



**ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ
ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «НЕФТЕНАЯ ИНЖЕНЕРНО-
ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ СЕРВИСНАЯ КОМПАНИЯ
ЧЖУНМАН»**



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

УТВЕРЖДАЮ

Директор

**ТОО «Нефтяная инженерно-технологическая
сервисная компания Чжунман
»**

_____ **Цзян Куйфэн**

«_____» _____ **2025 г.**

**«ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ
НА СТРОИТЕЛЬСТВО РАЗВЕДОЧНОЙ СКВАЖИНЫ №S2-1-N1 В ЮЖНОМ
БЛОКЕ С ПРОЕКТОМ РООС НА КОНТРАКТНОЙ ТЕРРИТОРИИ
МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПРИБРЕЖНОЕ» В АТЫРАУСКОЙ ОБЛАСТИ
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН**

Директор

Конисов А.Б.

г. Атырау – 2025 г.

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Главный инженер проекта	Хайруллин Н.
Ведущий инженер по бурению	Тлеугалиев С.
Ведущий геолог	Мухамеджанова З.
Ассистент инженера	Баймагамбет Н.

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	23
4.3. Возможные осложнения по разрезу скважины.....	25
4.4. Исследовательские работы	28
4.5. Работы по испытанию в эксплуатационной колонне и освоение скважины, сведения по эксплуатации	30
5. КОНСТРУКЦИЯ СКВАЖИНЫ.....	34
6. ПРОФИЛЬ СТВОЛА СКВАЖИНЫ.....	42
7. БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ.....	46
8. УГЛУБЛЕНИЕ СКВАЖИНЫ	55
9. КРЕПЛЕНИЕ СКВАЖИН	63
9.1. Обсадные колонны	63
9.2. Цементирование обсадных колонн	70
9.3. Оборудование устья скважины	77
10. ИСПЫТАНИЕ СКВАЖИНЫ	78
10.1. Испытание пластов в процессе бурения	78
10.2. Испытание горизонтов на продуктивность в эксплуатационной колонне.....	81
11. ДЕФЕКТОСКОПИЯ И ОПРЕССОВКА	85
12. СТРОИТЕЛЬНЫЕ И МОНТАЖНЫЕ РАБОТЫ	88
12.1. Подготовительные работы к строительству скважины (скважин)	89
12.2. Объемы строительных и монтажных работ для строительства скважины	91
13. ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТЬ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИНЫ	97
14. МЕХАНИЗАЦИЯ И АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ, СРЕДСТВА КОНТРОЛЯ И ДИСПЕТЧЕРИЗАЦИИ	98
15. КРИТЕРИИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННЫХ И ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН	101
15.1. Пилотные (предварительно проходимые) стволы	103
15.2. Выбор бурового раствора.....	104
15.3. Проектирование бурильной колонны	105
15.4. Гидравлические расчеты промывки скважины.....	105
15.5. Выбор компоновок низа бурильной колонны (ВНА).....	105
16. ЛИКВИДАЦИЯ И КОНСЕРВАЦИЯ СКВАЖИН	106
16.1. Общие положения.....	106
16.2. Ликвидация скважины.....	107
16.3. Порядок организации работ по ликвидации скважины	108
16.4. Консервация скважины	110
17. ТЕХНОЛОГИЯ УСТАНОВКИ АВАРИЙНОГО ЦЕМЕНТНОГО МОСТА.....	111
18. ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ, ПРОМЫШЛЕННАЯ САНИТАРИЯ И ПРОТИВОПОЖАРНАЯ ТЕХНИКА	114
18.1. Общие положения.....	114
18.2. Классификация взрывоопасных зон.....	114
18.3. Пожарная безопасность на объектах	117
18.4. Организационные мероприятия по обеспечению пожарной безопасности.....	121
18.5. Основные требования и мероприятия по промышленной санитарии и гигиене труда.....	123
18.6. Мероприятия по безопасности ведения работ при строительстве скважин	132

19. ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ НЕФТЕГАЗОВОДОПРОЯВЛЕНИЙ И ОТКРЫТОГО ФОНТАНИРОВАНИЯ.....	138
19.1. Общие положения.....	138
19.2. Рекомендации по организации предупреждения и ликвидации открытых нефтяных и газовых фонтанов	139
20. АНАЛИЗ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИНЫ.....	144
20.1. Общие положения.....	144
20.2. Идентификация опасностей.....	144
20.3. Оценка вероятности (частоты) риска.....	145
20.4. Рекомендации по уменьшению риска.....	147
21. СПИСОК НОРМАТИВНО-СПРАВОЧНЫХ И ИНСТРУКТИВНО-МЕТОДИЧЕСКИХ МАТЕРИАЛОВ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ПРИ ПРИНЯТИИ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ И СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИН	149
СВЕДЕНИЯ О ВОДОСНАБЖЕНИИ	154
СВЕДЕНИЯ ОБ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИИ.....	155
ПРИЛОЖЕНИЯ.....	157
Приложение 1 Задание на проектирование по разработке индивидуального технического проекта на строительство разведочной скважины № S2-1-H1 в южном блоке с проектом РООС на контрактной территории месторождения «Прибрежное» в Атырауской области Республики Казахстан.....	158
Приложение 2 Расчет объемов отходов бурения	167
Приложение 3 Схема расположения оборудования буровой установки ZJ-40DB	168
Приложение 4 Схема расположения бурового оборудования УПА 60/80	169
Приложение 5 Типовая схема обвязки устья при испытании и освоении	170
Приложение 6 Схема монтажа ПВО при бурении скважины	171
Приложение 7 Геолого-технический наряд	172
Приложение 8 Государственная лицензия ТОО «Дербес Солюшенс»	173

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	21
Таблица 4.4 Геокриологическая характеристика разреза скважины	22
Таблица 4.5 Нефтеносность	23
Таблица 4.6 Газоносность	23
Таблица 4.7 Водоносность	24
Таблица 4.8 Давление и температура по разрезу скважины	24
Таблица 4.9 Поглощение бурового раствора	25
Таблица 4.10 Осыпи и обвалы стенок скважины	25
Таблица 4.11 Нефтегазоводопроявления	26
Таблица 4.12 Прихватоопасные зоны	26
Таблица 4.13 Текучие породы	27
Таблица 4.14 Прочие возможные осложнения	27
Таблица 4.15 Отбор керна, шлама и грунтов	28
Таблица 4.16 Географические исследования	28
Таблица 4.17 Данные по испытанию (опробованию) пластов в процессе бурения	29
Таблица 4.18 Прочие виды исследований	29
Таблица 4.19 Испытание продуктивных горизонтов (освоение скважины) в эксплуатационной колонне	30
Таблица 4.20 Работы по перфорации эксплуатационной колонны при испытании (освоении)	30
Таблица 4.21 Интенсификация притока пластового флюида или повышение приемистости пласта в нагнетательной скважине	31
Таблица 4.22 Дополнительные работы при испытании (освоении)	31
Таблица 4.23 Данные по эксплуатационным объектам	32
Таблица 4.24 Дополнительные данные для определения продолжительности испытания (освоения) скважины	32
Таблица 4.25 Данные по нагнетательной скважине	33
Таблица 4.26 Сведения об осложнениях по пробуренным скважинам - аналогам	33
Таблица 5.1 Характеристика и устройство шахтового направления	35
Таблица 5.2 Глубина спуска и характеристика обсадных колонн	37
Таблица 5.3 Характеристика отдельно спускаемых частей обсадных колонн	38
Таблица 5.4 Техничко-технологические мероприятия, предусмотренные при строительстве скважины по проектной конструкции	39
Таблица 6.1 Входные данные по профилю наклонно-направленной скважины	42
Таблица 6.2 Профиль ствола скважины	42
Таблица 7.1 Типы и параметры буровых растворов	49
Таблица 7.2 Компонентный состав бурового раствора и характеристики компонент	50
Таблица 7.3 Потребность бурового раствора и компонентов (товарный продукт) для его приготовления, обработки и утяжеления	51
Таблица 7.4 Потребность воды или компонентов для обработки бурового раствора при разбуривании цементных станков	52
Таблица 7.5 Потребность компонентов для обработки бурового раствора при спуске обсадных колонн	53

Таблица 7.6 Суммарная потребность компонентов бурового раствора на скважину	53
Таблица 7.7 Оборудование для приготовления и очистки буровых растворов	54
Таблица 8.1 Способы, режимы бурения, расшивки (проработки) ствола скважины и применяемые КНБК ...	55
Таблица 8.2 Компоновка низа бурильных колонн (КНБК)	56
Таблица 8.3 Потребное количество элементов КНБК	57
Таблица 8.4 Суммарное количество и масса элементов КНБК	58
Таблица 8.5 Рекомендуемые бурильные трубы	59
Таблица 8.6 Конструкция бурильных колонн	59
Таблица 8.7 Характеристика и масса бурильных труб, УБТ по интервалам бурения	60
Таблица 8.8 - Оснастка талевой системы	60
Таблица 8.9 Режим работы буровых насосов	61
Таблица 8.10 Распределение потерь давлений в циркуляционной системе буровой	61
Таблица 8.11 Гидравлические показатели промывки	62
Таблица 9.1 Способы расчеты наружных давлений и опрессовки обсадных колонн	63
Таблица 9.2 Распределение давлений по длине колонны	63
Таблица 9.3 Рекомендуемые типоразмеры обсадных труб	65
Таблица 9.4 Параметры обсадных труб	65
Таблица 9.5 Суммарная масса обсадных труб	66
Таблица 9.6 Технологическая оснастка обсадных колонн	67
Таблица 9.7 Режим спуска обсадных труб	68
Таблица 9.8 Опрессовка обсадных труб натяжение эксплуатационной колонны	69
Таблица 9.9 Общие сведения о цементировании обсадных колонн	70
Таблица 9.10 Характеристика жидкостей для цементирования	71
Таблица 9.11 Компонентный состав жидкостей для цементирования и характеристики компонентов	72
Таблица 9.12 Технологические операции при цементировании и режим работы цементировочных агрегатов (буровых насосов)	73
Таблица 9.13 Схема обвязки и потребность в цементировочных агрегатах	75
Таблица 9.14 Потребность в смесительных машинах, цементовозах и автоцистернах	75
Таблица 9.15 Потребное для цементирования обсадных колонн количество цементировочной техники	76
Таблица 9.16 Потребное для цементирования обсадных колонн количество материалов	76
Таблица 9.17 Спецификация устьевого и противовыбросового оборудования (ПВО)	77
Таблица 10.1 Продолжительность работы пластоиспытателя, спускаемого на трубах	78
Таблица 10.2 Характеристика КИИ и технологические режимы работы пластоиспытателя, спускаемого на трубах	79
Таблица 10.3 Продолжительность работы опробователя пластов, спускаемого на кабеле	80
Таблица 10.4 Параметры колонны насосно-компрессорных труб (НКТ)	81
Таблица 10.5 Характеристика жидкостей и составляющие их компоненты для установки цементных мостов	82
Таблица 10.6 Потребное количество цементировочной техники для установки цементных мостов	82
Таблица 10.7 Потребное количество материалов для установки цементных мостов	82
Таблица 10.8 Продолжительность испытания (освоения) объектов в эксплуатационной колонне	83
Таблица 10.9 Продолжительность работы агрегатов при испытании (освоении) скважины в эксплуатационной колонне	84
Таблица 11.1 Виды операций контроля и объемы работ по дефектоскопии бурильного инструмента, проводимые с применением передвижной дефектоскопической лаборатории ПКДЛ	86
Таблица 11.2 Опрессовка оборудования и используемая техника	87
Таблица 12.1 Сварочные работы при монтаже бурового оборудования	89
Таблица 12.2 Объемы подготовительных работ к строительству скважины (скважин)	90
Таблица 12.3 Перечень топографо-геодезических работ	90
Таблица 12.4 Объем работ по монтажу бурового оборудования	91
Таблица 12.5 Объемы работ по комплекту бурового и силового оборудования	92
Таблица 12.6 Объемы работ под конструктивные узлы вышки и привышечных сооружений к комплекту	94
Таблица 12.7 Объемы работ по фундаментам под комплект (и вышку)	95
Таблица 12.8 Объемы работ при использовании специальной установки «УПА 60/80», для испытания скважины	96
Таблица 13.1 Продолжительность строительства скважины	97
Таблица 13.2 Продолжительность бурения и крепления по интервалам глубин	97

Таблица 14.1 Средства механизации и автоматизации	98
Таблица 14.2 Средства контроля.....	100
Таблица 14.3 Средства диспетчеризации	100
Таблица 18.1 Классификация основных сооружений и установок по взрыво - и пожароопасности	117
Таблица 18.2 Спецдежда, спецобувь и средства индивидуальной защиты	124
Таблица 18.3 Средства коллективной защиты от шума и вибраций	126
Таблица 18.4 Нормы освещённости.....	127
Таблица 18.5 Средства контроля воздушной среды.....	131
Таблица 18.6 Первичные средства пожаротушения.....	132
Таблица 19.1 Способы и средства борьбы с поглощениями	141
Таблица 19.2 Испытание на герметичность запорной арматуры, применяемой при бурении.....	142
Таблица 20.1 Причины открытых фонтанов	145
Таблица 20.2 Причины газонефтеводопроявлений	146
Таблица 21.1. Список литературы	149

СПИСОК РИСУНКОВ

Рисунок 1.1-Обзорная карта. Масштаб 1:1000000.....	10
Рисунок 5.1-Совмещённый график давлений	36
Рисунок 6.1-Профиль скважины	45
Рисунок 9.1-Распределение избыточных давлений (кондуктор)	64
Рисунок 9.2-Распределение избыточных давлений (эксплуатационная колонна)	64

РЕФЕРАТ

Индивидуальный технический проект на строительство разведочной скважины №S2-1-N1 на месторождении Прибрежное, 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 разведочной скважины №S2-1-N1 на месторождении Прибрежное буровой установкой «ZJ-40DB».

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 «Нефтяная инженерно-технологическая сервисная компания Чжунман» и ТОО «Дербес Солюшенс».

1. ОБЩАЯ ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

В административном отношении месторождение Прибрежное входит в Жылыойский район Атырауской области Республики Казахстан (рис. 1.1).

Месторождение Прибрежное географически расположено в юго-восточной части Прикаспийской впадины и находится непосредственно в прибрежной зоне Каспийского моря. Уровень грунтовых вод находится на глубине до 1,0 м.

Районный центр г.Кульсары, и железнодорожная станция Кульсары находятся к северо-востоку от месторождения в 96 км, областной центр г. Атырау расположен в 135 км.

Ближайшими населенными пунктами является село Косшагыл (77км) и г.Кульсары (96км).

Связь месторождения с населенными пунктами осуществляется по грунтовым дорогам, а с районным центром и г. Атырау по асфальтированной трассе Атырау-Актау. Ближайшими разрабатываемыми месторождениями являются: на юге и на юго-востоке - Морское, Западная Прорва, Актобе, на северо-востоке - Тенгиз.

В орографическом отношении территория представляет собой слабо всхолмленную равнину с абсолютными отметками от минус 15 до минус 25 м.

Гидрографическая сеть и источники пресной воды отсутствуют. Снабжение питьевой водой осуществляется из водовода Астрахань-Мангышлак. Очистные сооружения по подготовке воды расположены в районном центре г. Кульсары. На месторождении питьевая вода доставляется автотранспортом из г. Кульсары и месторождения Тенгиз.

Климат района резко континентальный с холодной зимой: температура колеблется от минус 30 до 40 °С и жарким летом: июль плюс 38-42 °С. Преобладающее направление ветров в течение года - юго-восточное. Среднегодовое количество осадков 130-180 мм. Основное количество осадков выпадает в весенний и осенний периоды.

Растительность скудная, характерная для полупустынь и представлена, в основном, полынью и солянками.

Животный мир также типичный для зон полупустынь, и представлен преимущественно грызунами и пресмыкающимися.

