

ТОО Совместное предприятие «Куатамлонмунай»

ТОО «Проектный институт «ОПТИМУМ»

УТВЕРЖДАЮ:

Генеральный директор

ТОО СП «Куатамлонмунай»

Янь Сяоцзюнь

«__» _____ 2026 г.

**ГРУППОВОЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО
ОЦЕНОЧНЫХ СКВАЖИН К-747 И К-748 ПРОЕКТНОЙ ГЛУБИНОЙ
1350 М НА МЕСТОРОЖДЕНИИ КОНЫС**

Договор №283-02-27 от 22.07.2026

Генеральный директор

ТОО «Проектный институт «ОПТИМУМ»



Курманов Б.К.

г. Актау – 2026 г.

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Руководитель СПСС



Асеев Г. В.

И. О. руководителя службы Г и Р



Косаманова А. К.

Руководитель службы оформления проектов

Баталова О. Н.

СОДЕРЖАНИЕ

ТАБЛИЦЫ.....	5
РИСУНКИ.....	8
ПРИЛОЖЕНИЯ.....	8
1 ОБЩАЯ ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА.....	9
1.1. РЕФЕРАТ.....	9
2 ОСНОВАНИЕ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ.....	13
3 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ.....	14
4 ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА.....	17
ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ.....	18
4.1. Литолого-стратиграфическая характеристика разреза скважины.....	24
4.2. Нефтегазоводоносность по разрезу скважины.....	28
4.3. Возможные осложнения по разрезу скважины.....	31
4.4. Исследовательские работы.....	34
4.5. Работы по испытанию в эксплуатационной колонне и освоение скважины, сведения по эксплуатации.....	36
5 КОНСТРУКЦИЯ СКВАЖИНЫ.....	41
6 ПРОФИЛЬ СТВОЛА СКВАЖИНЫ.....	48
7 БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ.....	49
8 УГЛУБЛЕНИЕ СКВАЖИНЫ.....	56
9 КРЕПЛЕНИЕ СКВАЖИН.....	63
9.1. Обсадные колонны.....	63
9.2. Цементирование обсадных колонн.....	71
9.3. Оборудование устья скважины.....	76
10 ИСПЫТАНИЕ СКВАЖИНЫ.....	77
10.1. Испытание пластов в процессе бурения.....	77
10.2. Испытание горизонтов на продуктивность в эксплуатационной колонне.....	79
11 ДЕФЕКТОСКОПИЯ И ОПРЕССОВКА.....	82
12 СТРОИТЕЛЬНЫЕ И МОНТАЖНЫЕ РАБОТЫ.....	84
ВЫБОР БУРОВОЙ УСТАНОВКИ.....	84
12.1. Подготовительные работы к строительству скважины (скважин).....	86
12.2. Объемы строительных и монтажных работ для строительства скважины (скважин).....	87
13 ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТЬ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИНЫ.....	89
14 МЕХАНИЗАЦИЯ И АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ, СРЕДСТВА КОНТРОЛЯ И ДИСПЕТЧЕРИЗАЦИИ.....	90
15 ЛИКВИДАЦИЯ И КОНСЕРВАЦИЯ СКВАЖИН.....	93
15.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ.....	93
15.2. ЛИКВИДАЦИЯ СКВАЖИНЫ.....	94
15.3. ПОРЯДОК ОРГАНИЗАЦИИ РАБОТ ПО ЛИКВИДАЦИИ СКВАЖИНЫ.....	94
15.4. КОНСЕРВАЦИЯ СКВАЖИНЫ.....	96
16 ТЕХНОЛОГИЯ УСТАНОВКИ АВАРИЙНОГО ЦЕМЕНТНОГО МОСТА.....	97
17 ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ, ПРОМЫШЛЕННАЯ САНИТАРИЯ И ПРОТИВОПОЖАРНАЯ ТЕХНИКА.....	100
17.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ.....	100

