежелательных событий (опасностей), учитывающий особенности строительства скважин по данной проектной документации.

Открытое фонтанирование скважины, что может быть связано с:

- а) разливом нефти в пределах локального участка (обвалованная площадка для строительства скважины);
- б) загрязнением почв в пределах локализованного участка;
- в) испарением углеводородов с площади локализованного участка;
- г) пожаром (воспламенением нефти) на локализованной площади;

Взрыв (разрушение) устья скважины под действием избыточного давления, что может привести:

а) к поражению людей и технологических объектов в радиусе действия взрыва;

В связи с тем, что при строительстве скважин по данному проекту применение токсичных веществ не предусмотрено, то такой показатель опасности, как выброс токсичных веществ, при проведении данного анализа не рассматривается.

20.3. ОЦЕНКА ВЕРОЯТНОСТИ (ЧАСТОТЫ) РИСКА

Следует отметить, что проведение анализа степени риска связано со многими неопределенностями. Основные источники неопределенностей - это недостаток информации о надежности оборудования (высокая погрешность значений) и человеческим ошибкам, а также принимаемые предположения, допущения используемых моделей аварийного процесса. Для анализа и оценки частоты используются следующие подходы:

использование статистических данных по аварийности и надежности технологической системы;

использование логических методов анализа «деревьев событий» или «деревьев отказов»;

экспертная оценка путем учета мнения специалистов в данной области.

Ожидаемая частота аварий зависит от сценария развития аварии, а также вида, уровня безопасности и интенсивности функционирования источника воздействия.

Таблица 20.1 Причины открытых фонтанов

№ п/п	Наименование причины	Удельный вес причины, %
1	2	3
1	Отсутствие превенторного оборудования на устье скважины	23
2	Неисправность превенторного оборудования (отказы плашечного превентора и ПУГа)	31
3	Отсутствие или неисправность обратного клапана на бурильных трубах	16
4	Отсутствие или неисправность обратного клапана на обсадной колонне	12
5	Разрушение обсадной колонны	8
6	Неправильные действия буровой бригады	6
7	Прочие	4
8	Итого	100

Как видно из таблицы, более 80% открытых фонтанов происходило из-за отсутствия или неисправности запорного оборудования, т.е. по техническим причинам (из-за несовершенства запорных устройств). К прочим причинам относятся: аварийное состояние колонной головки, цементного кольца и т.п.

Таблица 20.2 Причины газонефтеводопроявлений

№п/п	Наименование причины	Удельный вес причины, %
1	2	3
1	Недостаточная плотность бурового раствора,	47
	в том числе	
	- по вине буровых бригад	36
	- по вине проектных организаций	11
2	Поглощение бурового раствора,	9,5
	в том числе	
	- по вине буровых бригад	1,5
	- по вине проектных организаций	8,0
3	Неполное заполнение скважины при подъеме инструмента	21,5
4	Подъем инструмента с сальником	8
5	Вскрытие зоны АВПД, не предусмотренной проектом	1,5
6	Не заполнение колонны при спуске в скважину	8
7	Простой скважины	3
8	Прочие	1,5
9	Итого	100

Видно, что наибольший удельный вес среди причин НГВП имеют причины, обусловленные недостаточной плотностью бурового раствора и неполным заполнением скважины. Последние факторы связаны преимущественно с ошибкой буровых бригад, неисправностью или отсутствием автоматического контроля объема долива.

Уровень безопасности источника воздействия оценивается как высокий, средний или низкий, в соответствии с этим используется низкое, среднее или высокое значение частоты аварий. Уровень безопасности источников воздействия для проектируемого объекта оценивается как средний и априорная частота аварий равна 10^{-6} в год. Данная частота согласуется с ожидаемой частотой возникновения редкого отказа (10^{-4} - 10^{-6} /год) с критическими (некритическими) по тяжести последствиями.

20.4. РЕКОМЕНДАЦИИ ПО УМЕНЬШЕНИЮ РИСКА

Как уже было сказано выше, риск в строительстве скважин рассматривается с точки зрения опасности потери контроля над скважиной и, соответственно, с опасностью выброса пластового флюида в окружающую среду (выброс и открытое фонтанирование). Поэтому, основным подходом, снижающим вероятность наступления нежелательного события, являются организационные и технологические мероприятия по предупреждению нефтегазоводопроявлений (НГВП), которые подробно рассмотрены в приложении «Мероприятия по раннему обнаружению НГВП».

С целью уменьшения вероятности степени риска настоящим проектом предусматривается ряд мероприятий и меры по автоматизации технологических процессов:

- Установка противовыбросового оборудования перед вскрытием напорных пластов (3 превентора);
- Опрессовка обсадных колонн и труб на поверхности, цементного кольца, межколонного пространства, устьевой обвязки перед вскрытием напорных горизонтов для проверки устойчивости конструкции скважины к ликвидации возможного фонтанирования;
- Соблюдение мероприятий по раннему обнаружению газонефтеводо- проявлений (ГНВП) (приложение к проекту);
- Обваловка и гидроизоляция кустовой площадки для строительства скважин для локализации аварийных выбросов нефти;
- Соблюдение нормативных расстояний от устья скважины до жилого городка, нефтяной емкости, факела ПВО;
- Установка станции геолого-технических исследований, комплекс средств наземного контроля и управления процессом бурения «КУБ- 01» с регистрацией и записью следующих параметров:
- Вес на крюке;
- Плотность бурового раствора;
- Расход бурового раствора на входе и выходе из скважины;
- Давление в манифольде буровых насосов;
- Уровень раствора в приемных емкостях;
- Процентное содержание газа в буровом растворе;
- Крутящий момент на роторе.
- Установка стационарных сигнализаторов газопроявления с автоматическим включением системы вентиляции буровой установки.

