

**Акционерное общество «Кристалл Менеджмент»
Товарищество с ограниченной ответственностью «НКЦ
«Geo&EngineeringPlus»**

«УТВЕРЖДАЮ»

**Генеральный директор
АО «Кристалл Менеджмент»**

Сайзинұлы Д.

« ___ » _____ 2024 г.

**ГРУППОВОЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО
ОЦЕНОЧНЫХ СКВАЖИН КМ-9, КМ-9_1 ПРОЕКТНОЙ ГЛУБИ-
НОЙ 2100 М (+250 М) В ПРЕДЕЛАХ КОНТРАКТНОЙ ТЕРРИТО-
РИИ АО «КРИСТАЛЛ МЕНЕДЖМЕНТ»**

Отчет по договору №194-24/КМ от 07.10.2024г.

Директор ТОО «НКЦ «Geo&EngineeringPlus»

Толеков Б.К.

г. Актау – 2024 г.

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Ведущий инженер отдела

проектирования строительства скважин



Зайцев П.В.

« » _____ 2024 г.

Ведущий инженер отдела

экологии и охраны окружающей среды



Драган А. В.

« » _____ 2024 г.

Нормоконтролер



Джуксангалиева А.И.

« » _____ 2024 г.

СОДЕРЖАНИЕ

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ.....	2
СОДЕРЖАНИЕ.....	3
ТАБЛИЦЫ.....	5
РИСУНКИ.....	9
ПРИЛОЖЕНИЯ.....	9
1 . ОБЩАЯ ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА.....	10
1.1. РЕФЕРАТ.....	10
2 . ОСНОВАНИЕ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ.....	14
3 . ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ.....	15
4 . ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА.....	17
ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ.....	18
4.1. Литолого-стратиграфическая характеристика разреза скважины.....	22
4.2. Нефтегазоводоносность по разрезу скважины.....	26
4.3. Возможные осложнения по разрезу скважины.....	29
4.4. Исследовательские работы.....	32
4.5. Работы по испытанию в эксплуатационной колонне и освоение скважины, сведения по эксплуатации.....	35
5 . КОНСТРУКЦИЯ СКВАЖИНЫ.....	39
6 . ПРОФИЛЬ СТВОЛА СКВАЖИНЫ.....	47
7 . БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ.....	48
8 . УГЛУБЛЕНИЕ СКВАЖИНЫ.....	57
9 . КРЕПЛЕНИЕ СКВАЖИН.....	65
9.1. Обсадные колонны.....	65
9.2. Цементирование обсадных колонн.....	74
9.3. Оборудование устья скважины.....	79
10 . ИСПЫТАНИЕ СКВАЖИНЫ.....	80
10.1. Испытание пластов в процессе бурения.....	80
10.2. Испытание горизонтов на продуктивность в эксплуатационной колонне.....	82
11 . ДЕФЕКТОСКОПИЯ И ОПРЕССОВКА.....	85
12 . СТРОИТЕЛЬНЫЕ И МОНТАЖНЫЕ РАБОТЫ.....	87
ВЫБОР БУРОВОЙ УСТАНОВКИ.....	87
ВАХТОВЫЙ ПОСЕЛОК.....	88
12.1. Подготовительные работы к строительству скважины (скважин).....	89

12.2.	Объемы строительных и монтажных работ для строительства скважины (скважин)	90
13	. ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТЬ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИНЫ.....	92
14	. МЕХАНИЗАЦИЯ И АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ, СРЕДСТВА КОНТРОЛЯ И ДИСПЕТЧЕРИЗАЦИИ	93
15	. ЛИКВИДАЦИЯ И КОНСЕРВАЦИЯ СКВАЖИН	96
15.1.	Общие положения	96
15.2.	Ликвидация скважины	97
15.3.	Порядок организации работ по ликвидации скважины	97
15.4.	Консервация скважины.....	99
16	. ТЕХНОЛОГИЯ УСТАНОВКИ АВАРИЙНОГО ЦЕМЕНТНОГО МОСТА.....	100
17	. ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ, ПРОМЫШЛЕННАЯ САНИТАРИЯ И ПРОТИВОПОЖАРНАЯ ТЕХНИКА	103
17.1.	ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ	103
17.2.	КЛАССИФИКАЦИЯ ВЗРЫВООПАСНЫХ ЗОН	103
17.3.	ПОЖАРНАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ НА ОБЪЕКТАХ.....	106
17.4.	ОРГАНИЗАЦИОННЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ ПОЖАРНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ.....	110
17.5.	ОСНОВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ И МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРОМЫШЛЕННОЙ САНИТАРИИ И ГИГИЕНЕ ТРУДА.....	112
18	. МЕРОПРИЯТИЯ ПО БЕЗОПАСНОСТИ ВЕДЕНИЯ РАБОТ	119
	ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИН.....	119
18.1.	Общие положения	119
18.2.	Порядок обеспечения промышленной безопасности при бурении скважин	120
18.3.	Порядок обеспечения промышленной безопасности при креплении ствола скважины	121
18.4.	Обустройство устья скважины.....	122
18.5.	Испытание, гидродинамические исследования и освоение скважин	123
19	. ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ НЕФТЕГАЗОВОДОПРОЯВЛЕНИЙ И ОТКРЫТОГО ФОНТАНИРОВАНИЯ	125
19.1.	Общие положения	125
19.2.	Подготовка, монтаж и эксплуатация устьевого оборудования и ПВО.....	126
20	. СПИСОК НОРМАТИВНО-СПРАВОЧНЫХ И ИНСТРУКТИВНО-МЕТОДИЧЕСКИХ МАТЕРИАЛОВ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ПРИ ПРИНЯТИИ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ И СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИН	129
21	. СВЕДЕНИЯ О ВОДОСНАБЖЕНИИ	131
22	. СВЕДЕНИЯ О РАСХОДЕ ГСМ.....	133

23	ПРИЛОЖЕНИЯ	134
24	ПРОЕКТ БУРЕНИЯ ВОДЯНОЙ СКВАЖИНЫ	147
24.1.	Обоснование бурения водяной скважины	148
24.2.	Ликвидация водяной скважины	150

ТАБЛИЦЫ

Таблица 1.1.	Основные проектные данные	12
Таблица 1.2.	Общие сведения о конструкции скважины	13
Таблица 1.3.	Сведения об условиях эксплуатации скважины	13
Таблица 1.4.	Номера скважин, подлежащих ликвидации или консервации	13
Таблица 2.1.	Список документов, которые являются основанием для проектирования	14
Таблица 3.1.	Сведения о районе буровых работ	15
Таблица 3.2.	Сведения о площадке строительства буровой	15
Таблица 3.3.	Размеры отводимых во временное пользование земельных участков	15
Таблица 3.4.	Источник и характеристики водо- и энергоснабжения, связи и местных стройматериалов	16
Таблица 3.5.	Сведения о подъездных путях	16
Таблица 3.6.	Сведения о магистральных дорогах и водных транспортных путях	16
Таблица 4.1.	Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов	22
Таблица 4.2.	Литологическая характеристика разреза скважины	23
Таблица 4.3.	Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины	24
Таблица 4.4.	Геокриологическая характеристика разреза скважины	25
Таблица 4.5.	Нефтеносность	26
Таблица 4.6.	Газоносность	26
Таблица 4.7.	Водоносность	27
Таблица 4.8.	Давление и температура по разрезу скважины	28
Таблица 4.9.	Поглощение бурового раствора	29
Таблица 4.10.	Осыпи и обвалы стенок скважины	29
Таблица 4.11.	Нефтегазоводопроявления	30
Таблица 4.12.	Прихватоопасные зоны	30
Таблица 4.13.	Текучие породы	31
Таблица 4.14.	Прочие возможные осложнения	31
Таблица 4.15.	Отбор керна, шлама и грунтов	32
Таблица 4.16.	Геофизические исследования	33
Таблица 4.17.	Данные по испытанию (опробованию) пластов в процессе бурения	33
Таблица 4.18.	Прочие виды исследований	34
Таблица 4.19.	Испытание продуктивных горизонтов (освоение скважины) в эксплуатационной колонне	35
Таблица 4.20.	Работы по перфорации эксплуатационной колонны при испытании (освоении)	36

Таблица 4.21. Интенсификация притока пластового флюида или повышение приемистости пласта в нагнетательной скважине	36
Таблица 4.22. Дополнительные работы при испытании (освоении)	36
Таблица 4.23 Данные по эксплуатационным объектам	37
Таблица 4.24. Дополнительные данные для определения продолжительности испытания (освоения) скважины	37
Таблица 4.25. Данные по нагнетательной скважине	38
Таблица 4.26. Сведения об осложнениях по пробуренным скважинам - аналогам	38
Таблица 5.1. Характеристика и устройство шахтового направления	40
Таблица 5.2. Глубина спуска и характеристика обсадных колонн	43
Таблица 5.3. Характеристика раздельно спускаемых частей обсадных колонн	44
Таблица 5.4. Техничко-технологические мероприятия, предусмотренные при строительстве скважины по проектной конструкции	45
Таблица 5.5. Максимально-допустимые гидродинамические давления в открытом стволе скважины при выполнении технологических операций	46
Таблица 6.1. Входные данные по профилю наклонно-направленной скважины	47
Таблица 6.2. Профиль ствола скважины	47
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	52
Таблица 7.4. Потребность воды или компонентов для обработки бурового раствора при разбурировании цементных станков	54
Таблица 7.5. Потребность компонентов для обработки бурового раствора при спуске обсадных колонн	55
Таблица 7.6. Суммарная потребность компонентов бурового раствора на скважину	55
Таблица 7.7. Оборудование для приготовления и очистки буровых растворов	56
Таблица 8.1. Способы, режимы бурения, расширки (проработки) ствола скважины и применяемые КНБК	57
Таблица 8.2. Компоновка низа бурильных колонн (КНБК)	58
Таблица 8.3. Потребное количество элементов КНБК	60
Таблица 8.4. Рекомендуемые бурильные трубы	61
Таблица 8.5. Конструкция бурильных колонн	61
Таблица 8.6. Характеристика и масса бурильных труб, УБТ по интервалам бурения	62
Таблица 8.7. Оснастка талевого системы	62
Таблица 8.8. Режим работы буровых насосов	63
Таблица 8.9. Распределение потерь давлений в циркуляционной системе буровой	63
Таблица 8.10. Гидравлические показатели промывки	64
Таблица 9.1. Способы расчеты наружных давлений и опрессовки обсадных колонн	65
Таблица 9.2. Распределение давлений по длине колонны	65
Таблица 9.3. Рекомендуемые типоразмеры обсадных труб	70
Таблица 9.4. Параметры обсадных труб	70
Таблица 9.5 Суммарная масса обсадных труб	71
Таблица 9.6. Технологическая оснастка обсадных колонн	71
Таблица 9.7. Режим спуска обсадных труб	72

Таблица 9.8. Опрессовка обсадных труб натяжение эксплуатационной колонны	73
Таблица 9.9. Общие сведения о цементировании обсадных колонн.....	74
Таблица 9.10. Характеристика жидкостей для цементирования	75
Таблица 9.11. Компонентный состав жидкостей для цементирования и характеристики компонентов.....	76
Таблица 9.12. Технологические операции при цементировании и режим работы цементировочных агрегатов (буровых насосов)	77
Таблица 9.13. Потребное для цементирования обсадных колонн количество материалов .	78
Таблица 9.14. Спецификация устьевого и противовыбросового оборудования (ПВО).....	79
Таблица 10.1. Продолжительность работы пластоиспытателя, спускаемого на трубах	80
Таблица 10.2. Характеристика КИИ и технологические режимы работы пластоиспытателя, спускаемого на трубах	80
Таблица 10.3. Продолжительность работы опробователя пластов, спускаемого на кабеле	81
Таблица 10.4. Параметры колонны насосно-компрессорных труб (НКТ).....	82
Таблица 10.5. Характеристика жидкостей и составляющие их компоненты для установки цементных мостов	83
Таблица 10.6. Потребное количество материалов для установки цементных мостов	83
Таблица 10.7. Продолжительность испытания (освоения) объектов в эксплуатационной колонне	84
Таблица 10.8. Потребное количество материалов для испытания (освоения) скважины в эксплуатационной колонне.....	84
Таблица 10.9. Отработка нефтяных объектов на факел (растворенный газ).....	84
Таблица 11.1. Методы проверки износа и контроля коррозионного состояния ведущих труб, НКТ и всех элементов бурильных колонн (обусловлены стандартом DS-1)	85
Таблица 11.2. Опрессовка оборудования и используемая техника	86
Таблица 12.1. Сварочные работы при монтаже бурового оборудования	89
Таблица 12.2. Объемы подготовительных работ к бурению скважины (скважин)	89
Таблица 12.3. Объемы работ по комплекту бурового и силового оборудования	90
Таблица 12.4. Объем работ по перечню оборудования, включаемого при освоении первого и последующих объектов.....	91
Таблица 13.1. Продолжительность строительства скважины.....	92
Таблица 13.2. Продолжительность бурения и крепления по интервалам глубин	92
Таблица 14.1. Средства механизации и автоматизации.....	93
Таблица 14.2. Средства контроля.....	94
Таблица 14.3. Средства диспетчеризации.....	95
Таблица 17.1. Классификация основных сооружений и установок по взрыво и пожароопасности	106
Таблица 17.2. Первичные средства пожаротушения	111
Таблица 17.3. Спецодежда, спецобувь и средства индивидуальной защиты	112
Таблица 17.4. Средства коллективной защиты от шума и вибраций	113
Таблица 17.5. Нормы освещённости.....	114
Таблица 17.6. Средства контроля воздушной среды	119
Таблица 20.1. Список литературы	129
Таблица 21.1. Водопотребление при строительстве 1 скважины	132
Таблица 21.2 - Баланс водопотребления и водоотведения при строительстве скважины	132

Таблица 22.1. Потребность в ГСМ.....	133
Таблица 24.1. Геологический разрез	148
Таблица 24.2. Объёмы работ	149

РИСУНКИ

Рисунок 4-1. Обзорная карта района работ.....	20
Рисунок 4-2. Структурная карта по верхнедаульской свите нижнего мела K_1d_2	21
Рисунок 5-1. График совмещенных давлений (1 вариант)	41
Рисунок 5-2. График совмещенных давлений (2 вариант)	42
Рисунок 9-1. Распределение избыточных давлений (кондуктор).....	66
Рисунок 9-2. Распределение избыточных давлений (промежуточная колонна)	67
Рисунок 9-3. Распределение избыточных давлений (эксплуатационная колонна).....	68
Рисунок 9-4. Распределение избыточных давлений (потайная колонна (хвостовик))	69

ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение 1. Техническое задание.....	134
Приложение 2. Протокол ГТС.....	141
Приложение 3. Схема обвязки устья ПВО при бурении скважин	142
Приложение 4. Типовая схема расположения бурового оборудования.....	143
Приложение 5. Схема временного вахтового посёлка.....	144
Приложение 6. Схема обвязки устья скважины при испытании пластов в колонне	145
Приложение 7. ГТН.....	146

1. ОБЩАЯ ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

1.1. РЕФЕРАТ

«Групповой технический проект на строительство оценочных скважин КМ-9, КМ-9_1 проектной глубиной 2100 м (\pm 250 м) в пределах контрактной территории АО «Кристалл Менеджмент» разработан в соответствии с «Методическими рекомендациями по разработке проектной документации на бурение (строительство) скважин на нефть и газ». Выполнен по форме и содержанию согласно «Макета рабочего (технического) проекта на строительство скважин на нефть и газ» (РД 39-0148052-537-87).

Технический проект является основным документом, регламентирующим процесс бурения скважин. Все операции по бурению скважин проводятся в соответствии с требованиями утвержденного технического проекта на бурение скважин.

Технический проект на бурение скважин составлен в соответствии с требованиями, изложенными в нормативно-технической документации на бурение скважин, утверждёнными уполномоченным органом в области углеводородов. Не допускается проведение работ по бурению скважин без утвержденного технического проекта.

В проекте предусматривается качественное вскрытие продуктивных пластов, крепление и надежность скважин, выполнение всех требований базового проектного документа.

Технический проект составлен на основании задания на проектирование бурения скважин и базового проектного документа

В связи с тем, что сероводород в пластовом флюиде не содержится, отсутствует необходимость в дополнительных мероприятиях при бурении (строительстве) скважины:

- дополнительные требования к коррозионной защите оборудования и труб;
- дополнительные методы и технология нейтрализации сероводорода в буровом растворе,
- контроль содержания сероводорода и реагента - нейтрализатора в буровом растворе;
- дополнительные методы и средства проветривания рабочей зоны площадки буровой, подвышечного пространства и помещений буровой, включая помещения насосного блока и очистки бурового раствора;
- дополнительные методы и средства контроля содержания сероводорода в воздухе рабочей зоны;
- дополнительные условия для сбора и хранения жидких продуктов в закрытых емкостях до нейтрализации и дальнейшей утилизации;
- тампонажные смеси, стойкие к действию сероводорода

Сжигание газа возможно при испытании объектов в соответствии с утвержденным недропользователем планом испытания объектов скважины.

Бурение скважин осуществляется на основе подрядных договоров между буровой организацией и недропользователем или самим недропользователем при наличии соответствующей лицензии.

Изменения к техническому проекту в целях повышения качества и безопасности работ производятся по требованиям уполномоченных органов в области охраны окружающей среды, в области углеводородов, а также иных государственных органов в пределах их компетенции.

В соответствии с «Методическими рекомендациями по разработке проектной документации на бурение (строительство) скважин на нефть и газ» (приказ № 97 от 09.03.2023 г.) - ликвидация осложнений, вызванных причинами геологического характера и происшедших не по вине исполнителя работ, является непредвиденными работами, возникающими при бурении (строительстве) скважины по причинам, не зависящим от исполнителя работ, и не предусмотренных техническим проектом. В акте на ликвидацию осложнения указываются: характер осложнения; даты начала и окончания работ по ликвидации осложнения; продолжительность работ, определенная по производительному времени, включая ремонтные работы при целодневных затратах времени на ликвидацию осложнений, количество фактически израсходованных материалов.

В соответствии с «Едиными правилами по рациональному и комплексному использованию недр» допускается, без внесения изменений в технический проект по согласованию с проектной организацией, отклонение глубины по стволу скважины и длины обсадной колонны от предусмотренных в техническом проекте в пределах ± 250 м (для наклонно-направленных и горизонтальных скважин ± 300 м).

Таблица 1.1. Основные проектные данные

№ п/п	Наименование	Значение
1	2	3
1	Номера скважин, строящихся по данному проекту	КМ-9,КМ-9_1
2	Площадь (месторождение)	участок Карамай
3	Расположение (суша, море)	суша
4	Цель бурения и назначение скважины	оценочные
5	Проектный горизонт	отложения палеозоя (PZ)
6	Проектная глубина, м	
7	по вертикали	2100±250
8	по стволу	2100±250
9	Число объектов испытания	3
10	в колонне	2
11	в открытом стволе	
12	Вид скважины (вертикальная, наклонно-направленная, кустовая)	вертикальная
13	Тип профиля	-
14	Азимут бурения, град	-
15	Максимальный зенитный угол, град	0
16	Максимальная интенсивность изменения зенитного угла, град/10 м	-
17	Глубина по вертикали кровли продуктивного (базисного) пласта, м	
18	Отклонение от вертикали точки входа в кровлю продуктивного (базисного) пласта, м	-
19	Допустимое отклонение заданной точки входа в кровлю продуктивного (базисного) пласта от проектного положения (радиус круга допуска), м	-
20	Способ бурения	Ротор
21	Вид привода	ДВС, ДЭС
22	Класс буровой установки	4
23	Тип вышки	мачтовая
24	Наличие верхнего привода (ДА, НЕТ)	Да
25	Максимальная масса колонны, т	
26	обсадной	72
27	бурильной	82
28	Тип установки для испытаний	г/п 60тонн
29	Продолжительность цикла строительства скважины, сут.	
30	в том числе:	402
31	строительно-монтажные работы	5
32	подготовительные работы к бурению	2
33	бурение с испытанием объектов в открытом стволе и крепление	85
34	испытание, всего	300
35	в том числе подготовительные работы	30
36	в эксплуатационной колонне	270

Таблица 1.2. Общие сведения о конструкции скважины

Название колонны	Диаметр, мм	Интервал спуска, м			
		по вертикали		по стволу	
		от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5	6
Направление	426,0	0	50	0	50
Кондуктор	323,9	0	250	0	250
Промежуточная колонна	244,5	0	700	0	700
Эксплуатационная колонна	177,8	0	2100	0	2100±250
2 вариант (резервный)					
Направление	426,0мм	0	50	0	50
Кондуктор	323,9мм	0	250	0	250
Техническая колонна	244,5мм	0	500	0	500
Эксплуатационная колонна	177,8мм	0	1000±250	0	1000±250
Потайная колонна «Хвостовик»	127,0мм	900	2100±250	900	2100±250

Таблица 1.3. Сведения об условиях эксплуатации скважины

Данные о способах эксплуатации			Срок перевода скважины в нагнетательную от начала эксплуатации, год	Максимальные габаритные размеры спускаемых инструментов и приборов при освоении и эксплуатации скважины		Коррозия		Глубина установки пакера, м	Жидкость за НКТ	
						вид (сероводородная, сульфидная и пр.)	активность пластового флюида, мм/год		тип	плотность г/см ³
Название (ФОНТАННЫЙ, ШГН ЭЦН, ГАЗЛИФТНЫЙ)	период от начала эксплуатации, год		4	глубина, м	диаметр, мм	7	8	9	10	11
1	от	до								
Фонтанный	В течении всего срока эксплуатации		-	2100	121,7	Общая коррозия	незначительная			0,7

Таблица 1.4. 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

2. ОСНОВАНИЕ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

Таблица 2.1. Список документов, которые являются основанием для проектирования

№ пп	Название документа (проект геолого-разведочных работ, технологические схемы (проект) разработки площадей (месторождений), задание на проектирование), номер, дата, должность, фамилия и инициалы лица, утвердившего документ
1	2
1	«Проект разведочных работ на участке сложных проектов по оценке обнаруженной залежи (совокупностей залежей)»
2	Техническое задание на разработку проекта ««Групповой технический проект на строительство оценочных скважин КМ-9, КМ-9_1 проектной глубиной 2100 м (± 250 м) в пределах контрактной территории АО «Кристалл Менеджмент»».

3. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Таблица 3.1. Сведения о районе буровых работ

Наименование 1	Значение (текст, название, величина) 2
Площадь (месторождение)	на контрактной территории АО «Кристалл Менеджмент»
Блок (номер и/или название)	Участок Карамай
Административное расположение:	
республика	Казахстан
область (край)	Актюбинская
район	Части Иргизского районов
рельеф местности	низменность
Состояние местности	
Плодородный слой (гумус) см	
Глубина промерзания грунта, м	
Максимальная температура летом, °С	40-45°С
Максимальная температура зимой, °С	-35- -40°С
Среднегодовое количество осадков, мм	150
Азимут преобладающего направления ветра	летом западные и юго-западные, в остальное время года – северные и северо-восточные
Наибольшая скорость ветра	

Таблица 3.2. Сведения о площадке строительства буровой

Наименование 1	Значение (текст, название, величина) 2
Рельеф местности	представляет собой низменную равнину с отметками рельефа от 60 до 130 м, осложненную возвышенным плато с отметками 200- 230 м над уровнем моря
Состояние местности	не заболоченная, сор

Таблица 3.3. Размеры отводимых во временное пользование земельных участков

Назначение участка 1	Размер, га 2	Источник нормы отвода земель 3
Строительство буровой установки и размещение оборудования и техники для бурения поисковой скважины.	3,5	

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 СТРОЙМАТЕРИА- ЛЫ) и т.д.	Источник заданного вида снабжения	Расстояние от источника до буровой, км	Характеристика водо и энергопривода, связи и стройматериалов
1	2	3	4
Водоснабжение:			
Техническая вода для бурения	Артезианская скважина или водо- заборная скважина	20-40	Автотранспорт
Пресная вода: 1. Для котельной и хозяйственных нужд; 2. Для питьевых целей	Привозная Бутилированная г. Кызылорда	300 (±30)	Автотранспорт
Энергоснабжение	Дизель электростанция	На буровой площадке	Автономное
Местные стройматериалы:			
а) грунт	Местный карьер		Автосамосвал
б) песчано-гравийная смесь	Местный карьер		Автосамосвал
Связь	Спутниковая, радиостанция,	-	Связь с головным офисом и пред- ставительством

Таблица 3.5. Сведения о подъездных путях

Протяженность, км	Характер покрытия (гравийное, из лесомате- риалов и т.д.)	Ширина, м	Высота насыпи, см	Характеристика дороги
1	2	3	4	5
ближайшими поселками являются Жайсанбай на расстоянии 110 км и Иргиз на расстоянии 220 км. Административный центр село Иргиз расположено на расстоянии 220 км. Областной центр г. Актобе расположен в 370 км. Сообщение с населенными пунктами осуществляется по грунтовым и асфальтированным дорогам. Рядом с селом Иргиз проходит автотрасса Самара-Шымкент. Автодорога, соединяющая село с г. Шалкар, местами имеет нарушенное асфальтное покрытие.				

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.Актобе	370	нет		

4. ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА

Исходные геологические данные для составления: «Групповой технический проект на строительство оценочных скважин КМ-9, КМ-9_1 проектной глубиной 2100м (± 250 м) в пределах контрактной территории АО «Кристалл Менеджмент»

Цель бурения: оценка залежей нефти и газа в отложениях даульской свиты

Проектная глубина: по вертикали -2100 м (± 250 м).

Проектный горизонт: отложения палеозоя (PZ).

ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Контрактная территория АО «Кристалл Менеджмент» приурочена к северозападной части Торгайского прогиба, в административном отношении относится к Кызылординской и Актюбинской области (рис. 1).

В 2023 году АО «Кристалл Менеджмент» обратилось в Компетентный орган с заявлением о выделении из Контракта 3996-УВС от 07.02.2014 г. (первоначальный Контракт) части участка недр в пределах месторождений и перспективных залежей УВС на участках Карамай, Северный Майбулак, Досжан Юго-Восточный и Коныс Западный в соответствии с подпунктом 1) пункта 1 статьи 115 Кодекса «О недрах и недропользовании». По итогам рассмотрения заявления на заседании Экспертной комиссии Министерства Энергетики РК по вопросам недропользования было принято положительное решение.