17.2.	КЛАССИФИКАЦИЯ ВЗРЫВООПАСНЫХ ЗОН	100
17.3.	ПОЖАРНАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ НА ОБЪЕКТАХ.....	103
17.4.	ОРГАНИЗАЦИОННЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ ПОЖАРНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ.....	107
17.5.	ОСНОВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ И МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРОМЫШЛЕННОЙ САНИТАРИИ И ГИГИЕНЕ ТРУДА.....	110
18	МЕРОПРИЯТИЯ ПО БЕЗОПАСНОСТИ ВЕДЕНИЯ РАБОТ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИН.....	117
18.1.	ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ	117
18.2.	ПОРЯДОК ОБЕСПЕЧЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН.....	118
18.3.	ПОРЯДОК ОБЕСПЕЧЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ КРЕПЛЕНИИ СТВОЛА СКВАЖИНЫ	119
18.4.	ОБУСТРОЙСТВО УСТЬЯ СКВАЖИНЫ	120
18.5.	ИСПЫТАНИЕ, ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ И ОСВОЕНИЕ СКВАЖИН	121
19	ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ НЕФТЕГАЗОВОДОПРОЯВЛЕНИЙ И ОТКРЫТОГО ФОНТАНИРОВАНИЯ	123
19.1.	ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ	123
19.2.	ПОДГОТОВКА, МОНТАЖ И ЭКСПЛУАТАЦИЯ УСТЬЕВОГО ОБОРУДОВАНИЯ И ПВО	124
20	СПИСОК НОРМАТИВНО-СПРАВОЧНЫХ И ИНСТРУКТИВНО- МЕТОДИЧЕСКИХ МАТЕРИАЛОВ, ИСПОЛЪЗУЕМЫХ ПРИ ПРИНЯТИИ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ И СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИН	127
21	СВЕДЕНИЯ О ВОДОСНАБЖЕНИИ	129
22	СВЕДЕНИЯ О РАСХОДЕ ГСМ.....	129
23	ПРИЛОЖЕНИЯ	130

ТАБЛИЦЫ

Таблица 1.1. Основные проектные данные	11
Таблица 1.2. Общие сведения о конструкции скважины	12
Таблица 1.3. Сведения об условиях эксплуатации скважины.....	12
Таблица 1.4. Номера скважин, подлежащих ликвидации или консервации	12
Таблица 2.1. Список документов, которые являются основанием для проектирования	13
Таблица 3.1. Сведения о районе буровых работ.....	14
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	15
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	24
Таблица 4.2. Литологическая характеристика разреза скважины	25
Таблица 4.3. Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины	26
Таблица 4.4. Геокриологическая характеристика разреза скважины.....	27
Таблица 4.5. Нефтеносность.....	28
Таблица 4.6. Газоносность.....	29
Таблица 4.7. Водоносность.....	29
Таблица 4.8. Давление и температура по разрезу скважины	30
Таблица 4.9. Поглощение бурового раствора	31
Таблица 4.10. Осыпи и обвалы стенок скважины	31
Таблица 4.11. Нефтегазоводопроявления	32
Таблица 4.12. Прихватоопасные зоны.....	32
Таблица 4.13. Текучие породы.....	32
Таблица 4.14. Прочие возможные осложнения	33
Таблица 4.15. Отбор керна, шлама и грунтов.....	34
Таблица 4.16. Геофизические исследования.....	35
Таблица 4.17. Данные по испытанию (опробованию) пластов в процессе бурения.....	35
Таблица 4.18. Прочие виды исследований.....	35
Таблица 4.19. Испытание продуктивных горизонтов (освоение скважины) в эксплуатационной колонне.....	36
Таблица 4.20. Работы по перфорации эксплуатационной колонны при испытании (освоении).....	37
Таблица 4.21. Интенсификация притока пластового флюида	38
Таблица 4.22. Дополнительные работы при испытании (освоении)	39
Таблица 4.23 Данные по эксплуатационным объектам	39
Таблица 4.24. Дополнительные данные для определения продолжительности испытания (освоения) скважины.....	40
Таблица 4.25. Данные по нагнетательной скважине.....	40
Таблица 4.26. Сведения об осложнениях по пробуренным скважинам - аналогам.....	40
Таблица 5.1. Характеристика и устройство шахтового направления	43
Таблица 5.2. Глубина спуска и характеристика обсадных колонн.....	45