21. СПИСОК НОРМАТИВНО-СПРАВОЧНЫХ И ИНСТРУКТИВНО-МЕТОДИЧЕСКИХ МАТЕРИАЛОВ, ИСПОЛЪЗУЕМЫХ ПРИ ПРИНЯТИИ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ И СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИН

Таблица 21.1. Список литературы

№№ п/п	Наименование	Издание (утверждение)
1	2	3
Кодексы и Законы		
1	Экологический кодекс Республики Казахстан	№ 400-VI ЗРК от 02.01.2021 г.
2	Кодекс Республики Казахстан «О здоровье народа и системе здравоохранения»	N 360-VI от 07.07.2020 г.
3	Кодекс Республики Казахстан «О недрах и недропользовании»	№125-VI от 27.12.2017 г.
4	Земельный Кодекс Республики Казахстан	№442-II от 20.06.2003 г.
5	Водный кодекс Республики Казахстан	От 09.07.2003 г. №481-II
6	Закон Республики Казахстан "О гражданской защите"	№188-V от 11.04.2014 г.
7	Закон Республики Казахстан «О радиационной безопасности населения»	№219-I от 23.04.1998 г.
8	Закон РК «О разрешениях и уведомлениях»	Астана, 16 мая 2014, №202-V
Нормативные документы		
9	Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности	Приказ МИР РК от 30.12.2014 №355
10	Правила консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана	Приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 22 мая 2018 года № 200
11	Правила обеспечения промышленной безопасности при эксплуатации грузоподъемных механизмов	Приказ МИР РК от 30.12.2014 г. №359
12	Правила обеспечения промышленной безопасности при эксплуатации оборудования, работающего под давлением	Приказ МИР РК от 30.12.2014 г. №358
13	Правила идентификации опасных производственных объектов	Приказ МИР РК от 30.12.2014 №353

14	Технический регламент "Общие требования к пожарной безопасности"	Приказ Министра внутренних дел РК от 23.06.2017 г. №439
15	РД-39-0148052-537-87. Макет рабочего проекта на строительство скважин на нефть и газ»	Руководящий документ
16	РД 39-0148052-518-86. Временная инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ	Руководящий документ
17	Правила осуществления государственного мониторинга недр.	Приказ Министра по инвестициям и развитию РК от 05.05.2018 г. №312
18	Методические рекомендации по приготовлению, утяжелению и химической обработке бурового раствора	Приказ Комитета по ЧС и промбезопасности РК от 22.10.2010 г. №34
19	Радиационный контроль на объектах строительства, предприятиях стройиндустрии и строительных материалов	СП РК 2.04-109-2013
20	СТ РК ISO 10416-2012 Промышленность нефтяная и газовая. Растворы буровые. Лабораторные испытания.	Стандарт РК
21	Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов, ведущих горные и геологоразведочные работы	Приказ Министра по инвестициям РК от 30.12.2014 г. №352
22	РНД 03.3.0.4.01–96 «Методические указания по определению уровня загрязнения компонентов окружающей среды токсичными веществами отходов производства и потребления», утвержденное Министерством экологии и биоресурсов РК.	Вице-министр экологии и биоресурсов от 29.08.1997 г., г. Алматы
23	Отдельные методические документы в области охраны окружающей среды	Приказ Министра ООС РК от 18.04.2008 г. №100-п
24	Отдельные методические документы в области охраны окружающей среды	Приказ Министра ОС и ВР РК от 12.06.2014 г. №221-п.
Санитарные правила		
25	Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности»	Приказ МинЗдравоохранения РК от 26.06.19г. № ҚР ДСМ -97
26	Гигиенические нормативы «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности»	Приказ МинНацЭкон РК от 27.02.15г. № 155
27	Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к зданиям и сооружениям производственного назначения»	Приказ МинНацЭкон РК от 28 февраля 2015 года № 174

28	Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к объектам промышленности»	приказ МНЭ РК 20.03.2015г. № 236
29	Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к водоемосточникам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов»	Приказ МинНацЭкон РК 16 марта 2015 года № 209
30	Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления»	Приказ Министра здравоохранения от 23 апреля 2018 года № 187
31	Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к условиям труда и бытового обслуживания при строительстве, реконструкции, ремонте и вводе, эксплуатации объектов строительства»	Приказ МинНацЭкон РК от 28 февраля 2015 года № 177
32	Об утверждении Гигиенических нормативов к физическим факторам, оказывающим воздействие на человека.	Приказ Министра национальной экономики от 28 февраля 2015 г. №169
ГОСТ		
33	ГОСТ 13862-2003. Оборудование противовыбросовое. Типовые схемы, основные параметры и общие технические требования к конструкции.	Международный стандарт
34	ГОСТ 33696-2015 Растворы буровые. Лабораторные испытания	Международный стандарт. Введен в РК с 01.07.2017 г.
35	ГОСТ 13846-2003 Арматура фонтанная и нагнетательная. Типовые схемы, основные параметры и технические требования к конструкции.	Международный стандарт
36	ГОСТ 12.1.003-2014 Шум. Общие требования безопасности	Международный стандарт. Введен в РК с 01.01.2016 г.
37	ГОСТ 632-80 Трубы обсадные и муфты к ним. Технические условия	Москва, 1982г.
38	ГОСТ 2874-82 «Вода питьевая. Гигиенические требованиями контроль за качеством».	Москва 1982г.
39	СТ РК 1150-2002 Электромагнитные поля промышленной частоты. Допустимые уровни напряженности и требования к проведению контроля	Государственный стандарт РК
40	СТ РК 1151-2002 Электромагнитные поля радиочастот. Допустимые уровни и требования к проведению контроля	Государственный стандарт РК
Справочная литература		
41	«Инженерные расчеты при бурении глубоких скважин». Р.А. Ганджумян, А.Г. Калинин, Б.А. Никитин.	Москва, Недра, 2000г.
42	РД 39-00147001-767-2000. Инструкция по креплению нефтяных и газовых скважин.	Москва, 2000г.

43	Спутник буровика. Справочник. Том 1, 2. А.И.Булатов, С.В.Долгов.	Москва, Недра, 2006г.
44	Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые.	Москва, ЦБНТ Москвы, 2000г.
45	Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин.	Москва, НИИТруда, 1987г.
46	РД 39-133-94. Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважины на нефть и газ на суше.	НПО Буровая техника, Москва, 1994г.
47	РД 39-3 819-82. Методические указания по определению объемов отработанных буровых растворов и шлама при строительстве скважин.	Краснодар, ВНИИКРнефть, 1983г.
48	РД 39-7/10001-89. Инструкция по расчету бурильных труб для нефтяных и газовых скважин.	Москва, 1999г.
49	Инструкция по испытанию обсадных колонн на герметичность.	Москва, 1999г.
50	РД 39-0147014-217-86. Инструкция по эксплуатации насосно-компрессорных труб.	Москва, 1999г.
51	РД 39-013-90. Инструкция по эксплуатации бурильных труб.	Куйбышев, ВНИИТнефть, 1990г.