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 Ø 340мм x 60м.
 - Кондуктор Ø 244,5мм x 509/722м.
 - Эксплуатационная колонна (хвостовик-фильтр) Ø177,8мм 509/697 x 509/1138 (±300м) м.
- Основные проектно-экономические данные приведены в таблице 1.1

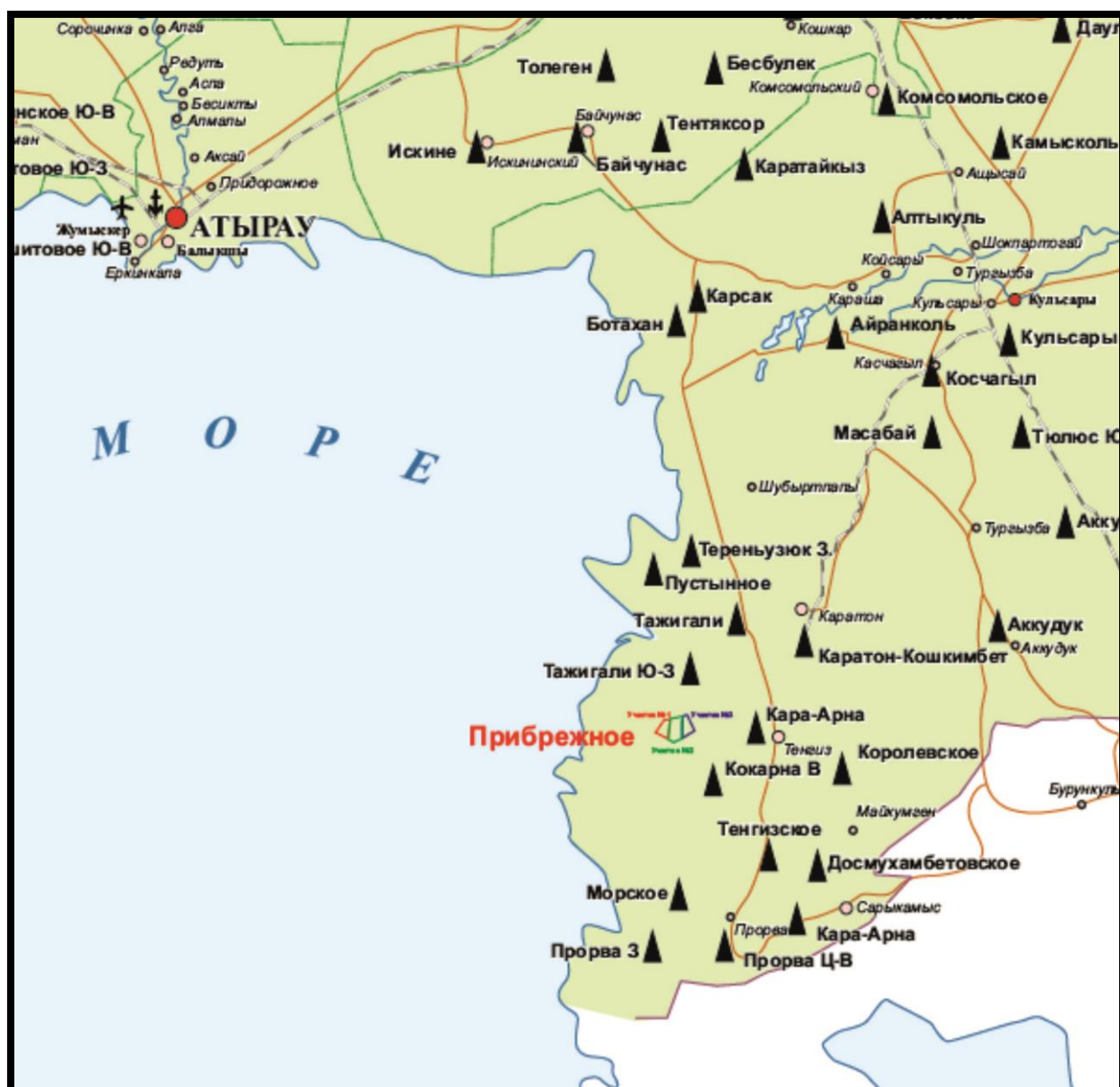


Рисунок 1.1-Обзорная карта. Масштаб 1:1000000

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	S2-1-H1
3	Площадь (месторождение)	Прибрежное
4	Расположение (суша, море)	суша
5	Глубина моря на точке бурения, м	-
6	Цель бурения и назначенные скважины	разведочная
7	Проектный горизонт	меловые отложения
8	Проектная глубина, м	
	по вертикали	509
	по стволу	1143 (±300м)
9	Число объектов испытания:	
	в колонне	1
	в открытом стволе	-
10	Вид скважины (вертикальная, наклонно-направленная, кустовая)	горизонтальная
11	Тип профиля	
12	Азимут бурения, град	223°
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	509
16	Отклонение от вертикали точки входа в кровлю продуктивного (базисного) пласта, м	758
17	Допустимое отклонение заданной точки входа в кровлю продуктивного (базисного) пласта от проектного положения (радиус круга допуска), м	5
18	Металлоемкость конструкции, кг/м	62,5
19	Способ бурения	роторный, ВЗД
20	Вид привода	ДВС
21	Вид монтажа (первичный, повторный)	вторичный
22	Тип буровой установки	ZJ-40DB или аналог
23	Тип и грузоподъемность буровой установки	225тн
24	Наличие механизмов АСП (ДА, НЕТ)	нет
25	Номер основного комплекса бурового оборудования	-
26	Максимальная масса колонны, т:	
	обсадной	49,6
	бурильной	49,7
27	Тип установки для испытаний	УПА 60/80 или аналог
28	Продолжительность цикла строительства скважин, сут.	128,0
	в том числе:	
	строительно-монтажные работы	2,0
	подготовительные работы к бурению	7,0
	бурение и крепление	29,0
	испытание, всего в том числе:	90,0
	в открытом стволе	-
	в эксплуатационной колонне	90,0
29	Проектная скорость бурения, м/ст.мес.	1182

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	339,7	0	60	0	60
Кондуктор	244,5	0	509	0	722
Эксплуатационная (хвостовик-фильтр)	177,8	509	509	697	1138 (±300м)

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	захо рон ени ю	сборы
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
0	1143 (±300 м)	не предусматривается		по контракту				по контракту			-	ОБР	238,86	238,86	-	-
												Шлам	112,98	112,98	-	-
												Сточные воды	477,72	477,72	-	-

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
Естест. фонтанирование, станок качалка, Штанговый глубинный насос, винтовой насос, Эл. погружной насос, газлифт, насос гидравлический/струйный	В течении всего срока эксплуатации		не планируется	1143 (±300м)	114,3	Общая коррозия	незначительная*	-	нефть (пластовые жидкости или жидкость заканчивания)	0,84

Примечание: * смотри раздел «Мероприятия по предупреждению коррозии крепи скважин».

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	«Дополнение № 2 к проекту разведочных работ по поиску углеводородов на участке Прибрежное в Атырауской области Республики Казахстан».
2	Договор №26 от 11.03.2025г. между ТОО «Нефтяная инженерно-технологическая сервисная компания Чжунман» и ТОО «Дербес Солюшенс» на разработку технических проектов на строительство разведочных скважин на месторождении Прибрежное.

3. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Таблица 3.1 Сведения о районе буровых работ

Наименование	Значение (текст, название, величина)
1	2
Площадь (месторождение)	Прибрежное
Блок (номер и/или название)	-
Административное расположение	
республика	Казахстан
область (край)	Атырауская
район	Жылыойский
Год ввода площади в бурение	
Год ввода площади (месторождения) в эксплуатацию	
Температура воздуха, °С	
среднегодовая	+ 15°С
наибольшая летняя	+35- 42°С
наименьшая зимняя	- 33-40°С
Среднегодовое количество осадков, мм	180
Максимальная глубина промерзания грунта, м	1,6
Продолжительность отопительного периода в году, сут	180
Продолжительность зимнего периода в году, сут	107
Азимут преобладающего направления ветра, град	В-СВ
Наибольшая скорость ветра, м/с	25,0
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 разведочной скважины.	1,9	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.Кульсары	96	Автотранспорт
Питьевая вода	г.Кульсары	96	Автотранспорт
Энергоснабжение	ДВС	по месту	Для БУ
Стройматериалы	Карьер	30	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
-	-	-	-	-

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	г. Атырау	135	Нет	-	
Да	Жылыойский район п.	96	Нет	-	
Да	ж/д Атырау - Актобе	20	Нет	-	

4. ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА

4.1. ЛИТОЛОГО-СТРАТИГРАФИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЗРЕЗА СКВАЖИНЫ

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

Глубина залегания от стола ротора, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания пластов, град.		Коэффициент кавернозности в интервале
от (верх)	до(низ)	название	индекс	угол падения	азимут	
1	2	3	4	5	6	7
0	60	Неоген + Четвертичный+ Палеоген	N+Q+P	-	-	1,25
60	600	Верхний мел	K ₂	-	-	1,25

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.

Таблица 4.2 Литологическая характеристика разреза скважины

Стратиграфический горизонт	Интервал залегания, м		Горная порода		Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.д.)
	от (верх)	До(низ)	Краткое название	в интервале, %	
1	2	3	4	5	6
N+Q+P	0	60	Глина	50	Глина светло-серая, алевроитовая
			Песчаник	10	Песчаник серый, мелко-среднезернистый
			Известняк	20	Известняки и мергели белые с прослоями темно-коричневых глинистых мергелей
			Мергель	20	
K ₂	60	600	Известняк	25	Известняк глинистый грязно-белого цвета, массивный, средне-крепкий, плотный
			Песчаник	25	Песчаник серый, мелко-среднезернистый
			Глина	25	Глина алевроитовая, зеленовато-серая
			Алевролит	25	Алевролит разномзернистый, полимиктовый, с точечным обугленным детритом, среднесцементированный

Таблица 4.3 Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины

Стратиграфический горизонт	Интервал, м		Горная порода	Плотность, кг/м ³	Пористость, %	Проницаемость, мдарси	Карбонатность, %	Абразивность	Классификация пород по твердости (мягкая, средняя, твердая)
	от (верх)	до (низ)							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
N+Q+P	0	60	Глины	1500	5-30	0,01-2,5	0-10	II-III	Мягкая
			Песчаник						
			Известняки						
			Мергели						
K ₂	60	600	Известняки	1700	5-30	0,01-2,5	0-10	II-III	Мягкая
			Песчаник						
			Глина						
			Алевролит						

Таблица 4.4 Геокриологическая характеристика разреза скважины

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

Примечание: В разрезе проектной скважины многолетнемерзлые породы отсутствуют.

4.2. НЕФТЕГАЗОВОДОНОСНОСТЬ ПО РАЗРЕЗУ СКВАЖИНЫ

Таблица 4.5 Нефтеносность

Индекс стратигра- фического подразделен ия(пачки)	Интервал, м		Тип коллектора	Параметры нефти						Параметры растворенного газа					
	От (верх)	До (низ)		плотность, г/см ³		кинематиче- ская вязкость при 20°С, мм ² /с	Содер- жание серы, % по весу	Содер- жание пара- фина, %по весу	Максимальный дебит, м ³ /сут	Газо- вый фак- тор,м ³ / т	Со- держа- ние серо- водо- рода, %	Со- держа- ние угле- кис- лого газа, %	Относи- тельная по воздуху плот- ность газа	Кэффи- циент сжимаемости	Давле- ние насы- щения в плас- товых усло- виях, МПа
				в пласто- вых условиях	после дегаза ции 20°С										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
K ₂	525	530	Поровый	0,975	0,989	145,4	2,08	0,82	13,0	1,94	отс	0,4	0,780	0,003	-

Примечание: параметры нефти и растворенного газа взяты из «Дополнение №2 к проекту разведочных работ по поиску углеводородов на участке Прибрежное Атырауской области Республики Казахстан» (2025г.), а также из «Отчета по результатам анализа физико-химических свойств поверхностной пробы нефти из скважины S1» (2025г.).

Таблица 4.6 Газоносность

Индекс стратиграфического подразделения(пачки)		Интервал, м (по вертикали)		Тип коллектора	Содержание в % по объему			Относительная по воздуху плотность газа	Коэффициент отклонения газа в пластовых условиях	Свободный дебит м³/сут	Параметры конденсата	
		от (верх)	до (низ)		H₂S	He	CO₂				в пластовых условиях г/см³	на устье скважины кг/м³
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Не ожидаются												

Таблица 4.7 Водоносность

Индекс стратигра- фического подразделен ия (пачки)		Интервал, м		Тип коллект ора	Плот- ность, г/см ³	Свободн ый дебит, м ³ / сут	Химический состав воды, г/л						Степень минера- лизации, г/л	Тип воды по Сулину СФН- сульфатно- натриевый; ХК-хлор- кальциевы й; ХМ- хлор- магниевый	Относится к источнику питьевого водоснабжен ия (да или 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
Не ожидаются															

Таблица 4.8 Давление и температура по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Градиент давления								Температура в конце интервала градус
	от (верх)	до (низ)	пластового		порового		гидроразрыва пород		горного		
			кгс/см² на м		кгс/см² на м		кгс/см² на м		кгс/см² на м		
			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
N+Q +P	0	60	0,100	0,100	0,100	0,100	0,183	0,183	0,183	0,183	22,0
K₂	60	600	0,105	0,105	0,105	0,105	0,183	0,183	0,183	0,183	41,1

4.3. ВОЗМОЖНЫЕ ОСЛОЖНЕНИЯ ПО РАЗРЕЗУ СКВАЖИНЫ

Таблица 4.9 Поглощение бурового раствора

Стратиграфические подразделения	Интервалы, м		Максимальная интенсивность поглощения, м³/час	Расстояние от устья скважины до статического уровня при его максимальном снижении, м	Потеря циркуляции (да, нет)	Градиент давления поглощения, кгс/(см²·м)		Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)				При вскрытии	После изоляционных работ	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
N+Q,+P+K	0	1143 (±300 м)	-	-	нет	0,122	0,192	При забойном давлении выше пластового давления на 8%

Таблица 4.10 Осыпи и обвалы стенок скважины

Индекс стратигра- фического подразделе- ния	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	плотнос- ть, г/см³	дополнительные данные по раствору, влияющие на устойчивость пород			
					условная вязкость, сек	Водоотдача, см³/30м		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
N+Q _c +P+K	0	1143 (±300 м)	Полимерный	1220	45-50	< 4÷5	10	то же

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+Q,+P+K	50	509	нефть, газ, вода	0,958	0,958	При превышении пластового давления на 5% над забойным	Разгазирование раствора, падение плотности бурового раствора, пузырьки газа, пленки нефти

Таблица 4.12 Прихватоопасные зоны

Индекс стратиграфические подразделения	Интервал, м		Раствор, при применении которого произошел прихват				Наличие ограничений на оставление инструмента без движения или промывки (да, нет)	Вид прихвата (от перепада давления, заклинки, сальникообразованья и т.д.)	Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)	тип	Плотность, кг/м ³	Водоотдача, см ³ / 30 мин и вязкость (УВ), с	Смазывающие добавки (название)			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
N+Q,+P+K	0	300	полимерный	1220	4-5	Нефть или FK-Lube	ДА	-	Превышение фильтрации, недостаточная гидромониторная очистка забоя

Таблица 4.13 Текучие породы

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

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, грифонообразование	Характеристика (параметры) осложнения и условия возникновения
	от (верх)	до (низ)		
1	2	3	4	5

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

4.4. ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЕ РАБОТЫ

Таблица 4.15 Отбор керна, шлама и грунтов

Наименование 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)					
К	525	530	9	100	9	К	525	530	ч/з 5м	-	-	-	-

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

Таблица 4.16 Географические исследования

Наименование исследований	Замеры производятся в интервале, м		Примечание
	от (верх)	до (низ)	
1. КС, ПС, ДС, ИК, ГК, инклинометрия	0	728	в масштабе 1:500
2. БК, МБК, ГК, ННКт, АК, ГГКп, ПС, ДС/ПМ, ИК, ТМ, инклинометрия, АКЦ, MWD	728	1143 (±300м) (по стволу)	в масштабе 1:500, 1:200
3. Ядерно-магнитный резонанс (ЯМР), микросканирование стенки скважин (FMI), RFT или MTD *.	В интервале продуктивных пластов	При необходимости получения доп.данных	в масштабе 1:200
4. ГТИ	0	1143 (±300м) (по стволу)	-
5. ЛМ, термометрия, АКЦ, ФКД	0	1143 (±300м)	-

Примечание:

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

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
-	-	-	-	-	-	-	-

Примечание: Интервалы ИПТ будут уточняться заказчиком по результатам ГИС.

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

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 (пачки)	Номер объекта (снизу-вверх)	Интервал залегания объекта, м*		Интервал установки цементного моста, м*		Тип конструкции продуктивного горизонта: открытый забой, фильтр, цементная колонна	Тип установки для испытания (освоения): передвижная, стационарная	Пласт фонтанирующий (ДА, НЕТ)	Количество режимов (штуцеров) испытания, шт.	Диаметр штуцеров, мм	Последовательный перечень операций вызова притока или освоения нагнетательной скважины: смена раствора на воду (РАСТВОР-ВОДА), смена раствора на нефть (РАСТВОР-НЕФТЬ), смена воды на нефть (ВОДА-НЕФТЬ), аэрация (АЭРАЦИЯ), понижение уровня компрессорами (КОМПРЕССОР)	Опорожнение экс. колонны при освоении	
		От (верх)	До (низ)	От (верх)	До (низ)							Максимальное снижение уровня, м	Плотность жидкости, г/см ³
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
K ₂	I	525	530	не предусматривается		Фильтр	Передвижная	Да	3	3,5,7	Раствор - вода – компрессирование	20-40	1,0

Примечание: - глубина по стволу. Истинная глубина будет уточняться «Заказчиком», согласно «Заключению» по окончательно проведенного ГИС.

Продолжительность испытания составлена на основании закона РК «О недрах и недропользования» (статья 85, п. 4), 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 объекта	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 перфоратора на НКТ
	вид	плотность, г/см ³							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
I	Бур. раствор	1,18	1000	Кумулятивный	"Predator"- 4 1/2 или НХМ 4505-4 1/2	50	400	1	-

Примечание:

1. Спуск 177,8 мм эксплуатационный колонны с последующим цементированием до устья и перфорацией кумулятивными зарядами корпусом 89 мм;

* - «Заказчик» может применить для перфорации эксплуатационной 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 установки и пакера, м	Мощность перфорации, мм	Типоразмер перфоратора	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) «Заказчиком» 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
I	0,975	0,989	132	-	28	40	-	-	1,15

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	гидрогазодинамические 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 стратиграфического 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	относительная по воздуху плотность нагнетаемого газообразного агента	интенсивность нагнетания, м ³ /сут	давление на устье, кгс/см ²	температура нагнетаемого агента, °С	шифр	глубина установки, м	тип	плотность, 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.

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
339,7	60	J55	8,38	4,9	API	Устройство шахты 2х2х2. Бурение под направление. Спуск и цементирование направления.