Таблица 5.3. Характеристика отдельно спускаемых частей обсадных колонн	45
Таблица 5.4. Техничко-технологические мероприятия, предусмотренные при строительстве скважины по проектной конструкции	46
Таблица 5.5. Максимально-допустимые гидродинамические давления в открытом стволе скважины при выполнении технологических операций	47
Таблица 6.1. Входные данные по профилю наклонно-направленной скважины	48
Таблица 6.2. Профиль ствола скважины	48
Таблица 7.1. Типы и параметры буровых растворов	50
Таблица 7.2. Компонентный состав бурового раствора и характеристики компонент	51
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 разбуривании цементных станков	53
Таблица 7.5. Потребность компонентов для обработки бурового раствора при спуске обсадных колонн	53
Таблица 7.6. Суммарная потребность компонентов бурового раствора на скважину	54
Таблица 7.7. Оборудование для приготовления и очистки буровых растворов	55
Таблица 8.1. Способы, режимы бурения, расширки (проработки) ствола скважины и применяемые КНБК	56
Таблица 8.2. Компоновка низа бурильных колонн (КНБК)	56
Таблица 8.3. Потребное количество элементов КНБК	58
Таблица 8.4. Рекомендуемые бурильные трубы	58
Таблица 8.5. Конструкция бурильных колонн	59
Таблица 8.6. Характеристика и масса бурильных труб, УБТ по интервалам бурения	60
Таблица 8.7. Оснастка талевой системы	60
Таблица 8.8. Режим работы буровых насосов	61
Таблица 8.9. Распределение потерь давлений в циркуляционной системе буровой	61
Таблица 8.10. Гидравлические показатели промывки	62
Таблица 9.1. Способы расчеты наружных давлений и опрессовки обсадных колонн	63
Таблица 9.2. Распределение давлений по длине колонны	66
Таблица 9.3. Рекомендуемые типоразмеры обсадных труб	66
Таблица 9.4. Параметры обсадных труб	67
Таблица 9.5 Суммарная масса обсадных труб	67
Таблица 9.6. Технологическая оснастка обсадных колонн	68
Таблица 9.7. Режим спуска обсадных труб	69
Таблица 9.8. Опрессовка обсадных труб натяжение эксплуатационной колонны	70
Таблица 9.9. Общие сведения о цементировании обсадных колонн	71
Таблица 9.10. Характеристика жидкостей для цементирования	72
Таблица 9.11. Компонентный состав жидкостей для цементирования и характеристики компонентов	73
Таблица 9.12. Технологические операции при цементировании и режим работы цементировочных агрегатов (буровых насосов)	74
Таблица 9.13. Потребное для цементирования обсадных колонн количество материалов	75
Таблица 9.14. Спецификация устьевого и противовыбросового оборудования (ПВО)	76
Таблица 10.1. Продолжительность работы пластоиспытателя, спускаемого на трубах	77

Таблица 10.2. Характеристика КИИ и технологические режимы работы пластоиспытателя, спускаемого на трубах	78
Таблица 10.3. Продолжительность работы опробователя пластов, спускаемого на кабеле	78
Таблица 10.4. Параметры колонны насосно-компрессорных труб (НКТ).....	79
Таблица 10.5. Характеристика жидкостей и составляющие их компоненты для установки цементных мостов	80
Таблица 10.6. Потребное количество цементирующей техники для установки цементных мостов	80
Таблица 10.7. Потребное количество материалов для установки цементных мостов	80
Таблица 10.8. Продолжительность испытания (освоения) объектов в эксплуатационной колонне	80
Таблица 10.9. Продолжительность работы агрегатов при испытании (освоении) скважины в эксплуатационной колонне.....	81
Таблица 10.10. Отработка объектов на факел	81
Таблица 11.1. Виды операций по дефектоскопии бурильного инструмента проверки износа и контроля коррозионного состояния ведущих труб, НКТ и элементов трубных колонн согласно стандарту DS-1;	82
Таблица 11.2. Опрессовка оборудования и используемая техника	83
Таблица 12.1. Сварочные работы при монтаже бурового оборудования	86
Таблица 12.2. Объемы подготовительных работ к бурению скважины (скважин)	86
Таблица 12.3. Объемы работ по комплекту бурового и силового оборудования	87
Таблица 12.4. Объем работ по перечню оборудования, включаемого при освоении	88
Таблица 13.1. Продолжительность строительства скважины.....	89
Таблица 13.2. Продолжительность бурения и крепления по интервалам глубин	89
Таблица 14.1. Средства механизации и автоматизации.....	90
Таблица 14.2. Средства контроля.....	92
Таблица 14.3. Средства диспетчеризации	92
Таблица 17.1. Классификация основных сооружений и установок по взрыво - и пожароопасности	103
Таблица 17.2. Первичные средства пожаротушения	109
Таблица 17.3. Спецодежда, спецобувь и средства индивидуальной защиты	110
Таблица 17.4. Средства коллективной защиты от шума и вибраций	111
Таблица 17.5. Нормы освещённости.....	112
Таблица 17.6. Средства контроля воздушной среды	117
Таблица 20.1. Список литературы	127
Таблица 22.1. Потребность в ГСМ.....	129