Комитетом геологии Министерства промышленности и строительства РК АО «Кристалл Менеджмент» выдан новый участок недр (геологический отвод от 20.09.2023 г. № 607 Р-УВ (Приложение 2)). Выделение части участка разведки послужило заключению нового Контракта № 5284-УВС от 30.10.2023 г. на разведку и добычу углеводородов на участках Карамай, Северный Майбулак, Досжан Юго-Восточный, Коныс Западный, расположенного в Кызылординской и Актюбинской областях.

В 2023 году Компетентный орган одобрил заявление недропользователя на внесение изменений в Контракт № 5284-УВС, в связи с переходом на условия типового контракта на разведку и добычу по сложному проекту в соответствии с пунктом 7 статьи 116 Кодекса РК «О недрах и недропользовании» (Дополнение №1, регистрационный № 5302 от 29.12.2023 г). Согласно Дополнению №1 период оценки продлен на три года и один месяц до 30 ноября 2026 года.

В рамках Дополнения №1 были учтены данные Оперативных подсчетов запасов и Протоколы ГКЗ. Месторождение Егізқара, согласно Протоколу ГКЗ № 2606–23-П от 13.10.2023 г., относится к газовым проектам на суше. Обнаруженная залежь месторождения Северный Майбулак согласно Протоколу ГКЗ №2607–23-П от 26.10.2023г. относится к неструктурным ловушкам. Согласно статье 36 Кодекса «О недрах и недропользовании», данные месторождения относятся к сложным проектам.

В 2024 году составлен «Проект разведочных работ на участке сложных проектов по оценке обнаруженной залежи (совокупности залежей)» и представлен на рассмотрение на заседании Центральной комиссии по разведке и разработке месторождений УВ РК (Протокол ЦКРР №52/2 от 27.06.2024г)

В проекте на участке сложных проектов предусмотрены:

1. Расконсервация и испытания четырех скважин на участке С. Майбулак и бурение независимой оценочной скважины КМ-10 и зависимой оценочной скважины КМ-10_1;

2. Бурение двух независимых оценочных скважин КМ-9 и КМ-12 с проектными глубинами 2350м и 2000 м. на участках Карамай и Коныс Западный соответственно. По результатам бурения предусматривается бурение зависимых оценочных скважин КМ-9_1 и КМ-12_1;

3. На площади Досжан Юго-Восточный проведение сейсморазведочных работ 3Д объемом 200 км², по результатам обработки и интерпретации 3Д сеймики предусматривается бурение двух зависимых скважин КМ-11 и КМ11_1 с проектными глубинами 750 м.

Настоящий «Групповой технический проект на строительство оценочных скважин КМ-9, КМ-9_1 проектной глубиной 2100 м (\pm 250 м) в пределах контрактной территории АО «Кристалл Менеджмент» выполнен на основании выше отмеченного базового проектного документа.

В данном «Групповом техническом проекте...» планируется строительство оценочных скважин КМ-9, КМ-9_1 проектной глубиной 2100 м (+250 м).

Скважина КМ-9 – оценочная, независимая, проектируется на сейсмическом профиле 2Д-1604D на выявленной по результатам сейсморазведочных работ МОГТ 2Д структуре Карамай с целью оценки залежей нефти и газа в отложениях даульской свиты, установленных по данным изучения кернового материала в структурных скважинах 18С и 10С.

Скважина КМ-9_1 – оценочная, зависимая от результатов бурения скважины КМ 9, проектируется на сейсмическом профиле 2Д – 1604D

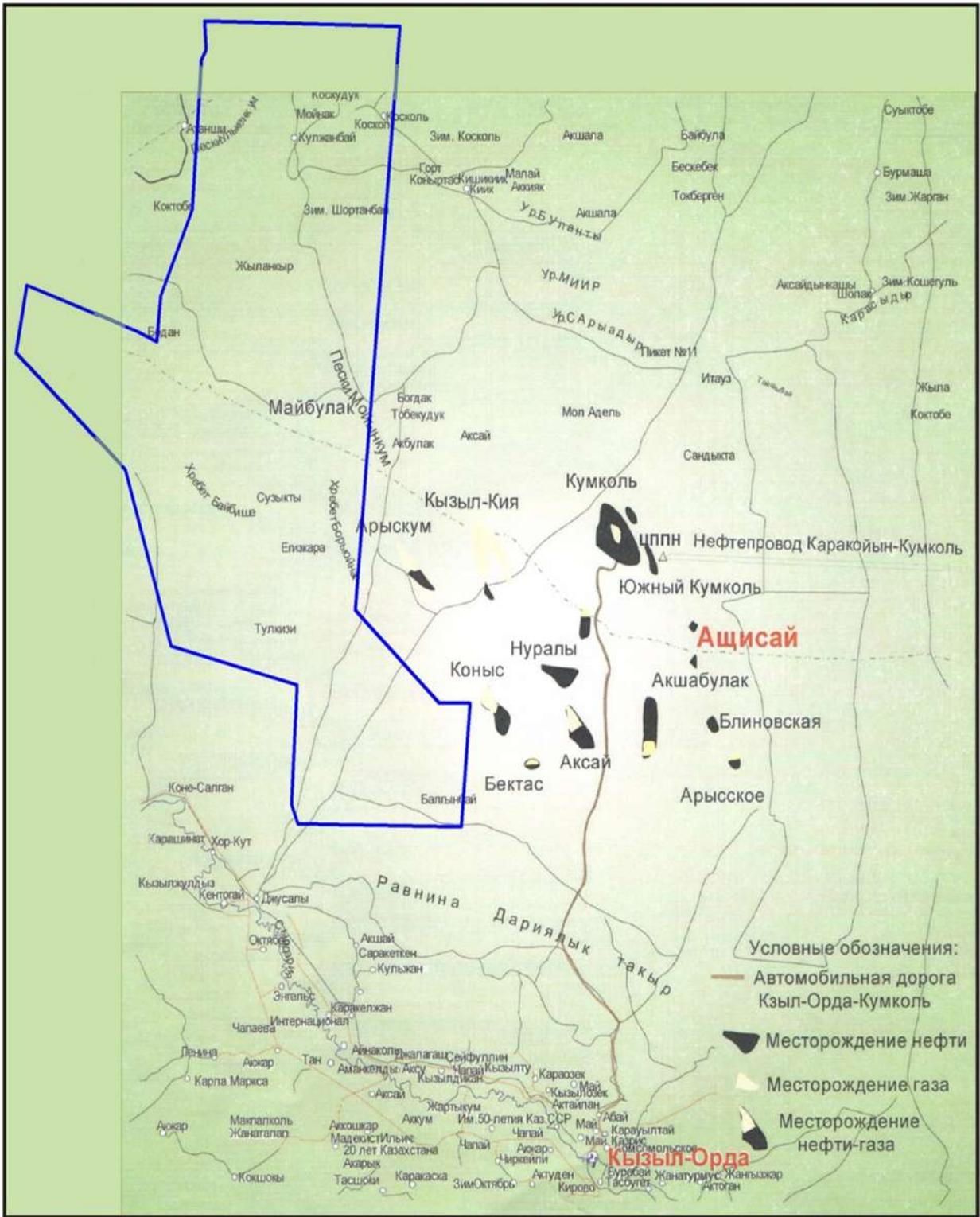


Рисунок 4-1. Обзорная карта района работ

4.1. Литолого-стратиграфическая характеристика разреза скважины

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

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Коэффициент кавернозности в интервале
от (верх)	до (низ)	название	индекс	
1	2	3	4	7
0	280	Неоген, палеоген	N+Q+P	1,5
280	505	Верхний мел	K ₂	1,30 – 1,40
505	880	Карачетауская свита нижнего мела	K1k	1,30 – 1,40
880	1150	Даульская свита нижнего мела	K1d2	1,30 – 1,40
1150	1260	Даульская свита нижнего мела	K1d1	1,30 – 1,40
1260	1350	Верхняя юра	J3	1,30 – 1,40
1350	1500	Средняя юра	J2	1,30 – 1,40
1500	2100	Палеозой	PZ	1,20

Таблица 4.2. Литологическая характеристика разреза скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Горная порода краткое название	Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.д.)
	от (верх)	до (низ)		
N+Q+P	0	280	Глины Мергели	Глины серо-зеленые, алевропелитовые, слоистые, карбонатные, мергели зеленовато-серые, карбонатные.
K ₂	280	505	глины алевролиты песчаники	серые и темно-серые слюдистые глины тонкоплитчатые с тонкими прослоями кварцевых песков, алевролитов.
K _{1k}	505	880	Песчаники на глинистом и глинисто-карбонатном цементе.	зеленый цвет пород, особенно глин (до 14 м) связан с примесью тонкого глауконита.
K _{1d₂}	880	1150	глины аргиллиты, пески.	песчаники от светло-серых до серых, полимиктовые, кварц-слюдистые и преимущественно кварцевые, мелкозернистые с глинистым цементом и мелкими обуглившимися растительными остатками. Глины пестроцветные, плотные, комковатые.
K _{1d₁}	1150	1260	глины песчаники	глины красноцветные с редкими прослоями мелкозернистых песчаников, а в верхней части – самоцветные с рассеянным обуглившимся растительным детритом
J ₃	1260	1350	глины песчаники	песчаники массивные, речного типа, крупносреднезернистые, с примесью обломков глинистых пород.
J ₂	1350	1500	аргиллиты алевролиты пески песчаники	неравномерное переслаивание серых, темно-серых песчаников, алевролитов и гравелитов с обуглившимся растительным детритом и прослоями черных и бурых углей.
PZ	1500	2100	Известняки сланцы	глинистые сланцы, слабокарбонатизированные туффитами, метаморфизованным известняком с альбитом.

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

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность, г/см ³	Пористость, %	Проницаемость, мкм ²	Глинистость, %	Карбонатность, %	Соленость, %	Расслоенность породы	Категория породы по промысловой классификации (мягкая, средняя и т.п.)	Коэффициент Пуассона	Модуль Юнга, Е x 10 ⁻⁴ , МПа
	от (верх)	до (низ)											
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
N+Q+P	0	280	Глины Мергели	2,37	10-35	1,0-0,01					мягкие	0,32	3,3-7,8
K ₂	280	505	Глины Пески Алевриты	2,37		1,0-0,001				2-4	мягкие	0,32	1,5-2,5 3,3-7,8
K _{1k}	505	880	Песчаник	2,40	10-25	1-0,001	15-70	5-70			мягкие, средние	0,15 0,32	1,5-2,5 3,3-7,8
K _{1d2}	880	1150	Глины Аргиллиты Пески	2,60	10-25	0,1-0,001	30-70	1 10		1-3	мягкие, средние	0,15	1,5-2,5
K _{1d1}	1150	1260	Глины Песчаники	2,63	5-30	0,1-0,001	30-70	5 70		2-4	мягкие, средние	0,32	3,3-7,8
J ₃	1260	1350	Глины Песчаники	2,63	5-30	0,1-0,001	30-70	5 70		2-4	мягкие, средние	0,32	3,3-7,8
J ₂	1350	1500	Гравелиты Аргиллиты Алевриты Пески Песчаники	2,63 2,60	5-10	0,01-0,0001					средние, крепкие	0,32	3,3-7,8
PZ	1500	2100	Известняки Сланцы	2,60-280	2-10	0,001-0,1	30-70	0-20			средние, крепкие		

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, пропластов, прослоев и т.д.	таликов	межмерзлотных напорных (защемленных) вод	пропластков газогидратов
1	2	3	4	5	6	7	8	9
В разрезе проектной скважины многолетнемерзлые породы отсутствуют.								

4.2. Нефтегазоводоносность по разрезу скважины

Таблица 4.5. Нефтеносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, г/см ³		Подвижность, Д на сП	Содержание серы, % по весу	Содержание парафина, % по весу	Свободный дебит, м ³ /сут.	Параметры растворенного газа					
	от (верх)	до (низ)		в пластовых условиях	после дегазации					газовый фактор, м ³ /м ³	содержание сероводорода, %	содержание углекислого газа, %	относительная по воздуху плотность газа	коэффициент сжимаемости	давление насыщения в пластовых условиях, кгс/см ²
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
K _{1d2} J ₃₋₂₋₁	1283	2100	поровый	0,830	0,816	0,01-0,5	0,39	5,9	30	80	отс.	0,04	0,653	0,993	7,6

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

Таблица 4.6. Газоносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Состояние (газ, конденсат)	Содержание, % по объему		Относительная по воздуху плотность газа	Коэффициент сжимаемости газа в пластовых условиях	Свободный дебит, м ³ /сут	Плотность газо-конденсата, г/см ³		Фазовая проницаемость, мД
	от (верх)	до (низ)			сероводорода	углекислого газа				в пластовых условиях	на устье скважины	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
J ₃₋₂₋₁	1552	2100	поровый	Газ, конденсат	отс.	0,04	0,653	0,993	-	0,653	0,688	н/д

Таблица 4.7. Водоносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, г/см ³	Свободный дебит, м ³ /сут	Химический состав воды, мг/дм ³ , мг-экв/дм ³ , % экв.						Степень минерализации, мг-экв/л	Тип воды по Сулину СФН-сульфатонагрийевый ГКН-гидрокарбонатнонагрийевый ХЛМ-хлормагнийевый ХЛК-хлоркальциевый	Относится к источнику питьевого водоснабжения
	от (верх)	до (низ)				анионы			катионы					
						Cl ⁻	SO ₄ ²⁻	HCO ₃ ⁻	Na ⁺	Mg ⁺⁺	Ca ⁺⁺			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
N+P+ K ₂ t, K ₁₋₂ kk	0	855	поровый	1,02	1,05	140,43	14,49	0,9	179,94	5,03	4,08	1,25	ХЛК	нет

Таблица 4.8. Давление и температура по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Градиент давления								Температура в конце интервала, °С
			пластового*		порового		гидроразрыва пород		горного давления		
	от (верх)	до (низ)	кгс/см ² на м								
			от (верх)	до (низ)							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
K ₂	280	505	0	0,103	0	0,103	0	0,135	0	0,135	24
K _{1k}	505	880	0,103	0,103	0,103	0,103	0,135	0,135	0,135	0,135	27
K _{1d₂}	880	1150	0,103	0,104	0,103	0,104	0,135	0,145	0,135	0,145	36
K _{1d₁}	1150	1260	0,103	0,104	0,103	0,104	0,135	0,145	0,135	0,145	42
J ₃	1260	1350	0,104	0,104	0,104	0,104	0,135	0,145	0,135	0,145	45
J ₂	1350	1500	0,104	0,104	0,104	0,104	0,145	0,147	0,145	0,147	73,5
PZ	1500	2100	0,104	0,104	0,104	0,104	0,145	0,147	0,145	0,147	78

4.3. Возможные осложнения по разрезу скважины

Таблица 4.9. Поглощение бурового раствора

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Расстояние от устья скважины до статического уровня при его максимальном снижении, м	Имеется ли потеря циркуляции (ДА, НЕТ)	Градиент давления поглощения, кгс/(см ² ·м)		Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)			при вскрытии	после изоляционных работ	
1	2	3	4	5	6	7	8
K ₂ , K _{1k} , K _{1d2} , K _{1d1}	50	1550	нет данных	частично	-	-	Не соблюдение проектных параметров, раствора
J ₃₋₂₋₁ -PZ	1550	2100	нет данных	да			Не соблюдение проектных параметров, раствора.

Таблица 4.10. Осыпи и обвалы стенок скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Буровые растворы, применявшиеся ранее			Время до начала осложнения, сут	Мероприятия по ликвидации последствий (проработка, промывка и т.д.)
	от (верх)	до (низ)	тип раствора	плотность, г/см ³	дополнительные данные по раствору, влияющие на устойчивость пород		
1	2	3	4	5	6	7	8
K ₂ , K _{1k} , K _{1d2} , K _{1d1}	50	1550	KCl полимерный раствор	1,14	B < 8-9	В процессе бурения	Обработка раствора, проработка с промывкой
J ₃₋₂₋₁ -PZ	1550	2100	KCl полимерный раствор	1,10	B < 5-6	-"-	-"-

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

Таблица 4.11. Нефтегазоводопрооявления

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Вид проявляемого флюида (вода, нефть, конденсат, газ)	Длина столба газа при ликвидации газопрооявления, м	Плотность смеси при проявлении для расчета избыточных давлений, г/см ³		Условия возникновения	Характер проявления (в виде пленок нефти, пузырьков газа, перелива воды, увеличения водоотдачи и т.д.)
	от (верх)	до (низ)			внутреннего	наружного		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
K ₁ d ₂ , K ₁ d ₁ , J ₃₋₂₋₁ -PZ	880	2100	Нефть+газ	нет данных	0,81	0,81	Уменьшение плотности бурового раствора	Перелив, пузырьки газа, увеличение водоотдачи, пленка нефти, снижение удельного веса.

Таблица 4.12. Прихватоопасные зоны

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Вид прихвата (от перепада давления, заклинки, сальникообразования и т.д.)	Раствор, при применении которого произошел прихват				Наличие ограничений на оставление инструмента без движения или промывки (ДА, НЕТ)	Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)		тип	плотность, г/см ³	водоотдача, см ³ /30 мин	смазывающие добавки (названия)		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
K ₁ d ₁ - J ₃₋₂₋₁ -PZ	1150	2100	Затяжка, посадки, сальникообразования	КСЛ Полимерный раствор	1,07-1,10	В<7	LUBE -167 или аналог	Да	Превышение фильтрации, недостаточная гидромониторная очистка забоя

Таблица 4.13. Текучие породы

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал залегания текущих пород, я		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 проектных скважин текучие породы не ожидаются.

Таблица 4.14. Прочие возможные осложнения

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

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

4.4. Исследовательские работы

Таблица 4.15. Отбор кернa, шлама и грунтово

Индексстратиграфического подразделения	Параметры отбора кернa		Интервал постволу, м		Метраж отбора кернa, м	Индексстратиграфического подразделения	Интервал, м		Частота отбора шлама через	Индексстратиграфического подразделения	Глубина отбора грунта, м	Типового грунта	Количество образцов
	Минимальный диаметр, мм	Максимальная проходка долбления, м	От(верх)	До(низ)			От(верх)	До(низ)					
K ₁ d ₁	-	-	1600	1618	18		50	2100	при вскрытии продуктивного горизонта через каждый 1м	не предусматривается			
K ₁ d ₁			1700	1718	18								
J ₃			1900	1918	18								
J ₃			2000	2018	18								
J ₂			2090	2100	18								

Примечание:

В процессе бурения скважин интервалы отбора кернa будут уточняться, и меняться геологической службой недропользователя, в зависимости от различных факторов. Образцы с признаками нефтегазоносности герметизируются, стабилизируются пеной и максимально быстро доставляются в соответствующую лабораторию для комплексного анализа. Дальнейшее углубление скважины продолжать со сплошным отбором кернa до полного исчезновения этих признаков. В процессе бурения необходимо вести постоянное наблюдение за нефтегазопроявлениями, появлением пленок нефти или пузырьков газа в выходящем потоке бурового раствора. Во всех случаях нефтегазопроявлений производить отбор проб нефти и газа на лабораторные анализы. Глубина и число отбора устанавливается геологической службой недропользователя.

Отбор шлама 3 влажные пробы (вкл. 1 сухую пробу) будет производиться в интервале 600-2100 м через каждые 5м проходки для уточнения стратиграфии и литологии разреза. Компания вправе потребовать в продуктивной зоне отбор через 1м.

Шлам анализируется на содержание тяжелых фракций и определяется механический состав пород.

Шлам отбирается в количестве 200-300 г для литологического анализа. Необходимо предусмотреть подготовку небольших по 50 г отмытых, сухих образцов для коллекции и для оперативного предоставления Заказчику. Шлам пакуются в специальные мешочки, которые этикируются (в этикетке указывается: название площади, № скважины, глубина с учётом поправки на отставание, № образца).

Отобранный шлам по необходимости направляется в лаборатории на анализы и в кернохранилище для хранения. По результатам макроописаний шлама и кернa составляется шламо-кернограмма.

Интервалы отбора кернa и шлама в процессе бурения будут корректироваться геологической службой АО «Кристалл Менеджмент».

Таблица 4.16. Геофизические исследования

Наименование исследований	Масштаб-вывода диаграмм)	Замеры производятся в интервале, м		Примечание
		от (верх)	до (низ)	
Общие исследования: ПС, КС, БК, МБК, ГК, ННК, АК, ГГК-П, КВ (профилеметрия), инклинометрия, термометрия, резистивиметрия	1:500	0	250	ГИС под тех. колонну и промежуточные каротажные работы с целью контроля за стволом скважины
		250	1500	
		1500	2100	
Детальные исследования: ПС, многозондовый индукционный, БК, МБК, МКЗ, КВ (профилеметрия), СГК, ННК, АК, ГГК-П, инклинометрия, фотоэлектрический фактор, термометрия, резистивиметрия, ядерно-магнитный каротаж	1:200	1500	2100	Детальные ГИС всей продуктивной толщи
ГТИ, Газовый каротаж.	1:200	50	2100	
Акустическая цементометрия (АКЦ), СГДТ, ЭМДС-Т	1:500	0	1500	После спуска колонн
		0	2100	
ГК, ЛМ (для привязки), термометрия, манометрия (МН), влагометрия (ВЛГ), резистивиметрия (Рез), термоиндикатор притока (СТИ), механическая расходометрия (Рас). каротаж (ГГК-П, ПЛ).	1:200	1500	2100	В интервале продуктивного горизонта

Примечание: Забой скважины, объёмы и интервалы вышперечисленных геолого-геофизических исследований могут корректироваться геологической службой заказчика в процессе строительства скважины с учётом фактического разреза скважины и только с разрешения Заказчика. Все последующие исследования должны перекрывать предыдущие методами ГК, ННК на 50 м для увязки по глубине к предыдущим исследованиям.

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

Индекс стратиграфического подразделения	Испытание (опробование) пластоиспытателем на трубах			Опробование пластоиспытателем на кабеле		
	вид операции (ИСПЫТАНИЕ, ОПРОБОВАНИЕ)	глубина нижней границы объема, м	количество циклов промывки после проработки	интервал, м		количество проб, шт.
				от (верх)	до (низ)	
1	2	3	4	5	6	7
J ₃₋₂₋₁ -PZ	испытание	1848	2	1300	2100	15 замеров давления и 3 отбора проб по всей длине эксплуатационной колонны и хвостовика
		2100	2			

Примечание: Количество замеров давления и отбор проб изменится по фактической выделенных объектов по результатам ГИС

Таблица 4.18. Прочие виды исследований

№№ п/п	Название работы	Единица измерения	Объем работы
1.	Литолого-минералогический анализ (определение грансостава, плотности, карбонатности, глинистости и др.)	образец	-
2.	Определение пористости (общей и эффективной)	образец	24
3.	Определение проницаемости	образец	24
4.	Определение нефтенасыщенности	образец	24
5.	Определение газонасыщенности	образец	24
6.	Петрографическое описание шлифа	образец	12
7.	Фотографирование керна	м	90
8.	Макроописание керна	м	90
9.	Анализ поверхностных проб нефти	проба	4
10.	Анализ глубинных проб нефти	проба	2
11.	Анализ газа	проба	2
12.	Химический анализ пластовых вод	проба	2
13.	Определение цезия, рубидия, калия, натрия, радия, урана и др. редких элементов в воде	проба	1

Примечание: Указанный объем лабораторных исследований будет уточнен геологической службой Заказчика

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

Таблица 4.19. Испытание продуктивных горизонтов (освоение скважины) в эксплуатационной колонне

Индекс стратиграфического подразделения	Номер объекта (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 колонны при испытании (освоение)	
		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 _{1d1}	3	1600	1610	1540	1590	Цемент. колонна	Передвижная	да	3	3 - 9	Замена раствора на воду Снижение уровня воды (свабированием и/или компрессированием).	-	1,05-1,09
	2	1700	1710	1640	1690								
J ₃	1	1900	1910	1840	1890								

Примечание: Глубина спуска эксплуатационной колонны, интервалы и количество объектов испытания будут уточняться «Заказчиком» по результатам ГИС, ГТИ, а также оперативного анализа шлама и керна. При малом расстоянии между объектами предусматривается установка разобщающих изоляционных мостов с применением взрывпакетов с цементным мостом 2-5м.

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-3	Рапа	1,05 – 1,14	1,5	Кумулятивная	Шлюмберже или аналог	16	160 (10*16)	1-35	Да

Примечание:

1. Тип и параметры перфоратора могут быть изменены по усмотрению Заказчика;
2. Количество отверстий на 1 п. м. уточняются после проведения окончательного ГИС;
3. Плотность и тип жидкости при перфорации будет уточнена по фактическим данным бурения и ГИС;
4. В графе 8 - указано из расчета спуска перфоратора длиной по 3 м за 1 раз спуска;
5. Интервалы и количество спусков перфоратора могут изменяться;
6. Возможно проведение перфорации на НКТ

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

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

Примечание: интенсификация притока пластового флюида не предусматривается, но при необходимости может быть проведена по усмотрению Заказчика.

Таблица 4.22. Дополнительные работы при испытании (освоении)

Номер объекта (см. табл. 4.19)	Название работ: промывка песчаной пробки; повышение плотности бурового раствора до; повторное понижение уровня азрацией; 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 (см. табл. 4.19)	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	
проектируемые скважины оценочные									

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

Номер объекта	Относится ли к объектам, которые (ДА, НЕТ)		Для эксплуатационных скважин предусмотрено ли (ДА, НЕТ)		Работа по испытанию проводятся 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 6 м имеют подошвенную воду	задавка скважины через НКТ	использование норм по ССНВ для разведочных скважин		вызов притока в нагнетательной скважине	гидрогазодинамические исследования в эксплуатационной скважине	освоение, очистку и гидрогазодинамические исследования	Шаблонирование обсадной колонны
1-3	нет	нет	Нет	нет	2 смены	нет	да	да	да

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	
		от (верх)	до (низ)		плотность жидкости, г/см ³	относительная по воздуху плотность нагнетаемого газообразного агента	интенсивность нагнетания, м ³ /сут	давление на устье, кгс/см ²	температура нагнетаемого агента, °С	шифр	глубина установки, м	тип	плотность, г/см ³
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 в соответствии со статьёй 182 Единых правил по рациональному и комплексному использованию недрна основании базового проектного документа на разведку углеводородов. В соответствии с техническим заданием в техническом проекте рассматривается резервная конструкция (2 вариант) на случай возникновения осложнений при бурении.