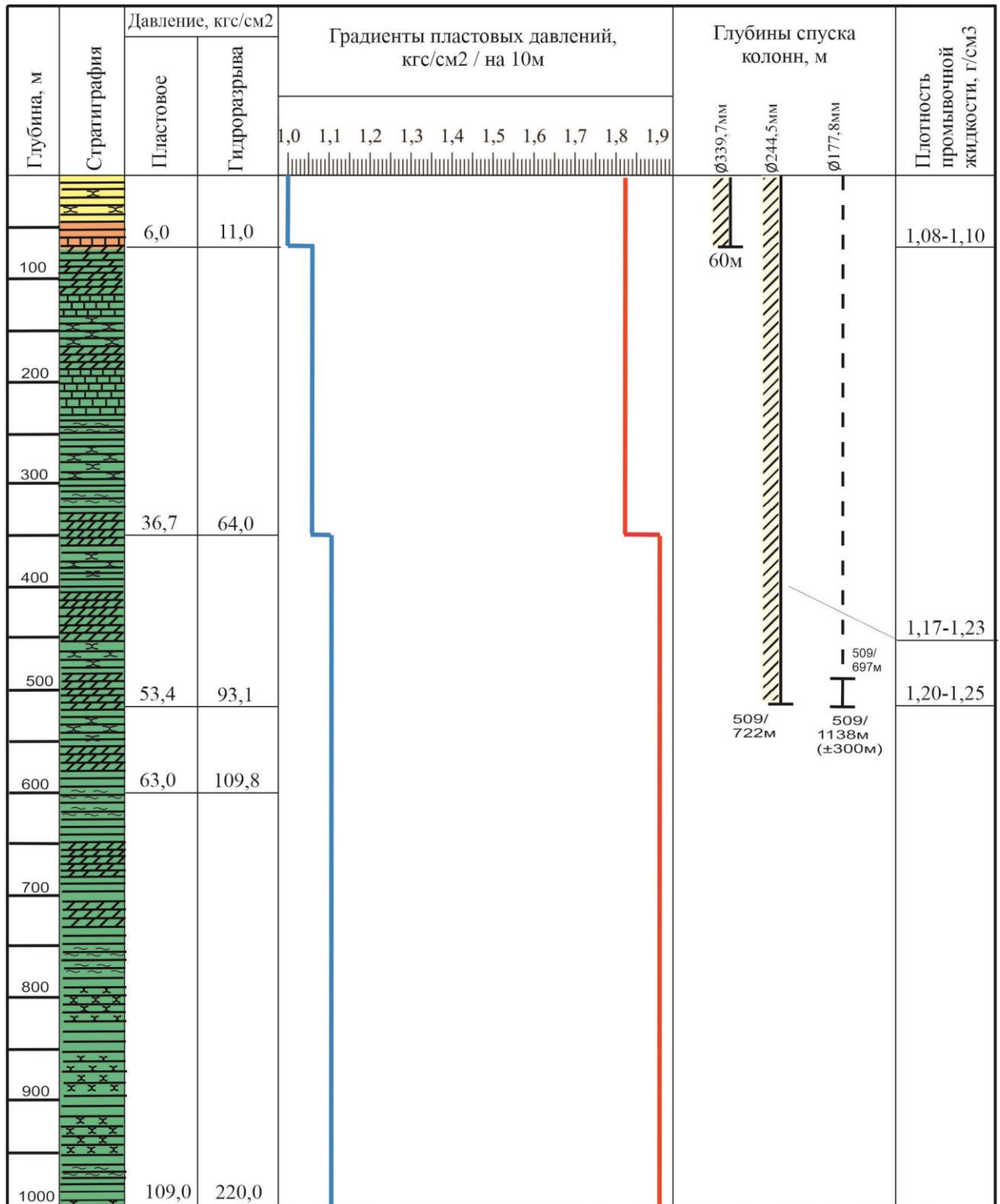


Рисунок 5.1-Совмещённый график давлений

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 339,7 мм	0	60	444,5	0	1	1	0	60	Цементируется до устья, спускается с целью перекрытия верхних неустойчивых и поглощающих горизонтов, для обеспечения обвязки устья скважины с циркуляционной системой
2	Кондуктор Ø 244,5 мм	0	722	311,15	0	1	1	0	722	Цементируется до устья, спускается с целью перекрытия поглощающих горизонтов, предотвращения гидроразрыва пород в процессе ликвидации возможных нефтеводогазопроявлений при бурении под эксплуатационную колонну.
3	Эксплуатационная колонна Ø 177,8 мм (хвостовик-фильтр)	697	1138 (±300 м)	215,9	не цементируется	1	1	697	1138 (±300 м)	Освоение 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	339,7	0	60	8,38	1	1	BTC	390,0	0	60
2	1	1	1	244,5	0	722	11,99	1	1	BTC	269,9	0	722
3	1	1	1	177,8	697	1138 (±300м)	9,20	1	1	BTC	188,0	697	1138 (±300м)

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

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

№ 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 инклиномера 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 буровой колонны по сравнению с объемом спущенных буровых труб; – уменьшение объема заливаемого в скважину бурового раствора при подъеме буровой колонны по сравнению с объемом извлеченных буровых 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 буровой 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 бурового 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 бурового 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 буровая колонна должна быть спущена до башмака последней обсадной колонны и устье скважины герметизировано превентором. При этом необходимо периодически производить промывку скважины со спуском буровых 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 газоконтрольной станцией. При вскрытии продуктивного горизонта необходимо уменьшить вес и длину КНБК до минимального значения,	Предупреждение газонефтеводопроявлений

6. ПРОФИЛЬ СТВОЛА СКВАЖИНЫ

Данным проектом предусматривается строительство горизонтальной скважины.

Выбор типа профиля осуществляется с учетом требований бурения горизонтальных скважин, прочностных характеристик пород, слагающих 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 наклонно-направленной скважины

Интервал установки погружных насосов по вертикали, м		Максимально-допустимые параметры профиля в интервале установки погружных насосов		Зенитный угол, град.		
от (верх)	до (низ)	Зенитный угол, град.	Интенсивность изменения зенитного угла, град/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
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,000
227,00	0,00	0,00	227,00	0,00	0,00	0,00	0,000
240,00	2,95	218,44	239,99	-0,26	-0,21	0,33	6,800
270,00	9,75	218,44	269,79	-2,86	-2,27	3,65	6,800
300,00	16,55	218,44	298,99	-8,20	-6,51	10,46	6,800
330,00	23,35	218,44	327,17	-16,21	-12,87	20,68	6,800
360,00	30,15	218,44	353,95	-26,78	-21,26	34,16	6,800

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
390,00	36,95	218,44	378,94	-39,76	-31,56	50,71	6,800
420,00	43,75	218,44	401,79	-54,96	-43,63	70,11	6,800
450,00	50,55	218,44	422,18	-72,17	-57,29	92,07	6,800
480,00	57,35	218,44	439,82	-91,16	-72,36	116,28	6,800
510,00	64,15	218,44	454,48	-111,65	-88,63	142,42	6,800
540,00	70,95	218,44	465,93	-133,35	-105,85	170,10	6,800
550,49	73,32	218,44	469,15	-141,17	-112,06	180,08	6,800
570,00	73,32	218,44	474,74	-155,81	-123,68	198,75	0,000
600,00	73,32	218,44	483,35	-178,32	-141,55	227,46	0,000
630,00	73,32	218,44	491,96	-200,83	-159,42	256,18	0,000
651,94	73,32	218,44	498,26	-217,29	-172,48	277,17	0,000
660,00	75,10	218,90	500,45	-223,34	-177,33	284,92	6,800
690,00	81,70	220,56	506,48	-245,93	-196,11	314,29	6,800
720,00	88,31	222,16	509,09	-268,34	-215,84	344,16	6,800
727,65	90,00	222,56	509,20	-274,00	-221,00	351,81	6,800
750,00	90,00	222,56	509,20	-290,46	-236,11	374,14	0,000
780,00	90,00	222,56	509,20	-312,56	-256,41	404,13	0,000
810,00	90,00	222,56	509,20	-334,65	-276,70	434,12	0,000
840,00	90,00	222,56	509,20	-356,75	-296,99	464,10	0,000
870,00	90,00	222,56	509,20	-378,85	-317,28	494,09	0,000
900,00	90,00	222,56	509,20	-400,94	-337,57	524,08	0,000
930,00	90,00	222,56	509,20	-423,04	-357,86	554,06	0,000
960,00	90,00	222,56	509,20	-445,14	-378,15	584,05	0,000
990,00	90,00	222,56	509,20	-467,23	-398,44	614,04	0,000
1 020,00	90,00	222,56	509,20	-489,33	-418,74	644,03	0,000
1 050,00	90,00	222,56	509,20	-511,43	-439,03	674,01	0,000
1 080,00	90,00	222,56	509,20	-533,52	-459,32	704,00	0,000

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
1 110,00	90,00	222,56	509,20	-555,62	-479,61	733,99	0,000
1 140,00	90,00	222,56	509,20	-577,72	-499,90	763,97	0,000
1 143,10	90,00	222,56	509,20	-580,00	-502,00	767,07	0,000

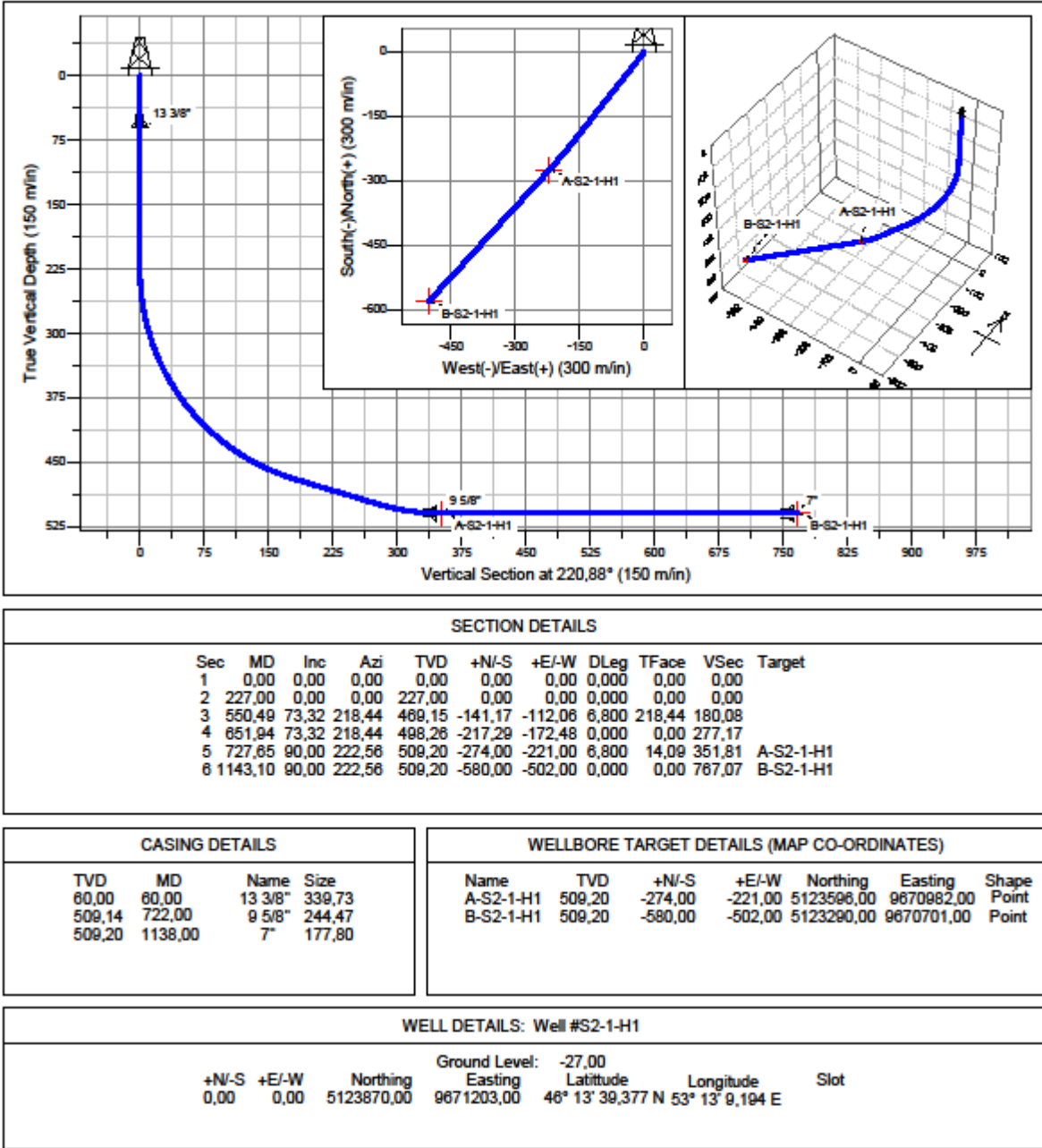


Рисунок 6.1-Профиль скважины

7. БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ

1.1. Буровые растворы

Принципы выбора бурового раствора для наклонно-направленных/горизонтальных и вертикальных скважин одинаковы. Однако при выборе промывочной жидкости для наклонно-направленных 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 наклонно-направленных 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;

1.2. Обоснование плотности бурового раствора

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.

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

где:

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

$\kappa_{пр.ср.}$ — коэффициент превышения гидростатического давления столба бурового раствора над пластовым (ПОПБ для ОПО НГОП).

Интервал 0- 61 м:

$$\rho_{б.р.} = 10 \cdot 0,1 \cdot (1,1 \div 1,15) = 1,08 \div 1,10 \text{ г/см}^3$$

Для бурения этого интервала допускается применение раствора плотностью 1,08 - 1,10 г/см³, с учетом максимального превышения гидростатического давления в скважине над пластовым (ПОПБ для ОПО НГОП). По опыту проводки предыдущих скважин можно использовать буровой раствор плотностью 1,10 г/см³, для расчета принимаем плотность бурового раствора 1,10 г/см³.

Интервал 61-728 м:

$$\rho_{б.р.} = 10 \cdot 0,1 \cdot (1,1 \div 1,15) = 1,17 \div 1,23 \text{ г/см}^3$$

Для бурения этого интервала допускается применение раствора плотностью 1,17 - 1,23 г/см³, с учетом максимального превышения гидростатического давления в скважине над пластовым (ПОПБ для ОПО НГОП), для расчетов принимаем плотность бурового раствора 1,23 г/см³.

Интервал 728- 1143 (±300м) м:

$$\rho_{б.р.} = 10 \cdot 0,1 \cdot (1,1 \div 1,15) = 1,20 \div 1,25 \text{ г/см}^3$$

Для бурения этого интервала допускается применение раствора плотностью 1,20 - 1,25 г/см³. По опыту проводки предыдущих скважин можно использовать буровой раствор плотностью 1,25 г/см³, для расчета принимаем плотность бурового раствора 1,25 г/см³.

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 КС1 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 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 кислоты, растворяющие 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	Пластическая вязкость, сП	Динамическое напряжение сдвига, мгс/см ²	плотность до утяжеления, г/см ³
						1	10		Коллоидной, (активной) части	песка	всего				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Бентонитовый	0	61	1,08-1,10	50-60	8-10	30	50	1,0	3÷4	-	6,5	8,5÷9,65	-	-	1,02
Полимерный	61	728	1,17-1,23	50-55	6-8	20	30	1,0	3÷4	<1	<13	8,5÷9,65	10-12	90-110	1,10
Полимерный	728	1143 (±300м)	1,20-1,25	45-50	6-8	20	30	1,0	3÷4	<1	<13	8,5÷9,65	10-12	90-110	1,10

***Примечание:** Исходя из фактической условий проводки бурение 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	61	Бентонитовый	1,08-1,10	да	Бентонит	2500	-	-	-	60
						Каустическая сода	2130	-	-	-	2,0
						Кальц. сода	2500	-	-	-	2,0
						Техническая вода	1000	-	-	-	1000
2	61	728	Полимерный	1,17-1,23	нет	Каустическая сода	2130	-	-	-	2,0
						Кальц. сода	2500	-	-	-	2,0
						MIL-PAC R	1000	-	-	-	3,0
						MIL- PAC LV	1000	-	-	-	5,0
						New Drill Plus	1010	-	-	-	3,0
						UNI-CAL CF	1250	-	-	-	5,0
						KCL	1990	-	-	-	50
						CaCO ₃ (утяжелитель)	2700	-	-	-	50
						WO Defoam	1970	-	-	-	0,3
						Mil-Lube FK	-	-	-	-	3,0
						Техническая вода	1000	-	-	-	916
3	728	1143 (±300 м)	Полимерный	1,20-1,25	нет	Каустическая сода	2130	-	-	-	2,0
						Кальц. сода	2500	-	-	-	2,0
						MIL-PACR	1000	-	-	-	4,0
						MIL-PACLV	1000	-	-	-	5,0
						New Drill Plus	1010	-	-	-	3,0
						UNI-CAL CF	1250	-	-	-	5,0
						KCL	1990	-	-	-	50
						CaCO ₃	2700	-	-	-	38
						WO Defoam	1070	-	-	-	0,3
						Mil-Lube FK	-	-	-	-	3,0
						Техническая вода	1000	-	-	-	917

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, м ³ /м и его компонентов, кг/м ³ в интервале		Потребность бурового раствора в м ³ 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	61	1	Бентонитовый	-	СЭСН РД	-	40	22	62
			Бентонит	60		-	2400	1320	3720
			Каустическая сода	2,0		-	80	44	124
			Кальц сода	2,0		-	80	44	124
			Техническая вода	1000		-	40000	22000	62000
61	728	1	Полимерный	-	СЭСН, РД	-	78	34	112
			Каустическая сода	2,0		-	156	68	224
			Кальц сода	2,0		-	156	68	224
			MIL- PAC R	3,0		-	234	102	336
			MIL- PAC LV	5,0		-	390	170	560
			New Drill Plus	3,0		-	234	102	336
			UNI- CAL CF	5,0		-	390	170	560
			KCL	50		-	3900	1700	5600
			CaCO3	50		-	3900	1700	5600
			Mil-Lube	3,0		-	234	102	336
			WO Defoam	0,3		-	23,4	10,2	33,6
			Техническая вода	916		-	71448	31144	102592

Продолжение таблицы 7.3

728	1143 (±300 м)	2	Полимерный		СЭСН	74	58	71	203
			Каустическая сода	2,0		148	116	142	406
			Кальц сода	2,0		148	116	142	406
			MIL- PAC R	4,0		296	232	284	812
			MIL- PAC LV	5,0		370	290	355	1015
			New Drill Plus	3,0		222	174	213	609
			UNI- CAL CF	5,0		370	290	355	1015
			KCL	50		3700	2900	3550	10150
			CaCO3	38		2812	2204	2698	7714
			Mil-Lube	3,0		222	174	213	609
			WO Defoam	0,3		22,2	17,4	21,3	60,9
			Техническая вода	917		67858	53186	65107	186151

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 м³ раствора кг/м³	Количество, кг
					плотность, г/см³	влажность, %	содержание вещества в товарном продукте (жидкости), %	Сорт		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
2	Кондуктор	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, кг			
		Номера колонны (см.табл.5.2.гр.1)			Суммарная на скважину
		1 (0- 61)	2 (61-728)	3 (728-1143)	
1	2	3	4	5	6
Каустическая сода	ГОСТ 2263-79	124	224	406	754
Кальц сода	ГОСТ 5100-85	124	224	406	754
MIL- PAC R	API 13A	-	336	812	1148
MIL- PAC LV	API 13A	-	560	1015	1575
New Drill Plus	API 13A	-	336	609	945
UNI- CAL CF	API 13A	-	560	1015	1575
KCL	ТУ 2152-013-00203944-99	-	5600	10150	15750
CaCO ₃	ТУ 2111-035-00203938-97	-	5600	7714	13314
Mil-Lube	API 13A	-	336	609	945
WO Defoam	API 13A	-	33,6	60,9	94,5
Техническая вода	местные	62000	102592	186151	350743
Бентонит	ТУ 39-0147001-105-93	3720	-	-	3720

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

Название	Типоразмер или шифр	Количество, шт.	ГОСТ, ОСТ, МРТУ, ТУ, МУ и т.д. на изготовление	Использование очистных устройств		
				ступенчатость очистки: 1 - вибросито; 2 - 1+пескоотделитель; 3 - 2+илоотделитель	интервал, м	
1	2	3	4	5	от (верх)	до (низ)
Вибросито	ZPTS-II	2	Ст. АНИ	-	0	1143
Пескоотделитель	ZQJ300x2	1	Ст. АНИ	-	0	1143
Центрифуга	LW445-JB	1	Ст. АНИ	-	0	1143
Илоотделитель	-	1	Ст. АНИ	-	0	1143
Дегазатор	ZCQ-240	1	Ст. АНИ	-	0	1143
Емкости для раствора.	-	3	Ст. АНИ	-	0	1143
Блок приготовления раствора	-	1	Ст. АНИ	-	0	1143
Мешалки	-	6	Ст. АНИ	-	0	1143

Примечание:

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

8. УГЛУБЛЕНИЕ СКВАЖИНЫ

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

Интервал, м		Вид технологической операции	Способ бурения	Условный номер КНБК (см. табл.8.2)	Режимы бурения		
от (верх)	до (низ)				Осевая нагрузка, тс	Скорость вращения, об/мин	Расход бурового раствора, л/сек
1	2	3	4	5	6	7	8
0	61	Бурение	Роторный	1	С навеса	60	35-45
61	728	Бурение участка ствола набора кривизны	Роторный /ВЗД с вращением	2	4--10	40-60 / 160-200	35-45
728	509/ 1143*	Бурение участка ствола стабилизации кривизны	ВЗД с вращением	3	4--10	160-200	30-35
61	509/ 1143*	Проработка	ВЗД с вращением	3	до 3	40-60	30-35
525	509/ 1143*	Отбор керна (по интервалам)	Роторный/ВЗД	4	5-6	50-60	12-18

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. *Длина по стволу.