РАЗДЕЛ II

ОРГАНИЗАЦИЯ СТРОИТЕЛЬСТВА

СВЕДЕНИЯ О ВОДОСНАБЖЕНИИ

Таблица 2.1 – Водоснабжение

Наименование	Вид источника воды, связи, стройматериалы	Расстояние от источника до буровой, км	Характеристика
1	2	3	4
Водоснабжение: вода для технических нужд	г.Зайсан	30	АЦН
хозбытовых нужд и питьевая вода	г.Зайсан	30	АЦН

СВЕДЕНИЯ ОБ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИИ

Таблица 2.2 - Электроснабжение

Количество потребляемой электроэнергии, кВт, час	Заявляемая мощность, кВт		Источник электроснабжения		Характеристика линий передачи электроэнергии, кВт		
	Системы электроснабжения буровой	Трансформаторов	Наименование (энергосистема, электростанция и т.д.)	расстояние до буровой, км	ЛЭП, кВт	Подземный (подводный) кабель, кВт	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 САТ 3512, мощность 1520 кВт, (3 шт.) (силовой двигатель); 2. Дизельный двигатель «Volvo», мощность 400 кВт, (1 шт.) (освещение); 3. Силовой двигатель ЯМЗ-238 (УПА-80), мощность - 220 кВт - 1 комплект; 4.Дизель- генератор (мощностью 60 кВт) при освещении (1шт).							

Линии электропередач: Распределение электроэнергии осуществляется по кабельным линиям.

Таблица 2.3 - 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
3992.7	3983,0 ГОСТ 305-82 Дизельное топливо	9,7 Моторное масло	-	г.Зайсан	30

3. СХЕМА ТРАНСПОРТИРОВКИ ГРУЗОВ И ВАХТ

Таблица 3.1 - Маршруты транспортировки грузов и вахт

Пункты		Расстояние, км	Вид транспорта	Периодичность смены вахт
отправления	назначения			
г.Зайсан	Сарыбулак	30	автобус	1 раз в 15 дней

Приложения

Приложение 1 Задание на проектирование индивидуального технического проекта на строительство оценочной горизонтальной скважины №С-311 на месторождении Сарыбулак, Восточно-Казахстанской области

Приложение №1 к Договору № 253

от 25 декабря 2024г.

«УТВЕРЖДАЮ»:

Генеральный директор
ТОО «Тарбагатай Мунай»

Кульжанов А.М.

« » 2024г.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ

на разработку двух индивидуальных технических проектов на строительство оценочных горизонтальных скважин № С-311 и № С-312 на месторождении Сарыбулак, Восточно-Казахстанской области

1.	Целевое назначение работ	Разработка двух индивидуальных технических проектов на строительство горизонтальных оценочных скважин № С-311 и № С-312 на месторождении Сарыбулак, Восточно-Казахстанской области
2.	Государство, область, район строительства скважин, месторождение	Республика Казахстан, Восточно-Казахстанская область, Зайсанский район, месторождение Сарыбулак
3.	Контракт на проведение операций по недропользованию	Контракт №84 от 01.12.1997 на разведку углеводородного сырья на блоках XXIV-76,-77,-78, XXV-76, -77, -78 на территории Восточно-Казахстанской области
4.	Основание для проектирования	«Проект разработки пермских нефтяных залежей месторождения Сарыбулак по состоянию изученности на 01.04.2023 г»
5.	5.1. Целевое назначение скважины 5.2. Вид скважины 5.3. Количество скважин (возможно изменения номера скважин) 5.4. Проектный горизонт 5.5. Проектная глубина, м Пилотный ствол: - по вертикали - по стволу Горизонтальный ствол: 5.6 Наличие сероводорода в скважине	Оценочные (№ С-311 и С-312) Горизонтальные с вертикальным пилотным стволом 2 Пермская система, Таранчинская свита Пермь Р ₂ ¹⁻³ , Майчат 4250м 4250м Глубина и длина горизонтального ствола будет предоставлена Заказчиком Отсутствует
6.	Геологические и технологические данные согласно действующего Проектного документа – обзорная карта района работ, структурные карты, карты	«Проект разработки пермских нефтяных залежей месторождения Сарыбулак по состоянию изученности на 01.04.2023 г.». данные будут предоставлены после подписания

Согласовано юридической службой
ТОО "Тарбагатай Мунай"
Approved by Tarbagatay
Munay LLP legal unit

	расположения скважин, проектный литол. - стратигр. разрез – способ бурения; – ожидаемые осложнения при бурении; – КНБК под бурильные колонны; – программа ГИС – интервалы отбора керна и шлама, м – интервалы опробования и испытания перспективных горизонтов - ГРП; – сведения о размере отводимых земель, га	договора; – роторный; - нефтегазоводопрооявления; осыпание, набухание пород; утечки; прихваты; обрушения – по расчету и правил/инструкции РК и API; – стандартный комплекс каротажных работ с 0 м; - в целевых слоях FMI и DSI; АКЦ на каждую секцию; – отбор керна 50м <i>* кери отбирается при проявлении признаков УВ, интервалы согласовываются с представителем Заказчика. Вынос керна должен составлять не менее 95%.</i> – отбор шлама с 0 м до до кровли майчата – каждые 5м, Кровля майчата до забоя каждые 2м; в случае флуоресценции 2пр/1м; – интервалы опробования и испытания будут определены по результатам ГИС; – согласно норме отвода земель при строительстве скважины (2.07га)
7.	Подготовительные работы к монтажу	Согласно правил/инструкций, принятых в нефтяной индустрии и РК
8.	Вахтовый поселок, источник питьевого водоснабжения, расстояние в км	Непосредственно на буровой
9.	Водоснабжение скважины/буровой	Предусматривается привозная техническая вода
10.	Биологическая и техническая рекультивация	Предусматривается техническая рекультивация
11.	Буровая установка (тип, марка, высота вышки, максимальная грузоподъемность, тн)	ZJ-50D (стационарная, вышка JJ315/45-K, высота 45м, грузоподъемность 315 тн)
12.	Установка для испытания	УПА-80
13.	Буровое оборудование: - лебедка (мощность, характеристика) –насосы, количество (тип, характеристика): -силовой вертлюг (тип характеристика) -оборудования очистки раствора: -вибросито количество (тип/марка, характеристика): -песко-отделитель (тип/марка характеристика): -ило-отделитель (тип/марка характеристика): -центрофуга (тип/марка	Согласно комплекта бурового оборудования ZJ-50D.