Конструкция скважин обеспечивает надежность, технологичность и безопасность их бурения и эксплуатации, в том числе:

1. Максимально возможное использование продуктивности объектов разработки в процессе эксплуатации скважин за счет оптимальных диаметров эксплуатационных колонн и конструкций забоя;

2. Возможность применения эффективного оборудования для оптимальных способов и режимов эксплуатации скважин в условиях применения запроектированных методов воздействия на пласты или использования природных режимов залежей;

3. Безопасное ведение работ без аварий и осложнений на всех этапах бурения и эксплуатации скважин;

4. Получение необходимой горно-геологической информации по вскрываемому разрезу;

5. Охрану недр, в первую очередь за счет прочности и долговечности крепи скважин, герметичности обсадных колонн и перекрываемых ими кольцевых пространств для изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга и от дневной поверхности;

6. Максимальную унификацию по типоразмерам обсадных труб и ствола скважин;

7. Условия для производства в скважинах при их эксплуатации ремонтных и исследовательских работ;

8. Возможность установки клапанов-отсекателей, пакерующих и других устройств.

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
426	50	Д	11	3,5	632-80	

Примечание: Устройство шахты 2 м х 2 м х 1,5 м с железобетонным дном и стенок шахты толщиной не менее 15 см или железным листом толщиной 10 мм

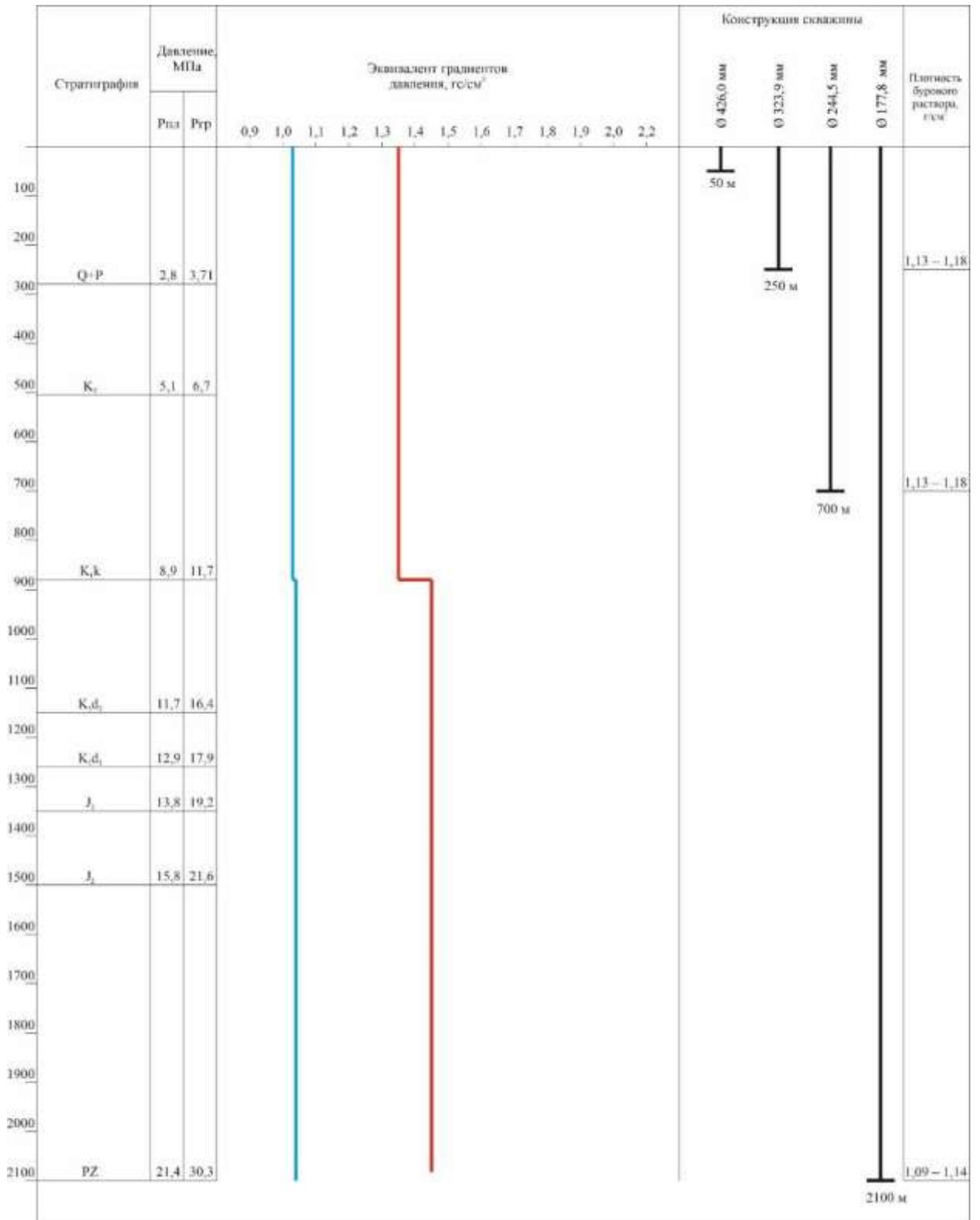


Рисунок 5-1. График совмещенных давлений (1 вариант)

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	Необходимость (причина) спуска колонны (в том числе в один прием или секциями), установки надставки, смены или поворота секции
		от (верх)	до (низ)			
1	2	3	4	5	6	7
I вариант						
	Направление Ø 426 мм	0	50	508	0	устанавливается с целью предотвращения размыва устья при бурении секции кондуктора и возврата восходящего потока бурового раствора из скважины в циркуляционную систему.
1	Кондуктор Ø 323,9мм	0	250	393,7	0	Спускается с целью перекрытия верхних неустойчивых и поглощающих горизонтов. Устье скважины после спуска кондуктора оборудуется противовыбросовым оборудованием.
3	промежуточная Ø 244,5 мм	0	700	295,3	0	спускается с целью предотвращения гидроразрыва пород в процессе ликвидации возможных нефтегазоводопроявлений при бурении под эксплуатационную колонну
4	Эксплуатационная Ø 177,8 мм	0	2100	215,9	0	спускается с целью разобщения продуктивных и водоносных горизонтов и поиска углеводородов
II вариант						
	Направление Ø 426 мм	0	50	508	0	устанавливается с целью предотвращения размыва устья при бурении секции кондуктора и возврата восходящего потока бурового раствора из скважины в циркуляционную систему.
1	Кондуктор Ø 323,9 мм	0	250	393,7	0	Спускается с целью перекрытия верхних неустойчивых и поглощающих горизонтов. Устье скважины после спуска кондуктора оборудуется противовыбросовым оборудованием.
3	промежуточная Ø 244,5 мм	0	700	295,3	0	спускается с целью предотвращения гидроразрыва пород в процессе ликвидации возможных нефтегазоводопроявлений при бурении под эксплуатационную колонну
4	Эксплуатационная Ø 177,8 мм	0	1000	215,9	0	спускается с целью разобщения продуктивных и водоносных горизонтов и поиска углеводородов
5	Потайная колонна «Хвостовик» Ø 127 мм	900	2100	152,4	900	Оptionальная колонна. Спускается в случае возникновения осложнений при бурении под секцию эксплуатационной колонны. Спускается с целью разобщения продуктивных и водоносных горизонтов и поиска углеводородов

Таблица 5.3. Характеристика раздельно спускаемых частей обсадных колонн

Номер 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 одно-размерной части, м		ограничение на толщину стенки не более, мм	Соединения обсадных труб в каждой одноразмерной части					интервал установки труб с заданных типом соединения, м	
					от (верх)	до (низ)		количество типов соединений, шт.	номер в порядке спуска	условный код типа соединения (см. табл. 16.2)	максимальный наружный диаметр соединения, мм	от (верх)	до (низ)	
														6
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	
Обсадные колонны спускаются в скважину за один прием. Раздельно-спускаемые части колонны отсутствуют														

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

№ п/п	Наименование мероприятия или краткое описание	Причина проведения мероприятия
1	2	3
1	До начала бурения скважин производить дополнительное обучение буровой бригады по методам раннего обнаружения и ликвидации НГП и проверку их знаний. Дальнейшая периодичность учебных тревог устанавливается буровым предприятием.	Предупреждение и борьба с НГП.
2	Монтаж средств контроля и сигнализации за уровнями бурового раствора в приемной и доливной емкостях.	Раннее обнаружение НГП.
3	Емкости для бурового раствора должны обеспечивать 2 кратный объем скважины.	Предупреждение открытых нефтегазовых фонтанов.
4	Ограничение притока пластового флюида в соответствии с РД 39-2-803-82. Допустимый объем притока при этом составит: - в процессе бурения 1,5 м ³ ; - при СПО - 1,0 м ³	Раннее обнаружение НГП.
5	В процессе СПО производить постоянный контроль долива раствора при подъеме бурильной колонны и объем вытесняемого раствора при её спуске.	Предупреждение, раннее обнаружение НГП.
6	При ликвидации НГП в процессе СПО спуск бурильной колонны без герметизации устья производить до максимально-возможной глубины.	Предупреждение разрушения обсадных колонн при ликвидации НГП.
7	Ликвидацию возникших НГП производить в строгом соответствии с "Методикой глушения при НГП", М., 1979 г.	Обеспечение безопасности успешности работ.
8	С учетом геологических условий проводки проектной скважины, принят ингибированный полимерный буровой раствор.	Предупреждение осыпей, снижение кавернозности.
9	На случай возможных поглощений на буровой необходимо постоянно иметь запас комплексных наполнителей. При бурении продуктивной толщи наполнители должны быть кислоторастворимыми.	Ликвидация поглощений.
10	Использовать переводники для ведущих труб с протекторными кольцами.	Защита верхних обсадных труб от истирания.
11	Через 40-50 рейсов бурильной колонны измерять износ обсадной колонны геофизическими методами с целью решения вопросов определения ее остаточного ресурса	Предупреждение аварий с обсадными колоннами.
12	Обеспечить жёсткий контроль за химическими и реологическими свойствами бурового раствора, для чего все основные параметры (таблица 7.1) должны измеряться 3-4 раза в сутки, кроме того, плотность через 10-15 минут и условная вязкость (по СПВ-5, стандарт РК или по воронке Марша, стандарт АНИ) через 10-15 минут.	Предупреждение, раннее обнаружение НГП.
13	Проверять работоспособность ПВО не реже одного раза в неделю. Колонная головка монтируется на устье скважины в соответствии с инструкцией завода-изготовителя без применения сварных соединений	Предупреждение и борьба с НГП.
14	При бурении в продуктивном нефтяном пласте механическая скорость проходки должна ограничиваться до значений, при которых обеспечивается дегазация бурового раствора.	Предупреждение НГП.
15	Вести контроль газопоказаний (газокаротаж) бурового раствора на устье скважины.	Предупреждение, раннее обнаружение НГП.
16	Герметизировать устье скважины превентором на период ОЗЦ после цементирования технической и эксплуатационной колонны	Предупреждение и борьба с НГВП.

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

Интервал, м		Допустимая гидродинамическая составляющая репрессии на границе интервала, МПа		Допустимая гидродинамическая составляющая депрессии на границе интервала, кгс/см ²	
от (верх)	до (низ)	верхней	нижней	верхней	нижней
1	2	3	4	5	6
50	250	0	0,25	Депрессия в процессе бурения не предусматривается	
250	700	0,25	0,7		
700	2100	0,7	4,0		

Примечание: Бурение в интервале 250 - 700 м начинать при минимальной подаче насосов, для снижения гидродинамического давления и предупреждения поглощения.

6. ПРОФИЛЬ СТВОЛА СКВАЖИНЫ

Таблица 6.1. Входные данные по профилю наклонно-направленной скважины

Интервал установки погружных насосов по вертикали, м		Максимально допустимые параметры профиля в интервале установки погружных насосов		Зенитный угол, град		
				максимально допустимый в интервале его увеличения	при входе в продуктивный пласт	
					минимально допустимый	максимально допустимый
от (верх)	до (низ)	зенитный угол, град	интенсивность изменения зенитного угла, град/100 м	5	6	7
1	2	3	4	5	6	7
Скважины вертикальные						

Таблица 6.2. Профиль ствола скважины

Интервал по вертикали, м		Длина интервала по вертикали, м	Зенитный угол, град		Горизонтальное отклонение, м		Длина по стволу, м	
			в начале интервала	в конце интервала			интервала	общая
			от (верх)	до (виз)	3	4	5	6
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Скважины вертикальные								

7. БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ

Тип и параметры бурового раствора для бурения и вскрытия пластов обоснованы в соответствии с особенностями геолого-физического строения, коллекторских и фильтрационных характеристик пластов с учетом целей и методов исследований, проводимых в процессе бурения. В качестве буровых растворов в проект заложены такие системы, которые обеспечивают максимальное сохранение естественной проницаемости и нефтенасыщенности коллектора, а также возможность проведения необходимого комплекса геофизических исследований.

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

1.10-15% - для скважин глубиной до 1200 м (интервалов от 0 до 1200м включительно), но не более 1,5 МПа (15 кгс/см²);

2.5-10% - для скважин глубиной до 2500 м (интервалов от 1200 до 2500м включительно), но не более 2,5 МПа (25 кгс/см²);

3.4-7% - для скважин глубиной более 2500 м, но не более 3,5 МПа (35 кгс/см²).

Плотность бурового раствора принимаем:

Интервал 50 – 250 м: 1,13 – 1,18г/см³

Интервал 1100 – 700 м: 1,13 – 1,18г/см³

Интервал 700 – 2100 м: 1,09 – 1,14г/см³

При необходимости (возникновение осыпей и обвалов) возможно увеличение плотности бурового раствора. В случае возникновения проявлений, ступенчато увеличить плотность бурового раствора до прекращения осложнений, при этом не вызывая поглощения.

В процессе бурения и промывки скважины параметры (свойства) бурового раствора контролируются с периодичностью - плотность и вязкость через 10-15 минут, температура, фильтрация, содержание песка, содержание коллоидной фазы, рН, СНС1/10 и реологические показатели (эффективная вязкость и динамическое сопротивление сдвига) - каждые 4 часа. При отсутствии на буровой газокаротажной станции два раза в смену проводится контроль бурового раствора на насыщенность его газом. Параметры бурового раствора записываются в журнале.

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

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	корка, мм	рН	пластическая вязкость, сП	динамическое напряжение сдвига, Па
1	2	3	4	5	6	9	10	11	12
ингибирующий полимерный раствор	50	250	1,13 – 1,18	30 - 40	< 6	<1	8,5 -9,5	10 - 15	3 - 8
ингибирующий полимерный раствор	250	700	1,13 – 1,18	30 - 40	< 6	<1	8,5 -9,5	10 - 15	3 - 8
ингибирующий полимерный раствор	700	2100	1,09 – 1,14	30 - 40	< 5	<1	8,5 -9,5	10 - 15	3 - 8

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	Название компонентов	Содержание компонентов в буровом растворе, кг(л)/м ³
	от (верх)	до (низ)				
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>
1	0	250	ингибирующий полимерный раствор	1,13 – 1,18	Вода	0,95
					Каустическая сода	1 - 2
					Кальцинированная сода	1 - 2
					полианионная целлюлоза Н	5 - 7
					биополимер структурообразователь	1 - 5
					Жидкость гидрофобизирующая	0,5 - 3
					полианионная целлюлоза В	3 - 5
					Бикарбонат натрия	1 - 2
					Модифицированный лигносульфонат	0,2-2 %
					KCL	50 - 100
					Утяжелитель кислоторастворимый	100
Противосальниковая добавка	15-30					
2	250	700	ингибирующий полимерный раствор	1,13 – 1,18	Вода	0,95
					Каустическая сода	1 - 2
					Кальцинированная сода	1 - 2
					полианионная целлюлоза Н	5 - 7
					Бикарбонат натрия	1 - 2
					полианионная целлюлоза В	3 - 5
					Модифицированный лигносульфонат	0,2-2 %
					биополимер структурообразователь	1 - 5
					KCL	50 - 100
					NaCl	51 - 100
					Утяжелитель кислоторастворимый	100
Жидкость гидрофобизирующая	0,5 - 3					

Номер интервала с одинаковым долевым составом бурового раствора	Интервал, м		Название (тип) раствора	Плотность раствора, г/см ³	Название компонентов	Содержание компонентов в буровом растворе, кг(л)/м ³
	от (верх)	до (низ)				
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>
3	700	2100	ингибирующий полимерный раствор	1,09 – 1,14	Вода	0,95
					Каустическая сода	1 - 2
					Кальцинированная сода	1 - 2
					полианионная целлюлоза Н	5 - 7
					Бикарбонат натрия	1 - 2
					полианионная целлюлоза В	3 - 5
					Модифицированный лигносульфонат	0,2-2 %
					биополимер структурообразователь	1 - 5
					KCL	50 - 100
					NaCl	51 - 100
					Утяжелитель кислоторастворимый	100
					Жидкость гидрофобизирующая	0,5 - 3
Смазывающая добавка	0,3 - 2					

Примечание:

- По согласованию с недропользователем типы буровых растворов и их компонентный состав могут быть изменены на раствор, улучшающий качество проводки скважины. Будут уточняться в программе по буровым растворам
- Буровому подрядчику необходимо иметь в наличии паспорта безопасности химической продукции и сертификаты (применяемой для приготовления и обработки бурового раствора (химреагентами) от завода-изготовителя.

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

Интервал (от стола ротора), м		Коэффициент запаса	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	на запас на поверхности	на исходный объем	на бурение интервала
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0	250	1	ингибирующий полимерный раствор		31	40	31	102
			Вода	0,95	29	38	29	96
			Каустическая сода	1 - 2	31	40	31	102
			Кальцинированная сода	1 - 2	31	40	31	102
			полианионная целлюлоза Н	5 - 7	154	200	154	508
			биополимер структурообразователь	1 - 5	31	40	31	102
			Жидкость гидрофобизирующая	0,5 - 3	31	40	31	102
			полианионная целлюлоза В	3 - 5	92	120	92	305
			Бикарбонат натрия	1 - 2	31	40	31	102
			Модифицированный лигносульфонат	0,2-2 %	31	40	31	102
			KCL	50 - 100	1541	2000	1538	5079
			Утяжелитель кислоторастворимый	100	3082	4000	3075	10157
			противосальниковая добавка	15-30	462	600	461	1524
250	700	1	ингибирующий полимерный раствор		49	18	39	106
			Вода	0,95	47	17	37	101
			Каустическая сода	1 - 2	49	18	39	106
			Кальцинированная сода	1 - 2	49	18	39	106
			полианионная целлюлоза Н	5 - 7	245	91	195	531
			Бикарбонат натрия	1 - 2	49	18	39	106
			полианионная целлюлоза В	3 - 5	147	55	117	319
			Модифицированный лигносульфонат	0,2-2 %	49	18	39	106
			биополимер структурообразователь	1 - 5	49	18	39	106
			KCL	50 - 100	2454	913	1946	5313
			NaCl	51 - 100	2454	913	1946	5313
			Утяжелитель кислоторастворимый	100	4907	1825	3893	10625
			Жидкость гидрофобизирующая	0,5 - 3	49	18	39	106

700	2100	2	ингибирующий полимерный раствор		80	28	65	172
			Вода	0,95	76	27	61	164
			Каустическая сода	1 - 2	80	28	65	172
			Кальцинированная сода	1 - 2	80	28	65	172
			полианионная целлюлоза Н	5 - 7	398	141	324	862
			Бикарбонат натрия	1 - 2	80	28	65	172
			полианионная целлюлоза В	3 - 5	239	85	194	517
			Модифицированный лигносульфонат	0,2-2 %	80	28	65	172
			биополимер структурообразователь	1 - 5	80	28	65	172
			KCL	50 - 100	3975	1413	3237	8625
			NaCl	51 - 100	3975	1413	3237	8625
			Утяжелитель кислоторастворимый	100	7951	2825	6473	17250
			Жидкость гидрофобизирующая	0,5 - 3	80	28	65	172
			Смазывающая добавка	0,3 - 2	80	28	65	172

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

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Номер раздельно спускаемой части колонны в порядке спуска	Номер ступени цементирования	Название компонентов для обработки раствора	Характеристика компонента				Норма расхода на обработку 1 м ³ раствора кг/м ³	Количество, кг
					плотность, г/см ³	влажность, %	содержание вещества в товарном продукте (жидкости), %	Сорт		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Кондуктор	1	1	Кальцинированная сода	2.5		91	1-11	0.7	80
2	Промежуточная колонна	1	1	Кальцинированная сода	2.5		91	1-11	0.7	100

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 будет уточняться в программе по буровым растворам по согласованию с Недропользователем.

Таблица 7.6. Суммарная потребность компонентов бурового раствора на скважину

Название компонентов бурового раствора	Потребность компонентов бурового раствора, кг			Суммарная на скважину
	Номера интервала			
	1 (0-250)	2 (250-700)	3 (700-2100)	
1	2	3	4	5
Вода	96	101	164	361
Каустическая сода	102	106	172	380
Кальцинированная сода	102	106	172	380
полианионная целлюлоза Н	508	531	862	1902
Бикарбонат натрия	102	106	172	380
полианионная целлюлоза В	305	319	517	1141
Модифицированный лигносульфонат	102	106	172	380
биополимер структурообразователь	102	106	172	380
KCL	5079	5313	8625	19016
NaCl		5313	8625	13937
Утяжелитель кислоторастворимый	10157	10625	17250	38032
Жидкость гидрофобизирующая		106	172	279
Смазывающая добавка			172	172
противосальниковая добавка	1524			1524

Таблица 7.7. Оборудование для приготовления и очистки буровых растворов

Название	Количество, шт.	Использование очистных устройств		
		ступенчатость очистки: 1 – 2 вибросито; 2 - 1+пескоотделитель; 3 - 2+илоотделитель	интервал, м	
			от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5
Вибросито	3	1 - вибросито	50	2100
Пескоотделитель	1	3 -2 + илоотделитель		
Илоотделитель	1	2-1+ пескоотделитель		
Центрифуга центробежным насосом		3 -2 + илоотделитель		
Блок приготовления раствора, включающий:	гидворонка	2		
	гидравлические перемешиватели	5		
	механические перемешиватели	8		

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 оборудования с аналогичными техническими характеристиками для приготовления и очистки бурового раствора от вы- буренной породы, по согласованию, будут уточнены в программе бурения.
3. не допускается вести бурение скважин без механизированной очистки бурового раствора

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		
					осевая нагрузка, тс	скорость вращения, об/мин	расход бурового раствора, л/с
от (верх)	до (низ)						
1	2	3	4	5	6	7	8
0	50	бурение, проработка	ротор	1			40-50
50	250	бурение, проработка	ротор	2	8-16	80-120	40-50
250	700	бурение, проработка	Ротор (ВП)	3	6-12	80-120	30-40
700	2100	бурение, проработка	Ротор (ВП)	4	4-9	80-120	25-30
		отбор керна	ротор	5	2-6	80-120	20-25

Таблица 8.2. Компонировка низа бурильных колонн (КНБК)

Условный номер КНБК	Элементы КНБК (до бурильных труб)						суммарная длина КНБК, м	суммарная масса КНБК, кг
	номер по порядку	типоразмер, шифр	расстояние до глупины установки, м	техническая характеристика				
1	2	3	4	5	6	7	9	10
1	1	Долото Ø 508 мм	0	508,0	0,5	230	18,5	4,064
	2	УБТ Ø 203 мм	0,5	203	18	3834		
2	1	Долото Ø 393,7 мм	0	393,7	0,5	180	164	29,7
	2	УБТ Ø 229 мм	0,5	229,0	18	4896		
	3	КЛС Ø 393,7 мм	18,5	393,7	1,5	270		
	4	УБТ Ø 229 мм	20	229,0	9	2448		
	5	УБТ Ø 203 мм	29	203,0	27	5751		
	6	УБТ Ø 178 мм	56	178,0	54	8802		
	7	УБТ Ø 165 мм	110	165,0	54	7344		
3	1	Долото Ø 295,3 мм	0	295,3	0,4	90	159,4	25,2
	2	УБТ Ø 203 мм	0,4	203,0	18	3834		
	3	КЛС Ø 295,3 мм	18,4	295,3	1	135		
	4	УБТ Ø 203 мм	19,4	203,0	9	1917		
	5	УБТ Ø 178 мм	28,4	178,0	54	8802		
	6	УБТ Ø 165 мм	82,4	165,0	54	7344		
	7	ЯСС 165	136,4	165,0	5	640		
	8	УБТ Ø 165 мм	141,4	165,0	18	2448		
4	1	Долото Ø 215,9 мм	0	215,9	0,3	45	150,3	22,3
	2	УБТ Ø 178 мм	0,3	178,0	18	2934		
	3	КЛС Ø 215,9 мм	18,3	215,9	1	67,5		
	4	УБТ Ø 178 мм	19,3	178,0	54	8802		
	5	УБТ Ø 165 мм	73,3	165,0	54	7344		
	6	ЯСС 165	127,3	165,0	5	640		
	7	УБТ Ø 165 мм	132,3	165,0	18	2448		
5	1	Бур. головка 215,9/100 мм	0	215,9	0,3	135	139,3	27,2
	2	Керноотборный снаряд -172/100	0,3	172	16	1700		
	3	УБТ Ø 178 мм	16,3	178,0	9	67,5		
	4	КЛС Ø 215,9 мм	25,3	215,9	1	2550		
	5	УБТ Ø 178 мм	26,3	178,0	54	8802		
	6	УБТ Ø 165 мм	80,3	165,0	27	3672		
	7	ЯСС 165	107,3	165,0	5	640		
	8	УБТ Ø 165 мм	112,3	165,0	27	9792		

Резервная КНБК								
6	1	Долото Ø 152,4 мм	0	152,4	0,2	16		
	2	УБТ Ø 120 мм	0,2	120,0	18	1350		
	3	КЛС Ø 152,4 мм	18,2	152,4	1	24		
	4	УБТ Ø 120 мм	19,2	120,0	9	675		
	5	УБТ Ø 108 мм	28,2	108,0	90	5400		
	6	ЯСС 114	118,2	114,0	2	250		
	7	УБТ Ø 108 мм	120,2	108,0	18	1080	138,2	8,8
7	1	Бур. головка 152/80 мм	0	152,4	0,2	16		
	2	Керноотборный снаряд 127/80	0,2	127	7,5	290		
	3	УБТ Ø 120 мм	7,7	120,0	9	675		
	4	КЛС Ø 152,4 мм	16,7	152,4	1	435		
	5	УБТ Ø 120 мм	17,7	120,0	9	675		
	6	УБТ Ø 108 мм	26,7	108,0	72	4320		
	7	ЯСС 114	98,7	114,0	2	250		
	8	УБТ Ø 108 мм	100,7	108,0	18	1080	118,7	7,7

Примечание:

- При разбурировании цементных стаканов и проработке возможно использование трёхшарошечных долот;
- При бурении применяется «маятниковая» компоновка. При проработке ствола в КНБК устанавливается дополнительный наддолотный калибратор;
- Фактическая КНБК при необходимости может быть изменена по согласованию в зависимости от состояния ствола скважины, будет уточнена в программе бурения;
- Тип используемых долот при необходимости может быть изменен согласно режиму бурения, по согласованию с недропользователем;
- При проводке скважины возможно применение системы вертикального бурения PowerV для сохранения вертикальной траектории;
- Возможна установка в КНБК наддолотного амортизатора.