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 перекося осей отклонителя			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Интервал бурения от 0 до 61 м. (роторный способ)										
1	1	Долото Ø 444,5мм	0	444,5	0,5	180	-	48,05	10,75	Разрушение
	2	УБТС Ø 203,2мм	0,5	203,2	18,3	4084,56	-			Нагрузка
	3	КЛС Ø 444,5мм	18,8	444,5	1,8	360	-			ОЦЭ
	4	УБТС Ø 203,2мм	20,6	203,2	27,45	6126,84	-			Нагрузка
Интервал бурения от 61 до 728 м. (роторный/ВЗД)										
2	1	Долото Ø 311,15 мм	0	311,15	0,5	150	-	106,00	21,14	Разрушение
	2	ВЗД Д1-240	0,5	240	6,9	1660				Привод долота
	3	MWD	7,4	171,45	9,45	1417,32				Телеметрия
	4	УБТС Ø 203,2	16,85	203,2	9,15	2042,28	-			Нагрузка
	5	КЛС Ø 311,15	26	311,15	1,1	315	-			ОЦЭ
	6	УБТС Ø 203,2	27,1	203,2	18,3	4084,56	-			Нагрузка
	7	КЛС Ø 311,15	45,4	311,15	1,1	315	-			ОЦЭ
	8	УБТС Ø 203,2	46,5	203,3	18,3	4084,56	-			Нагрузка
	9	УБТС Ø 178	64,8	178	18,3	3186,03	-			Нагрузка
	10	ЯСС Ø 178	83,1	178	4,6	700	-			Ликв.прихват
	11	УБТС Ø 178	87,7	178	18,3	3186,03	-			Нагрузка
Интервал бурения от 728 до 1143 м. (ВЗД)										
3	1	Долото Ø 215,9 мм	0	215,9	0,35	75	-	104,75	16,81	Разрушение
	2	ВЗД Д2-195	0,35	195	6,5	1100	-			Привод долота
	3	MWD	6,85	171,45	9,45	1417,32	-			Телеметрия
	4	УБТС Ø 178,0	16,3	178	9,15	1593,015	-			Нагрузка
	5	КЛС Ø 215,9	25,45	215,9	0,5	180	-			ОЦЭ
	6	УБТС Ø 178,0	25,95	178	36,6	6372,06	-			Нагрузка
	7	ЯСС Ø 165	62,55	165	5,6	680	-			Ликв.прихват
	8	УБТС Ø 165,0	68,15	165,1	36,6	5391,18	-			Нагрузка

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Отбор керна (по интервалам)										
4	1	215,9/101,6 PDC	0,0	215,9	0,3	21,6	-	74,3	9,53	Разрушение
	2	Керноотборочный снаряд SLC 7-4 *	0,3	122	20,0	2200	-			Отбор керна
	3	УБТС-165,1	20,3	165,1	54,0	7311,6	-			Нагрузка

Примечания: Фактическая КНБК при необходимости может быть изменена в зависимости от состояния 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 444,5 (код по IADC 111)	Бурение	0	61	550	Временные нормы	1,0
III 311,1 (код по IADC 117)	Бурение	61	728	440	то же	2,0
Стабилизатор-311,1	Бурение и проработка	61	728	1200	то же	1,0
III 215,9 (код по IADC 437)	Бурение	728	1143	500	то же	2,0
III 215,9 (код по IADC 437)	Проработка	728	1143	800	то же	1,0
PDC 215,9 (код по IADC M432)	Бурение и проработка	728	1143	1668	то же	1,0
Стабилизатор-203,2	Бурение и проработка	728	1143	1368	то же	1,0
215,9/101,6 PDC	Отбор керна	525	1143	1200	то же	1,0

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 339,7	III 444,5 (код по IADC 111)	Импортные	-	0,09	1	145,0
	КЛС – 444,5	Стан. API RP 7G	-	0,25	1к-т	360,0
	УБТС-203,2	Стан. API RP 7G		45,75м	2к-т	8169,12
Кондуктор Ø 244,5	III 311,1 (код по IADC 117)	Импортные	0,38	0,86	2	194,0
	ВЗД Д1-240	Импортные	-	-	1	1660,0
	MWD	Импортные	-	-	1	1417,32
	КЛС -311,1	Стан. API RP 7G	-	0,25	1к-т	630,0
	УБТС-203,2	Стан. API RP 7G		45,75	1	10211,4
	УБТС-178	Стан. API RP 7G	-	36,6м	1к-т	6372,1
	ЯСС-178	Импортные	-	-	1	700,0
Эксплуатационная Ø 177,8	III 215,9 (код по IADC 437)	Импортные	0,21	0,61	1	36
	ВЗД Д2-195	Импортные	-	-	1	1100,0
	MWD	Импортные	-	-	1	1417,32
	УБТС-178	Стан. API RP 7G	-	45,7м	1к-т	7965,1
	УБТС-165,1	Стан. API RP 7G	-	36,6м	1к-т	5391,2
	ЯСС-165	Импортные	-	-	1	680,0
	КЛС -215,9	Стан. API RP 7G	-	-	2 к-т	360,0
	215,9/101,6	Импортные	-	0,3	1	21,1
	Керноотборочный снаряд SLC 7-4	Импортные	-	-	1	2200,0
	Переводник	Стан. API RP 7G	-	-	2	272

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, м	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)	1200	есть
ТБТ (HWDП) серия «Н» 5	127,0	25,4	G-105	NC 50 (4-1/2"IF)	4	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)	Наруж- ный диаметр, мм	Марка (группа проч- ности) матери- ала	Тол- щина стенки, мм	Тип замко- вого соеди- нения		секции	Нарас- тающая с учетом КНБК	Ста- тиче- скую проч- ность	вы- нос- ли- вость
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Бурение, проработка	0	728	728	2	СБТ (ТБИ)	127,0	G-105	9,19	NC 50 (4 1/2"IF)	622,0	19,72	40,86	>1,45	>1,5
Бурение, проработка, отбор керна	728	1143	1143	3	СБТ (ТБИ)	127,0	G-105	9,19	NC 50 (4 1/2"IF)	1038,25	32,92	49,73	>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	с нормативным
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Направление	0	61	СУБТ	203,2	CAE 4145H	71,4	NC 56 (6 5/8"REG)	45,75	10,2	10,7	11,3
			СБТ (ТБИ)	127,0	G-105	9,19	NC 50 (4 1/2"IF)	12,95	0,41	0,43	0,45
Кондуктор	61	728	СУБТ	203,2	CAE 4145H	71,4	NC 56 (6 5/8"REG)	45,75	10,2	10,7	11,3
			СУБТ	178,0	CAE 4145H	71,4	NC 50 (4 1/2"IF)	36,6	6,4	6,7	7,0
			СБТ (ТБИ)	127,0	G-105	9,19	NC 50 (4 1/2"IF)	622,0	19,72	20,71	21,75
Эксплуатационная	728	1143	СУБТ	178,0	CAE 4145H	71,4	NC 50 (4 1/2"IF)	45,75	8,0	8,4	8,8
			СУБТ	165,1	CAE 4145H	71,4	NC 50 (4 1/2"IF)	36,6	5,4	5,7	5,9
			СБТ (ТБИ)	127,0	G-105	9,19	NC 50 (4 1/2"IF)	1038,25	32,92	34,57	36,30

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	5	6
0	1143 (±300м)	Бурение, спуск обсадной колонны	5	6

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	61	Бурение, промывка	F-1300	1	0,87	170	211	0,9	130	35,22	35,22
61	728	Бурение, проработка, промывка	F-1300	1	0,92	170	211	0,9	120	40,33	40,33
728	1143 (±300м)	Бурение, проработка, отбор керна	F-1300	1	0,95	160	238	0,9	100	30,21	30,21

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	61	Бурение, промывка	69,60	29,51	-	36,4	1,485	0,71	1,32	0,167
61	728	Бурение, проработка, промывка	74,29	25,73	-	46,08	1,325	0,17	0,89	0,092
728	1143 (±300м)	Бурение, проработка, отбор керна	122,72	39,92	-	58,08	1,217	22,86	0,58	0,063

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	61	Бурение, промывка	0,18	0,030	Комбинированная	14,28	3	17,46	68,27	154,4
61	728	Бурение, проработка, промывка	0,29	0,032	Периферийная	-	3	17,46	69,59	147,55
728	1143 (±300 м)	Бурение, проработка, отбор керна	0,75	0,059	Периферийная	-	3	15,86	84,50	258,5

9. КРЕПЛЕНИЕ СКВАЖИН

9.1. ОБСАДНЫЕ КОЛОННЫ

Таблица 9.1 Способы расчеты наружных давлений и опрессовки обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска	Номер раздельно спускаемой части колонны в порядке спуска	Признаки: ДА, НЕТ			Опрессовочный агент		Рекомендуемая глубина установки пакеров для опрессовки (сверху вниз), м
		допустима ли поэтапная опрессовка	рекомендуется ли нести расчет наружного давления по		краткое название, тип, шифр (буровой раствор, вода, воздух и т.д.)	плотность (для газообразного агента - относительно воздуха) г/см ³	
			пластовому давлению	столбу бурового раствора			
1	2	3	4	5	6	7	8
1	1	нет	да	нет	буровой раствор	1,10	-
2	1	нет	да	нет	буровой раствор	1,23	-
3	1	нет	да	нет	вода	1,02	-

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 раздельно спускаемой части колонны в порядке спуска (см.табл.5.2.гр.8)	Распределение избыточных давлений по длине раздельно спускаемой части колонны					
			глубина, м		наружное, МПа		внутреннее, МПа	
			от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5	6	7	8	9
2	Кондуктор	1	0	509/722	1,73	3,09	0	0,80
3	Эксплуатационная колонна (хвостовик-фильтр)	1	0	509/1138	1,73	3,16	0,35	1,11

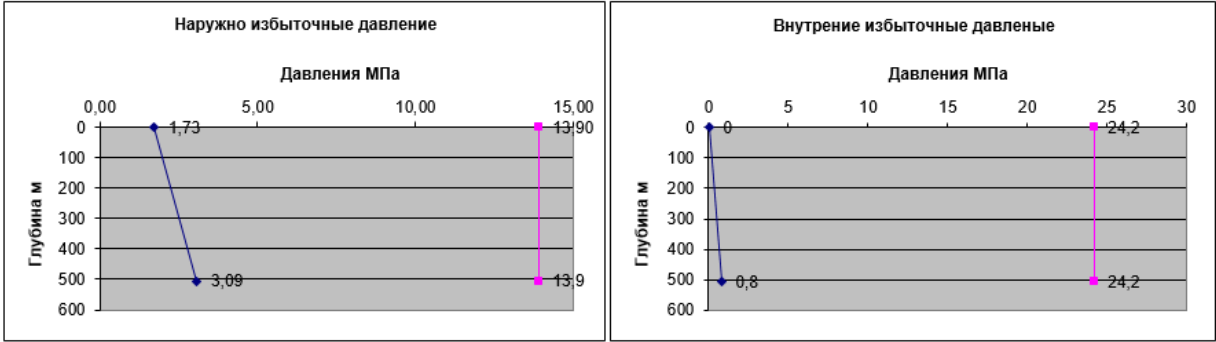


Рисунок 9.1-Распределение избыточных давлений (кондуктор)

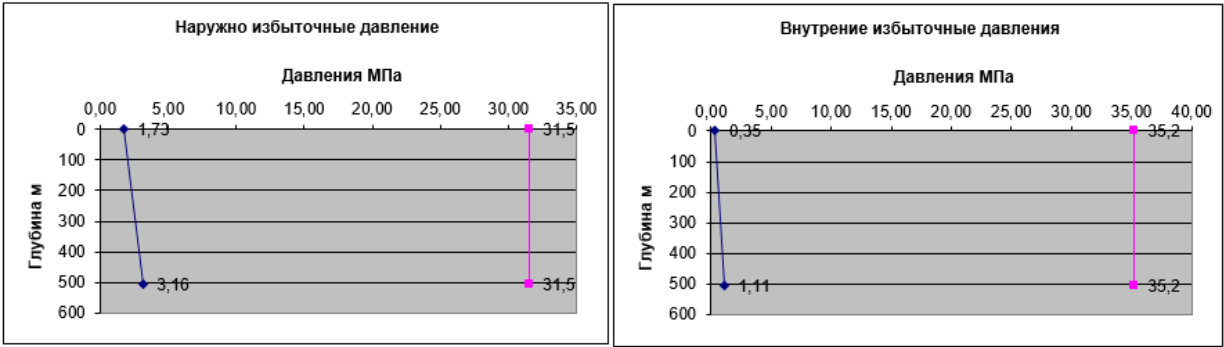


Рисунок 9.2-Распределение избыточных давлений (эксплуатационная колонна)

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
339,7	импортное	BTC	J-55	8,38	81,1	да
244,5	импортное	BTC	TP100H	11,99	68,6	да
177,8	импортное	BTC	TP100H	9,20	37,8	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	60	60	4,87	4,87	339,7	BTC	J-55	8,38	>1,1	>1,2	>1,6
2	1	1	0	722	722	49,60	49,60	244,5	BTC	TP100H	11,99	>1,1	>1,2	>1,6
3	1	1	697	1138 (±300 м)	441	16,67	16,67	177,8	BTC	TP100H	9,20	>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	с нормативным запасом
1	2	3	4	5
ВТС	ВТС – 339,7 * 8,38 – J-55 Стандарт АНИ Н – 365,1 – J-55 Стандарт АНИ	4,87	5,11	5,36
ВТС	ВТС – 244,5 * 11,99 - TP100H Стандарт АНИ Н – 269,9 - TP100H Стандарт АНИ	49,60	52,08	54,68
ВТС	ВТС – 177,8 * 9,20 - TP100H Стандарт АНИ Н – 187,7- TP100H Стандарт АНИ	16,67	17,50	18,38

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 13-3/8" Тип 303 (К-55) ВТС	Стандарт API	63,7		60	1	1	63,7
Кондуктор	2	245мм направляющий башмак БКМ-245	ОСТ 39-011-87	53	-	722	1	1	53
		Муфта обратным клапаном 245мм тип ЦКОД.1-245	ТУ 39-1443-89	52	-	722	1	1	52
		Центраторы Тип ЦЦ-245/295-320-1	ТУ39-01-08-283-77	15	0	722	36	36	540
		Цементирующая пробка тип ПРП-Ц-219х245	ТУ 3666-001-00141887-93	13 10	- -	- -	1 1	1 1	13 10
Эксплуатационная (хвостовик-фильтр)	3	177,8мм направляющий башмак БКМ-177,8	ОСТ 39-011-87	30	-	1138	1	1	30
		Центраторы Тип ПЦ 178/216	ТУ39-01-08-283-77	8,4	697	1138	44	44	369,6
		Подвеска для хвостовика ПХН1 178/245	-	413	692,7	697	1	1	413
		Противопесочный фильтр	Стандарт API	378	697	1138	45	45	17010
		Разбухающий пакер 177,8	Стандарт API	130	697	1138	2	2	260

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, 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		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	60	-	60	-	-	-	-
2	Кондуктор	1	элеватор	P-2 МВП	ТУ38-101-332-78	0	722	0,5-1,0	722	Контроль за уровнем	722	30	16
3	Эксплуатационная (хвостовик-фильтр)	1	Спайдер+ элеватор	P-2 МВП	ТУ38-101-332-78	697	1138	0,3-0,8	1138		722 1138	1 цикл	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 спускае мой 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 ниже пакера, 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	-	1190	1220	9,5	1,7	-	-	-	1	**
3	Эксплуатационная колонна (хвостовик-фильтр)	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	60	-	1	-	Буферный	0	60
									Тампонажный	0	60
									Продавочный	0	60
2	Кондуктор	прямой	1	0	722	-	1	10	Буферный 1	0	722
									Буферный 2	0	722
									Тонкий цем.рас-р	0	722
									Тампонажный	0	722
									Продавочный	0	722
3	Эксплуатационная колонна (хвостовик-фильтр)	не цементируется	1	697	1138 (±300м)	-	-	-	Буферный	-	-
									Тампонажный	-	-
									Продавочный	-	-

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, м ³	плотность, г/см ³	пластическая вязкость, сП	динамическое напряжение сдвига, мГс/см ²	время начала схватывания, мин	Время ОЗЦ, ч
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Направление	1	1	Буферная	6,0	1,01	-	-	-	-
				Тампонажная	9,3	1,87	50	13	120	16
				Продавочная	5,5	1,10	-	-	-	-
2	Кондуктор	1	1	Буферная 1	6,0	1,01	-	-	-	-
				Буферная 2	8,0	1,30	-	-	-	-
				Тонкий цем.рас-р	6,0	1,35	-	-	-	-
				Тампонажная	50,0	1,89	50	13	180	24
				Продавочная	29,1	1,23	-	-	-	-
3	Эксплуатационная колонна (хвостовик-фильтр)	1	-	Буферная	-	-	-	-	-	-
				Тампонажная	-	-	-	-	-	-
				Продавочная	-	-	-	-	-	-

Примечания:

1) Фактические параметры цементного раствора могут меняться в зависимости от состояния ствола скважины. Фактические объемы тампонажных растворов уточняются после проведения геофизических исследований (кавернометрии). Последние порции продавочной жидкости в объеме 1,5 м³ закачать с одним агрегатом производительностью 5,3 дм³/с.