Согласовано технической службой
 ТОО "Тарбагатай Мұнай"
 Approved by Tarbagatay
 Munaй LLP legal unit

	характеристика): -вакуумный дегазатор (тип/марка характеристика): - дизель-электростанции - другие согласно правил	
14.	Дополнительное оборудование, марки, диаметры и шифры буровых долот, характеристика цементировочного оборудования (насос, смеситель, блок приготовления):	По расчету в соответствии с глубиной и конструкцией скважины и требований правил РК и API.
15.	Оборудование устья: -Колонная головка: -ПВО: -ФА:	Согласно требований правил
16.	Конструкция скважины	Разрабатывается проектантом (предварительны дизайн будут предоставлен Заказчиком)
17.	Типы буровых растворов: - при бурении под направление - при бурении под кондуктор -при бурении под промежуточной колонну -при бурении под экс. колонну	Будет выбрано и рассчитано с учетом ранее пробуренных близлежащих скважин.
18.	Рекомендации по выбору бурильных труб (диаметры, марка стали, толщина стенок, вес погонного метра, типы соединения труб)	Разрабатывается проектантом, согласно инструкции по расчету и выбору бурильных труб.
19.	Рекомендации по выбору обсадных труб: диаметры, марка стали, толщина стенок, вес погонного метра, типы соединения труб, и технологическая оснастка для вертикальной, наклонной и горизонтальной части ствола скважины	Обсадная труба выбирается по расчету и согласно инструкции обсадных колонн и правил РК и API.
20.	Рекомендации по выбору Насосно- Компрессорных Труб (НКТ): диаметры, марка стали, толщина стенок, вес пог. метра, типы соединения труб, и забойная компоновка/технологическая оснастка	Колонна НКТ, и забойная компоновка выбирается по расчету и согласно инструкции колонн НКТ и правил РК и API.
21.	Продолжительность всего цикла строительства скважины в сутках. -Строительно-монтажные работы: -Подготовительные работы к бурению: -Бурение и крепление: -Освоение/испытание:	Рассчитывается на основе норм времени.
22.	Консервация и ликвидация	Разрабатывается согласно инструкции и правил РК

Согласовано юридической службой
ТОО "Тарбагатай Мунай"
 Approved by Tarbagatay
 Munay LLP legal unit

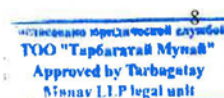
	скважины	
23.	Среднее расстояние к буровой, км: – перевозки бурового оборудования – от базы буровой организации – от базы снабжения – от тампонажного цеха – переброска механизмов для монтажа – от баз геофизиков и топографов	В среднем 30 км от г. Зайсан
24.	Перевозка вахт при сменности 1 раз в 30 дней	Автотранспортом
25.	Содержание спецтехники на буровой	Бульдозер – 1 ед., дежурный автотранспорт (пикап) – 1 ед., водовоз – 2 ед., автокран - 1 ед., погрузчик грузоподъемностью 5-10 тн. – 1 ед. Насосный/цементировочный агрегат - 1 ед. ППУ-1 ед, в зимнее время;
26.	Электро- и теплоснабжение	Автономное от дизельных электростанций;
27.	Требования к проектному документу: – содержание проектного документа	Каждый Индивидуальный технический Проект на строительство горизонтальной оценочной скважины предоставляется Заказчику в двух экземплярах с графическим приложением ГТН в твердом переплете с СД дисками и в соответствии с требованиями законодательства РК, каждый проект должен последовательно пройти согласование с заказчиком по разделам, где все заключения согласований должны быть прошиты во всех экземплярах Проектов и включены в СД диски.
28.	Требования к Потенциальному поставщику	Предоставить государственную лицензию на проектирование (технологическое) и (или) эксплуатацию горных производств (углеводороды), нефтехимических производств, эксплуатацию магистральных газопроводов, нефтепроводов, нефтепродуктопроводов в сфере углеводородов с приложением по нижеследующим видом деятельности: • составление проектных документов, технологических регламентов, технико-экономического обоснования проектов для месторождений углеводородов.
29.	Срок предоставления ЗАКАЗЧИКУ с момента подписания Договора обеими сторонами, с согласованиями в контролирующих органах	90 календарных дней с момента подписания Договора обеими сторонами, с учетом согласования в контролирующих органах

Главный геолог



Маметов Ш.

+7 701 722 22 62



Приложение 2 Паспорт рабочего проекта

**ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ
ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «ТАРБАГАТАЙ МУНАЙ»**



**ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ
ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «ДЕРБЕС СОЛЮШЕНС»**

ПАСПОРТ РАБОЧЕГО ПРОЕКТА

**ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ
НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ
№С-311 НА МЕСТОРОЖДЕНИИ САРЫБУЛАК, ВОСТОЧНО-
КАЗАХСТАНСКОЙ ОБЛАСТИ**

Цель бурения: оценка УВС

Проектный горизонт: пермь

Назначение скважины (скважин): оценочная

Вид скважины: вертикальная/горизонтальная

Проектная глубина: 3381/4249м.

Главный инженер проекта

Н. Хайруллин

г.Атырау, 2025г.

Таблица 1 – Показатели для оценки качества ПСД строительства скважин

Наименование показателя	Единица измерения	Значения показателя	
		базового	проектного
1	2	3	4
Стоимость 1 м проходки	тенге./м		-
Скорость бурения	м/ст.мес		891
Удельная металлоемкость	кг/м		84.9