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		Потребное количество на интервал, шт. (для УБТ метров)
		от (верх)	до (низ)	
1	2	3	4	7
Долото Ø 508 мм	бурение, проработка	0	50	1
УБТ Ø 203 мм	бурение, проработка	0	50	18
Долото Ø 393,7 мм PDC	бурение, проработка	50	250	1
Долото Ø 393,7 мм 3-х шарошечное	бурение, проработка	50	250	1
УБТ Ø 229 мм	бурение, проработка	50	250	27
КЛС Ø 393,7 мм	бурение, проработка	50	250	2
УБТ Ø 203 мм	бурение, проработка	50	250	27
УБТ Ø 178 мм	бурение, проработка	50	250	54
УБТ Ø 165 мм	бурение, проработка	50	250	54
Долото Ø 295,3 мм PDC	бурение, проработка	250	700	1
Долото Ø 295,3 мм 3-х шарошечное	бурение, проработка	250	700	1
УБТ Ø 203 мм	бурение, проработка	250	700	27
КЛС Ø 295,3 мм	бурение, проработка	250	700	2
УБТ Ø 178 мм	бурение, проработка	250	700	54
ЯСС 165	бурение, проработка	250	700	1
УБТ Ø 165 мм	бурение, проработка	250	700	72
Долото Ø 215,9 мм PDC	бурение, проработка	700	2100	2
Долото Ø 215,9 мм 3-х шарошечное	бурение, проработка	700	2100	1
УБТ Ø 178 мм	бурение, проработка	700	2100	72
КЛС Ø 215,9 мм	бурение, проработка	700	2100	2
УБТ Ø 165 мм	бурение, проработка	700	2100	72
ЯСС 165	бурение, проработка	700	2100	1

Таблица 8.4. Рекомендуемые бурильные трубы

Обозначение бурильной трубы	Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Марка (группа прочности) материала	Тип замкового соединения	Количество труб, м
1	2	3	4	5	6
СБТ	127	9,19	G	NC50	1950
ТБТ	127	12,7	D	NC50	150
СБТ	88,9	9,35	G	NC38	1100

Таблица 8.5. Конструкция бурильных колонн

Вид технологической операции (бурение скважины, спуск частей обсадной колонны, разбуривание цемента)	Интервал по стволу, м		Допустимая глубина спуска на клиньях, м	Номер секции бурильной колонны снизу вверх без КНБК	Характеристика бурильной трубы					Длина секции, м	Масса, т		Коэффициент запаса прочности трубы на	
	от (верх)	до (низ)			тип (шифр)	наружный диаметр, мм	марка (группа прочности) материала	толщина стенки, мм	тип замкового соединения		секции	нарастающая с учетом КНБК	статическую прочность	выносливость
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
бурение	0	250	250	2	СБТ	127	G	9.19	NC-50	86	2,6	32,3	7,8	>>1,5
бурение	250	700	700	1	ТБТ	127	D	12.7	NC-50	150	5,7	30,9	5,7	>>1,5
				2	СБТ	127	G	9.19	NC-50	391	11,7	42,6	5,9	>>1,5
бурение	700	2100	2100	1	ТБТ	127	D	12.7	NC-50	150	5,7	28,0	6,3	>>1,5
				2	СБТ	127	G	9.19	NC-50	1800	54,0	82,0	3,1	>>1,5

Таблица 8.6. Характеристика и масса бурильных труб, УБТ по интервалам бурения

Названия обсадной колонны	Интервал, м		Характеристика бурильных труб, УБТ				
	от (верх)	до (низ)	тип (шифр)	наружный диаметр, мм	марка (группа прочности) материала	толщина стенки (для УБТ внутренний диаметр), мм	тип замкового соединения (присоединительной резьбы)
1	2	3	4	5	6	7	8
Кондуктор	50	250	УБТ	229	CAE 4145H	90	NC70
			УБТ	203	CAE 4145H	80	NC61
			УБТ	178	CAE 4145H	71	NC50
			УБТ	165	CAE 4145H	71	NC46
			СБТ	127	G	9,19	NC50
Промежуточная	250	700	УБТ	203	CAE 4145H	80	NC61
			УБТ	178	CAE 4145H	71	NC50
			УБТ	165	CAE 4145H	71	NC46
			ТБТ	127	D	12,7	NC50
			СБТ	127	G	19,9	NC50
Эксплуатационная	700	2100	УБТ	178	CAE 4145H	71	NC50
			УБТ	165	CAE 4145H	71	NC46
			ТБТ	127	D	12,7	NC50
			СБТ	127	G	19,9	NC50

Таблица 8.7. Оснастка талевого системы

Интервал по стволу, м		Название технологической операции (бурение, спуск обсадной колонны)	Тип оснастки М ´ К	
от (верх)	до (низ)		М	К
1	2	3	4	5
0	2100	бурение, спуск обсадной колонны	5	6

Таблица 8.8. Режим работы буровых насосов

Интервал, м		Вид технологической операции (бурение, проработка, промывка и т.д.)	Тип буровых насосов	Количество насосов, шт.	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
от (верх)	до (низ)				коэффициент использования гидравлической мощности	диаметр цилиндровых втулок, мм	допустимое давление, МПа	коэффициент наполнения	число двойных ходов в мин	производительность, л/с	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
0	250	Бурение, проработка	Трехплунжерный	1	0,75-0,85	152,4	32,20	0,9	117	50	50
250	700	Бурение, проработка	Трехплунжерный	1	0,75-0,85	139,7	38,30	0,9	107	40	40
700	2100	Бурение, проработка	Трехплунжерный	1	0,75-0,85	139,7	38,30	0,9	75	30	30
		Отбор керна	Трехплунжерный	1	0,75-0,85	139,7	38,30	0,9	75	25	25

Таблица 8.9. Распределение потерь давлений в циркуляционной системе буровой

Интервал, м		Вид технологической операции (см. табл. 8.9)	Давление на стоянке в конце интервала, кгс/см ²	Потери давлений (кгс/см ²) для конца интервала в				
от (верх)	до (низ)			элементах КНБК		бурильной колонне	кольцевом пространстве	обвязке буровой установки
				долоте (насадках)	забойном двигателе (КОС)			
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0	250	Бурение, проработка, промывка	5,7	2		2,96	0,04	0,7
250	700	Бурение, проработка, промывка	6,3	3		2,85	0,09	0,4
700	2100	Бурение, проработка, промывка	7,7	4		2,80	0,72	0,2
		Отбор керн	5,7	2		2,96	0,04	0,7

Таблица 8.10. Гидравлические показатели промывки

Интервал, м		Вид технологической операции (см. табл. 8.9)	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с/см ²	Схема промывки долота (центральная, периферийная, комбинированная)	Скорость истечения, м/с	Мощность, срабатываемая на долоте, л.с.
от (верх)	до (низ)						
1	2	3	4	5	6	10	11
0	250	Бурение, проработка, промывка	0.4	0,037	Периферийная	52	120
250	700	Бурение, проработка, промывка	0.6	0.051	Периферийная	64	140
700	2100	Бурение, проработка, промывка	1.04	0.068	Периферийная	75	135

УКРЕПЛЕНИЕ СКВАЖИН

9.1. Обсадные колонны

Таблица 9.1. Способы расчёты наружных давлений и опрессовки обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска (см. табл. 5.2, гр. 1)	Признаки: ДА, НЕТ			Опрессовочный агент	
	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
1	нет	да	нет	буровой раствор	1,18
2	нет	да	нет	буровой раствор	1,18
3	нет	да	нет	вода	1,01
4 (опциональная)	нет	да	нет	вода	1,01

Таблица 9.2. Распределение давлений по длине колонны

Номер колонны в порядке спуска (см. табл.гр.1)	Название колонны	Распределение избыточных давлений по длине отдельно спускаемой части колонны					
		глубина, м		наружное, МПа		внутреннее, МПа	
		от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Кондуктор	0	250	0	2,7	7,5	7,8
2	Промежуточная колонна	0	700	0	7,6	19,9	20,9
3	Эксплуатационная колонна	0	2100	0	21,4	19,9	19,1
Резервный вариант							
4	Потайная колонна (хвостовик)	900	2100	9,7	21,4	19,6	19,1

Примечание: расчёт наружных избыточных давлений произведён на полное опорожнение колонны

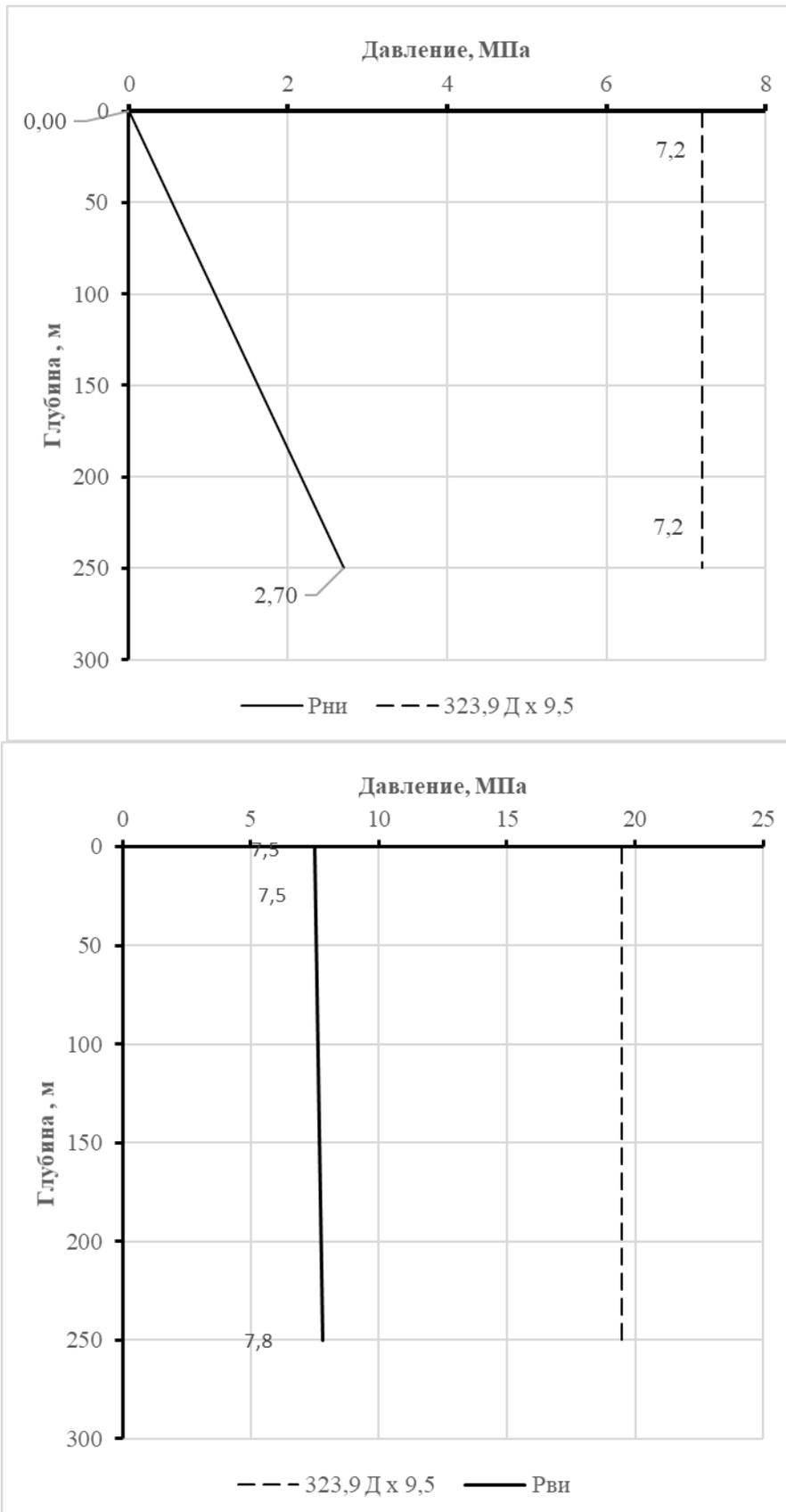


Рисунок 9-1. Распределение избыточных давлений (кондуктор)

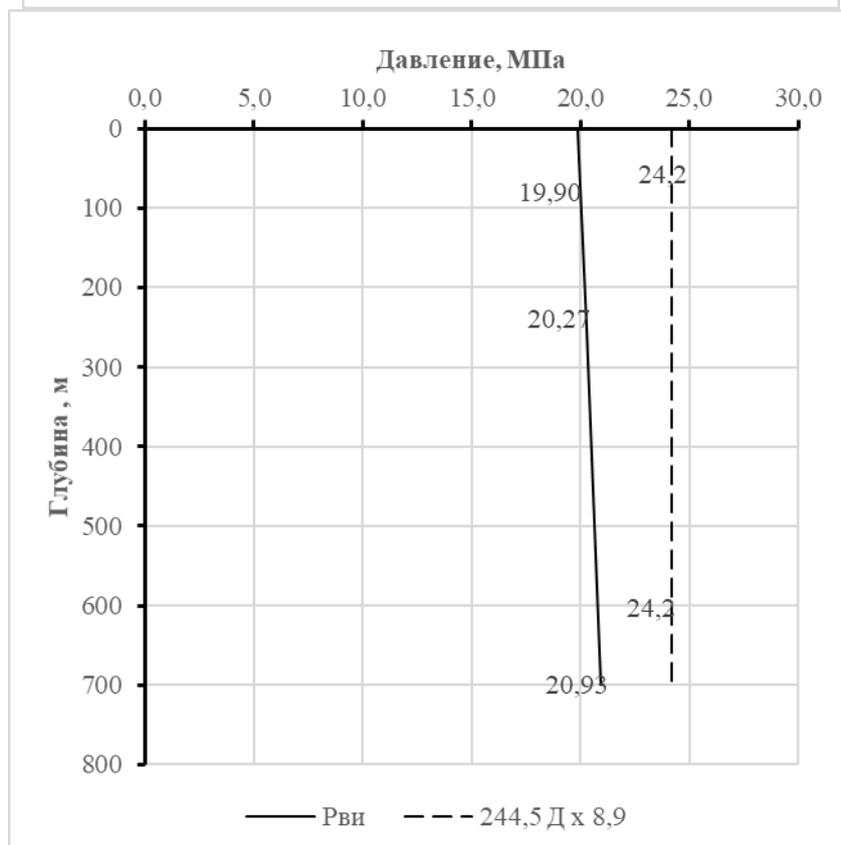
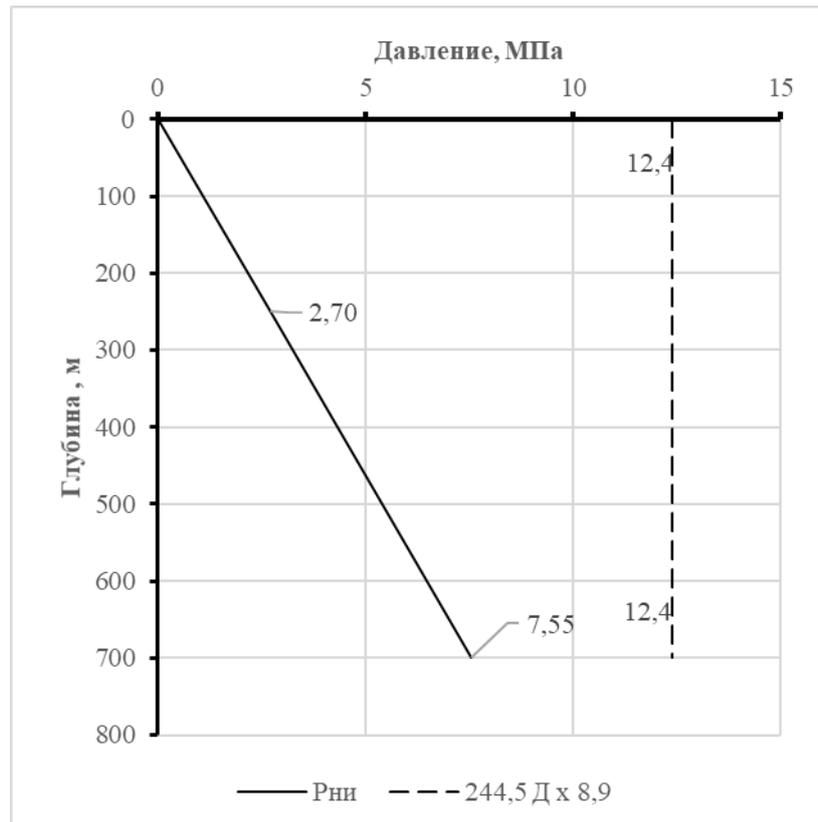


Рисунок 9-2. Распределение избыточных давлений (промежуточная колонна)

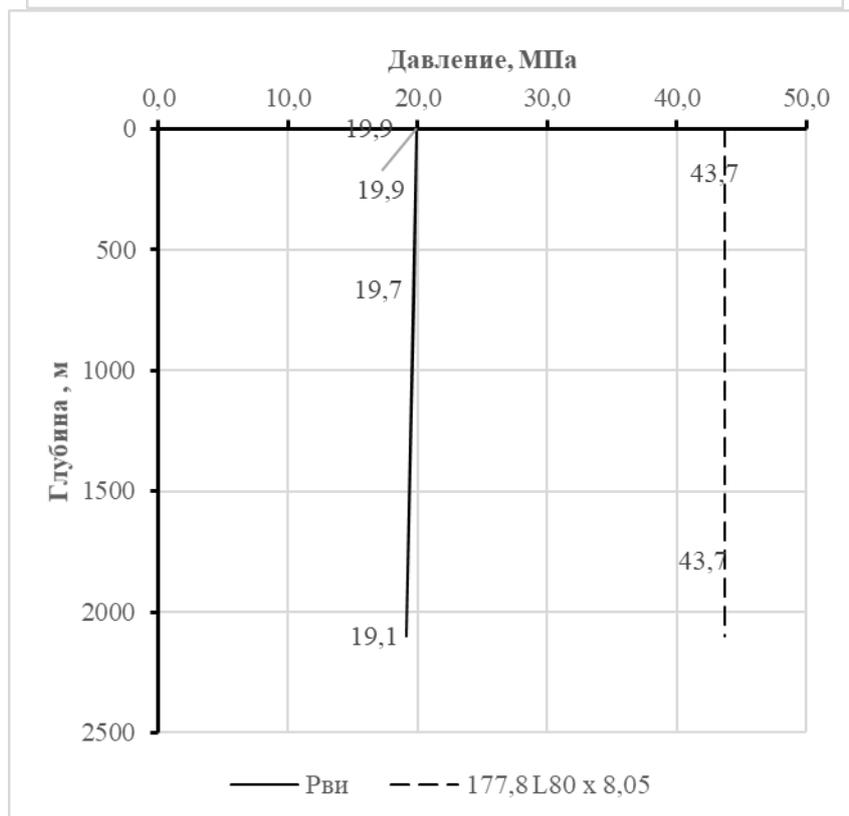
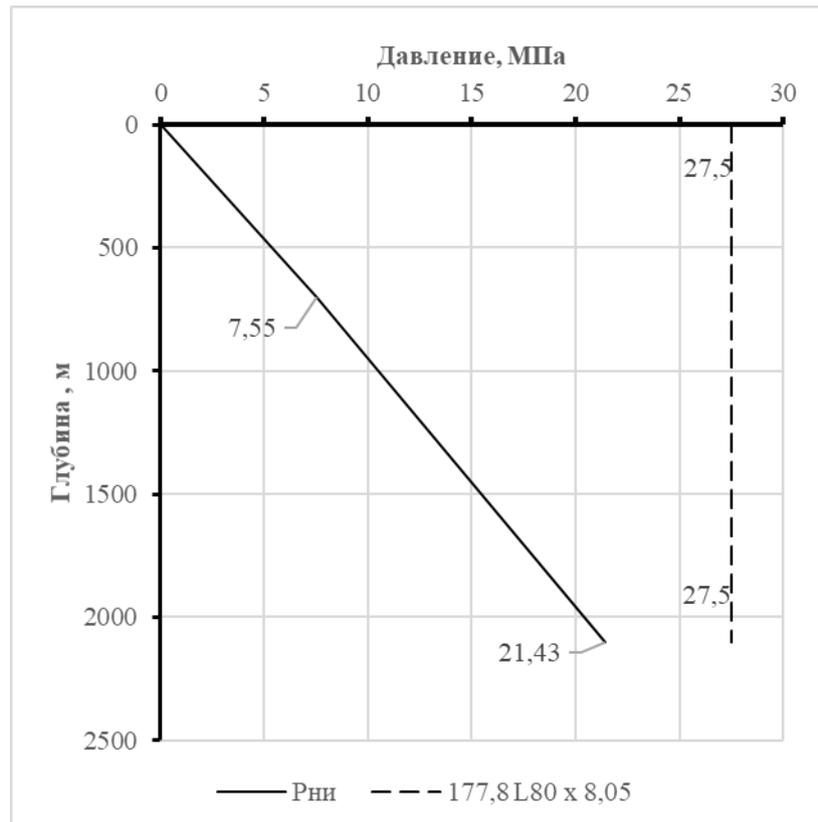


Рисунок 9-3. Распределение избыточных давлений (эксплуатационная колонна)

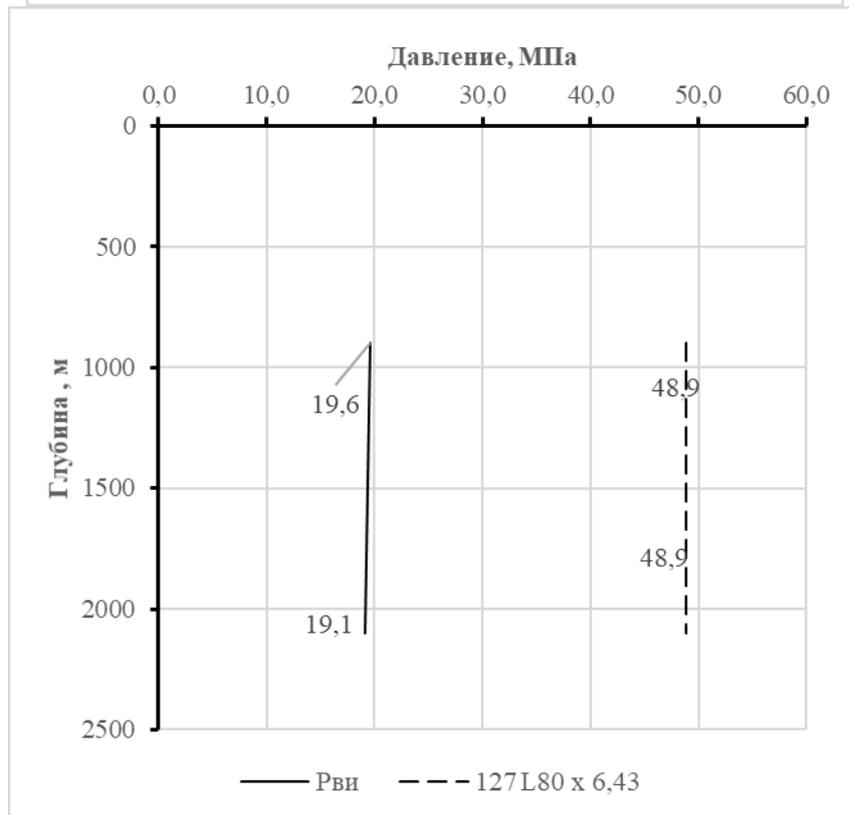
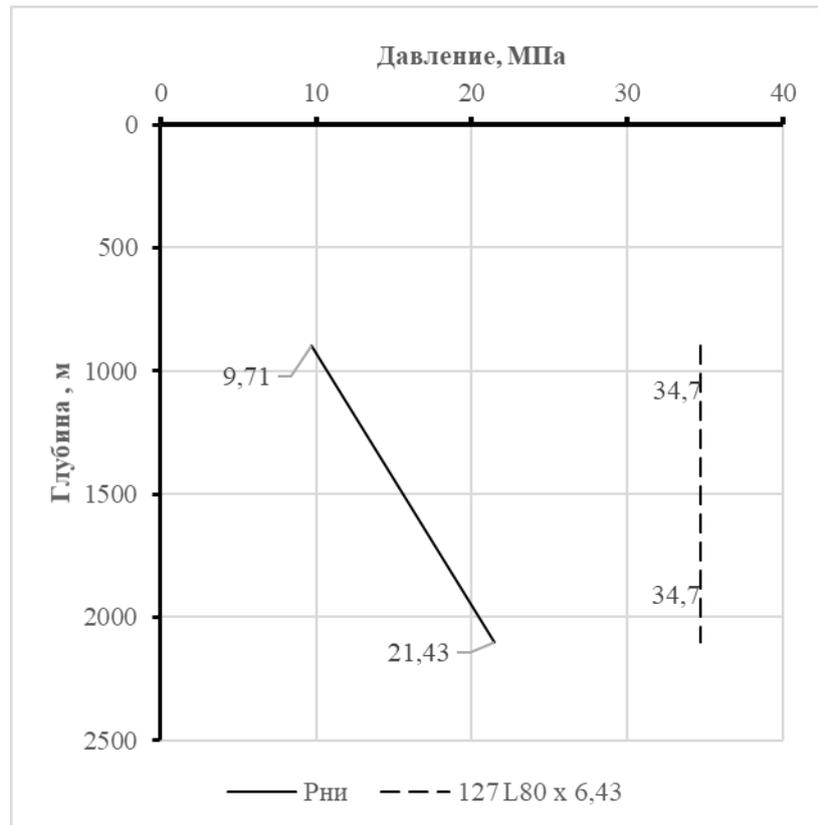