РИСУНКИ

Рисунок 4-1. Обзорная карта района работ	21
Рисунок 4-2. Карта расположения проектных оценочных скважин. Вариант 2. I объект (М- II)	22
Рисунок 4-3. Карта расположения проектных оценочных скважин. Вариант 2. III объект	23
Рисунок 5-1. График совмещенных давлений	44
Рисунок 9-1. Распределение избыточных давлений (кондуктор)	64
Рисунок 9-2. Распределение избыточных давлений (эксплуатационная колонна)	65

ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение 1. Геолого- техническое задание	130
Приложение 2. Протокол ГТС	136
Приложение 3. Схема расположения бурового оборудования	139
Приложение 4. Схема обвязки устья скважины противовыбросовым оборудованием при бурении	140
Приложение 5. Типовая схема оборудования устья при освоении (испытании)	141
Приложение 6. ГТН	142

1 ОБЩАЯ ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

1.1. РЕФЕРАТ

«Групповой технический проект на строительство оценочных скважин К-747 и К-748 проектной глубиной 1350 м на месторождении Коныс» 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 техническом задании на проектирование в числе параметров указано содержание сероводорода в пластовом флюиде месторождения.

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

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

В соответствии со статьей 146 Кодекса Республики Казахстан о недрах и недропользовании проектом не предусматривается при бурении скважины отделение газа из

бурового раствора с последующим отводом на сжигание. 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.

Таблица 1.1. Основные проектные данные

	Наименование	Значение
1	2	3
1	Номера скважин, строящихся по данному проекту	К-747, К-748
2	Площадь (месторождение)	Коньс
3	Расположение (суша, море)	Суша
4	Цель бурения и назначение скважины	Добыча нефти
5	Проектный горизонт	верхняя юра (акшабулакская свита) (J ₃ -ak)
6	Проектная глубина, м	
7	по вертикали	1350
8	по стволу	1350
9	Число объектов испытания	
10	в колонне	2
11	Вид скважины (вертикальная, наклонно-направленная, кустовая)	Вертикальная
12	Способ бурения	роторный
13	Вид привода	Дизельный
14	Класс буровой установки	2
15	Тип вышки	мачтовая, двухсекционная
16	Максимальная масса колонны, т	
17	обсадной	34
18	бурильной	47
19	Тип установки для испытаний	УПА-60/80 или его аналог
20	Продолжительность цикла строительства скважины, сут.	124
21	в том числе:	
22	строительно-монтажные работы	3
23	подготовительные работы к бурению	1
24	бурение и крепление	25
25	испытание, всего	95
26	в том числе:	
27	Подготовительные работы	5
28	в эксплуатационной колонне	90

Таблица 1.2. Общие сведения о конструкции скважины

Название колонны	Диаметр, мм	Интервал спуска, м			
		по вертикали		по стволу	
		от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5	6
Направление	339,72	0	30	0	30
Кондуктор	219,08	0	400	0	400
Эксплуатационная колонна	139,7	0	1350	0	1350

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									
от	до									
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Скважины оценочные										

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
			К-747, К-748

2 ОСНОВАНИЕ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

Таблица 2.1. Список документов, которые являются основанием для проектирования

№ пп	Название документа (проект геологоразведочных работ, технологические схемы (проект) разработки площадей (месторождений), задание на проектирование), номер, дата, должность, фамилия и инициалы лица, утвердившего документ
1	2
1	«Проект разработки месторождения Коныс» утвержденное ЦККР РК (Протокол №56/4 от 24.10.2024.)
2	Техническое задание, выданное ТОО Совместное предприятие «Куатамлонмунай» на разработку проекта «Проект на строительство оценочных скважин К-747 и К-748 проектной глубиной 1350 м месторождения Коныс»

3 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Таблица 3.1. Сведения о районе буровых работ