2) В зависимости от фактических потребностей качество цементирования может быть обеспечено путем применения промывочной жидкости, изолирующей жидкости, разбавленного цементного раствора и других мер.

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	Буферная**	Вода	1,00	-	-	1000
					Буферный порошок МБП-М	0,78	-	-	5
				Тампонажная	ПЦТ I-G-CC-1	3,15	-	-	788
					Вода	1,00	-	-	750
				Продавочная	Буровой раствор	1,10	-	-	-
2	Кондуктор	1	1	Буферная**	Вода	1,00	-	-	1000
					Буферный порошок МБП-М	0,78	-	-	5
				Тампонажная	ПЦТ I-G-CC-1	3,15			821
					Вода	1,0	-	-	750
					Понизитель водоотдачи (Гидроцем С)***	1,34	-	-	2,4
					Понизитель вязкости (Цемпласт МФ)***	1,25	-	-	2,8
					Замедлитель схватывания (НТФ)***	2,15	-	-	1,09
					Пеногаситель (Полицем ДФ)***	2,10	-	-	2,6
				Продавочная	Буровой раствор	1,23	-	-	-
3	Эксплуатационная колонна (хвостовик-фильтр)	1	-	-	-	-	-	-	-

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 порядке спуска	Номер ступени цементирования (снизу-вверх)	Наименование технологической операции	Тип или название жидкости	Тип (шифр) агрегата или бурового насоса	Назначение агрегата или бурового насоса	Количество агрегатов (буровых насосов), работающих на одном режиме	Режим работы агрегатов (буровых) насосов						Время выполнения технологической операции, мин	
								Диаметр цилиндрических втулок, мм	Скорость агрегата или число двойных ходов бурового насоса	Суммарная производительность агрегатов (бурового насосов), л/с	Давление, МПа		Объем порции на данном режиме	В данном режиме	Настоящее от начала затворения до момента «стоп»
											Допустимое для агрегатов (буровых насосов)	На устье скважины в конце операции			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1	1	1	Закачка	Тампонаж	ЦА-320	Закачка		Закачка в затрубье							
2	1	1	Закачка	Буферная	ЦА-320М		1	115	4	18,3	50		5,0	4,55	4,55
			Затворения	Тампонажная	2СМН-20	Затворение	1						50,0	16,6	21,1
					ОСР-20	Заполнение	1								
					ЦА-320М	Закачка	1	115	4	24,4	75,0		50,0	12,4	33,5
					1БМ-700	Закачка	1								
					СКЦ-3М	Закачка	1								
			Сброс пробки											5	38,5
			Продавка	Продавочная	ЦА-320М	Продавка	2	115	4	24,4	75,0	1,7	27,6	8,9	47,4
					ЦА-320М	«Стоп»	1	115	2	4,1	225	2,7	1,5	4,1	51,5

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
3	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Примечание:

- В процессе цементирования осуществляется контроль и регистрация следующих технологических параметров: плотность цементного раствора, производительность цементирующего агрегата, давление на устье скважины, время проведения каждой технологической операции. Допускается применение цементирующих агрегатов других фирм-производителей (Halliburtn, Schlumberger-Dwell), обеспечивающие требуемые режимы цементирования. Окончательный режим цементирования, расчеты утверждается Заказчиком исходя из условий проводки скважины
- Использование 3-х плунжерного цементирующего 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 цементиловочных агрегатах

Номер колонны в порядке спуска	Номер части колонны	Номер ступени и цементирования	Интервал, м		номер схемы обвязки цементировочной 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
1	1	1	0	60	4,2	ЦА-400 3-х плунжерный	2	1	-	1	-	-	-	-	-	-
2	1	1	0	722	4,2	ЦА-400 3-х плунжерный	5	1	-	2	2	-	-	-	-	-
3	1	-	697	1138	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Примечания: Допускается применение цементиловочного оборудования других фирм производителей: Halliburton, Schlumberger-Dowell 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 цементирования	Интервал, м		Потребное количество												
			от (верх)	до (низ)	смесительные машины				цементовозов				автоцистерн				
					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
1	1	1	0	60	СМН-20			1	BJ500 ST	1		1	АЦН-10	3	1	1	1
2	1	1	0	722	СМН-20	1		1		2	1	1	АЦН-10	3	1	1	1
3	1	1	697	1138	-	-	-	-		-	-	-	-	-	-	-	-

Примечание: По усмотрению «Заказчика» тип цементиловочной 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
		1	2	3	
1	2	3	4	5	6
1	Цементировочный агрегат ЦА-400 3-х плунжерный	1	5	-	6
2	Цементовоз ВJ500 ST	1	2	-	3
3	Осреднительная емкость BJ Service Bath tank	-	1	-	1
4	Автоцистерна АЦН-10	3	3	-	6
5	СКЦ-3М	-	1	-	1

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			
				Номера колонн			Суммарное на скважину
				1	2	3	
				Направление	Кондуктор	Экс. колонна	
1	2	3	4	5	6	7	8
1	ПЦТ I-G	ГОСТ 1581-96	тонн	11,7	63,1	-	74,8
2	Вода	Местная	м³	6,4	34,7	-	41,1
3	Буферный порошок МБП-М	ТУ 2148-215-00147001-2000	тонн	-	0,11	-	0,11
4	Понизитель водоотдачи (ГидроцемС)	ТУ 2231-009-40912231-2003	тонн	-	0,010	-	0,010
5	Понизитель вязкости(ЦемпластМФ)	ТУ 2231-009-40912231-2003	тонн	-	0,010	-	0,010
6	Замедлитель схватывания(НТФ)	ТУ 2231-009-40912231-2003	тонн	-	0,08	-	0,08
7	Пеногаситель(Полицем ДФ)	ТУ 2231-009-40912231-2003	тонн	-	0,30	-	0,30

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 устьевое и противовыбросового оборудования (ПВО)

Обсадная колонна		Номер схемы обвязки ПВО	Давление опрессовки устьевое оборудование и ПВО, мПа		Типоразмер, шифр или название устанавливаемого устьевое 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	42	9,0	-	ОП42 – 350х210 (ПУГ – 350х210, ППГ – 350х210 сдвоенный)	ГОСТ 13862-2003	1	21,0	- - - -	- - - -
2	Кондуктор	45	9,0	-	ОП45 – 230х210 (ПУГ – 230х210, ППГ – 230х210 сдвоенный)	ГОСТ 13862-2003	1	21,0	- - -	- - -
3	Эксплуатационная колонна (хвостовик- фильтр)	-	11,5	-	ОКК2-21х245х340 АФК1-65/65х21	ГОСТ 13846-2003	1	21,0	-	-

Примечание:

1. Типовые схемы монтажа и спецификация противовыбросовых оборудования выбраны согласно ГОСТ 13862-2003;
2. Фактические схемы монтажа и спецификация противовыбросовых оборудования 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	
номер	глубина нижней границы, м		для буровой организации				для геофизической организации			для буровой организации	для геофизической организации
			нормативное время, ч			всего на объект, сут.	нормативное время, ч		всего на объект, сут		
			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
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Примечание: По усмотрению Заказчика

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 при-тока, 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
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Примечание: Возможно использование других типов пластоиспытателя

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 в процессе бурения производится не будет

10.2. ИСПЫТАНИЕ ГОРИЗОНТОВ НА ПРОДУКТИВНОСТЬ В ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННЕ

Таблица 10.4 Параметры колонны насосно-компрессорных труб (НКТ)

Таблица 20.1. 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 не сероводорода		наружное	внутреннее
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1	1	0	1138 (±300 м)	73	НКТ	Д	5,5	9,45	1138 (±300м)	10,7	11,3	-	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, м³	плотность, г/см³	пластическа я вязкость, сП	динамическое напряжение сдвига, Па	составляющие компоненты				
								название	плотность, г/см³	влаж- ность, %	сорт	удельный расход на 1 м³ раствора, кг/м³
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		0,99	
	ПЗР к спуску НКТ		1,49	
	Спуск НКТ		1,99	
	Установка ФА		1,54	
	2. Вызов притока:		3,98	
	Смена технической воды		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-320	1	-	1,5
Опрессовка НКТ		ЦА-320	1	-	1,5
Опрессовка устья скважины после установки противовыбросовой задвижки		ЦА-320	1	-	1,5
Смена технической воды		ЦА-320	3	3,0	9
Подготовительные работы перед испытанием	т. 3	ЦА-320	3	32,0	96
Вызов притока	т. 3	ЦА-320	3	19,5	58,5
Смена технической воды	т. 3	ЦА-320	3	2,8	8,4
Снижение уровня	-	УКП-(80КС-250)	3	8	24
Установка цементных мостов	-	ЦА-320	3	5	15
Итого на работу:	-	-	-	-	215,4

Таблица 10.10 Отработка газовых (газоконденсатных) объектов на факел

Номер объекта	Продолжительность, час	Расход углеводородной смеси, м ³	Диаметр штуцера, мм
1	2	3	4
I	2160	2 269,8	7, 9, 11

Примечание: 1. Данные таблицы уточняются при испытании (освоении), исходя из фактических условий.
2. Продолжительность отработки 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)-13 т/сут, продолжительность испытания объекта – 90 суток. Расчет $13 \times 90 = 1170$ т.

Общий объем нефти - **1170 тонн нефти.**

2. Планируемый объем сжигаемого газа:

I объект $1170 \times 1,94 = 2\,269,8$ м³.

Общий объем газа – **2 269,8 м³ газа.**

газовый фактор – 1,94 м³/т (I объект), взят из табл. 4.5.

11. ДЕФЕКТОСКОПИЯ И ОПРЕССОВКА

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

Название обсадной колонны	Номер по порядку проведения дефектоскопии бурильного инструмента	Глубина скважины при проведении операции, м	Время механического бурения между очередными проверками, сут	Тип контролируемых бурильных труб и УБТ	Количество контролируемых концов, шт.	Вид операции дефектоскопии: трубные резьбы СБТ, зона сварного шва, УБТ и переводники, толщинометрия ЛБТ	Норма времени на контроль одной трубы, мин	Продолжительность дефектоскопии, ч
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Направление	-	60	100 30	УБТС 2-203	4	Трубные резьбы, зона сварного шва УБТС, переводники, калибраторы и т.д.	5,088	1,02 0,5
Кондуктор	-	722	20 30	ТБТ 127 УБТС 2-178	10 18	Трубные резьбы, зона сварного шва УБТС, переводники, калибраторы и т.д.	5,088	2,54 4,58 1,0
Эксплуатационная колонна	-	1138 (±300м)	50 30	ТБТ 127 УБТС 165,1	16 36	Трубные резьбы, зона сварного шва УБТС, переводники, калибраторы и т.д.	5,088	4,07 8,65

Примечание: Периодичность проверки дефектоскопией элементов бурильной колонны принята по таблице 4.1 (стр. 200) РД 39-013-90 [43]

Таблица 11.2 Опрессовка оборудования и используемая техника

Название обсадной колонны	Название контролируемого объекта	Глубина	Используемая для выполнения операции техника		Максимальное давление, создаваемое агрегатом при опрессовке, МПа	Источник норм времени	Продолжительность операции, час.
			Тип (шифр)	количество, шт.			
1	2	3	4	5	6	7	8
Направление	Направление после цементирования	60	ЦА-320М	1	7,5	ЕНВ §109	1,48
Кондуктор	Кондуктор после цементирования	722	ЦА-320М	1	9,0	ЕНВ §109	1,48
	Опрессовка цементного кольца	725	ЦА-320М	1	0,82	ЕНВ§112	1,53
Эксплуатационная колонна	-	-	-	-	-	-	-

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

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 49,7 тн, самая тяжёлая обсадная колонна весит 49,6 тн. Исходя из вышеперечисленного, выбираем буровую установку грузоподъёмностью не ниже $49,7 \cdot 1,4 = 69,6$ тн. Принимая во внимание имеющийся в наличии парк буровых установок, выбираем буровую ZJ-40DB, грузоподъёмностью 225тн >>69,6 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	вышечно-лебедочного блока: К-0,1		к-кт	10.79	2.3	10.79	2.3
228	то же повторный		II	5.5	1.5		
250	циркуляционной системы К-0,1		II	2.85	0.2	2.85	0.2
244	шламового насоса		II	2.35	7.42	2.35	7.42
254	ПВО		II	21.28	0.2	21.28	0.2
256	Обвязка емкостей						
256	для запаса воды	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 мерен ия	Номер варианта подгото вительных 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 вентилей 60-80 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	Емкос ть	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	S2-1-H1	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-геодезические 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 ЕРЕР или разовая	Номер скважины	Номер комплекта бурового и илового 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	-	S2-1-H1		ZJ-40DB	ДВС

Таблица 12.5 Объемы работ по комплекту бурового и силового оборудования

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-40DB				
1	49-1064 (Применительно) 259	Буровая установка «ZJ-40» (JJ225/43K) Грузоподъемность: номинальная - 225 тс Силовой привод буровой установки – три дизельных двигателя «G12V190PZLG-3», 810 кВт. Два дизель-генератора «B8L-372» выходная мощность 372 кВт Аварийный дизель-генератор «DBL-160» выходная мощность 160 кВт.	к-т	1,2	1	Автотранспорт
Вышечный блок – в том числе:						
2	-- // --	Вышка ZJ-40	к-т	1,2	1	-- // --
3	-- // --	Лебедка - JC-40B, Мощность – 735 кВт	к-т	1,2	1	-- // --
4	-- // --	Вспомогательный тормоз - WCB324DB, крутящий момент:33870 N.M	к-т	1,2	1	-- // --
5	-- // --	Основание - DZ225/6-K, высота основания – 4,8 м; Вместимость подсвечника - 180000Lbs	к-т	1,2	1	-- // --
6	-- // --	2 буровых насоса - F-1300, Мощность – 960 кВт	к-т	1,2	2	-- // --
7	-- // --	Талевый блок, Номинальная нагрузка – 225 МТ	к-т	1,2	1	-- // --
8	-- // --	Крюк, Номинальная нагрузка - 225 МТ	к-т	1,2	1	-- // --
9	-- // --	Ротор, Номинальная статистическая нагрузка - 450МТ	к-т	1,2	1	-- // --
10	-- // --	Привод - карданный	к-т	1,2	1	-- // --
10.1	-- // --	Верхний привод - Cangrig 1050E,	к-т	1,2	1	-- // --
11	-- // --	Предохранительный клапан - FJ-162, Рабочее давление - 5000psi	к-т	1,2	1	-- // --
12	-- // --	Вертлюг, Номинальная нагрузка - 225МТ, Рабочее давление - 5,000 psi	к-т	1,2	1	-- // --
13	-- // --	Штроп, Длина - 106.3in, Номинальная нагрузка - 250МТ	к-т	1,2	1	-- // --
Оборудование для превенторов						
14	-- // --	Аккумулятор для закрытия превентора - FKQ6404,	к-т	1,2	1	-- // --

		Рабочее давление - 735				
15	-- // --	Электрический насос - QB-21.80	к-т	1,2	1	-- // --
16	-- // --	Воздушный насос - QYB-40.60L	к-т	1,2	1	-- // --
17	-- // --	Пост управления превенторами - FKQ6404	к-т	1,2	1	-- // --
18	-- // --	Манифольд бурового раствора, Рабочее давление - 5000psi	к-т	1,2	1	-- // --
19	-- // --	Воздушный компрессор - SullairSL-15, Тип привода – электрический, Давление -145psi	к-т	1,2	1	-- // --
Оборудование для бурового раствора						
20	-- // --	Вибросита – линейное	к-т	1,2	1	-- // --
21	-- // --	Пескоотделитель, Рабочее давление - 1,400-2,800psi, производительность - 1.26bbl/min.	к-т	1,2	1	-- // --
22	-- // --	Илоотделитель , Рабочее давление - 1,400-2,800psi,	к-т	1,2	1	-- // --
23	-- // --	Электропитание Cummins, тип генератора - NTA855G4/380, Частота - 50hz	к-т	1,2	1	-- // --
Манифольды						
24	-- // --	Манифольд линии дросселирования JLKY 35/65, рабочее давление - 5000psi, Размер – 65 мм"	к-т	1,2	1	-- // --
26	-- // --	Манифольд для глушения скважины PYF 103/35, рабочее давление - 5000psi, Размер - 3-1/16"	к-т	1,2	1	-- // --
27	-- // --	Штуцерный манифольд - PYF 103/35, рабочее давление - 5000psi, Размер - 3-1/16"	к-т	1,2	1	-- // --
28	-- // --	Сепаратор газа из бурового раствора - NQF800/0.7	к-т	1,2	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	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-40DB 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 60/80», 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	
2	Конденсатосборник с обвязкой трубопроводом	-"	-"	1	
3	Выкидная линия 73мм.для отработки скважины	-"	-"	100	
4	Емкость 60 м3 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 60/80	к-т	-"	1	
13	Устройство оттяжек с якорями к мачте УПА 60/80	шт.	-"	4	
14	Дизельгенератор 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 м3	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
128,0	2,0	7,0	29,0	90,0	-	-	90,0

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	2,0	0	61	-	1,0	-
2	Кондуктор	2,0	61	728	-	-	8,0
3	Эксплуатационная колонна (хвостовик-фильтр)	2,0	728	1143 (±30 0м)	-	-	14,0
	ИТОГО:	6,0					23,0

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, исключющие 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 уровномером)	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		1
2	* Индикатор силы на машинных ключах		1
3	*Измеритель крутящего момента ротора ИМР-2		1
4	* Пульт контроля за процессом бурения ПБК-7		1
5	Манометр буровой геликсный МБГ-7		4
6	Комплект приборов для измерения параметров бурового раствора		1

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)	ст.АНИ	1
2	Электронная почта, радиостанция и сотовый связь	ст.АНИ	1

15. КРИТЕРИИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННЫХ И ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

Наклонно-направленными/горизонтальными (далее – наклонно-направленные) 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 наклонно-направленными скважинами (ННС) значительно повышает нефтеотдачу пласта. Одним из критериев эффективности бурения ННС является сокращение числа добывающих скважин примерно в 4 раза. Оптимальное сочетание ННС с различными типами профилей, позволяет минимальным количеством скважин и кустовых площадок достичь требуемую схему разработки месторождения. Методика проектирования профиля ННС 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 наклонно-направленных 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 наклонно-направленных скважин следует отнести:

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

Профили ННС можно условно разделить на следующие типы:

А -плоскостные, начальное и конечное искривление ствола ННС 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 раздельной 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 наклонно-направленных скважинах. Последний вариант выбран техническим проектом для месторождения Прибрежное.