Рисунок 9-4. Распределение избыточных давлений (потайная колонна (хвостовик))

Таблица 9.3. Рекомендуемые типоразмеры обсадных труб

Характеристики обсадных труб					Рекомендуется к использованию: ДА, НЕТ
Наружный диаметр, мм (см. табл. 5.3, гр. 5)	производство: отечественное, импортное	условный код типа соединения (см. табл. 5.3, гр. 11 и табл. 17.2, гр. 4)	марка (группа прочности) труб	толщина стенки, мм	
1	2	3	4	5	6
323,9	ГОСТ 632-80	ОТТМ	Д	9,5	Да
244,5	ГОСТ 632-80	ОТТМ	Д	8,9	Да
177,8	API	Батресс	L80	8,05	Да
127	API	Батресс	L80	6,43	Да

Таблица 9.4. Параметры обсадных труб

Номер колонны в порядке спуска (см. табл. 5.2, гр. 1)	Интервал установки равнопрочной секций, м		Длина секций, м	Масса секции, т	Нарастающая масса, т	Характеристика обсадной трубы				Коэффициенты запаса прочности при		растяжении
						номинальный наружный диаметр, мм	код типа соединения (см. табл. 16.2 гр. 2, 4)	марка (группа прочности) материала труб	толщина стенки, мм	избыточности давления		
	наружном	внутреннем										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	0	250	250	18,93	18,93	323,9	ОТТМ	Д	9,5	2,669	2,49	18,8
2	0	700	700	37,499	37,499	244,5	ОТТМ	Д	8,9	1,642	1,16	6,6
3	0	2100	2100	71,88	71,88	177,8	Батресс	L80	8,05	1,28	2,20	3,30
	900	2100	1200	23,22	23,22	127	Батресс	L80	6,43	1,62	2,49	5,77

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
ОТТМ	ОТТМ-323,9x9,5-Д	18,93	19,88	20,87
ОТТМ	ОТТМ-244,5x8,9-Д	37,50	39,37	41,34
Батресс	Батресс-177,8x8,05-L80	71,88	75,48	79,25
Батресс	Батресс-127x6,43-L80	23,22	24,38	25,60

Таблица 9.6. Технологическая оснастка обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Элементы технологической оснастки колонны				Суммарные на колонну	
		наименование, шифр, типоразмер	масса элементов, кг	интервал установки по стволу, м		количество, шт	масса, кг
				от (верх)	до (низ)		
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Кондуктор Ø323,9 мм	324 мм направляющий башмак тип БКМ-324	85		250	1	85
		Обратный клапан тип ЦКОД. 1-324	89		230	1	89
		324 мм центраторы тип ЦЦ 324/394-1	19	0	230	2	38
2	Промежуточная колонна Ø244,5 мм	245мм направляющий башмак тип БКМ-245	53		700	1	53
		Обратный клапан тип ЦКОД. 1-245	52		680	1	52
		245мм центраторы тип ЦЦ 245/295-1	15	0	680	5	75
3	Эксплуатационная колонна Ø177,8мм	178 мм направляющий башмак	20		2100	1	20
		Обратный клапан тип ЦКОД. 1-178	20		2080	2	40
		178 мм центраторы**	9			56	506
		178 мм скребки***	1	700	2080	40	40
		178 мм турбулизаторы****	4,5	700	2080	40	40
		Муфта ступенчатого цементирования тип МСЦ-178	165		700	1	165

Примечания:

* - допускается использование технологической оснастки других фирм-производителей при условии соответствия требованиям соответствующих ТУ;

** - количество и интервал установки центраторов должно быть откорректировано по результатам геофизических исследований для обеспечения степени центрирования не менее 80%.

*** - количество и интервалы установки скребков должно быть откорректировано по результатам геофизических исследований; скребки устанавливаются в интервале перфорации, а также на 20 метров выше и ниже этого интервала для случая, когда невозможно расхаживать или вращать колонну;

**** - количество и интервал установки турбулизаторов должно быть откорректировано по результатам геофизических работ, с учётом программы цементирования.

Таблица 9.7. Режим спуска обсадных труб

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Тип, шифр инструмента для спуска (элеватор, спайдер, спайдер-элеватор)	Средства смазки и уплотнения резьбовых соединений		Интервал глубины с одинаковой допустимой скоростью спуска труб, м		Допустимая скорость спуска труб, м/с	Допустимая глубина спуска труб на клиньях, м	Промежуточные промывки		
			шифр или название	ГОСТ, ОСТ, ТУ, МРТУ, МУ 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
1	Кондуктор Ø323,9 мм	Спайдер-элеватор	P-2МВП	ТУ 38-101708-78	0	50	0,4-0,3	250	250	1 цикл	45
2	Промежуточная Ø 244,5мм	Спайдер-элеватор	P-2МВП	ТУ 38-101708-78	0	250	0,7-0,5	700	350	1 цикл	35
					250	700	0,4-0,3		650	1 цикл	35
							700		1 цикл	35	
3	Эксплуатационная Ø177,8мм	Спайдер-элеватор	P-2МВП	ТУ 38-101708-78	0	700	0,7-0,5	2100	700	1 цикл	25
					700	2100	0,4-0,3		1500	1 цикл	25
							1900		1 цикл	25	
							2100		1 цикл	25	

Примечание: интервалы промежуточных промывок уточняются по результатам проводки скважины и ГИС

Таблица 9.8. Опрессовка обсадных труб натяжение эксплуатационной колонны

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Плотность жидкости для опрессовки, г/см ³		Давление на устье скважины при опрессовке, МПа	
		колонны	цементного кольца	колонны	цементного кольца
1	2	3	4	5	6
1	Кондуктор Ø 323,9 мм	1,18	1,18	7,5	0,25
2	Промежуточная Ø 244,5мм	1,18	1,18	19,9	0,7
3	Эксплуатационная Ø177,8 мм	1,01		19,9	1,0*
4	Потайная колонна (хвостовик) Ø 127 мм	1,01		12,5	

Примечание: *цементное кольцо эксплуатационной колонны опрессовывается в случае её спуска в результате осложнения и дальнейшего бурения под потайную колонну (хвостовик) Ø 127 мм.

9.2. Цементирование обсадных колонн

Таблица 9.9. Общие сведения о цементировании обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны (см. табл. 5.2, гр. 2)	Способ цементирования (прямой, ступенчатый, обратный)	Данные по отдельно спускаемой части колонны			Данные о каждой ступени цементирования				
			интервал установки, м		глубина установки муфты для ступенчатого цементирования, м	номер ступени цементирования	высота цементного стакана, м	название порции тампонажного раствора	интервал глубины цементирования, м	
			от (верх)	до (низ)					от (верх)	до (низ)
1	2	3	5	6	7	8	9	10	11	12
1	кондуктор	прямой	0	250			20	1	0	250
2	промежуточная	прямой	0	700			20	1	100	700
3	эксплуатационная	ступенчатый	0	2100	700	1	20	1	700	2100
						2		2	0	700

Примечание:

1. интервалы установки муфты для ступенчатого цементирования выбираются по результатам бурения интервала бурения и ГИС. Будут уточнены в программе по цементированию
2. устройства ступенчатого цементирования должны располагаться:
 - а. в обсаженном стволе скважины предыдущей колонной выше башмака ее не менее, чем на 50 метров;
 - б. в необсаженной части скважины - в интервале устойчивых пород с диаметром ствола, близким к номинальному, ниже верхней границе интервала не менее 30-50 метров и выше нижней границы не менее 50-75 метров.

Таблица 9.10. Характеристика жидкостей для цементирования

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Номер ступени (снизу-вверх)	Характеристика жидкости (раствора)			время начала схватывания, мин	Время ОЗЦ, ч
			тип или название	объем порции, м ³	плотность, г/см ³		
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Кондуктор	1	Буфер	3	1,02	240	24
			Тампонажный	22	1,45		
			Продавочная жидкость	17	1,18		
2	Промежуточная колонна	1	Буфер	3	1,02	240	24
			Тампонажный	25	1,45		
			Продавочная жидкость	27	1,18		
3	Эксплуатационная колонна	1	Буфер	3	1,02	240	24
			Тампонажный -1	27	1,45		
			Продавочная жидкость	37	1,14		
		2	Буфер	3	1,02	240	24
			Тампонажный -2	12	1,45		
Продавочная жидкость	12	1,14					

Примечания: - Фактические параметры цементного раствора могут меняться в зависимости от состояния ствола скважины. Фактические объемы тампонажных растворов уточняются после проведения геофизических исследований (кавернометрии). Будут уточнены в программе по цементированию.

Таблица 9.11. Компонентный состав жидкостей для цементирования и характеристики компонентов

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Номер ступени (снизу-вверх)	Тип или название жидкости для цементирования	Название компонента	Норма расхода компонента, кг/м ³ , л/м ³	
1	2	4	5	6	7	
1	Кондуктор	1	буфер	Вода	1000	
			Тампонажный	ПЦТШ-Об (4-6)-100	733	
				Ускоритель схватывания	1-3 % к массе сухого цемента	
				Вода	1000	
2	Промежуточная	1	буфер	Вода	1000	
			Тампонажный	Буферная композиция	1-5	
		ПЦТШ-Об (4-6)-100		733		
		понижитель фильтрации		0,1-0,6 % к массе сухого цемента		
		расширяющая добавка		0,1-0,3 % к массе сухого цемента		
		пластификатор		0,1-0,3 % к массе сухого цемента		
		кольматант с армирующим эффектом		0,5-2,0		
		3	Эксплуатационная	1	буфер	Вода
Тампонажный	Буферная композиция				1-5	
	ПЦТШ-Об (4-6)-100			733		
	понижитель фильтрации			0,1-0,6 % к массе сухого цемента		
	расширяющая добавка			0,1-0,3 % к массе сухого цемента		
	пластификатор			0,1-0,3 % к массе сухого цемента		
	Вода			1000		
	2			буфер	Вода	1000
				Тампонажный	Буферная композиция	1-5
ПЦТШ-Об (4-6)-100	733					
понижитель фильтрации	0,1-0,6 % к массе сухого цемента					
расширяющая добавка	0,1-0,3 % к массе сухого цемента					
пластификатор	0,1-0,3 % к массе сухого цемента					
Вода	1000					

Примечание:

Количество реагентов и рецептура тампонажной смеси уточняется по результатам лабораторного анализа. Будут уточнены в программе по цементированию;
 Применять добавки для улучшения сцепления цемента с породой и стенками обсадной колонны по согласованию;

Таблица 9.12. Технологические операции при цементировании и режим работы цементировочных агрегатов (буровых насосов)

Номер колонны в порядке спуска	Номер ступени цементирования (снизу-вверх)	Наименование технологической операции	Тип или название жидкости	Тип (шифр) агрегата или бурового насоса	Режим работы агрегатов (буровых насосов)			Время операции мин	
					суммарная производительность агрегатов (буровых насосов) л/с	давление на устье скважины в конце цементирования МПа	объем порции в данном режиме м ³	в данном режиме	нарастающее от начала затворения до момента «стоп»
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	1	закачка	Буфер	Двухнасосный цементировочный агрегат	10	7,6	3	5,0	5,0
		приготовление и закачка	Тампонажная 1		10		22	36,7	41,7
		продавка	Буровой раствор		20		15	25,0	66,7
		продавка			6		2	3,3	70,0
2	1	закачка	Буфер	Двухнасосный цементировочный агрегат	10	18	3	5,0	5,0
		приготовление и закачка	Тампонажная		10		25	41,7	46,7
		продавка	Буровой раствор		20		25	41,7	88,3
		продавка	Буровой раствор		10		2	3,3	91,7
3	1	закачка	Буфер	Двухнасосный цементировочный агрегат	10	17	3	5,0	5,0
		приготовление и закачка	Тампонажная		9		27	45,0	50,0
		продавка	Буровой раствор		18		35	58,3	108,3
		продавка	Буровой раствор		5		2	3,3	111,7
	2	закачка	Буфер		10	16	3	5,0	5,0
		приготовление и закачка	Тампонажная		8		12	20,0	25,0
		продавка	Буровой раствор		15		10	16,67	41,7
		продавка	Буровой раствор		10		2	3,33	45,0

Примечание: режимы цементирования будут корректироваться в программе цементирования в соответствии с уточнёнными данными и фактической спецификации тампонажной техники

Таблица 9.13. Потребное для цементирования обсадных колонн количество материалов

№ п/п	Название или шифр	Единица измерения	Потребное количество					Суммарное количество на скважину
			Номера колонн					
			Направление	1	2	3		
				кондуктор	промежуточная	эксплуатационная		
		1 ступень	2 ступень					
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ПЦТ облегчённый	кг	15990	17820	30750	33210	14760	112530
2	понижитель фильтрации	кг			92,25	99,63	44,28	236,16
3	расширяющая добавка	кг			61,5	66,42	29,52	157,44
4	пластификатор	кг			61,5	66,42	29,52	157,44
5	кольматант с армирующим эффектом	кг			25			25
6	Ускоритель схватывания	кг	319,8	178,2				498
7	вода	м ³	7,8	55,3	28	30	15	136,1
8	Буферная композиция	кг			15	15	15	45

Примечание:

Рекомендуется иметь 10-30% запас материалов сверх расчетного, на случай непредвиденных обстоятельств будут уточнены в программе по цементированию.

9.3. Оборудование устья скважины

Таблица 9.14. Спецификация устьевого и противовыбросового оборудования (ПВО)

Обсадная колонна		Номер схемы обвязки ПВО	Давление опрессовки устьевого оборудования и ПВО, МПа		Типоразмер, шифр или название устанавли- ваемого устьевого и ПВО оборудования	ГОСТ, ОСТ, МРТУ, ТУ, МУ и т.д. на изготов- ление	Допустимое рабочее давление, МПа
номер в порядке спуска	название		после ус- тановки	перед вскрытием напорного горизонта			
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Кондуктор	ОП 45-350/80х35	7,5	0,25	ПУГ-350 х35; ППГ2- 350 х35	ГОСТ 13862-2003	35
2	Промежуточная	ОП 45-280/80х35	19,9	0,7	ПУГ-280 х35; ППГ2- 280 х35	ГОСТ 13862-2003	35
3	Эксплуатационная		19,9	1,0	ОКК2-35-178х245х324; АФК2-80/65*	ГОСТ 13846-2003	35
	Потайная (хвостовик)		12,5				

Примечание:

- колонная головка монтируется на устье скважины в соответствии с инструкцией завода-изготовителя без применения сварных соединений
- *тип фонтанной арматуры будет уточняться недропользователем

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				Затраты времени на испытание			Суммарное время по всем объектам, сут	
			для буровой организации				для геофизической организации				
номер	глубина нижней границы, м		нормативное время, ч			всего на объект, сут	нормативное время, ч		всего на объект, сут	для буровой организации	для геофизической организации
			проработка по нормам ЕНВ	промывка по табл. 3 Вр. УСНВ	испытание (опробование) по табл. 2 Вр. УСНВ		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: Испытание пластов в процессе бурения не планируется

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

Номер объекта испытания (см. табл. 10.1)	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	депрессия, передаваемая на пласт, кгс/см ²	диаметр, мм	количество циклов исследования	время ожидания притока, ч			диаметр, мм	длина, м
			испытателей пластов	пакеров												
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17

Примечание: Испытание пластов в процессе бурения не планируется

Таблица 10.3. Продолжительность работы опробователя пластов, спускаемого на кабеле

Индекс стратиграфического подразделения	глубина нижней границы объема, м	Тип опробователя	Испытание объекта			Источник норм времени
			количество отбираемых проб, шт.	продолжительность работы, сут	количество выездов отряда, шт.	
1	2	3	5	6	7	8
J ₃₋₂₋₁ -PZ	1848		15 замеров давления и 3 отбора проб по всей длине эксплуатационной колонны и хвостовика	В соответствии с договором с подрядной организацией		
	2100					

Примечание: Испытание пластов в процессе бурения не планируется

10.2. Испытание горизонтов на продуктивность в эксплуатационной колонне

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

Номер лифтовой колонны НКТ	Номер сек- ции труб в лифтовой колонне (снизу-вверх)	Интервал установ- ки 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	толщина стенки, мм	теоретическая масса 1 м, кг		теоретическая	с учетом		на растяжение	на избыточное давление	
											плюсового допуска	запаса при спуске при наличии в скважине сероводорода		наружное	внутреннее
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>8</i>	<i>9</i>	<i>10</i>	<i>11</i>	<i>12</i>	<i>13</i>	<i>14</i>	<i>15</i>	<i>16</i>
1	1*	1000	2100	60	НКТ	J55	6,45	8,67	1100	9,5	10,5	-	1,6	>1,15	>1,32
	2	0	2100	73	НКТ	J55	7.01	11.62	2100	24,4	25,6	-	1.5	>1,15	>1,32

Примечание:

1. По усмотрению заказчика, колонны насосно – компрессорных труб (НКТ) могут быть заменены на трубы более прочными характеристиками. Будут уточнены в программе по освоению;
2. В связи с отсутствием в составе флюида при бурении скважин сероводорода дополнительная коррозионная защита труб не предусмотрена.
3. *Устанавливается в случае спуска 127 мм хвостовика

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

№ скважины	Номер объекта испытания	Интервал установки моста, м		Характеристика жидкостей					
		от (верх)	до (низ)	название или тип	объем порции, м ³	плотность, г/см ³	составляющие компоненты		удельный расход на 1 м ³ раствора, кг/м ³
							название	плотность, г/см ³	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
9, 9_1	3	1540	1590	тампоажный	1,5	1,85	Цемент G	3,15	1295
							Вода	1,0	0,7
	2	1640	1690	тампоажный	1,5	1,85	Цемент G	3,15	1295
							Вода	1,0	0,7
	1	1840	1890	тампоажный	1,5	1,85	Цемент G	3,15	1295
							Вода	1,0	0,7

Таблица 10.6. Потребное количество материалов для установки цементных мостов

№ скважины	Номер объекта	Название или шифр	Единица измерения	Потребное количество	
1	2	3	4	5	
9, 9_1	3	Цемент G	т	1,9	
		Вода	м ³	1,0	
	2	Цемент G	т	1,9	
		Вода	м ³	1,0	
	1	1	Цемент G	т	1,9
			Вода	м ³	1,0

Таблица 10.7. Продолжительность испытания (освоения) объектов в эксплуатационной колонне

Название процесса, операции по испытанию (освоению) и интенсификации	Продолжительность процесса (операции) по объектам, сут			ВСЕГО
	1 объект	2 объект	3 объект	
1	2	3	4	5
Подготовительные работы перед испытанием: шаблонировка эксплуатационной колонны перфорация эксплуатационной колонны вызов притока интенсификация установка цементного моста (ВП)	10	10	10	30
Гидродинамические исследования прямым ходом (замер дебитов) Гидродинамические исследования обратным ходом (замер дебитов)	90	90	90	270

Таблица 10.8. Потребное количество материалов для испытания (освоения) скважины в эксплуатационной колонне

Номер объекта	Название или шифр	Единица измерения	Потребное количество
1	2	4	5
На один объект	Соляная кислота	м ³	4
	Вода	м ³	4,8

Примечание:

- необходимость применения серно кислотной обработки недропользователь будет определять исходя из информации по испытанию объекта
- раствор для испытания (рапа) завозится на скважину в объёме с учётом запаса 2-х объёмов скважины -150 м³

Таблица 10.9. Отработка нефтяных объектов на факел (растворенный газ)

№ скважины	Номер объекта (снизу вверх)	Продолжительность, сут	дебит нефти, м ³ /сут	Газовый фактор, м ³ /м ³	Сжигание газа на объект, тыс. м ³
1	2	3	4	5	6
9, 9_1	3	90	30	80	216
	2	90	30	80	216
	1	90	30	80	216

11. ДЕФЕКТОСКОПИЯ И ОПРЕССОВКА

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

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

Примечание: периодичность дефектоскопии устанавливается в соответствии с техническими условиями (руководством) для применяемого бурового оборудования

Таблица 11.2. Опрессовка оборудования и используемая техника

Название обсадной колонны	Название или номер контролируемого объекта	Глубина скважины при проведении операции, м	Используемая при проведении операции техника		Максимальное давление, создаваемое при опрессовке, МПа
			тип (шифр)	количество	
1	2	3	4	5	6
Кондуктор Ø323,9 мм	Кондуктор совместно с ПВО	250	ЦА-320М	1	7,5
	Цементное кольцо и горные породы	253	ЦА-320М	1	0,25
Промежуточная Ø244,5 мм	Промежуточная совместно с ПВО	700	ЦА-320М	1	19,9
	Цементное кольцо и горные породы	703	ЦА-320М	1	0,7
Эксплуатационная Ø177,8 мм	Эксплуатационная колонна с колонной головкой ОКК2 35x168x245x324	2100	ЦА-320М	1	19,9
	Фонтанной арматурой АФК2 – 80/65 x35	2100	ЦА-320М	1	19,9

12. СТРОИТЕЛЬНЫЕ И МОНТАЖНЫЕ РАБОТЫ

ВЫБОР БУРОВОЙ УСТАНОВКИ

Основным критериями выбора буровой установки являются: глубина скважины, вес спускаемых обсадных и бурильных колонн, грузоподъемность, мобильность, экологическая безопасность, экономичность, эксплуатации, уровень механизации технологических процессов.

Согласно «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр»: выбор типа буровой установки производится, исходя из максимально допустимой рабочей нагрузки на крюке от веса бурильной колонны в воздухе или веса наиболее тяжелой обсадной колонны и ее секции. Допустимая нагрузка на крюке должна превышать вес наиболее тяжелой бурильной колонны в воздухе не менее чем на 40 %.

Выбор буровой установки на дизельном или дизельэлектрическом регламентируется ГОСТ 16293-89 (СТ СЭВ 2446-88) «Установки буровые комплектные для эксплуатационного и глубокого разведочного бурения основные параметры».

Класс буровой установки	4
Допускаемая нагрузка на крюке, кН	2500
Условная глубина бурения, м	до 4000
Диаметр отверстия в столе ротора, мм,	520
Расчетная мощность привода, кВт	300
Мощность бурового насоса, кВт	600
Высота основания (отметка пола буровой), м, не менее	5,5

Условная глубина бурения принята при массе погонного метра бурильной колонны 30 кг.

Данным критериям подходит буровая установка ZJ-30 или аналоги грузоподъемностью не менее 180 кН.

Буровая установка оснащается средствами проветривания рабочей зоны площадки буровой, подвышечного пространства и помещений буровой, включая помещения насосного блока и очистки бурового раствора, а также необходимыми средствами механизации рабочих процессов, контроля и управления процессами бурения.

В связи с отсутствием в составе флюида при бурении скважин сероводорода дополнительная коррозионная защита оборудования не предусматривается.

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. В холодное время буровая обогревается электрическим паровым котлом.

Расчёт потребления горюче-смазочных материалов производится по максимальному количеству и параметрам используемых при строительстве скважин ДВС.

Сбор отходов бурения предусматривается в шламособорники с последующим вывозом к месту захоронения.

При подготовительных работах обеспечивается гидроизоляционное покрытие буровой площадки и вахтового посёлка в местах установки оборудования во избежание загрязнения почвенно-растительного покрова.

ВАХТОВЫЙ ПОСЕЛОК

Для размещения бурового оборудования, подъездных путей и полевого лагеря подготавливается площадка 3,5 га в контуре которой (150 х 150м – буровая площадка, 80 х 80м – вахтовый посёлок) в соответствии с экологическими требованиями. Заезд транспорта на буровую осуществляется по утвержденному маршруту. Запрещается движение транспортных средств по другим маршрутам.

Территория вахтового поселка будет оснащена жилыми помещениями, соответствующими ожидаемым условиям окружающей среды, емкостями для питьевой воды, помещениями и средствами связи, средствами подачи электроэнергии, ремонтными мастерскими, автостоянкой.

Обеспечение. Организация питания – трехразовое. Столовая должна соответствовать всем санитарным требованиям.

Технический персонал. На объектах ликвидационных работ предусмотрена круглосуточная работа.

Электроснабжение вахтового поселка. Система энергоснабжения состоит из дизельных генераторов.

Для санитарно-бытового обеспечения производственной деятельности и отдыха персонала бригады, других работников, участвующих в процессе, по действующим СНиП, проектом предусматривается:

- устройство вахтового поселка по расчетной численности мест жилья, отдыха, душевой, шкафами для хранения спецодежды, умывальниками, туалетами, закрытой системой канализации;
- устройство склада для продуктов с холодильниками;
- устройство мест для сбора, утилизации отходов, мусора не менее 30м от мест проживания.
- наличие не менее 3 медицинских аптечек (медикаментов и средств оказания первой медицинской помощи);
- обеспечение сменными спальными принадлежностями;
- обеспечение инвентарем для отдыха (телевизор, настольные игры, спортивный инвентарь);
- обеспечение системами кондиционирования (вентиляции) и обогрева жилых и производственных помещений.