Наименование 1	Значение (текст, название, величина) 2
Площадь (месторождение)	Коньс
Блок (номер и/или название)	
Административное расположение	
республика	Казахстан
область (край)	Кызылординская область
район	Сырдарьинский
рельеф местности	слабовсхолмленная равнина
Состояние местности	не заболоченная, сор
Плодородный слой (гумус) см	нет
Глубина промерзания грунта, м	1,2
Максимальная температура летом, °С	+40
Максимальная температура зимой, °С	-40
Продолжительность отопительного периода, сут	138
Среднегодовое количество осадков, мм	100-150
Азимут преобладающего направления ветра	в летнее время – западное и юго-западное, в остальное время года – северное и северо-восточное.
Наибольшая скорость ветра	30-35

Таблица 3.2. Сведения о площадке строительства буровой

Наименование	Значение (текст, название, величина)
1	2
Рельеф местности	слабовсхолмленная равнина
Состояние местности	барханная

Таблица 3.3. Размеры отводимых во временное пользование земельных участков

Назначение участка	Размер, га
1	2
Строительство буровой установки и размещение оборудования и техники для бурения эксплуатационной 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 СТРОЙМАТЕРИАЛЫ) и т.д.	Источник заданного вида снабжения	Расстояние от ис- точника до буровой, км	Характеристика водо и энер- гопривода, связи и стройма- териалов
1	2	3	4
Водоснабжение:			
Техническая вода для бурения	с вахтового поселка Коныс с во- дяной скважины I-B		Автотранспорт
2. Для питьевых целей	г. Кызылорда.	190,0	
Энергоснабжение	Дизель электростанция	На буровой площадке	
Местные стройматериалы:			
а) грунт	Местный карьер		Автосамосвал
б) песчано-гравийная смесь	Местный карьер		Автосамосвал
Связь	Спутниковая, радиостанция, Со- товая.		Связь с головным офисом и представительством

Таблица 3.5. Сведения о подъездных путях

Протяженность, км	Характер покрытия (гравийное, из лесоматериалов и т.д.)	Ширина, м	Высота насыпи, см	Характеристика дороги
1	2	3	4	5
до 3 км	Песчано-гравийная смесь	4,0	20,0	временный

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. Кызылорда.	190	нет		

4 ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА

Исходные геологические данные для составления проекта: «Групповой технический проект на строительство оценочных скважин глубиной 1350 м на месторождении Коныс»

Цель бурения: добыча нефти из нижнемеловых и верхнеюрских отложений.

Проектная глубина: 1350 м

Проектный горизонт: верхняя юра (акшабулакская свита) (J₃-ak)

ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Месторождение Коныс расположено в Сырдарьинском районе Кызылординской области в юго-западной части Торгайской низменности (рис.4.1).

Административный центр г. Кызылорда находится в 120 км к югу от месторождения. Ближайшим населенным пунктами являются областной центр г. Жезказган и станция Жусалы.

Ближайшими разрабатываемыми месторождениями являются: на юге месторождения Бектас, Аксай, на востоке месторождение Нуралы и Кумколь, расположенное в 70 км на юго-восток, нефть с которого по трубопроводу Кумколь-Каракойн доставляется до магистрального нефтепровода Павлодар-Шымкент.

В орографическом отношении район месторождения представляет равнину с редкими замкнутыми котлованами, занятыми солончаками или такырами с отметками рельефа 150-200 м над уровнем моря. Почвенный покров месторождения и прилегающих к нему территорий включает следующие почвы: серо-бурые суглинистые, серо-бурые субпесчаные щебенные, солонцы, пески.

Климат района резко континентальный со значительными колебаниями сезонных и суточных температур воздуха, малым количеством осадков (около 100 – 150 мм за год), выпадающие в основном в весенне-зимний период, снежный покров незначителен. Максимальные температуры летом до плюс 40° С, минимальные зимой до минус 40°С. Преобладающее направление ветров в летнее время – западное и юго-западное, в остальное время года – северное и северо-восточное.

Растительный мир представлен исключительно травами, в основном полынью, верблюжьей колючкой и т.д. Из крупных животных встречаются волки, лисы, сайгаки, которые периодически приходят в эти места из южных районов.