Таблица 2 – Сравнительные технико-экономические показатели

Наименование показателя	Единица измерения	Значения показателя		Примечание
		базового	проектного	
1	2	3	4	5
Проектная глубина: по вертикали по стволу	м		3381 4249	
Продолжительность строительства скважины. в том числе по этапам: строительно-монтажные работы подготовительные работы к бурению бурение и крепление испытание, всего в том числе: в открытом стволе в эксплуатационной колонне	сут.		340,0 3,0 2,0 155,0 180,0 - 180,0	
Глубина спуска обсадных колонн: ☐ Направление ϕ 426мм ☐ Кондуктор ϕ 339,7мм ☐ Промежуточная колонна ϕ 244,5мм ☐ Эксплуатационная колонна ϕ 139,7мм	м		0-45 0-500 0-2850 0-3381/4249	
Затраты времени на работы по проходке при бурении под колонны: ☐ Направление ϕ 426мм ☐ Кондуктор ϕ 339,7мм ☐ Промежуточная колонна ϕ 244,5мм ☐ Пилотный ствол ☐ Эксплуатационная колонна ϕ 139,7мм	сут.		143,0 1,0 9,0 43,0 50,0 40,0	
Затраты времени на работы по креплению колонн: ☐ Направление ϕ 426мм ☐ Кондуктор ϕ 339,7мм ☐ Промежуточная колонна ϕ 244,5мм ☐ Пилотный ствол ☐ Эксплуатационная колонна ϕ 139,7мм	сут.		12,0 1,0 2,0 3,0 3,0 3,0	
Расход долот по типоразмерам: Долото III 508 P2 Долото III 393,7 ST115G Долото III 311,2 SF56H3 III 215,9 GT56S III 215,9 HA437 III 215,9 MDi516 III 215,9 MDSi613	шт.		1,0 1,0 3,0 3,0 1,0 1,0 2,0	
Затраты времени на испытание (освоение) скважины в эксплуатационной колонне по объектам	сут.		180,0	
Затраты времени на испытание (опробование) пластов в процессе бурения в интервалах:	сут.		-	
Отбор керна: метраж вынос	м %		76 80	
Общая численность работающих при: - строительно-монтажных работах - подготовительных работах к бурению - бурении и креплении - испытании	чел.		15 5 25 10	

Приложение 3 Расчет объемов отходов бурения

Расчет объемов отходов бурения производилось согласно методике №129-п 03.05.2012г.

1. Объем выбуренной породы при строительстве скважин:

$$V_{\text{п}} = \pi * K_{\text{к}} * R^2 * L$$

2. Объем бурового шлама:

$$V_{\text{ш}} = K_{\text{р}} * V_{\text{п}}$$

3. Объем отработанного бурового раствора:

$$V_{\text{обр}} = 1,2 * V_{\text{п}} * K + 0,5 * V_{\text{ц}}$$

где:

K - Коэффициент, учитывающий потери бурового раствора, уходящего со шламом при очистке на вибросите, пескоотделителе и илоотделителе, равный 1,052;

$V_{\text{ц}}$ - объем циркуляционной системы БУ;

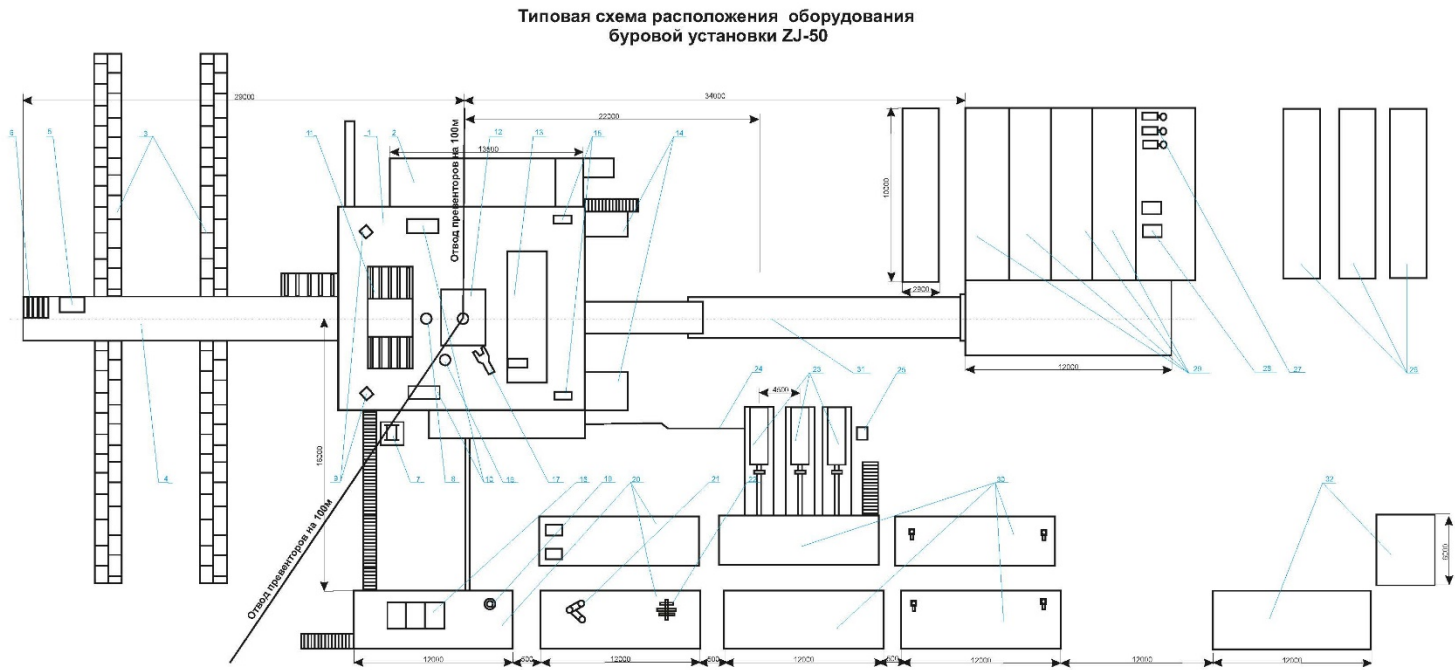
при повторном использовании бурового раствора 1,2 заменяется на 0,25;

4. Объем буровых сточных вод:

$$V_{\text{БСВ}} = 2 * V_{\text{обр}}$$

№ п/п	Наименование	Ед. изм	Интервалы бурения				
			0-45	45-500	500-2850	2850-4550	2981-4249
1	Диаметр скважины, D	м	0,508	0,3937	0,3112	0,2159	0,2159
	Радиус скважины, R ²	м	0,0645	0,0387	0,0242	0,0117	0,0117
2	Длина интервала ствола скважины, L	м	45	455	2350	1700	1268
3	Коэффициент кавернозности, K _к		1,25	1,25	1,25	1,25	1,25
4	Объем интервала скважины	м ³	11,40	69,20	223,32	77,76	58,00
5	Коэффициент разуплотнения породы, K _р		1,2				
6	Объем циркуляционной системы БУ, V _ц	м ³	300				
Итого объем всей скважины, V _п		м ³	439,67				
Объем бурового шлама, V _ш		м ³	527,60				
Объем отработанного бурового раствора, V _{обр}		м ³	705,04				
Объем буровых сточных вод, V _{БСВ}		м ³	1410,08				
Суммарный объем отходов бурения		м ³	2642,72				