12.1. Подготовительные работы к строительству скважины (скважин)

Таблица 12.1. Сварочные работы при монтаже бурового оборудования

Наименование работ	Потребность на весь объем	
	электросварочный агрегат, маш/час	электроды кг
Спускные линии Монтаж циркуляционной системы Обвязка емкостей для запаса воды Обвязка емкостей для запаса топлива Обвязка оборудования водопроводом Обвязка оборудования воздухопроводом Обвязка оборудования паропроводом Выкидная линия бурового насоса Выкидная линия Ø = 406 мм Контур заземления Всего вторичный монтаж	12 ч	63

Таблица 12.2. Объемы подготовительных работ к бурению скважины (скважин)

№ п/п	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Ед. измерения	Количество
1	2	3	4
1	Планировка площадки механизированным способом при монтаже/при демонтаже	10000 м ²	1
2	Рытье траншей экскаватором глубиной 1 м с обратной засыпкой бульдозером	100 м	3
3	Рытье траншеи (желобов) для стока отработанной воды из-под вышечного-агрегатного и насосного блоков гл. 0,8м. 0,8х 0,5 х 150 м и вокруг блоков	100 м	1,5
4	Устройство насыпи для подъезда к блоку ГСМ и площадки химреагентов с перемещением грунта на 30м	100 м ³	1,76
5	Обваловка площадки ГСМ (15м х 2+35м х 2) х 1,25м с перемещением грунта до 10м	100 м ³	1,25
6	Трубопровод 245-324мм для подачи бур. раствора к всасывающим линиям насосов	100 м	0,44
7	Низковольтная осветительная линия: - установка металлических опор - подвеска алюминиевых проводов (четыре провода)	100м	4
8	Установка емкости на концах отводов ПВО	шт.	2

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

Таблица 12.3. Объемы работ по комплексу бурового и силового оборудования

№/№	Наименование оборудование	Ед. изм.	Кол-во
1	Дизельные двигатели N – 334 кВт	шт.	1
2	Вышка буровая JJ180	Компл.	1
3	Кронблок ТС180	шт.	1
4	Крюкоблок YG180	шт.	1
5	Буровая лебедка JC;	шт.	1
6	Буровой насос	шт.	2
7	Аппарель (основание) в сборе	Компл.	1
8	Основание под вышку DZ180	шт.	1
9	Роторная площадка (подсвечник)	шт.	1
10	Приемный мост	Компл.	1
11	Наклонный мост	шт.	1
12	Стеллажи для укладки бурительных труб	шт.	6
13	Эвакуационный мост	шт.	1
14	Емкости для раствора, общий объём V = 582 м ³	шт.	5
15	Емкость № для тех. воды V = 100 м ³	шт.	1
16	Шламонакопитель 40 м ³	шт.	2
17	Доливная ёмкость 20 м ³	шт.	1
18	Вибросито -2 шт.	Компл.	1
19	Песко - Илоотделитель	Компл.	1
20	Центрифуга	Компл.	1
21	Вакуумный дегазатор	шт.	1
22	Энергоблок	Компл.	1
23	Желобная система для раствора	шт.	1
24	Линия манифольда	шт.	3
25	Основной Пульт ПВО	шт.	1
26	Блок дросселирования	шт.	1
27	Блок глушения	шт.	1
28	Газосепаратор	шт.	1
29	Линия выкидная	метр	200
30	Ёмкость для масла 5 м ³	шт.	1
31	Ёмкость для дизтоплива 40 м ³	шт.	1
32	Экологическая емкость ПВО 2 м ³	шт.	2

Таблица 12.4. Объем работ по перечню оборудования, включаемого при освоении первого и последующих объектов

№ п/п	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Единицы измерения	Количество
1	2	3	4
1	Газосепаратор с обвязкой трубопроводом	к-т	1
2	Выкидная линия НКТ Ø73мм для отработки скважины	шт	10
3	Ц/бежный насос с электромотором N-30 кВт	шт	1
4	Задвижки Ø 80мм высокого давления на линиях	шт	15
5	Фундамент из ж/б плит 6м х 2 м х 0,2 м под емкости	шт	6
6	Фундамент ж/б плит под ц/бежный насос 3м х 2м х 0,2м	шт	1
7	Агрегат УПА-60/80	к-т	1
8	Привод механизмов - Двигатель Caterpillar	к-т	1
9	Талевая система – С устройством перепуска талевого каната 3х4	к-т	1
10	Буровой ротор (с карданным приводом) – Р-250	к-т	1
11	Устройство оттяжек с якорями к мачте	шт	4
12	Дизельгенератор	к-т	1
13	Прожектор	шт	4
14	Трапные установки высокого и низкого давлений	атм	"-"

13. ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТЬ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИНЫ

Таблица 13.1. Продолжительность строительства скважины

Продолжительность цикла строительства скважины, сут						
всего	в том числе					
	строительно-монтажные работы	подготовительные работы к бурению	бурение и крепление	испытание		
				всего	Подготовительные работы	Испытание объектов
1	2	3	4	5	6	7
392	5	2	85	300	30	270

Примечание: По согласованию с стороны Заказчик и проектного института, исходя из условий проводки скважины, можно изменить продолжительность операций по бурению скважины. Будут уточнены в программе бурения.

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)	забойными двигателями	роторным способом	совмещенным способом
	Направление	1	0	50		2	
1	Кондуктор	3	50	250		7	
2	Промежуточная	3	250	700		16	
3	Эксплуатационная	3	700	2100		50	

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

Таблица 14.1. Средства механизации и автоматизации

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

25	Устройство против разбрызгивания бурового раствора при СПО	БУ	1 шт.
26	Устройство для долива скважины при подъеме бурильных свечей (доливная емкость с уровнем)	БУ	1 к-т
27	Устройство для перемешивания бурового раствора в резервуарах	БУ	1 к-т
28	Комплект механизмов для очистки бурового раствора от твердых частиц и газонасыщения (вибросита, пескоилоотделители, дегазаторы и др.)	БУ	1 к-т
29	Комплект ключей во взрывобезопасном исполнении для фланцевых соединений превенторной установки	БУ	1 к-т
30	Пусковая задвижка с дистанционным управлением	БУ	1 к-т
31	Приспособление для снятия поршней со штоков буровых насосов и выемки втулок	БУ	1 к-т
32	Устройство для безопасной замены резинового разделителя для блока воздушных колпаков бурового насоса	БУ	1 шт.
33	Гидравлический съемник для выпрессовки седел клапанов буровых насосов	БУ	1 шт.
34	Автоматический сигнализатор уровня промывочной жидкости в емкости	емкость	1 шт на насос
35	Устройство по предупреждению перегрузки бурового насоса	насос	1 шт.
36	Ключ патронный для загибания втулочно-роликовых цепей	БУ	1 шт.
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
41	Влагоотделитель для пневмосистемы	БУ	1 к-т
42	Автоматическое устройство по отключению компрессоров	ком-прессор	1 к-т
43	Приспособление против скатывания труб со стеллажей (съемные упоры и др.)	БУ	1 к-т

Таблица 14.2. Средства контроля

№ п/п	Наименование, а также тип, вид, шифр и т.д.	Количество, шт.
1	2	3
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

№ п/п	Наименование, а также тип, вид, шифр и т.д.	ГОСТ, ОСТ, МУ, ТУ, МРТУ и т.д. на изготовле- ние	Количество, шт.
1	2	3	4
1	Радиостанция в режиме диспетчерской связи (спутниковая связь)	ст. АНИ	1
2	Электронная почта, радиостанция и сотовая связь	ст. АНИ	1

15. ЛИКВИДАЦИЯ И КОНСЕРВАЦИЯ СКВАЖИН

15.1. Общие положения

Проектные технологические и технические решения по ликвидации и консервации скважин 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 Недропользователя. Ответственность за качество и своевременность проведения работ по консервации и ликвидации скважины, сохранность скважины, проверку ее состояния несет Недропользователь.

Недропользователь 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 Недропользователем.

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 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.

15.2. 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 «Правилами консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана».

Рассматриваемые варианты ликвидации скважины:

Вариант 1. Скважина доведена до проектной глубины, спущена эксплуатационная колонна, 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, а также без нее:

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

15.3. 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–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 (цементирующим 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 (30-80м 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 подъема 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 оборудовании ствола ликвидируемой скважины считается завершенным.

Вокруг устья скважины оборудуется площадка размером 1х1х1м с ограждением. На ограждении устанавливается металлическая табличка с указанием номера скважины, месторождения, название компании Недропользователя 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 Недропользователя.

15.4. 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 30 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, название компании недропользователя и даты окончания бурения. Проводится рекультивация земельного отвода.

16. 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:

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

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 30; могут уточняться для других случаев экспериментально.

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

При статическом уровне промывочной жидкости ниже устья при отсутствии циркуляции:

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

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;

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

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

При наличии избыточного давления ΔP_n начала поглощения после остановки циркуляции.

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

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

заливочные трубы устанавливаются на глубине $l_3 = l_m$,

где g - ускорение свободного падения, м/с².

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

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

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

Установка баритовой пробки при ликвидации газонефтеводопроявлений в скважине.

Высота баритовой пробки h_{σ} , закачиваемой перед установкой цементного моста для проведения работ по ликвидации ГНВП, рассчитывается по приближенной формуле:

$$h_{\sigma} = \frac{\Delta P_2}{0,042}$$

где ΔP_2 - избыточное давление, МПа, необходимое для уравновешивания пластового давления и гидростатического давления столба бурового раствора в скважине.

При $h_{\sigma} < 30$ м по (Л.5) принимается $h_{\sigma} = 30$ м.

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

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

$$V_{II} = V_3 - \frac{V_3}{l_3}H - V_3(C_1 + C_3) - V_{\sigma_2}$$

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 $C_1 = C_3 = 0$.

$$V_{\sigma_2} = V_{\sigma_1} \frac{d_1^2}{D^2 - d_2^2}, \text{ м}^3$$

$$V_{\sigma_1} = C_4 V_3 + 0,785 C_5 D^2 H$$

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.

17. ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ, ПРОМЫШЛЕННАЯ САНИТАРИЯ И ПРОТИВО-ПОЖАРНАЯ ТЕХНИКА

17.1. 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»

17.2. 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 В 1а, 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 17.1

Таблица 17.1. Классификация основных сооружений и установок по взрыво и пожароопасности

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

17.3. ПОЖАРНАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ НА ОБЪЕКТАХ

Аварийная электростанция

Аварийная электростанция с приводом от ДВС размещается 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, организу-

ется 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 устьевого 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 газопоказаниях 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

Обвязка 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 нефтегазопроявлений 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 30 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».

17.4. 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 30 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/с при 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.

Таблица 17.2. Первичные средства пожаротушения

№ п/п	Наименование	Количество, шт	Примечания
1	2	3	4
1	Ящики с песком	4	$V=0,5\text{м}^3$
2	Емкость пожарная	2	$V=50\text{ м}^3$
3	Щит пожарный деревянный ЩПД	2	
4	Лопаты	4	
5	Лом пожарный легкий	2	
6	Топоры	2	
7	Багор пожарный	2	
8	Ведро пожарное	4	
9	Кошма размером 2 х 2 м (или асбестовое полотно)	4	для склада ГСМ
10	Ящик с песком	1	$V=1.5\text{м}^3$
Переносные огнетушители, размещаемые:			
1	на площадке ГСМ	2	порошковые по 100 кг
2	на площадке дизельного генератора	2	СО ₂ (углекислотные) по 5 кг
3	в электрощитовой	2	СО ₂ (углекислотные) по 5 кг
4	на участке резервуаров бурового раствора	4	порошковые по 12 кг
5	на участке буровых насосов	2	порошковые по 12 кг
6	площадке аккумулятора ПВО	1	порошковые по 12 кг
7	на участке пола буровой	2	порошковые по 12 кг
		2	СО ₂ (углекислотные) по 5 кг
8	офисных и жилых модулях	3	порошковые по 12 кг
		3	СО ₂ (углекислотные) по 5 кг

17.5. 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 17.3.

Таблица 17.3. Спецодежда, спецобувь и средства индивидуальной защиты

№ п/п	Наименование	Потребность, комплект	
		Буровая бригада	Бригада испытания
1	Костюм брезентовый или костюм х/б с в/о пропиткой	На каждого члена бригады	
2	Сапоги	На каждого члена бригады	
3	Рукавицы брезентовые	На каждого члена бригады	
4	Костюм зимний	На каждого члена бригады	
5	Каска защитная	На каждого члена бригады	
6	Подшлемник под каску в зимнее время	На каждого члена бригады	
7	Полушубок	На каждого члена бригады	
8	Предохранительный пояс верхового	2	-
9	Пояс монтажный	-	2
10	Монтажные когти и монтажные пояса	2	-
11	Сумка брезентовая для инструмента (работа на высоте)	-	-
12	Противошумы (НИАТ, МИОТ, ХН)		
13	Виброгасящие коврики под ноги (пульта бурильщика, АКБ)	2	-
14	Щиток-маска электросварщика	1	-
15	Очки защитные для газосварщика	-	-
16	Очки открытые (ОЗО)	6	-
17	Очки закрытые (ОЗЗ)	6	-
18	Подставка диэлектрическая с ковриком	6	-
19	Диэлектрические перчатки (резиновые)	2	-
20	Монтерский инструмент	эл/монтер	-
21	Инвентарная спецодежда для работы с кислотами и др.	5	-
22	Респираторы противопылевые «Лепесток»	На каждого члена бригады	
23	Медицинская аптечка	1	1

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 17.4

Таблица 17.4. 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)	Вертлужки-разрядники шиннопневматических муфт пневмосистемы
4	Виброизолирующая площадка	У пульта бурильщика
5	Глушитель выхлопа дизеля	На выходных коллекторах дизеля
6	Оснащение членов буровой бригады противозумными наушниками (ВЦНИИОТ-7 и ВЦНИИОТ-2М), виброгасящими ковриками под ноги у пульта управления лебедкой	Ротор, рабочее место бурильщика

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 17.5

Таблица 17.5. Нормы освещённости

Рабочие места	Рабочая поверхность, на которой нормируется освещенность	Плоскость формирования освещенности: Г - горизонтальная, В - вертикальная	Разряд и подразряд зрительной работы	Рабочее освещение				
				При лампах накаливания	При газоразрядных лампах	Показатель ослепленности, не более, %	Доп. указания	Аварийное освещение Освещенность, лк
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Измерительная аппаратура, пульт и щит управления 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	60	-	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 вышечного лебедочный блок	Ступени и пол площадки	Г	XI	10	10	-	-	-
Рабочая площадка	Пол	Г	-	30	30	60	-	10
Роторный стол	Роторный стол	В	-	100	100	-	-	-
Буровая лебедка	Барaban	В	X	75	75	-	-	-
Автоматический ключ	Челюсть	В	VIIIА	30	75	-	-	-

буровой (АКБ)								
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	30	30	-	-	-
Установки для механизации и автоматизации спуско-подъемных операций (АСП)	Механизм захвата	В	IX	30	30	-	-	-
Элеватор на уровне площадки верхнего рабочего, магазин для свеч	Замковое устройство, место установки свеч	В	IX	30	30	-	-	-
Рабочее место верхнего рабочего (люлька, балкон)	Пол	Г	IX	30	30	-	-	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 хранения запасного раствора. Насосное помещение	Место замера уровня раствора	В	VIII B	75	75	-	-	-
Воздушный компрессор бурового насоса	Баллон	В	VI	75	150	-	Во время смены вилелей	5
Дизельное помещение (аварийная ДЭС), (освещенность снижена на	0,8м от пола	Г	VI	75	75	-	-	5

одну ступень шкалы освещенность)								
Противовыбросовое оборудование. Превентор, штурвал дистанционного управления превентором	Превентор, штурвал	В	VIII A	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	30	30	-	-	-
Мерный бак цементировочного агрегата (цементировочного насоса), бачок для цементного раствора	Поверхность раствора	Г	X	30	30	-	-	-
Место зарядки протрелочных и взрывных аппаратов (ПВД)	Место зарядки	Г	V Г	75	100	-	-	-
Каротажный подъемник	Барабан	Г	X	30	30	-	-	-
	Пульт кабины машиниста	В		30	30			
Путь движения геофизического кабеля: От каротажного подъемника до блока - баланса От подвесного ролика до устья скважины	Кабель	Г	XI X	10	10	-	-	-
	Кабель	В		30	30			
Блок-баланс	Блок-баланс	В	X	30	30	-	-	-
Рабочее место у устья скважины	Рабочее место	Г		75	75	-	Освещенность установлена экспериментально	-

Каротажная лаборатория	0,8м от пола	Г		75		-	-	-
Путь переноса заряженных ПВА	Земля, пол мостков	Г	XI	10	10	-	-	-
Территория опасной зоны при проведении прострелочных и взрывных работ	Земля, пол мостков	Г		2	2	-	-	-

Для общего освещения помещений основного производственного назначения (высечно-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 17.5, 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 30 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.

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 вибростата; 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 подвыщечного 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 17.6.

Таблица 17.6. Средства контроля воздушной среды

Место установки датчиков и стационарного газоанализатора	Количество, шт.
1	2
у ротора	1
в начале желобной системы	1
у вибросит	1
в насосном помещении	2
у приемных емкостей	2
в помещении отдыха персонала	1

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 выгребной ямой с двумя санитарными приборами.

18. МЕРОПРИЯТИЯ ПО БЕЗОПАСНОСТИ ВЕДЕНИЯ РАБОТ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИН

18.1. 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. Согласно ст. 78 ЗРК «О гражданской защите», при внесении изменений в проектную документацию проведение повторного согласования с уполномоченным органом в области промышленной безопасности обязательно.

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 Недропользователя, 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.

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

18.2. Порядок обеспечения промышленной безопасности при бурении скважин

Бурение скважины может быть начато при законченной монтажом буровой установке и приемке ее комиссией, назначенной приказом по предприятию. В работе комиссии принимает участие представитель территориального подразделения уполномоченного органа в области промышленной безопасности. Уведомление о дате работы комиссии направляется в территориальный уполномоченный орган в области промышленной безопасности за 5 дней до начала работы комиссии.

Запас бурового раствора должен обеспечивать 2 кратный объем скважины.

Готовность к пуску оформляется актом ввода в эксплуатацию буровой установки

Перед вскрытием продуктивных горизонтов производится проверка готовности к ликвидации газонефтеводопроявления (далее - ГНВП), устанавливаются предупредительные плакаты и знаки безопасности. Бурильщик и члены вахты ежедневно проверяют состояние безопасности рабочих мест, оформляют записи в вахтовом журнале. Площадка обеспечивается знаками безопасности, освещением и ограждением опасной зоны.

В процессе бурения не допускается снимать ограждение, отключать блокировки и предохранительные устройства.

При бурении не допускается превышать допустимые нагрузки и давление циркуляции бурового раствора.

Бурение направленных и горизонтальных стволов проводится с применением системы телеметрического контроля.

Бурение продуктивных горизонтов производится с установкой в компоновке шаровых кранов в антикоррозионном исполнении, при наличии запасного крана и обратных клапанов с устройством для открытия.

На мостках находится опрессованная труба, по диаметру и прочностным характеристикам соответствующая верхней секции буровой колонны. Труба окрашена в красный цвет с установленным шаровым краном, находящимся в открытом положении.

Для раннего обнаружения ГНВП должен осуществляться контроль прямых и косвенных признаков по показателям:

- 1) концентрация газов, наличие сульфидов и плотность промывочной жидкости;
- 2) механическая скорость бурения и давления в нагнетательной линии;
- 3) уровень промывочной жидкости в скважине при остановке циркуляции;
- 4) уровень промывочной жидкости в приемных емкостях;
- 5) расход и объем циркуляции промывочной жидкости;
- 6) изменение нагрузки при бурении скважины.

При ГНВП устье скважины герметизируется, и дальнейшие работы ведутся в соответствии с ПЛА. Вскрытие продуктивного горизонта проводится при наличии универсального и трех плашечных превенторов, один из которых со срезающими плашками.

18.3. Порядок обеспечения промышленной безопасности при креплении ствола скважины

Подготовка ствола скважины и обсадных труб к спуску, спуск и цементирование обсадных колонн проводится по плану организации работ.

Не допускается приступать к спуску обсадной колонны в скважину, осложненную поглощениями бурового раствора с одновременным флюидопроявлением, осыпями, обвалами, затяжками и посадками буровой колонны до ликвидации осложнений.

Проверку на герметичность промежуточной колонны и ПВО производится в присутствии представителя АСС, а эксплуатационной колонны и фонтанной арматуры - в присутствии АСС и заказчика с последующим оформлением акта.

Для безопасного обслуживания цементировочных агрегатов, цементно-смесительных машин, станции контроля цементирования устанавливаются расстояния:

- 1) от устья скважины до блок-манифольдов не менее 10-12 метров;
- 2) от блока - манифольдов до цементировочного агрегата не менее 5-10 метров;
- 3) между цементировочным агрегатом и цементно-смесительной машиной не менее 1,5 метра.

Цементировочная головка до установки на колонну опрессовывается с постепенным повышением давления, превышающим максимальное, расчетное давление для цементирования скважины, с коэффициентом безопасности 1,5 кратно и выдержкой не менее 5 минут.

Трубопроводы и манифольды от цементировочного агрегата до цементировочной головки опрессовываются на максимальное давление, ожидаемое в процессе цементирования скважин, с коэффициентом безопасности 1,5 кратно и выдержкой не менее 5 минут.

Скважину допускается цементировать при наличии проверенных предохранительных клапанов и манометров на агрегатах, манометра на цементировочной головке.

Цементирование скважин производится в дневное время. При цементировании скважины в вечернее и ночное время установленные агрегаты на площадке освещаются. Каждый цементировочный агрегат имеет индивидуальное освещение.

18.4. Обустройство устья скважины

До установки оборудования на устье скважины производится опрессовка на давление, предусмотренное паспортом, а после окончания монтажных работ на устьевой площадке производится испытание и опрессовка устьевого оборудования скважины на давление опрессовки эксплуатационной колонны, с участием АСС, с составлением акта приемки. Время опрессовки не менее 10 минут.

Оборудование устья, трубопроводы, установка замера и сепарации продукции скважины должны обеспечивать полную герметичность и возможность безопасного отключения скважины в аварийной ситуации, устойчивость от воздействия опасных и вредных веществ на период эксплуатации.

Проверка технического состояния и осмотр производится по графику, утвержденному техническим руководителем организации с регистрацией в вахтовом журнале.

Регулирующая арматура (дроссели) и запорная арматура обеспечивается устройствами ручного и автоматического управления в соответствии с технической документацией изготовителя и обеспечивает возможность безопасной замены КИПиА без остановки скважины и наземного оборудования.

18.5. Испытание, гидродинамические исследования и освоение скважин

Испытание и освоение скважины должны проводиться после оборудования устья по утвержденной схеме, компоновки внутрискважинного оборудования с колонной НКТ, монтажа и опрессовки наземного оборудования. После окончания подготовительных работ проводится проверка готовности скважины с составлением акта. В состав комиссии включаются работники организаций проводившей работы, представители заказчика и АСС. Освоение и исследование скважин производится в присутствии ответственного лица.

В случаях негерметичности устья, эксплуатационной и промежуточных колонн, наличия межпластовых перетоков и межколонного давления, несоответствия интервалов цементирования должны приниматься меры по устранению дефектов до начала работ по испытанию и освоению.

Перед перфорацией и вызовом притока выполняются мероприятия по предотвращению неконтролируемых ГНВП и ОФ, совместно с АСС составляется акт готовности скважины. Дальнейшие работы производятся по письменному разрешению руководителя организации.

В ПЛА при испытании и освоении скважин предусматриваются мероприятия и безопасные действия персонала в случае возникновения опасных и аварийных ситуаций связанных с технологией работ, с возможной утечкой пластового флюида и отрицательного воздействия на окружающую среду, производственный персонал и население, находящееся в опасной зоне.

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

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

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

3) установлены сепаратор и емкости для сбора флюида.

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

Перед перфорацией колонны на устье устанавливается перфорационная задвижка, проверенная до установки на прочность и герметичность в открытом и закрытом состоянии опрессовкой на пробное давление фонтанной арматуры.

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

Во время перфорации устанавливается наблюдение за уровнем жидкости на устье скважины. Его снижение не допускается.

Фонтанная арматура до установки на устье скважины опрессовывается на величину пробного давления, а после установки - на давление, равное давлению опрессовки эксплуатационной колонны. Фонтанная арматура соединяется с двумя продувочными отводами, направленными в противоположные стороны. Каждый отвод длиной не менее 100 метров от устья скважины и соединяется с факельной установкой с дистанционным розжигом. На факельной линии устанавливается огнепреградитель.

Перед освоением скважины обеспечивается запас бурового раствора в количестве не менее двух объемов скважины соответствующей плотности без учета объема раствора, находящегося в скважине, запас материалов и химических реагентов, в соответствии с ПОР на освоение скважины.

Вызов притока и исследования проводятся в светлое время при направлении ветра от ближайших населенных пунктов, промышленных и сельскохозяйственных объектов, под руководством лица контроля.

На время вызова притока из пластов и глушения обеспечивается:

- 1) постоянное круглосуточное дежурство лица контроля и оперативной группы АСС;
- 2) круглосуточное дежурство транспорта для эвакуации;
- 3) постоянная готовность к работе цементируемых агрегатов;
- 4) готовность населения, проживающего в СЗЗ, к действиям в случае аварийного выброса.

Свабирование скважин производится при наличии герметизирующего устройства, предотвращающего разлив жидкости, возникновение ГНВП и ОФ, выполнения условий безопасности.

В комплекс работ по испытанию скважин допускается включать дополнительные промыслово-геофизические исследования и работы по искусственному воздействию на приствольную зону пласта (гидроразрыв, кислотная обработка) с внесением изменений в проектную документацию.

При глушении скважины в процессе освоения обеспечивается наличие промывочной жидкости в количестве не менее трех объемов скважины, с периодическим перемешиванием, контролем и регистрацией параметров, соответствующих ПОР.

При обнаружении признаков ГНВП или возникновении опасной ситуации, производится отключение электроэнергии, герметизация устья скважины и последующие действия выполняются согласно ПЛА по указанию руководителя работ.

При остановке работ в процессе освоения производится герметизация устья с контролем давления в скважине и межколонном пространстве.

Передвижные компрессоры и установки размещаются на расстоянии не менее 25 метров от устья, с учетом преобладающего направления ветра и рельефа местности

19. ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ НЕФТЕГАЗОВОДОПРОЯВЛЕНИЙ И ОТКРЫТОГО ФОНТАНИРОВАНИЯ

19.1. Общие положения

Персонал буровой установки обучается методам раннего обнаружения ГНВП, практическим действиям по герметизации устья скважин и ее глушению, правилам эксплуатации ПВО, использования СИЗ, оказанию доврачебной помощи.

Перед вскрытием и в процессе бурения продуктивного пласта на буровой имеется:

- 1) запас химреагентов и утяжелителя в количестве, установленном проектом на строительство скважины;
- 2) два шаровых крана (один под квадратом, второй на аварийной трубе или подвешенный на тросике в буровой);
- 3) обеспечено круглосуточное дежурство цементирующего агрегата, автомашины, ответственного лица, связь буровой (предприятием).