При проектировании были изучены условия залежи, влияющие на все аспекты проекта на строительство наклонно-направленной 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) СТОЛЫ

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 спускали наклономер.

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 наклонно-направленных 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 наклонно-направленных 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 наклонно-направленное 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 скважины № S2-1-Н1 глубиной по стволу 1138 (± 300 м) м на месторождения Прибрежное 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 «Нефтяная инженерно-технологическая сервисная компания Чжунман». Ответственность за качество и своевременность проведения работ по консервации и ликвидации скважины, сохранность скважины, проверку ее состояния несет ТОО «Нефтяная инженерно-технологическая сервисная компания Чжунман».

ТОО «Нефтяная инженерно-технологическая сервисная компания Чжунман» 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 «Нефтяная инженерно-технологическая сервисная компания Чжунман».

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 месторождения Прибрежное 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 177,8 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 177,8 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 177,8 мм, устанавливаются цементные мосты:

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

Вариант 2 – без спуска эксплуатационного «хвостовика» Ø 177,8 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 «Нефтяная инженерно-технологическая сервисная компания Чжунман» 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 «Нефтяная инженерно-технологическая сервисная компания Чжунман».

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 «Нефтяная инженерно-технологическая сервисная компания Чжунман» 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:

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

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;

$\rho_{ц}, \rho_{ж}$ - 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:

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

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:

$$h_6 = \frac{\Delta P_2}{0,042}$$

где ΔP_2 - 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:

$$V_u = 0,785HD^2 + V_3(0,02 + C_1 + C_2 + C_3)$$

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

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 $C_1 = C_3 = 0$.

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

$$V_{\delta_1} = C_4 V_3 + 0,785 C_5 D^2 H$$

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

18.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Бурение и испытание строящихся по данному групповому 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 несгораемых 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 вышечный 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 вышечного 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 (пульты 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 противошумными 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. указани я	Аварийное освещение Освещенност ь, лк
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Измерительная аппаратура, пульт и щит управления с 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	-	-	-
Буровая лебедка	Барaban	В	X	75	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
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	-	-	-
Эlevator 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	-	-	-
Емкость (резервуар) для	Место замера	В	VIII В	75	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
хранения запасного раствора. Насосное помещение	уровня раствора							
Воздушный компрессор бурового насоса	Баллон	В	VI	75	150	-	Во время смены викелей	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	VIIА	30	75	-	-	-
Пульт дистанционного управления превентором (освещенность снижена на одну ступень шкалы освещенности)	Пульт	В	IV Г	75	100	-	-	10
Цементировочная головка (освещенность повышена на одну ступень шкалы освещенности)	Кран	В	X	50	50	-	-	-
Мерный бак цементировочного агрегата (цементировочного насоса), бачок для цементного раствора	Поверхность раствора	Г	X	30	30	-	-	-
Место зарядки и прострелочных	Место зарядки	Г	V Г	75	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
взрывных аппаратов (ПВД)								
Каротажный подъемник	Барабан, Пульт кабины машиниста	Г В	Х	30 50	30 50	-	-	-
Путь движения геофизического кабеля: От каротажного подъемника до блок - баланса От подвешенного ролика до устья скважины	Кабель Кабель	Г В	XI Х	10 30	10 30	-	-	-
Блок-баланс	Блок-баланс	В	Х	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 отводом в септик.

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=0,5м3	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 БЕЗОПАСНОСТИ ВЕДЕНИЯ РАБОТ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИН

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 поршневого заедания запрещается. При их появлении подъем следует прекратить, произвести промывку с вращением и расхождением 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 прилагаемого 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 лубрикаторе 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 (проволоку).

Через каждые 5-6 исследований лубрикатор должен опрессовываться на полуторкратное 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.

19. ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ НЕФТЕГАЗОВОДОПРОЯВЛЕНИЙ 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 НПП); 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) заводов-изготовителей 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 цементируемых 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	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	Причины газонефтеводопроявлений	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
	Поглощение бурового раствора,	9.5
	в том числе	
2	- 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 сошибкой 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 газопрооявления 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	№212-III от 09.01.2007 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. № КР 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	Приказ МинНацЭкон РК от 28 февраля 2015 года

	сооружениям производственного назначения»	№ 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	Из Кульсары	96	АЦН
хозбытовых нужд и питьевая вода	Из Кульсары	96	АЦН

СВЕДЕНИЯ ОБ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИИ

Таблица 2.2 - Электроснабжение

Количество потребляемой электроэнергии, кВт, час	Заявляемая мощность, кВт		Источник электроснабжения		Характеристика линий передачи электроэнергии, кВ		
	Системы электроснабжения буровой	Трансформаторов	Наименование (энергосистема, электростанция и т.д.)	расстояние до буровой, км	ЛЭП, кВ	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 «G12V190PZLG-3», 810 кВт. (3 шт.) (Силовой привод буровой установки); 2. Дизель-генератора «B8L-372», 372 кВт (2 шт.); 3. Дизель-генератор «DBL-160», 160 кВт (1 шт.); 4. Силовой двигатель ЯМЗ-238 (УПА 60/80), 238 кВт (1 комплект); 5. Дизель-генератор при освещении, 100 кВт (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
1641,9	1638,6 ГОСТ 305-82 Дизельное топливо	3,3 Моторное масло	184,5	г.Кульсары	96

3. СХЕМА ТРАНСПОРТИРОВКИ ГРУЗОВ И ВАХТ

Таблица 3.1 - Маршруты транспортировки грузов и вахт

Пункты		Расстояние, км	Вид транспорта	Периодичность смены вахт
отправления	назначения			
Кульсары	Прибрежное	96	автобус	1 раз в 15 дней
Атырау	Кульсары	220	автобус	1 раз в 15 дней

Приложения

Приложение 1 Задание на проектирование по разработке индивидуального технического проекта на строительство разведочной скважины № S2-1-N1 в южном блоке с проектом РООС на контрактной территории месторождения «Прибрежное» в Атырауской области Республики Казахстан

*Приложение №5
Техническое задание №5
к Договору №26 от «11» марта 2025г.*

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ №5
разработку «Индивидуального технического проекта на строительство разведочной скважины S2-1-N1 в южном блоке с проектом РООС на контрактной территории месторождения Прибрежное» в Атырауской области Республики Казахстан

1. Основание для проектирования

1.1. Контракт № 5103-УВС от 13.09.2022 г. на разведку и добычу углеводородов на участке Прибрежное в Атырауской области.

1.2. «Дополнение №2 к проекту разведочных работ и ПредОВОС на месторождении Прибрежное Атырауской области Республики Казахстан».

2. Основные исходные данные

№	Наименование	ТОО «Нефтяная инженерно-технологическая сервисная компания Чжунман»
1	Основание для проектирования	Договор
2	Буровая организация	По тендеру
3	Целевое назначение скважины	Разведка и добыча залежей углеводородов в надсолевых отложениях южного блока
	Вид скважин	Горизонтальные
	Проектный горизонт	Меловые отложения
	Проектные глубины:	S2-1-N1– 1143/530м, горизонтальная (термичес.добыча)
	Количество скважин	1 скважина
4	Обзорная карта района работ	Прилагается
5	Программа ГИС	Промежуточный каротаж: в инт. 0-727/530м.– КС, ПС, ДС, ИК, ГК, Иклинотрия Промежуточный каротаж с полным комплексом Полный комплекс ГИС в интервале 727/530 - 1143/530 (±350) м - проведение стандартного комплекса геофизических исследований, включающих в себя боковой и микробоковой каротаж (БК и МБК), гамма каротаж (ГК), компенсированный нейтронный каротаж (ННК-Т), акустический каротаж (АК), плотностной гамма-гамма каротаж (ГГК-П), потенциал собственной поляризации (ПС), кавернометрия (ДС) или профилометрия (ПМ), индукционный каротаж (ИК), термометрия (ТМ), инклинометрия, акустическая цементометрия (АКЦ). <i>Примечание: виды и интервалы записей ГИС будут уточняться и корректироваться геологической службой Заказчика, индивидуально для каждой скважины.</i>
6	ГТИ	Контроль параметров станцией ГТИ и ГК в процессе бурения скважин с начала бурения кондуктора до забоя
7	Отбор и анализ шлама	В перспективных отложениях в процессе бурения через каждые 2-3 метра, при прямых и косвенных

		признаках углеводородов каждый отбор шлама производит через 1 метр.
8	Ожидаемые осложнения при бурении	Осыпи, нефтегазопроявления, прихваты.
9	Способ бурения	Роторный, ВЗД, Top Drive.
10	Оснастка обсадных колонн	Башмак, ЦКОД, центраторы, турболизаторы.
11	Монтажные работы	Бурового оборудования – 7 суток, Жилой городок – 2 суток.
12	Вахтовый поселок	Вагончики
13	Источник питьевой воды	Завоз
14	Техническая вода	Завоз
15	Техническая рекультивация	После окончания строительства скважины
16	Буровое оборудование	От бурового подрядчика
17	Очистная система	От бурового подрядчика
18	Рекомендации по выбору бурильных труб	NC50 (4-1/2"IF) марка стали «G-105»
19	Продолжительность строительства с испытанием, суток	Определяется проектной организацией
20	Перевозка вахт	Автотранспорт
21	Содержание спецтехники на буровой	По необходимости
22	Водо-энергосбережение, связь и местные стройматериалы	По договорам
23	Раздел охраны недр и ООС	Ниже по тексту
24	Раздел по буровой площадке	Ниже по тексту

3. Буровое оборудование

- 1.1. Тип буровой установки: станок ZJ-40 и аналог, или большей грузоподъемности.
- 1.2. Установка для испытания объектов: УПА60/80 или аналоги (по тендеру)
- 1.3. Перечень дополнительного оборудования, механизмов к основному комплекту: по спецификации Заказчика (бурового Подрядчика)
- 1.4. Тип дизельного генератора, количество, расход на кВт/час по типам ДВС: по спецификации Заказчика (бурового Подрядчика)
- 1.5. Вид монтажа: первичный
- 1.6. Конструкция фундаментов: из плит, тип фундаментных плит: железобетонные
- 1.7. Пожарная емкость: 50 м³, количество: 1 шт.
- 1.8. Противовыбросовое оборудование и обвязка устья скважины:
- 1.9. Оборудование для приготовления и очистки буровых растворов: по спецификации сервисной компании.
- 1.10. Противовыбросовое оборудование и обвязка устья скважин:
 Кондуктор: Согласно «Правилу обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности №355 утвержденного Министерством по инвестициям и развитию РК от 30 декабря 2014 года»;
 Промежуточная: Согласно «Правилу обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности №355 утвержденного Министерством по инвестициям и развитию РК от 30 декабря 2014 года»;
 1.11. Устьевое оборудование:
 - Колонная головка: **ОКК1-35 – 178x245x340 – 73 мм НКТ**;
 - Фонтанная арматура: **АФК1 – 65-21ХЛ**
 - Устьевое устройство для термодобычи **КР14-337 (для скважин, с применением термической добычи)**

4. Углубление скважины

- 4.1. Способ бурения: роторный, ВЗД, Top Drive.
- 4.2. Режим бурения: согласно проекту.
- 4.3. Тип бурового насоса: F-1300
- 4.4. КНБК: согласно расчетам.

4.5. Коэффициент запаса прочности трубы на:

4.5.1. Статистическая прочность бурильных труб: $>1,45$

4.5.2. Выносливость бурильных труб: $>1,5$

5. Конструкция скважин

5.1. Глубина спуска обсадных колонн уточняется по результатам геологических условий, интервала продуктивных горизонтов, зон обильного поглощения и могут быть изменены по результатам ГИС открытого ствола;

5.2. Характеристики указанных показателей при выборе конструкции скважины в общем случае должен зависеть от комплекса неуправляемых и управляемых факторов;

5.3. К неуправляемым факторам следует отнести следующие:

- геологические условия месторождения: глубину залегания продуктивных пластов, их продуктивность и коллекторские свойства;
- пластовые и поровые давления, а также давления гидроразрыва проходимых пород;
- физико-механические свойства и состояние пород, вскрываемых скважиной с точки зрения возможных обвалов, осыпей, кавернообразования, передачи на колонны горного давления и т. д.

5.4. К управляемым факторам можно отнести:

- цель и способ бурения;
- число продуктивных горизонтов, подлежащих опробованию;
- способ вскрытия продуктивных горизонтов;
- материально-техническое обеспечение

5.5. Крепление скважин проводится согласно «Правилу обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности №355 утвержденного Министерством по инвестициям и развитию РК от 30 декабря 2014 года»;

6. Конструкция скважины

СКВ.	Д долота, мм	Глубина бурения, м MD/TVD	Д колонн, мм	Глубина спуска колонн, м MD/TVD	Марка стали	Толщина стенки, мм	Уровень цемента
S2-1-H1	444.5	61/61	339.7	60/60	J55	8.38	До устья
	311	727/530	244.5	722/530	TP100H	11.99	До устья
	215.9	1143/530	177.8	1138/530	TP100H	9.2	697-1138м целевые трубы

7. Буровые растворы:

Параметры буровых растворов для горизонтальных скважин с применением термической добычи

Скв.	Диаметр ствола	Диаметр колонны	Буровой раствор	Предлагаемый удельный вес раствора, г/см ³	Условная вязкость, с	Водоотдача, см ³ /30 мин
S2-1-H1	444,5 мм	339,7 мм	Бентонитов.	$\rho = 1,08 - 1,10$	50-60	8-10
	311 мм	244,5 мм	полимер	$\rho = 1,17 - 1,19$	45-50	6-8
	215,9 мм	177,8 мм	полимер	$\rho = 1,20-1,25$	45-50	6-8

Примечание: параметры буровых растворов может корректироваться исполнителем Проекта.

8. Цементирование колонн

Во время цементирования необходимо использовать песчаный цемент марки G (цемент для нефтяных скважин марки G: кварцевый порошок = 7:3, массовое соотношение) для цементирования, оптимизировать формулу цементного раствора, уменьшить упадок цементной оболочки с повышением температуры, а также добавить в цементную формулу расширитель для предотвращения усадки цементного раствора в процессе затвердевания; Контролировать потерю воды в цементном растворе и требуйте, чтобы потеря воды составляла менее 50 мл; Нижние 5 обсадных труб обсадной колонны помещаются в 5 скребков для бурового раствора вверх и вниз; 1 эластичный центратор вставляется каждые 10 м в секцию герметизации нефтеносного, а 1 эластичный центратор вставляется каждые 20 м в секцию герметизации не нефтеносного

пласта, чтобы обеспечить центрирование колонны труб; В период цементировании максимально используется конструкция с турбулентным потоком большого смещения для повышения эффективности замещения кольцевой жидкости.

9. Литология и стратиграфия

Стратиграфия	Интервал, м		Литология (условная, по аналогии)
	от	до	
1	2	3	4
N + Q + P	0	60	Прибрежные илистые породы. Неравномерное чередование глины, песчаника, известняка и мергеля
K ₂	60	530	Неравномерное чередование глины, песчаника, алевролита, известняка и плотных пропластков

10. Испытание объектов после окончания бурения

Предполагается в эксплуатационной колонне испытание по 5 (пяти) объектов в скважине.

11. Технический проект на строительство скважин содержит:

- 11.1. Географическую и климатическую характеристики района работ;
- 11.2. Геологические условия района бурения;
- 11.3. Нефтегазодоносность по разрезу скважины с учетом данных ранее пробуренных скважин; Возможные осложнения; Исследовательские работы; Испытания в скважине;
- 11.4. Геолого-технический наряд на строительство наклонно-направленных скважин;
- 11.5. Совмещенный график пластовых (поровых) давлений гидроразрыва, обоснование конструкции скважины и плотности бурового раствора;
- 11.6. Исходные данные для расчета обсадных колонн, итоговые таблицы компоновок с коэффициентами запаса прочности. Перечень технологической оснастки колонн (фонари, скребки, пакеры и другие);
- 11.7. Буровые растворы:
 - Требования к буровому раствору для бурения под кондуктором, эксплуатационную колонну в наклонно-направленных скважинах. Инженерные решения. Выбор плотности бурового раствора по интервалам бурения, в том числе горизонтального ствола; Расчеты плотности и объема бурового раствора с пояснениями.
 - Очистка бурового раствора от выбуренной породы с учетом технологии бурения наклонно-направленных и горизонтальных скважин;
 - Контроль параметров бурового раствора. Требования безопасности при работе с химическими реагентами;
 - Улучшение реологических свойств бурового раствора, использование химических реагентов для нейтрализации газа в буровом растворе;
- 11.8. Способ и оптимальные режимы бурения наклонно-направленной и горизонтальной скважин;
- 11.9. Компоновка колонны буровых труб и низа буровой колонны с указанием группы, прочности, толщины стенки и запаса прочности, комплектующих, рассчитанных для бурения наклонно-направленной и горизонтальной скважин;
- 11.10. Гидравлические показатели промывки скважин;
- 11.11. Расчет обсадных колонн; Технологическая оснастка обсадных колонн. Подготовка ствола к спуску и спуск обсадных колонн, в том числе в наклонно-направленных и горизонтальных скважинах, с подробными описаниями спуска и установки щелевой трубы для хвостовика;
- 11.12. Способ и гидравлические показатели цементировании. Тип тампонажного материала, свойства его камня и раствора; Указать по ГОСТу и по API;
- 11.13. Перечень работ по контролю за процессом цементировании и изучения состояния крепи после схватывания и твердения тампонажного раствора;
- 11.14. Компонентный состав жидкостей для цементировании; Блокировка газа при цементировании;
- 11.15. Технологические операции цементировании при бурении горизонтальных скважин с щелевыми трубами и режимы работы цементовочных агрегатов; Количество цементовочной техники для цементировании обсадных колонн; Потребное для цементировании обсадных колонн количество материалов;

11.16. Способы освоения наклонно-направленных и горизонтальных скважин, опробования, испытания пластов в скважине, методы интенсификации притока и объем геолого-геофизических исследований. Технологию и технику вторичного вскрытия пластов (перфорации);

11.17. Оборудование и схемы обвязки устья скважины, тип и размеры противовыбросового оборудования (далее – ПВО); Указать по ГОСТу и по API;

11.18. Обоснование выбора типа буровой установки и принятой схемы его размещения, дополнительные комплектующие механизмы, агрегаты, приборы безопасности;

11.19. Разработка мероприятий по защите персонала от:

- подвижных частей технических устройств;
- повышенной запыленности и загазованности воздуха рабочей зоны;
- воздействия температуры поверхностей технических устройств, экстремальных метеорологических условий;
- повышенного уровня шума и вибрации на рабочем месте;
- токсического и биологического воздействия.