Приложение 4 Схема расположения оборудования буровой установки ZJ-50D

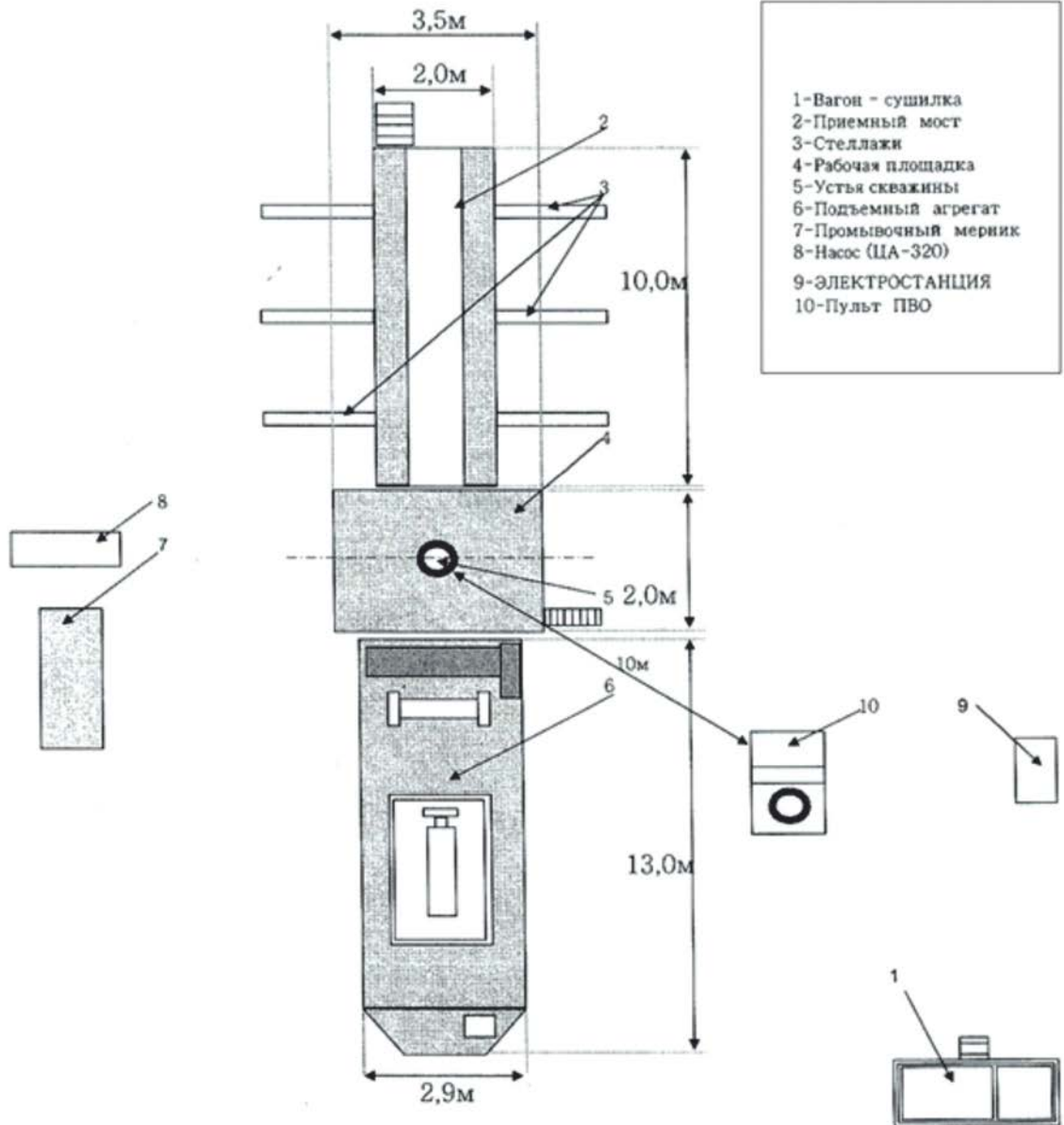


№поз.	Наименование	Кол.-во	№поз.	Наименование	Кол.-во
1	Вышечный блок	1	17	Ключ для свинчивания труб	1
2	Привальный блок	1	18	Вибросито	3
3	Склад для труб	4	19	Гидроцилиндр	1
4	Привальный мост	1	20	Емкость для раствора	3
5	Инструментальная площадка	1	21	Центрифуга	1
6	Лестницы (переходы)	6	22	Илоотделитель	1
7	Устройство для перематки каната	1	23	Буровой насос	3
8	Устройство под шурф	1	24	Манифолд	1
9	Передние опоры	2	25	Пульт управления насосами	1
10	Несущие передние стойки	2	26	Емкость для хранения ГСМ	3
11	Подсвечник	1	27	Напорная емкость ГСМ	1
12	Ротор буровой	1	28	Подпиточная емкость	2
13	Лебедка	1	29	Силовые агрегаты	4
14	Основная опора основания вышки	2	30	Емкость для раствора	4
15	Задние несущие опоры	2	31	Привод от силовых агрегатов к вышечному блоку	1
16	Устройство под квадрат	1	32	Вагон бурового мастера, культбуда	2

Примечание:
1. При монтаже и обустройстве буровой установки для бурения и освоения скважины, производственные оборудования и элементы обустройства жилья будут размещены относительно друг друга с учетом "розы ветров".
2. Вахтовый комплекс находится на расстоянии не менее 1000м от буровой установки.