В процессе бурения продуктивного пласта параметры бурового раствора регламентируются геолого-техническим нарядом. В процессе бурения (промывки) скважины циркуляция бурового раствора осуществляется через рабочий мерник, оборудованный датчиком уровня станции ГТИ. Работы, связанные с перераспределением бурового раствора в приемных мерниках, осуществляются только после остановки бурения. В процессе бурения ведется тщательный контроль за обнаружением признаков ГНВП.

При обнаружении прямых признаков ГНВП немедленно приступить к герметизации устья скважины. При обнаружении поглощения прекратить углубление скважины и остановить буровой насос. Проследить за положением уровня в скважине и долить скважину до уровня устья.

При отсутствии уровня на устье, подъем бурильной колонны не допускается.

Иметь на буровой автоматический сигнализатор уровня промывочной жидкости в емкости и устройство для долива скважины при подъеме бурильных свечей (доливная емкость с уровнем).

В процессе проведения СПО постоянно контролировать соответствие объемов доливаемого (вытесняемого) бурового раствора объему поднимаемых (спускаемых) бурильных труб. После долива необходимо убедиться, что уровень на устье и скважина не переливает. При наличии перелива определить его характер и немедленно загерметизировать скважину. Дальнейшие работы проводить по ПОР.

При продолжительных ремонтных работах (более 5 суток) установить отсекающий мост согласно ПОР.

19.2. Подготовка, монтаж и эксплуатация устьевого оборудования и ПВО

Конструкция ПВО и типовая схема обвязки при строительстве скважин должна соответствовать проекту на строительство скважины.

Независимо от сроков и интенсивности работы ПВО до установки на устье скважины превенторы и фонтанная арматура в базовых условиях опрессовываются водой на рабочее давление, указанное в паспорте с оформлением акта опрессовки.

Монтаж ПВО на устье скважины производится буровой бригадой под руководством ответственного лица, эксплуатирующего оборудования в соответствии с типовой схемой с составлением акта монтажа ПВО с участием АСС.

Задвижки манифольда ПВО должны быть пронумерованы и соответствовать фактической схеме, находящейся на буровой.

Площадка под буровой должна иметь твердый настил, обеспечивающий свободный и безопасный доступ к ПВО.

Для управления превенторами и гидравлическими задвижками устанавливаются основной и вспомогательные пульта.

Основной пульт управления - на расстоянии не менее 10 метров от устья скважины в удобном и безопасном месте.

Вспомогательный - непосредственно возле пульта бурильщика. Он включается в режим оперативной готовности при вскрытии продуктивных или газонефтеводопроявляющих пластов.

Привод ручного дублирующего управления находится на расстоянии не менее 10 метров от устья скважины в металлической будке или под навесом, выполненным из металлического листа толщиной не менее 5 миллиметров с освещением во взрывобезопасном исполнении.

На стенке перед каждым штурвалом водостойкой краской указываются:

- 1) стрелки, указывающие направление вращения штурвала на закрытие и открытие;
- 2) цифры, указывающие число оборотов штурвала до полного закрытия;

3) метка, совмещение которой с меткой на валу штурвала соответствует закрытию превентора;

4) величина давления опрессовки колонны;

5) диаметр установленных плашек и порядковый номер превентора снизу вверх.

После монтажа превенторная установка до разбуривания цементного стакана опрессовывается водой или воздухом на давление опрессовки обсадной колонны. Работы по опрессовке производятся в присутствии представителя АСС.

Результат опрессовки оформляется актом.

На пульте дросселирования на видном месте устанавливаются таблички с указанием допустимого давления, а на манометрах наносятся метки разрешенного рабочего давления.

Манифольды линий дросселирования и глушения ПВО после монтажа опрессовываются на давление опрессовки обсадной колонны.

Опрессовка оформляется соответствующим актом.

После разбуривания цементного стакана и выхода из башмака на 1-3 метра, промежуточная колонна вместе с установленным на ней ПВО повторно опрессовывается при спущенной бурильной колонне с закачкой на забой порции воды и подъемом ее в башмак на 10 - 20 метров, производится опрессовка цементного кольца на расчетное давление

После монтажа и опрессовки ПВО совместно с обсадной колонной, дальнейшее бурение скважины продолжается только при наличии разрешения руководителя работ.

Внутренняя полость линий дросселирования и глушения продувается воздухом один раз в неделю. Результаты продувки отводов регистрируются в журнале проверки ПВО. Продувку отводов обеспечивает ответственное лицо.

Плашки превентора, установленные на устье скважины, соответствуют диаметру применяемых бурильных труб.

В случае применения колонны бурильных труб разных диаметров (не более трех размеров) плашки превентора соответствуют диаметру верхней секции колонны бурильных труб.

На мостках буровой должна быть опрессованная аварийная труба, которая по диаметру и прочности соответствует верхней секции бурильной колонны.

Аварийная труба снабжается обратным клапаном или шаровым краном, находящимся в открытом положении и переводником под бурильную или обсадную колонну, окрашенным в красный цвет.

После проведения работ по глушению скважины путем вымывания пластового флюида с противодавлением на устье 250 кгс/см² и более проводится ревизия ПВО и внеочередная опрессовка.

Все узлы обвязки ПВО соединяются фланцами на стандартных трубных резьбах. Разрешается применение сварных соединений узлов и деталей для ПВО, выполненных изготовителями данного оборудования.

Не допускается применение узлов и деталей для обвязки ПВО, не предусмотренных заводом-изготовителем.

Выкидные линии преенторов изготавливаются из бесшовных труб равного проходного сечения.

Монтаж, размещение, компоновка преенторной и трапнофакельной установок осуществляется в соответствии с комплектом их поставки и фактической схемой.

Линия глушения должна иметь сброс в емкость.

В соответствии с инструкцией по монтажу и эксплуатации межпакерное пространство колонной головки опрессовывается воздухом с составлением акта.

Обвязка технической колонны с ПВО выполняется с помощью колонной головки.

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

Таблица 20.1. Список литературы

№ п/п	Фамилия и инициалы, название, издательство, город, год издания
1	2
1	ВСН 39-86. Инструкция о составе, порядке разработки, согласования и утверждения проектно-сметной документации на строительство скважин на нефть и газ. М.: ВНИИОЭНГ, 1987
2	РД 39-0148052-537-87. Макет рабочего проекта на строительство скважин на нефть и газ. М., ВНИИБТ, 1987 г.
3	Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности (с изменениями и дополнениями от 22.11.2019 г.)
4	Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр, утверждены приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 15 июня 2018 года № 239
5	СанПиН «Санитарно – эпидемиологические требования по установлению санитарно – защитной зоны производственных объектов», утвержденный приказом Министра национальной экономики РК от 20.03.2015 г № 237..
6	Правила консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана от 22 мая 2018 года № 200.
7	Инструкция по испытанию обсадных колонн на герметичность. (АООТ «ВНИИТнефть»). Москва, 1999 г.
8	Инструкция по расчету бурильных колонн. (АООТ «ВНИИТнефть»). Москва, 1997 г.
9	Инструкция по расчету колонн насосно-компрессорных труб. (АООТ «ВНИИТнефть»). Москва, 1998 г.
10	Инструкция по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин. (АООТ «ВНИИТнефть»). Москва, 1997 г.
11	Инструкция по безопасности производства работ при восстановлении бездействующих нефтегазовых скважин методом строительства дополнительного наклонно-направленного или горизонтального ствола скважины. РД 08-625-03
12	РД 39-013-90. Инструкция по эксплуатации бурильных труб. Куйбышев, ВНИИТнефть, 1990.
13	Правила пожарной безопасности в нефтегазодобывающей промышленности ППБС РК-10-98.
14	Трубы нефтяного сортамента под редакцией Сарояна М.: Недра, 1976
15	Трубы обсадные, насосно-компрессорные, бурильные и трубы для трубопроводов нефтяной и газовой промышленности. ГОСТ Р 54918 - 2012 (ISO/TR 10400:2007)
16	Трубы стальные бурильные для нефтяной и газовой промышленности. ГОСТ Р 54383 - 2011 (ИСО11961:2008)
17	Трубы стальные, применяемые в качестве обсадных или насосно-компрессорных труб для скважин в нефтяной и газовой промышленности ГОСТ Р 53366 – 2009 (ИСО 11960:2004)
18	Справочник по креплению нефтяных и газовых скважин под редакцией Булатова. М.: Недр, 1981
19	Спутник буровика. Справочник К. Иогансен. М.: Недр, 1986
20	Оборудование противовыбросовое. Типовые схемы, основные параметры общие технические требования к конструкции, ГОСТ 13862-2003
21	Арматура фонтанная и нагнетательная. Типовые схемы, основные параметры общие технические требования к конструкции, ГОСТ 13846-2003
22	Установки буровые комплектные для эксплуатационного и глубокого разведочного бурения основные параметры ГОСТ 16293-89 (СТ СЭВ 2446-88)

№ п/п	Фамилия и инициалы, название, издательство, город, год издания
1	2
23	Правила ведения ремонтных работ в скважинах РД 153-39-023-97
24	Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые. М.: ЦБНТ ГК СССР,1987
25	Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин. М.: НИИтруда,1987
26	СНИП IV-2-82 том.10 сборник 49 «Скважины на нефть и газ».
27	Сборник типовых инструкций по безопасному ведению работ для рабочих буровых бригад. А.: МНП РК, 1995
28	Правила выдачи разрешений на сжигание сырого газа в факелах. Приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 25 апреля 2018 года № 140
29	Кодекс Республики Казахстан "О НЕДРАХ И НЕДРОПОЛЬЗОВАНИИ"
30	Закон Республики Казахстан «О гражданской защите»

21 . СВЕДЕНИЯ О ВОДОСНАБЖЕНИИ

Расчет питьевой воды, используемой на хозяйственно-питьевые нужды

Предприятие не подключено к водопроводным сетям. Вода привозная и используется для хозяйственно-бытовых нужд, производственных, административных процессов.

Согласно групповому техническому проекту на строительство скважин в пределах контрактной территории АО «Кристалл Менеджмент» питьевое водоснабжение обеспечивается привозной бутилированной водой.

Приготовление буровых, тампонажных и цементных растворов будет осуществляться с помощью технической воды из близлежащих водозаборных скважин.

Водоснабжение пресной водой буровой бригады для хоз. бытовых нужд и котельной установки осуществляется доставкой автоцистернами.

Хранение пресной воды осуществляется в ёмкостях.

Для питьевых целей - привозная бутилированная вода.

Вода используется:

- в питьевых и хозбытовых целях (влажной уборки производственных и бытовых помещений, стирки спецодежды и др. хозяйственно-бытовых нужд);

- для производственных нужд: для приготовления бурового раствора, обслуживания транспорта и спецсредств, задействованных при проведении буровых работ, противопожарных нужд и т.д.

Расчет расхода воды, используемой на хозяйственно-питьевые нужды, выполнен в соответствии с нормами СП РК 4.01-101-2012.

Расчётная потребность в технической воде согласно ТП:

Объём технической воды для приготовления бурового раствора, цементного раствора и при испытании скважины на продуктивность определяется по расчету (см. таблицы 7.6, 9.13, 10.6, 10.8 тех. проекта).

Расход воды на питьевые нужды для одного человека – 25,0 л/сут.

Расход пресной воды для хоз. бытовых нужд (приготовления пищи и душевых установок) для одного человека составляет соответственно 36,0 л/сут и 100,0 л/сут.

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

- подготовительных работах, перед бурением скважины – 16 человек;
- строительстве и монтаже буровой установки – 20 человек;
- бурении и креплении – 16 человек;
- испытании скважины на продуктивность – 12 человек.

Расход воды для котельной установки составляет – 3,0 м³/сут (паспортные данные).

Для скважин с отбором керна.

Расчёт расхода воды (м³) на скважину для хозяйственно бытовых нужд:

1) *Подготовительные работы к бурению* $(0,025+0,036+0,1) \times 16 \times 2 = 5,2$

где:

0,025 (25,0 л/сут) – расход воды на питьевые нужды для одного человека;

0,036 и 0,1 (36,0 л/сут и 100,0 л/сут) – расход пресной воды для хоз. бытовых нужд (приготовления пищи и душевых установок) для одного человека;

16 человек – будут находиться на скважине одновременно при бурении и креплении;

2 – продолжительность подготовительных работ к бурению (таб.1.1), сут.

2) *Строительство и монтаж* $(0,025+0,036+0,1) \times 20 \times 5 = 16,1$

где:

20 человек – будут находиться на скважине одновременно при строительстве и монтаже буровой установки;

5 – продолжительность строительно-монтажных работ (таб.1.1), сут.

Бурение и крепление $(0,025+0,036+0,1) \times 16 \times 85,0 = 219,0$ скв.

где:

85,0 – продолжительность бурения и крепления скважины (таб.1.1), сут.

Испытание на продуктивность $(0,025+0,036+0,1) \times 12 \times 300,0 = 579,6$ скв/

где:

12 человек – будут находиться на скважине одновременно при испытании скважины на продуктивность;

300,0 – продолжительность испытания скважины в эксплуатационной колонне скв.

сут.

Расчёт расхода воды (м³) на скважину для котельной установки:

1) Подготовительные работы к бурению $3 \times 2 \times 196 / 365 = 3,2$

где:

3 – расход воды для котельной установки, м³/сут;

196 – продолжительность отопительного периода, сут.

2) Бурение и крепление $3 \times 85 \times 196 / 365 = 137,0$ скв.

Расчёт расхода воды (м³) на скважину для технических нужд:

Бурение и крепление $361,0 + 136,1 = 497,1$

где:

361,0 – потребность воды для бурового раствора на скважину (таб.7.6);

136,1 – потребность воды для цементирования обсадных колонн (таб. 9.13).

1) Испытание на продуктивность $14,4 + 3,0 + 118,8 = 176,3$ скв. где:

14,4 – вода (для испытания скважины в эксплуатационной колонне) (таб.10.8);

3,0 – вода для установки цементных мостов скв., (табл.10.6);

В таблице ниже представлено водопотребление при строительстве 1 скважины

Таблица 21.1. Водопотребление при строительстве 1 скважины

№ п/п	Наименование работ	Расход воды (м ³) на скважину для			
		хозяйственно бытовых нужд	котельной установки	технических нужд	всего
1	2	3	4	5	6
1	Подготовительные работы к бурению	5,2	-	-	5,2
2	Строительство и монтаж	16,1	-	-	16,1
3	Бурение и крепление	219,0	110,4	497,1	826,5
4	Испытание на продуктивность	579,6	-	17,4	597,0
5	Противопожарные нужды				50,0
	Итого: 1 скв.	819,9	110,4	514,5	1494,8
	2 скв.	1639,8	220,8	1029,0	2989,6

Баланс водопотребления и водоотведения при строительстве скважины представлен в таблице ниже.

Таблица 21.2 - Баланс водопотребления и водоотведения при строительстве скважины

№ п/п	Наименование работ	Расход воды (м ³) на скв. для хозяйственно бытовых нужд	Водоотведение, м ³
1	2	3	4
1	Подготовительные работы к бурению	5,2	5,2
2	Строительство и монтаж	16,1	16,1
3	Бурение и крепление	219,0	219,0
4	Испытание на продуктивность	579,6	579,6
5	Итого: 1 скв.	819,9	819,9
	2 скв.	1639,8	1639,8

22. СВЕДЕНИЯ О РАСХОДЕ ГСМ

Таблица 22.1. Потребность в ГСМ

Агрегат	Двигатель	Количество двигателей	Мощность двигателя, N (кВт)	Удельный расход топлива, q (г/кВт*час)	Удельный расход масла, q _м (г/кВт*час)	Продолжительность работы двигателя (сут)	Общий расход топлива (тн)	Общий расход масла (тн)
сварочный агрегат АДД-3124У1	Д144-81-1	1	37	133	0,399	0,5	0,0591	0,0002
подготовительные работы + бурение + крепление								
Привод буровой установки	Caterpillar	1	300	220	0,660	77	121,97	0,37
Привод насоса	Caterpillar	1	300	220	0,660	77	121,97	0,37
Цементировочный агрегат	Caterpillar	1	300	220	0,660	10	15,84	0,05
работы по проведению СКО								
Насосный агрегат ЦА	ЯМЗ	1	196	197,0	0,702	1,5	1,390	0,005
Установка УНЦ1	ЯМЗ	1	200	209	0,627	1,5	1,505	0,005
испытание скважины								
Установка для освоения (испытания)	ЯМЗ	1	300,0	220,0	0,7	30,0	47,52	0,143
Цементировочный агрегат	ЯМЗ	1	196,0	197,0	0,6	30,0	27,80	0,083
Дизельная электростанция	ЯМЗ	1	229	220	0,660	300,0	362,736	1,088

Примечание

Техника для проведения СКО используется только в дневное время
 Удельный расход масла составляет 0,3% от расхода топлива

23 ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение 1. Техническое задание

Приложение №1 к ДОГОВОРУ №194-24/КМ
о приобретении услуг от «07» октября 2024 года

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ на разработку и согласование

«Группового технического проекта на строительство оценочных скважин КМ-9, КМ-9_1 проектной глубиной 2100 м (± 250 м), в пределах контрактной территории АО «Кристалл Менеджмент» (включая проект ОВОС или РООС и согласование в контролирующих органах)

Данные о Заказчике: АО «Кристалл Менеджмент», Республика Казахстан, индекс 050062 (A10X5Y5), г. Алматы, Ауэзовский район, улица Утеген батыра, 21. Тел: +7 (727) 313-20-04.
E-mail: office@crystal-management.kz

Все сокращения в настоящем техническом задании представлены согласно общепринятой терминологии разведочной геофизики.

Таблица № 1. Техническое задание

1.	Основание для проектирования	Контракт №5284-УВС от 30 октября 2023 года на разведку и добычу углеводородов по сложному проекту на территории участка в Кызылординской, Актюбинской областях и области Улытау на структурах Карамай, Северный Майбулак, Досжан Юго-Восточный, Коныс Западный
2.	Район строительства скважин	Республика Казахстан, Актюбинская область, Иргизский район.
3.	Вид проекта	Групповой
4.	Наименование объектов строительства (скважин)	Оценочные скважины КМ-9, КМ-9_1
5.	Цель бурения	Разведка или оценка залежей УВС.
6.	Особенности расположения	Суша, барханный местность.
7.	Проектная глубина скважин	2100 м (+/- 250 м)
8.	Проектный горизонт	Палеозой
9.	Вид строительства	Первичный
10.	Вид профиля скважин	Вертикальный
11.	Тип установки для бурения	Номинальная грузоподъемность буровой установки - не менее 125 тонн.
12.	Тип установки для испытания скважины - первый объект - последующие объекты	Номинальная грузоподъемность не менее 50 тонн.
13.	Водоснабжение	Артезианская скважина или водозаборная скважина.
14.	Способ строительства (безамбарное), способом нулевого сброса отходов.	Обосновать выбор очистного оборудования, определить расходы на сбор, транспортировку и утилизацию отходов бурения (шлама, отработанного бурового раствора, сточных вод и т.д.).
15.	Расчеты объемов отходов бурения	Бурового шлама, бурового раствора, буровых сточных вод, использованной технической воды, использованной тары из-под химреагентов, прочих производственных отходов, ТБО и т.д.
16.	Электро и теплоснабжение	Автономное от дизель-электростанций.
17.	Количество спецтехники на буровой	Определяется проектом.
18.	Продолжительность цикла строительства скважины в сутках (мобилизация (перемещение), подготовительные работы, бурение, крепление и испытание).	Определяется проектом на основе норм времени, нормативной карты и техническими характеристиками БУ. Необходимо при определении продолжительности цикла строительство скважин учитывать: 1. Время для отбора керна; 2. Составить график бурения в виде диаграммы (приложить).
19.	Расстояние до буровой	В среднем 110 (±30) км от пос. Жайсанбай.

Таспырас беруші/от Заказчика:

07.10.2024 ж. №194-24/КМ қазықтарға арнап алу Шағын
Договор №194-24/КМ о приобретении услуг от 07.10.2024 г.

Орындаушы/ от Исполнителя: 24

20.	Конструкция скважин	<p>Конструкция скважин (<u>уточняется расчетами в процессе разработки тех. проекта</u>).</p> <p>В процессе проектирования предусмотреть 2 варианта конструкции скважин:</p> <p>Вариант 1</p> <p>Направление: 426 мм – 50 м Кондуктор: 324 мм – 250 м Техническая колонна: 244,5 мм – 700 м Эксплуатационная колонна: 177,8 мм – 2100 (±250) м.</p> <p>Вариант 2</p> <p>Направление: 426 мм – 50 м Кондуктор: 324 мм – 250 м Техническая колонна: 244,5 мм – 500 м Эксплуатационная колонна: 177,8 мм – 1000 (±250) м. Хвостовик: 127,0мм – 1000 ÷ 2100 (±250) м.</p>
21.	Буровое оборудование (насосы, очистительная система, генераторы и т.д.).	Определяется проектом и комплектацией буровой установки.
22.	Оборудование устья, ПВО, колонная головка, ФА и т.д.	Определяется проектом и комплектацией буровой установки. Предусмотреть установку ПВО в секции под кондуктором.
23.	Рекомендации по выбору бурильных труб и обсадной колонны (диаметры, марка стали, толщина стенок, вес пог. метра, типы соединения труб и т.д.).	Определяется проектом и расчетами на прочность труб, целевым назначением и геологическими условиями скважин.
24.	Требования к системе буровых растворов	<p>Параметры, тип и интервалы применения промывочных жидкостей уточняются в процессе проектирования на основании градиентов пластовых давлений по интервалам бурения, конструкции скважин и анализа работ с использованием данных близлежащих ранее пробуренных скважин. В процессе бурения скважин параметры могут быть скорректированы в связи с уточнением геологического разреза скважин.</p> <p>Рекомендуемые проектом тип и свойства промывочной жидкости должна обеспечивать антикоррозийность, вынос шлама, безаварийность, качественное вскрытие пластов, минимальную фильтрацию в проницаемых пластах-коллекторах, сохранение устойчивости стенок скважин. В эксплуатационной секции и хвостовике запрещается использование кислотно нерастворимых реагентов бурового раствора (категорически запрещается использование Барита в качестве утяжелителя) и нефтесодержащие (битум, диз. Топливо и т.д.) хим. реагенты.</p> <p>Рецептура промывочных жидкостей уточняется в процессе проектирования и результатам лабораторных исследований.</p>
25.	Требования к креплению скважин	Расчет крепления скважин и подбор тампонажного материала должен быть основан на критериях целостности/герметичности заколонного

		<p>пространства в течении всего цикла использования скважины (температурное расширение, изменение давления во время эксплуатации скважины). При гидравлических расчетах цементирования скважин должны быть использованы геолого-геофизические данные для недопущения гидроразрыва пластов, загрязнения коллекторов, обеспечения высоты подъема цемента за обсадными колоннами до устья и т.д.</p> <p>Рецептура и параметры цементного раствора должны быть подобраны с учетом геологических данных и подтверждены лабораторными исследованиями.</p>
26	Требования к буровым долотам	Подбор оптимальных типов буровых долот произвести на основании геологических данных (крепости пород), а также фактических данных ранее пробуренных скважин, длины интервала бурения, обеспечения максимально допустимой механической скорости проходки. Предусмотреть запас долот для крепких пород.
27	Требования к КНБК и режимам бурения	<ul style="list-style-type: none"> -Обеспечение без аварийного бурения; -Обеспечение максимальной механической скорости бурения; -Качественной очистки ствола скважин; -Не допущения искривления ствола скважин; -Обеспечение качественного вскрытия продуктивных горизонтов.
28	Контроль за траекторией скважины	<p>Отклонение зенитного угла от вертикальности ствола скважины должно составлять менее 3 градусов. При отклонении более 2 градусов предусмотреть методы и оборудование по снижению зенитного угла.</p> <p>Предусмотреть оборудование в КНБК для проведения замера зенитного угла через каждые 100м.</p>
29	Методы по интенсификации притока	<p>Предусмотреть:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) Гидроразрыв пласта 2) Кислотная обработка
30	Испытание в скважине	<p>Предусмотреть:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Компрессирование; 2. Свабирование; 3. Освоение глубинными насосами; 4. Гибкие НКТ и т.д.
31	Геолого-технологические исследования (ГТИ)	Предусмотреть ГТИ в интервале 50-2100 м.
32	Отбор шлама	Отбор шлама производится в интервале 50-2100 м через каждые 5 м, в случае признаков УВС через каждый 1 метр.
33	Отбор керна (интервалы будут уточнены в процессе бурения скважины по данным ГТИ. В случае наличия признаков УВС в керне будет осуществляться сплошной отбор керна)	<p>Всего планируется отобрать 99 м из каждой скважины:</p> <p>Предусмотреть проектом:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Вынос керна должен составлять не менее 90%; - Специальные требования по упаковке и подготовке к транспортировке керна, отобранного в рыхлых породах (слабцементированный песчаник).
34	Геофизические исследования скважин (ГИС)	<p>Предусмотреть в интервале спуска:</p> <ul style="list-style-type: none"> - кондуктора и промежуточных колонн комплекс общих исследований; - эксплуатационной колонны и хвостовика комплекс детальных исследований. - дополнительные методы в продуктивных интервалах
35	Прострелочно-взрывные работы (ПВР)	Предусмотреть проектом программу по перфорационным работам:

Ташсырыс беруші:/от Заказчика:

07.10.2024 ж. №194-24/КМ қазықорғау сәйкесінше Шығыс
Договор №194-24/КМ о приобретении услуг от 07.10.2024 г.