11.20. В технических проектах на строительство скважин указывается:

- прочность и гибкость обсадных колонн для наклонно-направленных и горизонтальных скважин, насосно-компрессорных труб (далее - НКТ), обеспечивающая возможность закрытия (герметизации) устья при открытом фонтанировании;
- методы и периодичность проверки износа и контроля коррозионного состояния буровых, ведущих, насосно-компрессорных труб и элементов трубных колонн;
- типы колонных головок, методы их испытания и монтажа (без применения сварных соединений);
- типы нейтрализаторов, методы и технология нейтрализации попутного газа в буровом растворе, расход реагентов для этих целей на весь процесс бурения скважин;
- методы контроля содержания попутного газа и реагента-нейтрализатора в буровом растворе;
- условия дополнительной обработки бурового раствора реагентом-нейтрализатором;
- методы и средства проветривания рабочей зоны площадки буровой, подвышечного пространства и помещений буровой, включая помещения насосного блока и очистки бурового раствора;
- мероприятия по защите людей и окружающей среды в процессе бурения, испытания и освоения скважины;
- методы и средства контроля содержания сероводорода и других газов в воздухе рабочей зоны;
- технология отделения газа из бурового раствора;
- технология установки аварийного цементного моста;
- типы ингибиторов, их потребный объем;
- мероприятия по предупреждению и раннему обнаружению нефтегазоводопроявлений;
- порядок сбора и хранения жидких продуктов в закрытых емкостях до нейтрализации и дальнейшей утилизации;
- метод контроля заполнения скважины при подъеме инструмента;
- метод контроля вытесненного из скважины раствора при спуске инструмента;
- тампонажные смеси, стойкие к действию попутного газа, скважинных условий и соответствующие геолого-техническим условиям для цементирования обсадных колонн.

12. Раздел охраны окружающей среды

- Оценка воздействия на состояние атмосферного воздуха
- Сведения о водоснабжении и водоотведении
- Сведения по энергоснабжению
- Потребность в ГСМ во время строительства и эксплуатации скважин (расходы ДТ и бензина)
- Характеристика климатических условий необходимых для оценки воздействия намечаемой деятельности на окружающую среду
- Характеристика современного состояния воздушной среды
- Источники и масштабы расчетного химического загрязнения
- Рассеивание вредных веществ в атмосферу

- Возможные залповые и аварийные выбросы
- Мероприятия по предотвращению (сокращению) выбросов в атмосферный воздух
- Определение нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ
- Расчеты количества выбросов, загрязняющих веществ в атмосферу
- Оценка последствий загрязнения и мероприятия по снижению отрицательного воздействия
- Предложения по организации мониторинга и контроля за состоянием атмосферного воздуха
- Мероприятия по регулированию выбросов в период особо неблагоприятных метеорологических условий (НМУ)
- Оценка воздействия на состояние вод
- Гидрогеологическая характеристика района расположения участка
- Характеристика источника водоснабжения
- Обоснование максимально возможного внедрения оборотных систем, повторного использования сточных вод, способы утилизации осадков очистных сооружений
- Предложения по достижению нормативов предельно допустимых сбросов
- Оценка влияния объекта при проведении работ на подземных водах
- Анализ последствий возможного загрязнения и истощения подземных вод
- Обоснование мероприятий по защите подземных вод от загрязнения и истощения
- Рекомендации по организации производственного мониторинга воздействия на подземные воды
- Оценка воздействия на недра
- Виды и объемы образования отходов
- Особенности загрязнения территории отходами производства и потребления (опасные свойства и физическое состояние отходов)
- Виды и количество отходов производства и потребления
- Рекомендации по управлению отходами
- ОЦЕНКА ФИЗИЧЕСКИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ
- Оценка возможного теплового, электромагнитного, шумового, воздействия и других типов воздействия
- Характеристика радиационной обстановки в районе работ
- Критерии оценки радиационной ситуации
- ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ЗЕМЕЛЬНЫЕ РЕСУРСЫ И ПОЧВЫ
- Характеристика современного состояния почвенного покрова в зоне воздействия планируемого объекта
- Характеристика ожидаемого воздействия на почвенный покров
- Планируемые мероприятия и проектные решения
- Организация экологического мониторинга почв
- ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА РАСТИТЕЛЬНОСТЬ
- Современное состояние растительного покрова в зоне воздействия объекта
- Характеристика воздействия объекта на растительность
- Обоснование объемов использования растительных ресурсов
- Определение зоны влияния планируемой деятельности на растительность
- Ожидаемые изменения в растительном покрове
- Рекомендации по сохранению растительных сообществ
- Мероприятия по предотвращению негативных воздействий
- ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ЖИВОТНЫЙ МИР
- Оценка современного состояния животного мира. Мероприятия по их охране
- Мероприятия по предотвращению негативных воздействий на животный мир
- ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ЛАНДШАФТЫ И МЕРЫ ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ, МИНИМИЗАЦИИ, СМЯГЧЕНИЮ НЕГАТИВНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ, ВОССТАНОВЛЕНИЮ ЛАНДШАФТОВ В СЛУЧАЯХ ИХ НАРУШЕНИЯ

- ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКУЮ СРЕДУ
- Социально-экономические условия района
- Обеспеченность объекта в период строительства, эксплуатации и ликвидации трудовыми ресурсами, участие местного населения
- Влияние намечаемого объекта на регионально-территориальное природопользование
- ОЦЕНКА ЭКОЛОГИЧЕСКОГО РИСКА РЕАЛИЗАЦИИ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ В РЕГИОНЕ
- КОМПЛЕКСНАЯ ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ ПРИ ШТАТНОМ РЕЖИМЕ И АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЯХ
- Предварительная оценка воздействия на подземные и поверхностные воды
- Факторы негативного воздействия на геологическую среду
- Предварительная оценка воздействия на растительно-почвенный покров
- Оценка воздействия на социально-экономическую сферу
- Состояние здоровья населения
- Охрана памятников истории и культуры
- Расчеты выбросов загрязняющих веществ
- Проведение общественных слушаний и получение разрешений на эмиссии в ОС с лимитами образования отходов

13. Раздел по промышленной безопасности

- Техника безопасности, промышленная санитария и противопожарная техника
- Классификация взрывоопасных зон
- Пожарная безопасность на объектах (Аварийная электростанция, Жилые, бытовые и административные помещения, Промыслово-геофизические работы, Освоение скважины, Емкости ГСМ, буровая площадка и т.д.)
- Организационные мероприятия по обеспечению пожарной безопасности
- Основные требования и мероприятия по промышленной санитарии и гигиене труда
- Средства контроля воздушной среды
- Санитарно-бытовые помещения
- Мероприятия по безопасности ведения работ при строительстве скважин
- Буровые растворы
- Спускоподъемные операции
- Крепление скважины
- Испытание скважины после бурения
- Предупреждение нефтегазоводопроявлений и открытого фонтанирования
- Рекомендации по организации предупреждения и ликвидации открытых нефтяных и газовых фонтанов
- Монтаж и эксплуатация ПВО
- Идентификация опасностей при строительстве и эксплуатации скважин
- Оценка вероятности (частоты) риска
- Рекомендации по уменьшению риска
- Маршруты транспортировки грузов и вахт
- Безопасная транспортировка груза
- Соблюдение мер техники безопасности при строительстве и эксплуатации скважин (СИЗ, безопасность дорог, обучение персонала и т.д.)

14. Ожидаемые результаты

Разработка «Индивидуального технического проекта на строительство разведочной скважины S2-1-N1 в южном блоке месторождения Прибрежное», далее по тексту «Проект».

- 1.1. Согласование Проекта с Заказчиком.
- 1.2. Согласование Проекта в государственных контролирующих органах Республики Казахстан.

1.3. Проведение экспертизы на соответствие требованиям промышленной безопасности проекта.

1.4. Организация и проведение необходимых общественных слушаний

1.5. Сдача готовой согласованной и утвержденной в государственных контролирующих органах Республики Казахстан проектной документации Заказчику.

15. Сроки выполнения работ

Разработка Проекта – 120 дней со дня подписания Договора, с учетом получения положительных согласований с государственными контролирующими органами.

16. Количество экземпляров

2 (два) экземпляра Проекта в бумажном варианте и 2 (два) экземпляра на электронном носителе (флешка+CD) в форматах Word, Excel, PDF.

17. Требования к Исполнителю Проекта:

17.1. **Приложить электронную копию лицензии** на работы и услуги в сфере углеводородов с подвидами:

– Составление технико-экономического обоснования проектов для месторождений углеводородов;

– Составление технологических регламентов для месторождений углеводородов;

– Составление проектных документов для месторождений углеводородов.

17.2. **Приложить электронную копию лицензии** на проектную деятельность с подвидами:

– Технологическое проектирование объектов производственного назначения;

– Технологическое проектирование зданий и сооружений жилищно-гражданского назначения;

– Технологическое проектирование объектов инфраструктуры транспорта, связи и коммуникаций;

– Проектирование инженерных систем и сетей;

– Градостроительное проектирование;

– Строительное проектирование;

– Архитектурное проектирование для зданий и сооружений первого или второго и третьего уровней ответственности.

17.3. **Приложить электронную копию лицензии** на изыскательскую деятельность с подвидами:

– Инженерно-геологические и инженерно-гидрогеологические работы;

– Инженерно-геодезические работы.

17.4. **Приложить электронную копию аттестата** на право проведения работ в области промышленной безопасности.

17.5. **Приложить электронную копию лицензии** на выполнение работ и оказание услуг в области охраны окружающей среды с подвидом деятельности «Природоохранное проектирование, нормирование для 1 категории хозяйственной и иной деятельности»;

17.6. Наличие в собственности или в аренде здания (офиса), для решения всех текущих вопросов и оперативной мобилизации (**приложить электронные копии подтверждающих документов:** договор аренды (в случае аренды), справка о наличии недвижимости, технический паспорт на здание);

17.7. Наличие интегрированной Системы менеджмента качества, экологического менеджмента, менеджмента профессиональной безопасности и здоровья, сертифицированных специализированной аккредитованной организацией систем менеджмента качества, в соответствии с требованиями государственных стандартов согласно действующему законодательству РК (ISO 9001:2015, ISO 14001:2015, ISO 45001:2018)

Область сертификации, на которую распространяется действие сертификата соответствия (**Приложить электронные копии сертификатов системы менеджмента качества**):

• проектирование и эксплуатация горных производств, нефтехимических производств, эксплуатация магистральных газопроводов, нефтепроводов, нефтепродуктов в сфере углеводородов,

• проектная деятельность,

• изыскательская деятельность,

- работа в области промышленной безопасности,
- проектирование и нормирование в области охраны окружающей среды,
- технический и авторский надзор,
- управление проектами в области архитектуры, градостроительства и строительства,
- техническое обследование зданий и сооружений.

17.8. Оказание Услуг высококвалифицированными специалистами, имеющими документы, подтверждающие квалификацию (**приложить электронные копии**);

- Наличие у потенциального Поставщика услуг:

- не менее 1 специалистов в области геологии;
- не менее 1 специалистов в области геофизики;
- не менее 1 специалиста в области разработки нефтяных и газовых месторождений;
- не менее 1 специалистов в области бурения нефтяных и газовых скважин;
- не менее 1 специалистов в области экологии;

17.9. Наличие у работников Поставщика удостоверений/сертификатов по промышленной безопасности, охране труда, пожарно-техническому минимуму (**приложить электронные копии удостоверений или сертификатом или протоколы проверки знаний**);

17.10. При необходимости, выезд специалистов потенциального Поставщика услуг на месторождение собственными силами и средствами, с обеспечением их питанием, проживанием;

17.11. **Приложить электронные копии договоров** подтверждающие наличие специализированных программных продуктов такие как Halliburton Landmark (или аналог), Paradigm Sysdrill (или аналог), Эра (или аналог):

- Программное обеспечение для проектирования профилей для наклонно-направленного бурения;

- Программное обеспечение для определения механических свойств буровой колонны;
- Программное обеспечение для моделирования гидравлики;
- Программное обеспечение для расчета конструкций обсадных колонн;
- Программное обеспечение для цементирования скважин;
- Программное обеспечение для проектирования КНБК;
- Программное обеспечение для выполнения экологических расчетов.

от Заказчика:	от Исполнителя:
Директор ТОО «Нефтяная инженерно-технологическая сервисная компания Чжунман»  Цзун Кунфэн 	Директор ТОО «Дербес Солюшнс» (Derbes Solutions)  Койисов А.Б. 

Приложение 2 Расчет объемов отходов бурения

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

1. Объем выбуренной породы при строительстве скважин

$$V_{\Pi} = \pi * K_k * R^2 * L$$

2. Объем бурового шлама

$$V_{\text{ш}} = K_p * V_{\Pi}$$

3. Объем отработанного бурового раствора

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

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

V_ц - объем циркуляционной системы БУ;

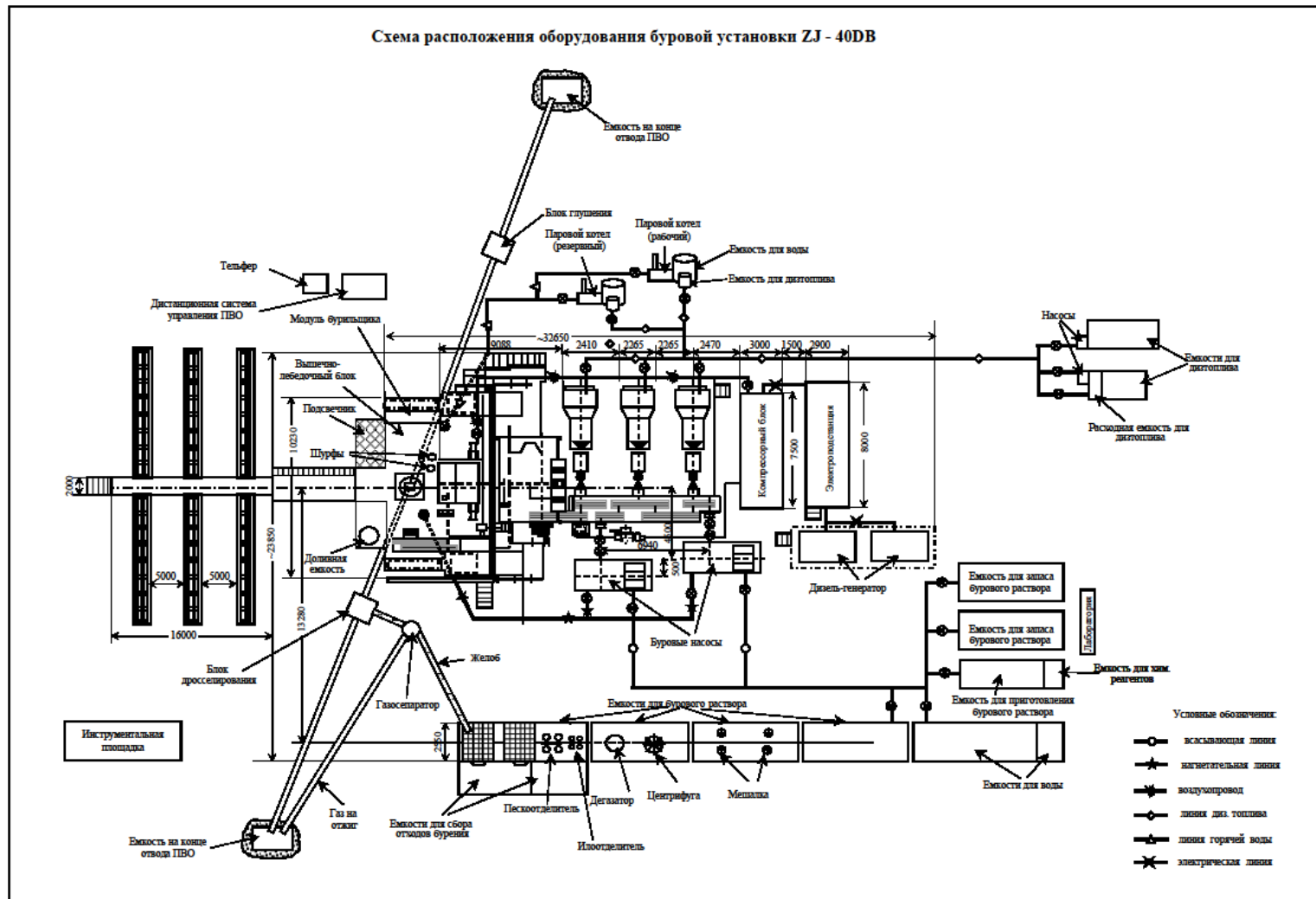
при повторном использовании бурового раствора 1,2 заменяется на 0,25;