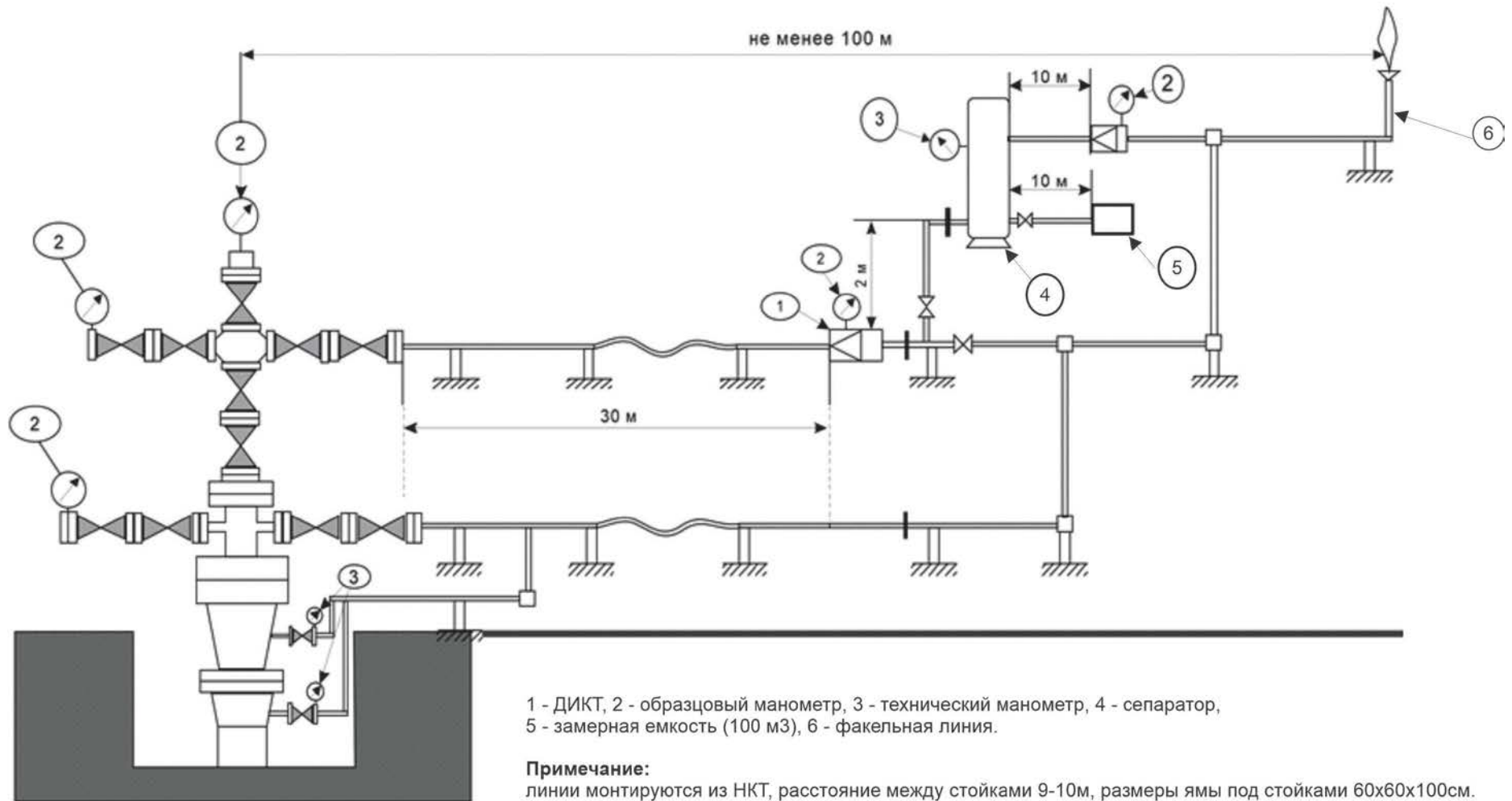
Приложение 5 Схема расположения бурового оборудования УПА-80