Орындаушы:/ от Исполнителя: 26

		<p>1) Плотность перфорации: не менее 16 отв/м 2) Тип зарядов: импортные 3) Диаметр отверстия: 10 мм 4) Глубина пробития: не менее 1500 мм Предусмотреть перфорацию на кабеле и трубах.</p>
36	Осложнения при бурении	В проекте предусмотреть мероприятия по недопущению осложнения и аварий.
37	Консервация / ликвидация скважин	Разработать раздел ликвидации / консервации скважин.
38	Требования к техническому проекту и проекту ОВОС	<p>– Приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 15 июня 2018 года № 239 Об утверждении Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр.</p> <p>- Приказ Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 30 декабря 2014 года № 355 «Об утверждении Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности».</p> <p>- «Инструкция о составе, порядке разработки, согласования и утверждения проектно-сметной документации на строительство скважин на нефть и газ» ВСН 39-86;</p> <p>– Экологический кодекс Республики Казахстан, вступивший в силу от 01.07.2021г, «Инструкция по организации и проведению экологической оценки», утвержденной Приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов РК от 30 июля 2021г за №280.</p>
39	Требования Исполнителю	Наличие лицензий(ий), необходимых разрешений и(или) допусков для оказания Услуг, наличие которых необходимо в соответствии с законодательством Республики Казахстан.
40	Оценка воздействия на окружающую среду (ОВОС или РООС)	<p>1. ОВОС или РООС к «Проекту» должен соответствовать требованиям ст.65, 67, 68, 69 нового ЭК РК.</p> <p>Согласно раздела 2 Приложения 1 ЭК РК недропользование (разведка и добыча углеводородов) входит в перечень видов намечаемой деятельности и объектов, для которых проведения скрининга воздействия намечаемой деятельности является обязательной.</p> <p>Процедура проведения скрининга намечаемой деятельности включает:</p> <p>1.1. Подача заявления у УООС о намечаемой деятельности, в целях проведения скрининга ее воздействия (включая проведение общественное слушание);</p> <p>1.2. Проведение УООС скрининга, включая рассмотрение госорганами и общественностью (заключение о результатах скрининга воздействия намечаемой деятельности);</p> <p>1.3. В случае заключения о необходимости ОВОС подготовить отчет о возможных воздействиях (ОВОС); В случае заключения необходимости РООС (по упрощенке) подготовить нормативы допустимых выбросов (НДВ) с ПУО, Программы ПЭК, ПМ;</p> <p>1.4. Вынесение заключения по результатам ОВОС или экологическое разрешение на</p>

		<p>воздействие;</p> <p>1.5. Послепроектный анализ фактических воздействий при реализации намечаемой деятельности, если необходимость его проведения определена в соответствии с настоящим кодексом.</p> <p>2. Проект ОВОС (РООС) к групповому техническому проекту должен включать в себя следующие разделы:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Общие сведения; • Существующее состояние окружающей природной среды и социально-экономических условий; • Характеристика проекта. Общая характеристика проектируемых работ по строительству ОД скважин; • Воздействие на окружающую среду при строительстве ОД скважин, включая: <ol style="list-style-type: none"> 1. Воздушная среда. Воздействие на загрязнение атмосферного воздуха (на периоды подготовительно-монтажных работ, работ по бурению и креплению скважин, работ по испытанию скважин); 2. Водная среда. Воздействие на загрязнение поверхностных и подземных вод; 3. Отходы производства и потребления; 4. Физические воздействия; 5. Земельные ресурсы. Воздействие на почвенно-растительный покров; 6. Оценка воздействия на животный мир; 7. Социально-экономическая среда; 8. Комплексная оценка последствий воздействия на окружающую среду при нормальном режиме производства намечаемых работ; 9. Мероприятия по снижению воздействия на окружающую среду; 10. Санитарно-защитная зона; 11. Программа производственного экологического контроля; 12. Расчет платы за эмиссии; 13. Оценка экологического риска; Анализ возможных аварийных ситуации и мероприятия по их предотвращению; • Заключение; • Заявление об экологических последствиях; • Литература; • Приложения: <ol style="list-style-type: none"> 14. Расчеты валовых выбросов; 15. Расчеты величин концентраций вредных веществ в приземном слое атмосферы; 16. Материалы по учету общественного мнения, оформленные протоколами.
41	Требования к оформлению проектной документации	Оформление проекта в соответствии с отраслевыми требованиями на русском языке и передача Заказчику в 4 (четыре) экземпляров на бумажном носителе в твердом переплете со всеми приложениями и одну электронную версию (CD) в форматах Word (<i>текст</i>) и Corel DRAW X4 (<i>графика</i>). Все схемы и ГТН (A2 формате) должны распечатаны в цветном принтере.

		Те же требования к проекту ОВОС (РООС, НДВ, ПУО, ПЭК и ПМ).
42	Необходимые отраслевые экспертизы и согласования проектной документации	<ol style="list-style-type: none"> 1. Независимая аттестованная организация (экспертное заключение на декларацию промышленной безопасности и Декларация промышленной безопасности). 2. ГУ «Департамент Комитета индустриального развития и промышленной безопасности Министерства по инвестициям и развитию Республики Казахстан по Кызылординской области (согласование Проекта, регистрация Декларации промышленной безопасности). 3. РГУ «Департамент экологии по Кызылординской области Комитета экологического регулирования, контроля и государственной инспекции в нефтегазовом комплексе Министерства энергетики Республики Казахстан» (заключение государственной экологической экспертизы, экологическое разрешение на воздействие). 4. РГУ «Департамент охраны общественного здоровья Актюбинской области (санитарно-эпидемиологическое заключение).
43	Требование к согласованию Группового технического проекта с Заказчиком.	<p>Согласование тех. проекта с Заказчиком будет проходить в два этапа:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Презентация (предварительная проверка) тех. проекта в офисе Заказчика (в виде презентации). 2. Финальная защита тех. проекта. 3. Согласование.
44	Ожидаемый результат	Получение согласованного со всеми компетентными контролирующими и уполномоченными государственными органами «Группового Технического Проекта на строительство оценочных скважины КМ-9, КМ-9_1 глубиной 2100 м (\pm 250 м)» и проекта ОВОС (РООС) к нему с получением всех положительных заключений, в том числе государственных экологической и санитарно-эпидемиологической экспертиз, Декларации, зарегистрированной уполномоченным органом в области промышленной безопасности.
45	Срок предоставления ЗАКАЗЧИКУ согласованной в уполномоченных государственных органах Проектной документации, включая проект ОВОС, и пакета документов на получение разрешения на эмиссии в окружающую среду, место оказания услуг.	В течение 120 календарных дней с даты заключения Договора о приобретении услуг Группового Технического Проекта на строительство оценочных скважины КМ-9, КМ-9_1 глубиной 2100 м (\pm 250 м), находящихся на контрактной территории АО «Кристалл Менеджмент» (включая проект ОВОС (РООС) и согласование в контролирующих органах) должен быть представлен по адресу: Республика Казахстан, индекс 050062 (A10X5Y5), г. Алматы, Ауэзовский район, улица Утеген батыра, 21 (место оказания услуг).

Дополнительно в рамках разработки технического проекта, выполняются:

- Подраздел «Оценка степени риска в процессе строительства скважин».
- Подраздел «Мероприятия по предупреждению и не допущению газонефтеводопроявлений, открытых фонтанов при бурении, испытании скважин», включающий в себя: первоочередные действия производственного персонала при появлении признаков газонефтеводопроявлений, порядок проведения штатных операций по предупреждению развития аварий.
- Подраздел на испытание продуктивных горизонтов в обсаженном стволе с расчетом сжигаемого объема природного газа.

- Подраздел на производство работ по рекультивации нарушаемых земель (техническая и биологическая рекультивация).
- Раздел промышленной безопасности.
- Раздел по охране недр при строительстве скважины.

Приложение к проекту:

- Схема расположения бурового оборудования и бурового лагеря при бурении скважин;
- Схема расположения бурового оборудования при испытании скважины;
- Схема обвязки устья скважины противовыбросовым оборудованием при бурении скважин;
- Схема обвязки устья скважины и трапного хозяйства при испытании (освоении) скважин и при испытании пластоиспытателем в открытом стволе;
- Схема расположения оборудования и обвязки устья при ГРП;
- Схема расположения оборудования и обвязки устья при СКО;
- Геолого-Технологический наряд (ГТН);

Примечание: Исходные геологические данные будут дополнительно предоставлены после подписания Договора.

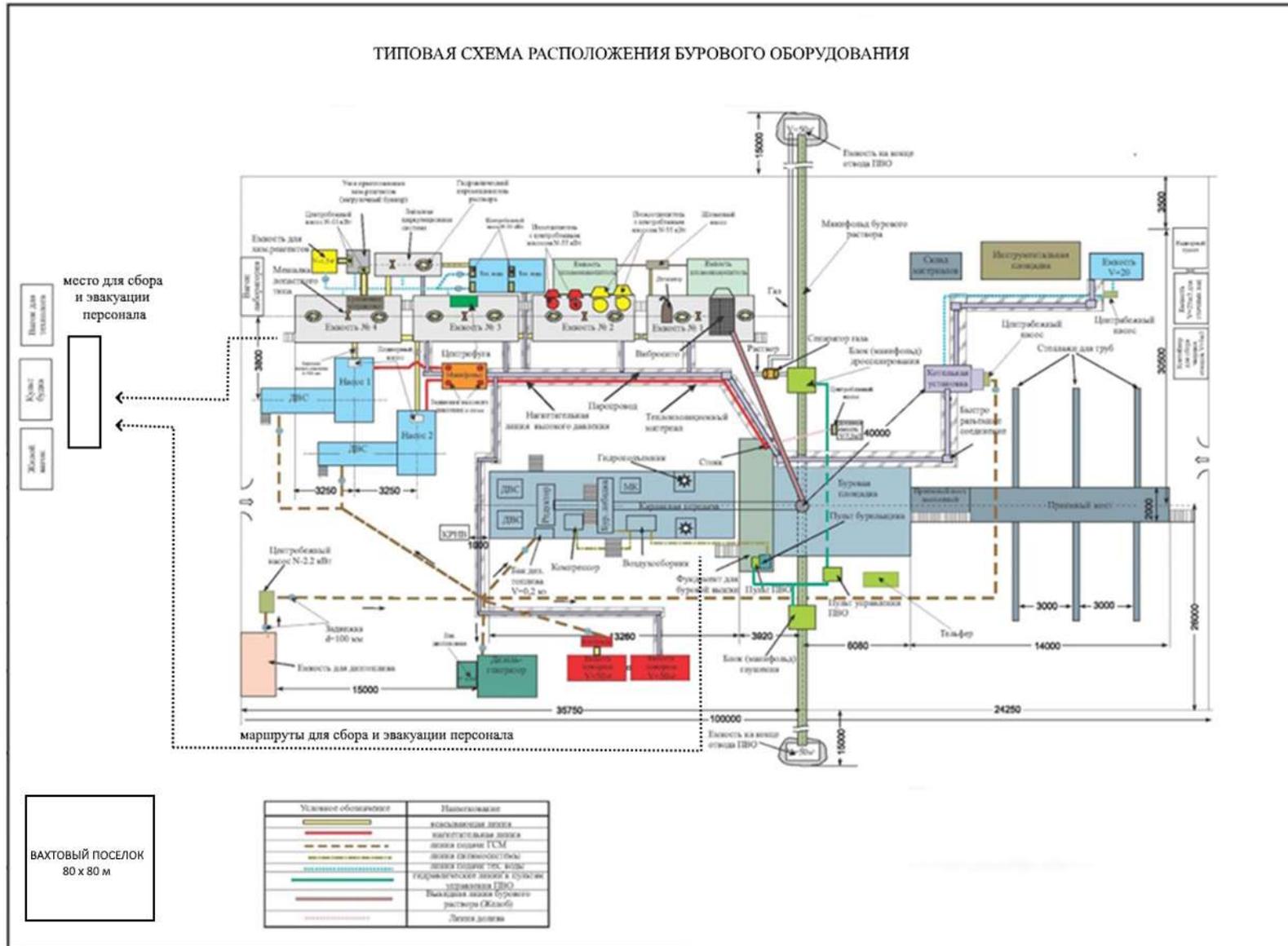
Этапы оказания Услуг

I этап - в течении 30 календарных дней с даты заключения Договора о приобретении услуг - разработка «Группового Технического Проекта на строительство оценочных скважины КМ-9, КМ-9_1 глубиной 2100 м (± 250 м)», проекта ОВОС (РООС) и согласование с Заказчиком.

II этап – в течение 120 календарных дней с даты заключения Договора о приобретении услуг провести согласование со всеми компетентными контролирующими и уполномоченными государственными органами «Группового Технического Проекта на строительство оценочных скважины КМ-9, КМ-9_1 глубиной 2100 м (± 250 м) и проекта ОВОС (РООС, НДВ,ПУО,ППЭК,ПМ) к нему с получением всех положительных заключений, в том числе государственных экологической и санитарно-эпидемиологической экспертиз, Декларации, зарегистрированной уполномоченным органом в области промышленной безопасности.

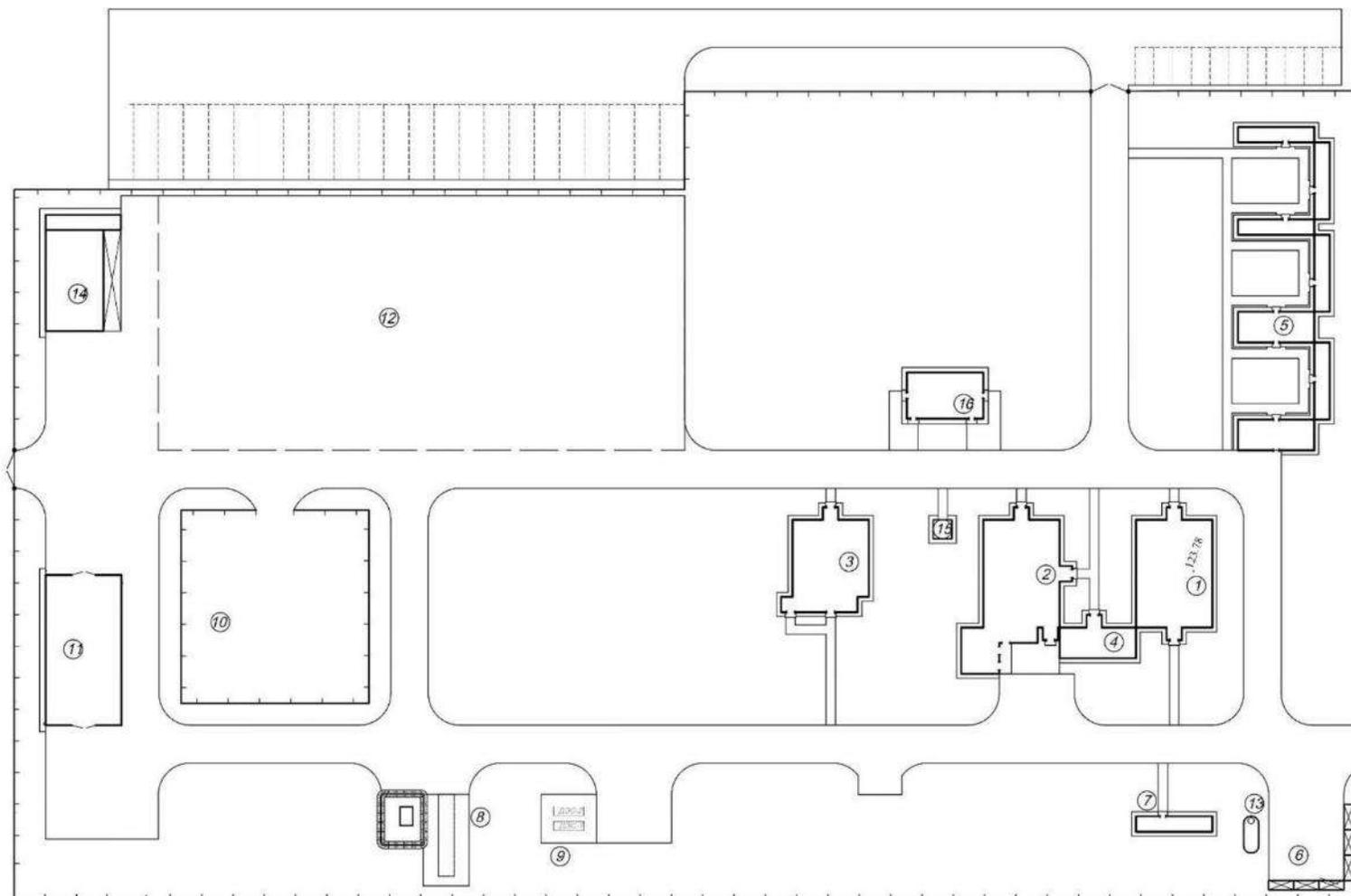
Приложение 2. Протокол ГТС

Приложение 4. Типовая схема расположения бурового оборудования



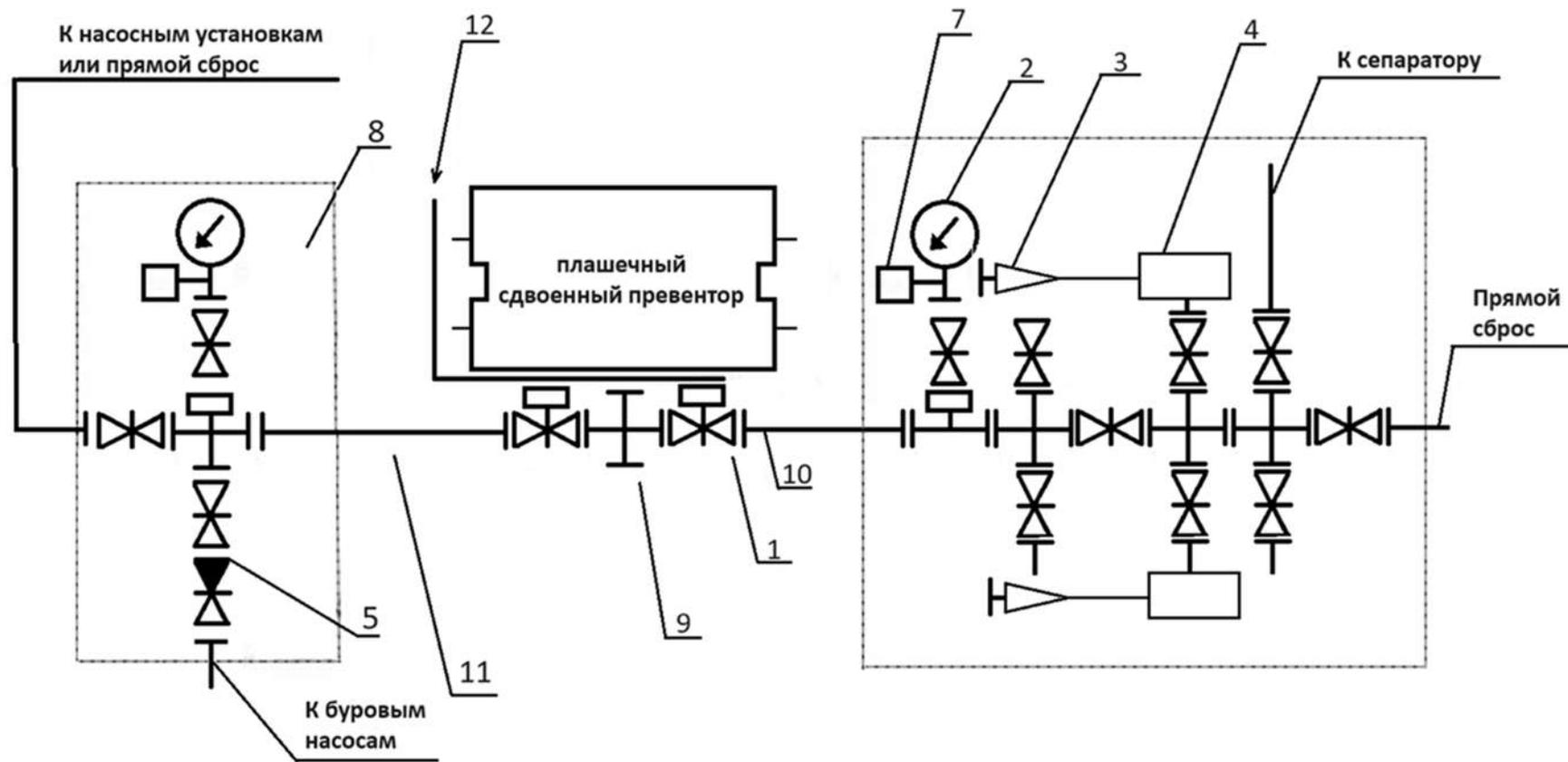
Приложение 5. Схема временного вахтового посёлка

Схема временного вахтового посёлка



№ п/п	Наименование
1	Блок 1. Жилой блок на 22 человек
2	Блок 2. Жилой блок на 8 человек со столовой на 30 мест
3	Блок 3. Жилой блок на 18 человек
4	Блок 4. Комната отдыха
5	Административный корпус с жилыми помещениями
6	Склады ТБО (6 навесов/18 контейнеров)
7	Уборная
8	Площадка ёмкостей ГСМ
9	Площадка для дизельной электростанции
10	Открытый склад
11	Склад-ангар для оборудования
12	Открытая площадка для трубной продукции
13	Выгреб V=20м³
14	Ангар для 1-ого грузового автомобиля
15	Навес для курения
16	Медпункт, прачечная с сушкой одежды

Приложение 6. Схема обвязки устья скважины при испытании пластов в колонне



1 – задвижка с гидравлическим управлением; 2 – манометр с запорным и разрядным устройствами и разделителем сред; 3 – регулируемый дроссель с ручным управлением; 4 – гаситель потока; 5 – обратный клапан; 6 – задвижка с ручным управлением; 7 – блок дросселирования; 8 – блок глушения; 9 – устьевая крестовина; 10 – линия дросселирования; 11 – линия глушения; 12 – линия гидравлического управления

24 ПРОЕКТ БУРЕНИЯ ВОДЯНОЙ СКВАЖИНЫ

24.1. Обоснование бурения водяной скважины

На площади проектируемой скважины, источники водоснабжения отсутствуют. Поэтому предусматривается бурение водяной скважины глубиной 500 м, для обеспечения проводки глубокой скважины технической водой.

Интервал водоносного горизонта - 300-340 м.

Вода, получаемая из скважины, имеет минерализацию 0,6-0,9 г/л и не соответствует ГОСТу для питьевых нужд из-за повышенного содержания фтора и других вредных компонентов. Вода для проводки водяной скважины привозная будет поступать из артезианской скважины.

Таблица 24.1. Геологический разрез

Интервал, м		Мощность, м	Наименование пород	Категория пород
от	до			
0	100	100	Глины известково-бentonитовые (90%), песок (10%)	I
100	200	100	Пески (60%), глины (40%).	I
200	500	300	Глины с прослоями песчаника (60%), пески (40%)	II

Бурение будет производиться станками УРБ-ЗАМ долотом Ø 269,9 мм при бурении под направление 219 мм - 20 м и долотом Ø 190,5 мм при бурении под эксплуатационную колонну - 146 мм.

Обсадная колонна не цементируется, щелевой фильтр устанавливается в интервале 320-340 м, фильтр спускается на обсадных трубах 146 мм. Место установки фильтра учитывается по материалам каротажа. Обсадная колонна не извлекается. После окончания эксплуатации скважины устанавливается цементный мост.

Расчёт затрат времени на проводку водяной скважины и исследований в ней

Бурение (СУСН вып.5 т.32)

I категория $200 \times 0,01 = 2,0$ ст. см

II категория $150 \times 0,02 = 3,0$ ст. см

Итого: 5,0 ст. см

Перевозка, монтаж, демонтаж УРБ-ЗАМ – 3,69 ст. см (СУСН 5 т.78).

Крепление скважины трубами 219 мм и 146 мм:

а) промывка скважины перед спуском обсадной колонны

2 цикла (СУСН в.5 т.49);

$0,17 \times 2 = 0,34$ ст.см

б) спуск труб со сваркой стыков (СУСН в. 5 т.58)

$1,61 \times 3,5 + 1,37 \times 0,2 = 5,91$ ст.см

в) цементирование направления (СУСН в. 5 т. 51) - 0,15 ст.см

Всего: 6,40 ст.см

Деглинизация скважины.

Норма на деглинизацию взята из опыта = 3 ст. см.

Гидрогеологические исследования (СУСН в. 2 т.70):

а) замер уровня и температуры воды - 0,085 ст. см

б) отбор проб воды в объеме 6 л (СУСН в. 2 т.72)

$6 \times 0,156 = 0,94$ ст. см

в) подготовка-ликвидация откачек (СУСН в. 2 т.48) – 1,61 бр/см.

г) откачка- 6,0 бр. см (для доказательства возможного получения заданного дебита).

Всего: 8,64 ст. см.

Геофизические исследования (СУСН в. 3 т.9):

$(350: 1000) \times (1,26 + 0,21) = 0,51$ ст.см

Таблица 24.2. Объёмы работ

Виды работ	Ед. изм.	Количество
1. Бурение	ст.см	5,0
2. Монтаж-демонтаж	-"	3,69
3. Деглинизация	-"	3,0
4. Гидрогеологические исследования	-"	8,64
5. Геофизические работы	-"	0,51
6. Крепление	-"	6,4
	Итого:	27,2

Производственный транспорт (по бездорожью):

- количество воды необходимое для промывки из расчета 10-ти кратного объема скважины: $(0,785 \times 0,190^2 \times 350) \times 10 = 99,2$ м³;

- количество транспорта по таблице 1 СУСН гр. 2 на собственный транспорт для перевозки воды $(109.89 \times 99,2): 100 = 109,0$ маш.см;

- количество воды на бурение т. 33 СУСН 5 составляет 0,8 части всего груза, т.е.

$(1,64 \times 0,8) = 1,31$ на 1 ст.см, на весь объем бурения $1,31 \times 5,0 = 6,55$ т;

- количество транспорта на всю подвозку на 340 км $(528.30 \times 1,31): 100 = 6.9$ маш/смен.

Всего производственного транспорта $6.9 + 109.0 = 115.9$ маш/смен.

Масса обсадных труб $d 146$ мм = $0,024 \times 350 = 8,4$ т

$\varnothing 219$ мм = $0,041 \times 20 = 0,82$ т

Масса НКТ $\varnothing 73$ мм = $0,0095 \times 80 = 0,76$ т

Цемент $0,031 \times 20 \times 1,231 = 0,76$ т

Итого: 10,74 т

Транспортировка труб, НКТ и цемента предусматривается на расстояние от базы до скважины, при освоении скважины предусматривается использование компрессора ДК-9.

Вес компрессора - 4 т.

24.2. Ликвидация водяной скважины

После окончания эксплуатации водяной скважины, она подлежит ликвидации. Предусматривается проведение следующих видов работ:

Перегон, монтаж-демонтаж станка УРБ-ЗАМ.

Тампонаж скважины цем. раствором в интервале 350-0 м, с помощью агрегата ЦА-320.

Потребное количество сухого цемента:

$$0,0137 \times 350 \times 1,231 = 5,9 \text{ т}$$

Ствол скважины изолируется сплошным цементным мостом, а обсадная колонна срезается на 0,5 м ниже поверхности земли после демонтажа обвязка устья. При этом НКТ извлекается из скважины.