4. Объем буровых сточных вод

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

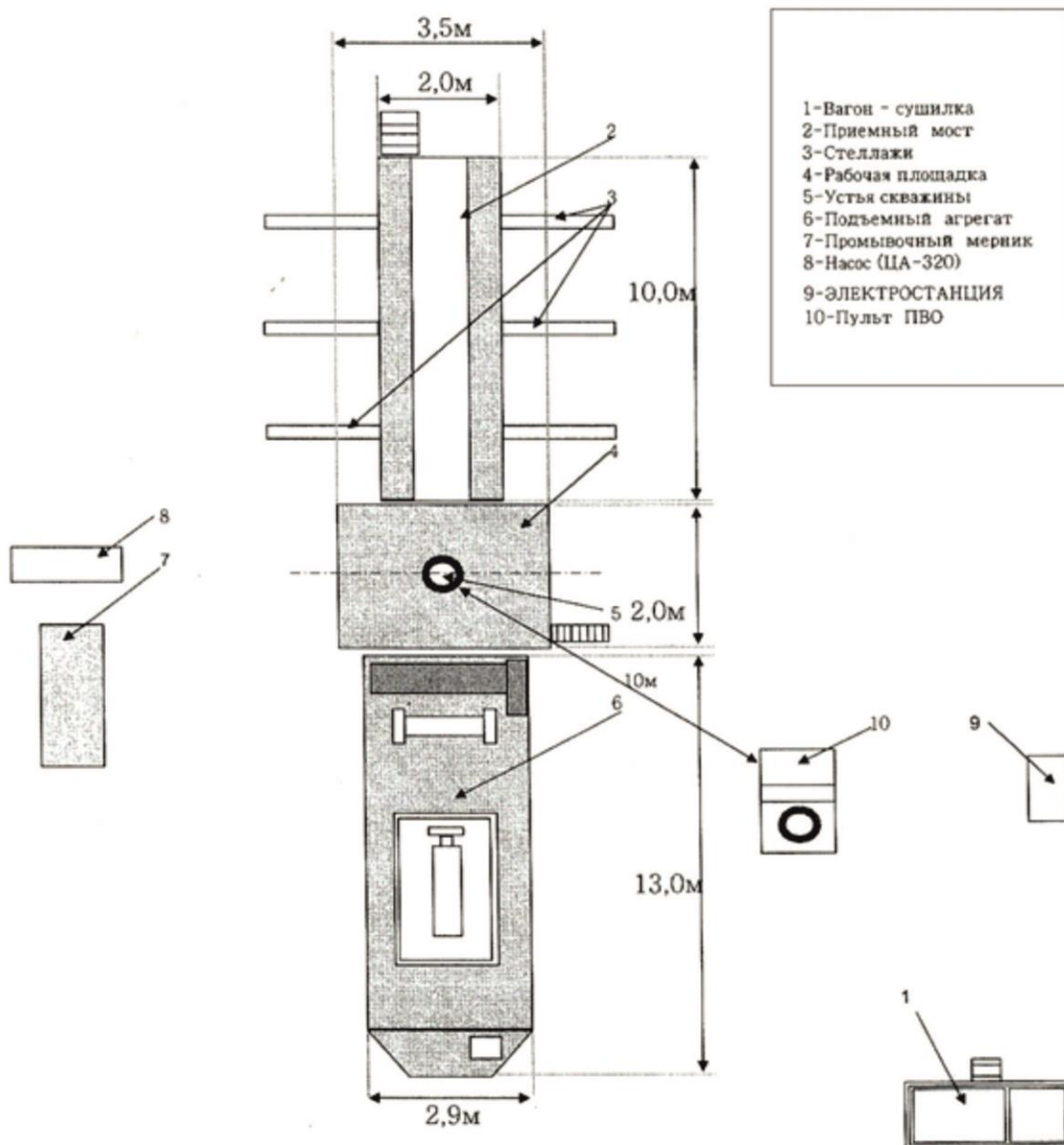
№ п/п	Наименование	Ед. изм	Интервалы бурения				
			0	61	61	728	728 1143
1	Диаметр скважины, D	м	0,4445		0,3111		0,2159
	Радиус скважины, R ²	м	0,0494		0,0242		0,0117
2	Длина интервала ствола скважины, L	м	61		667		415
3	Коэффициент кавернозности, K _к		1,25		1,25		1,25
4	Объем интервала скважины	м ³	11,83		63,34		18,98
5	Коэффициент разуплотнения породы, K _р		1,2				
6	Объем циркуляционной системы БУ, V _ц	м ³	240				
Итого объем всей скважины, V _п		м ³	94,15				
Объем бурового шлама, V _ш		м ³	112,98				
Объем отработанного бурового раствора, V _{обр}		м ³	238,86				
Объем буровых сточных вод, V _{БСВ}		м ³	477,72				
Суммарный объем отходов бурения		м ³	829,55				

Приложение 3 Схема расположения оборудования буровой установки ZJ-40DB



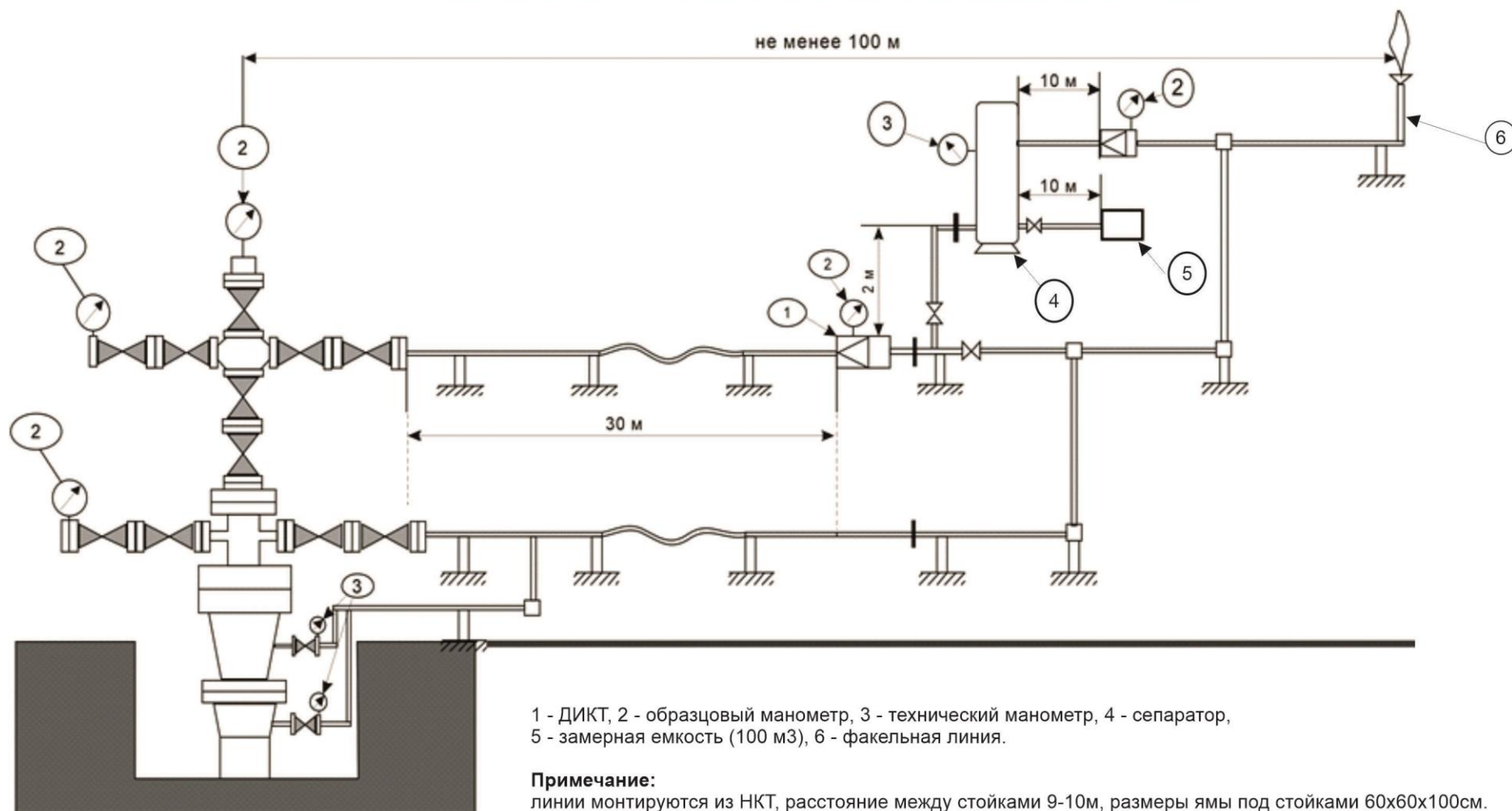
Приложение 4 Схема расположения бурового оборудования УПА 60/80

Схема расположения бурового оборудования
подъемного агрегата УПА 60/80

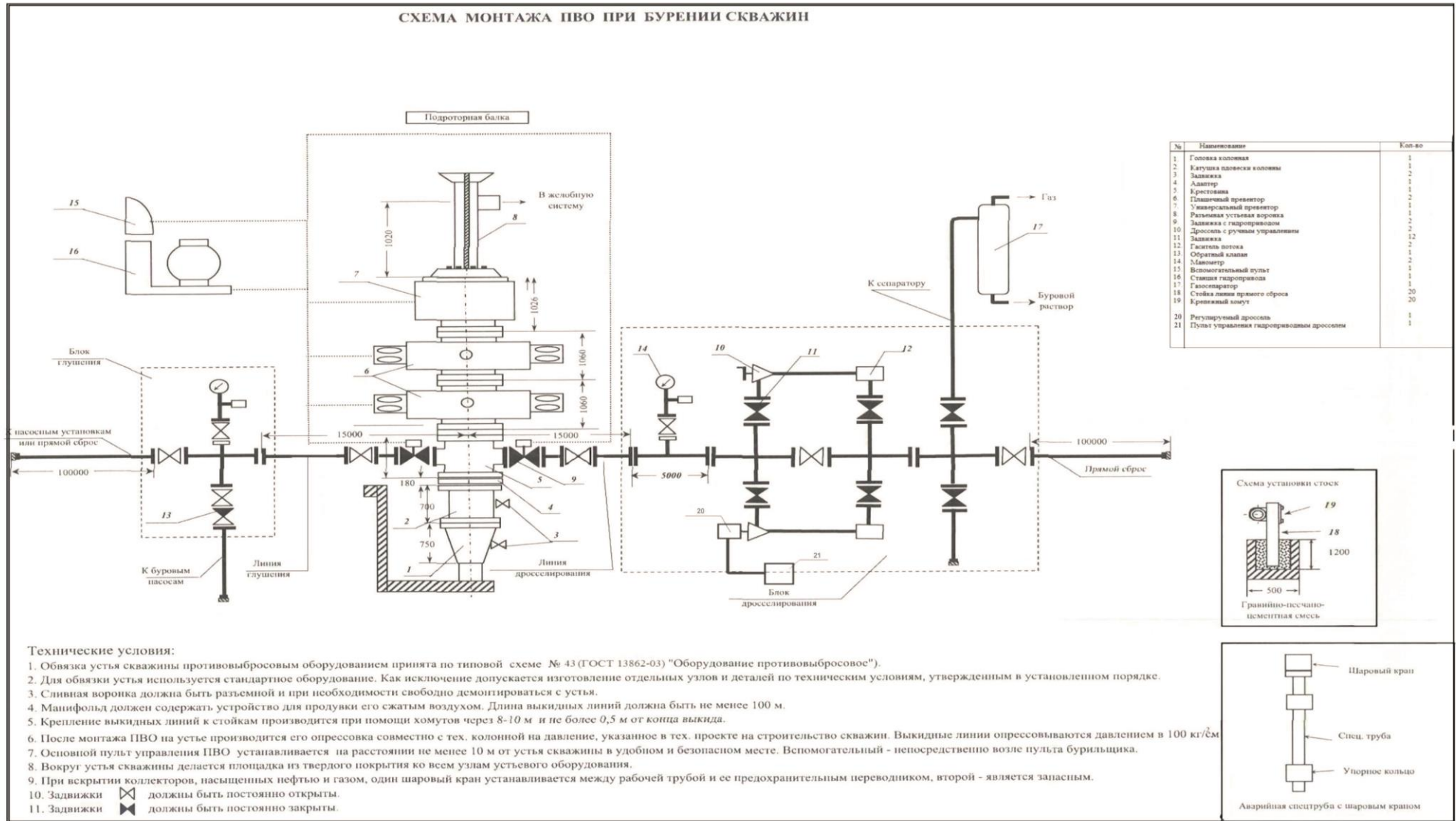


Приложение 5 Типовая схема обвязки устья при испытании и освоении

Типовая схема обвязки устья при испытании и освоении



Приложение 6 Схема монтажа ПВО при бурении скважины



Приложение 7 Геолого-технический наряд

(приложен отдельным файлом)

Приложение 8 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

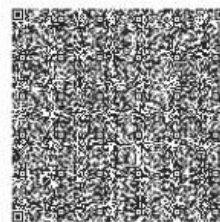
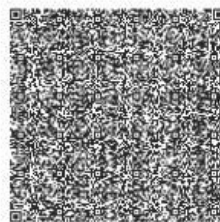
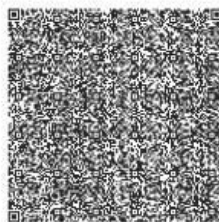
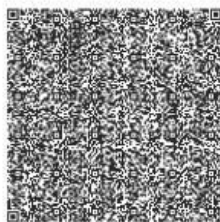
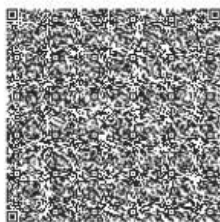
(фамилия, имя, отчество (в случае наличия))

Дата первичной выдачи

Срок действия
лицензии

Место выдачи

г.Нур-Султан



20011274



123

ПРИЛОЖЕНИЕ К ЛИЦЕНЗИИ

Номер лицензии 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»)

Лицензиат

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

060000, Республика Казахстан, Атырауская область, Атырау Г.А., г.Атырау, улица Бақтыгерей 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)

Производственная база

г.Атырау, Улица Махамбета Утемисова, 116Е

(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

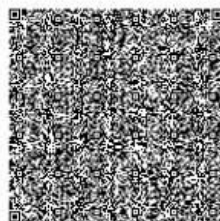
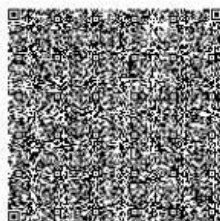
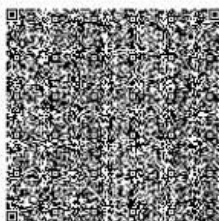
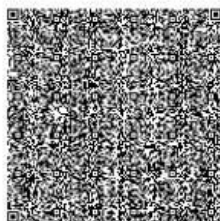
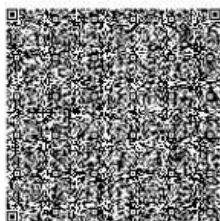
Срок действия

Дата выдачи приложения

05.08.2020

Место выдачи

г.Нур-Султан



Одна из копий приложения является копией лицензии, выданной в соответствии с Законом Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях» от 7 июля 2003 года № 117-III, действующим законодательством Республики Казахстан и статьей 1 статьи 7 ЗЗРК от 7 января 2003 года «Об электронном документообороте и электронной подписи» в электронном виде, равнозначном бумажному документу.

20018792



ЛИЦЕНЗИЯ

15.12.2020 года

02242P

Выдана

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

060000, Республика Казахстан, Атырауская область, Атырау Г.А., г.Атырау,
улица Бақтыгерей 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

Выполнение работ и оказание услуг в области охраны окружающей среды

(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 1

(отчуждаемость, класс разрешения)

Лицензиар

Республиканское государственное учреждение «Комитет экологического регулирования и контроля Министерства экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан». Министерство экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан.

(полное наименование лицензиара)

Руководитель
(уполномоченное лицо)

Умаров Ермек Касымгалиевич

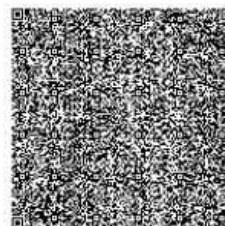
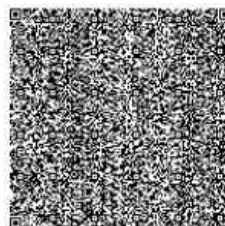
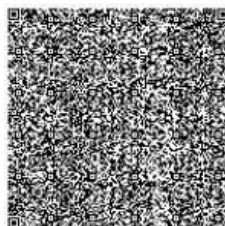
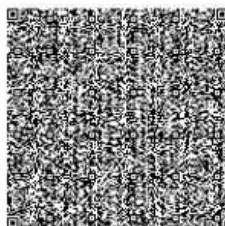
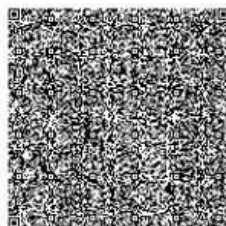
(фамилия, имя, отчество (в случае наличия))

Дата первичной выдачи

Срок действия
лицензии

Место выдачи

г.Нур-Султан



Номер ліцензії 02242Р

Дата выдачи лицензии 15.12.2020 год

Подвид(ы) лицензируемого вида деятельности

- Природоохранное проектирование, нормирование для 1 категории хозяйственной и иной деятельности

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

Лицензиат

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»)

Лицензи ар

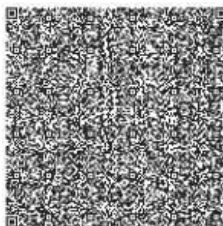
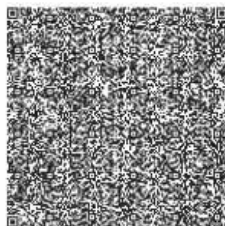
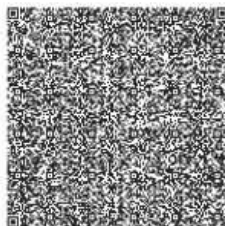
Республиканское государственное учреждение «Комитет экологического регулирования и контроля Министерства экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан». Министерство экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан.

(полное наименование органа, выдавшего приложение к лицензии)

Руководитель
(уполномоченное лицо)

Умаров Ермек Касымгалиевич

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



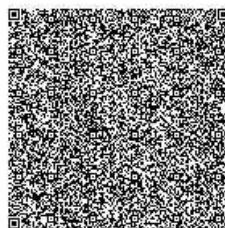
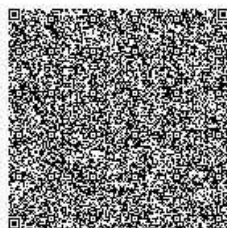
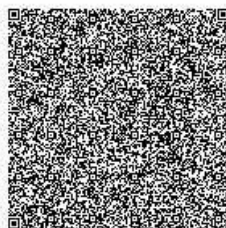
Номер приложения 001

Срок действия

Дата выдачи приложения 15.12.2020

Место выдачи г. Нур-Султан

(наименование и адрес подразделения государственного учреждения Республики Казахстан, в котором производится выдача сертификата)



Одним из условий предоставления государственной услуги гражданам Республики Казахстан в 2003 году в соответствии с Законом Республики Казахстан "О государственном управлении" является предоставление гражданам Республики Казахстан государственной услуги. Данное условие является частью государственной услуги, предоставляемой гражданам Республики Казахстан.