Схема расположения бурового оборудования
подъемного агрегата УПА-80

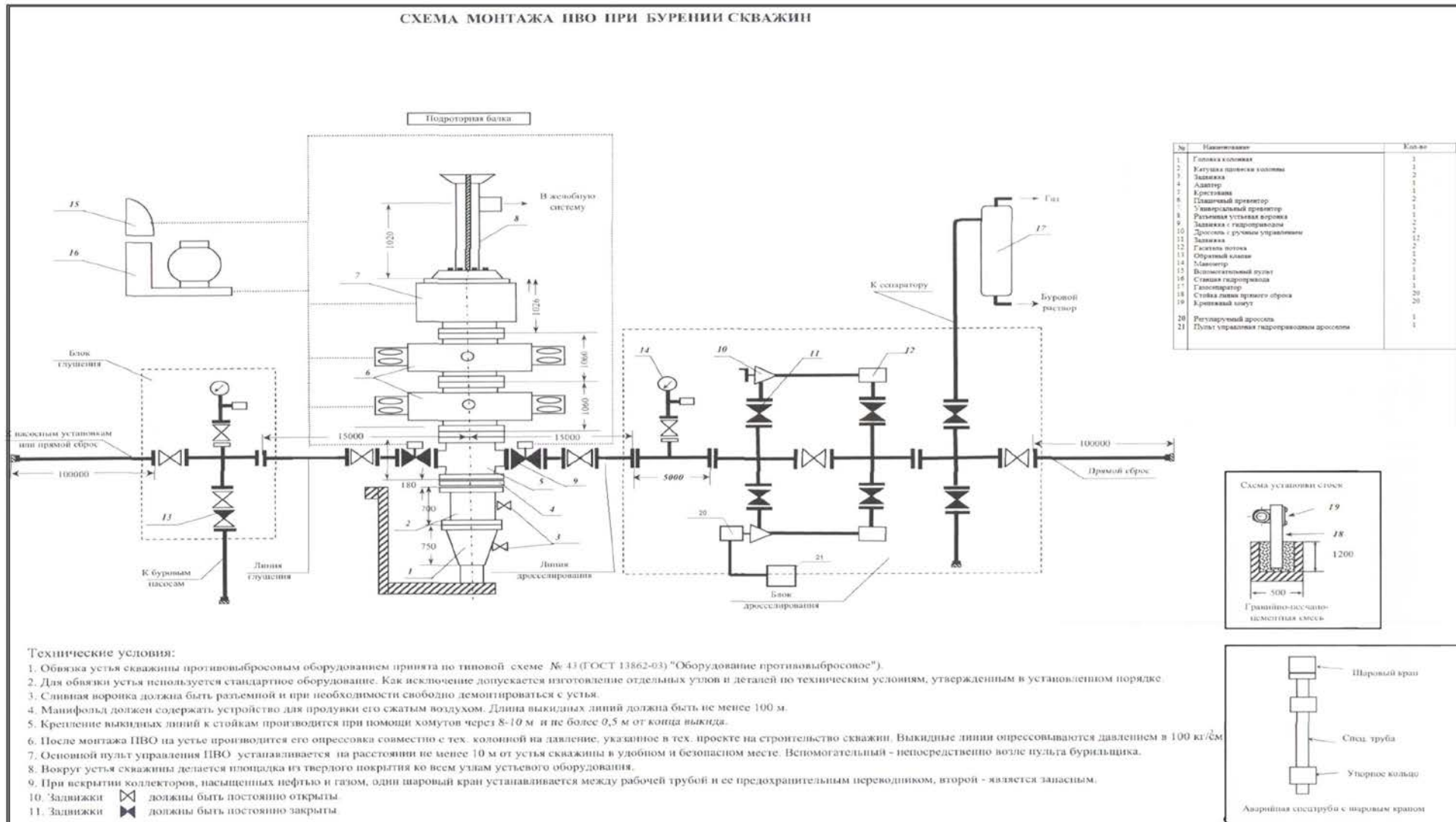


Приложение 6 Типовая схема обвязки устья при испытании и освоении

Типовая схема обвязки устья при испытании и освоении



Приложение 7 Схема монтажа ПВО при бурении скважины



Приложение 8 Геолого-технический наряд

(прикладывается отдельным файлом)

Приложение 9 Государственная лицензия ТОО «Дербес Солюшенс»

20011274



ЛИЦЕНЗИЯ

05.08.2020 года

20011274

Выдана

Товарищество с ограниченной ответственностью "Дербес Солюшенс"
("Derbes Solutions")

060000, Республика Казахстан, Атырауская область, Атырау Г.А., г.Атырау,
улица Бактыгерей Құлманов, дом № 154, 8
БИН: 090140008064

(полное наименование, местонахождение, бизнес-идентификационный номер
юридического лица (в том числе иностранного юридического лица), бизнес-
идентификационный номер филиала или представительства иностранного
юридического лица – в случае отсутствия бизнес-идентификационного номера у
юридического лица/полностью фамилия, имя, отчество (в случае наличия),
индивидуальный идентификационный номер физического лица)

на занятие

Проектирование (технологическое) и (или) эксплуатацию горных
производств (углеводороды), нефтехимических производств,
эксплуатацию магистральных газопроводов, нефтепроводов,
нефтепродуктопроводов в сфере углеводородов

(наименование лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом
Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Особые условия

(в соответствии со статьей 36 Закона Республики Казахстан «О разрешениях и
уведомлениях»)

Примечание

Неотчуждаемая, класс I

(отчуждаемость, класс разрешения)

Лицензиар

Министерство энергетики Республики Казахстан

(полное наименование лицензиара)

Руководитель
(уполномоченное лицо)

Алмауытов Сабит Базарбаевич

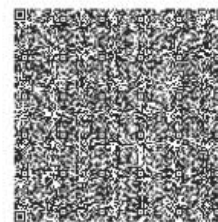
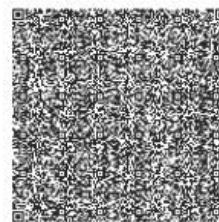
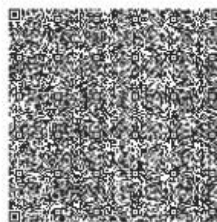
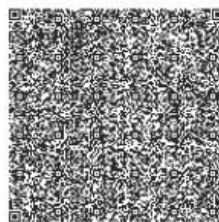
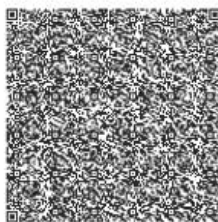
(фамилия, имя, отчество (в случае наличия))

Дата первичной выдачи

Срок действия
лицензии

Место выдачи

г.Нур-Султан



20011274



ПРИЛОЖЕНИЕ К ЛИЦЕНЗИИ

Номер ліцензії 20011274

Дата выдачи лицензии 05.08.2020 год

Подвид(ы) лицензируемого вида деятельности:

- Составление технико-экономического обоснования проектов для месторождений углеводородов
- Составление технологических регламентов для месторождений углеводородов
- Составление проектных документов для месторождений углеводородов

(наименование подвида лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Лицензията

Товарищество с ограниченной ответственностью "Дербес Солюшенс"
("Derbes Solutions")

060000, Республика Казахстан, Атырауская область, Атырау Г.А., г.Атырау,
улица Бактыгерей Кулманов, дом № 154, 8, БИН: 090140008064

(полное наименование, местонахождение, бизнес-идентификационный номер юридического лица (в том числе иностранного юридического лица), бизнес-идентификационный номер филиала или представительства иностранного юридического лица – в случае отсутствия бизнес-идентификационного номера у юридического лица/полностью фамилия, имя, отчество (в случае наличия), индивидуальный идентификационный номер физического лица)

Производственная база

г.Атырау, Улица Махамбета Утемисова, 116Б

(местонахождение)

Особые условия действия лицензии

(в соответствии со статьей 36 Закона Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Лицензиар

Министерство энергетики Республики Казахстан

(полное наименование органа, выдавшего приложение к лицензии)

Руководитель
(уполномоченное лицо)

Алмауытов Сабит Базарбаевич

(фамилия, имя, отчество (в случае наличия))

Номер приложения

001

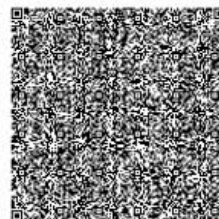
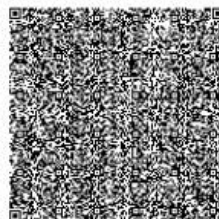
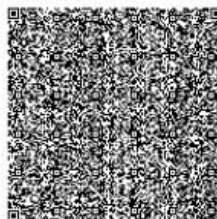
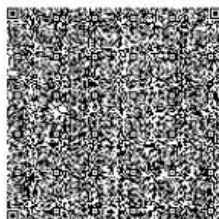
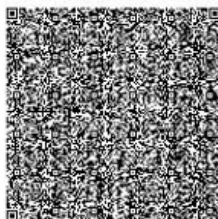
Срок действия

Дата выдачи
приложения

05.08.2020

Место выдачи

г. Нур-Султан

[illegible]