Гидрографическая сеть и поверхностные источники водоснабжения отсутствуют. Для технического водоснабжения используются артезианские воды из сенон-туронских отложений с минерализацией до 3 г/л из гидрогеологических скважин, пробуренной на территории вахтового поселка. Для питьевого водоснабжения используется эта же вода после предварительного опреснения на установке.

Источники электроснабжения отсутствуют. Электроснабжение месторождения осуществляется газопоршневыми установками (ГПУ).

Дорожная сеть представлена грунтовыми и полевыми дорогами. Доставка персонала промысла осуществляется автотранспортом из г. Кызылорды.

Месторождение Коныс открыто в 1989 году получением газового фонтана из скважины №1 при опробовании отложений арыкумского горизонта нижнего мела.

Недропользователем месторождения является ТОО СП «Куатамлонмунай», имеющее лицензию на право пользования недрами для разведки углеводородного сырья, Кон-тракт с Государственным Комитетом по инвестициям (Компетентный орган) на разведку и добычу на месторождении Коныс № 18 от 04.11.1994 г. (срок действия лицензии до 04.11.2024 г.).

Месторождение Коныс открыто в 1989 году получением газового фонтана из сква-жины №1 при опробовании отложений арыскупского горизонта нижнего мела.

Впервые в 1994 году ГХК «Сеним» выполнен «Отчет по подсчету запасов нефти, газа и конденсата месторождений Коныс, Южный Коныс, Северо-Западный Коныс и Бек-тас Кызылординской области РК по состоянию на 01.12.1994 г.» (Протокол ГКЗ РК №32 от 03.10.1995 г.).

В 2002 году ТОО «Компания «Недра-Инжиниринг» выполнен и согласован с ТУ «Южказнедра» (Протокол №158/02 ТУ «Южказнедра» от 27.12.2002 г.) «Проект дораз-ведки южного участка месторождения Коныс».

На месторождении последний полный пересчет запасов нефти, газа и конденсата произведен в 2015 г (Протокол ГКЗ РК №1518-15-У от 27.01.2015 г.). В 2016 г. были уточ-нены остаточные запасы нефти и растворенного газа (Протоколе ГКЗ РК №1653-16-У от 25.03.2016 г.), и в 2018 г. пересчитаны запасы по продуктивному горизонту М-0-3 (Прото-кол ГКЗ РК №1976-18-У от 25 октября 2018 г.).

Утвержденные геологические и извлекаемые запасы нефти по месторождению по состоянию на 01.01.2024 г. составляют: по категориям А+В+С₁ – 58 766 тыс. т геологиче-ские и 20 085 тыс. т извлекаемые; по категории С₂ – 4 276 тыс. т геологические и 669 тыс. т извлекаемые.

Основные объекты разработки месторождения Коныс являются залежи нижнемел-ловых и верхнеюрских отложений. Всего по результатам бурения скважин, данных ГИС и испытания скважин в настоящее время в разрезе месторождения Коныс выявлено 10 про-дуктивных горизонтов, из них 6 в отложениях нижнего мела (М-0-1, М-0-2, М-0-3, М-0-4, М-0-5, М-II) и 4 в отложениях верхней юры (Ю-0-1, Ю-0-2, Ю-0-3, Ю-0-4).

Действующим проектным документом, на основании которого в настоящее время осуществляется промышленная разработка месторождения, является «Проект разработки месторождения Коныс» утвержденное ЦККР РК (Протокол №56/4 от 24.10.2024.), где по рекомендуемому 2-му варианту за весь период разработки планируется 171 ед. добываю-щих скважин на основные объекты разработки: I объект - 133 скв. (№№610 - 742), II объ-ект – 11 скв. (№№371, 372, 375-377, 383-388), III объект – 14 скв. (№№470-483), IV объект – 9 скв. (№№ЮК-28 - ЮК-36), V объект – 4 скв. (№№743-746).

Основные положения по объектам:

I объект – нефтегазовая залежь нижнемелового горизонта М-II;

II объект – залежь Ю-0-2 горизонта, разбитый на два подгоризонта Ю-0-2-1 и Ю-0-2-2 верхнеюрских отложений;

III объект – залежь Ю-0-1 горизонта верхней юры;

IV объект – залежь Ю-0-3 горизонта верхней юры юго-западного участка (ЮЗУ);

V объект – газонефтяная залежь нижнемелового горизонта М-0-3;

1 возвратный объект – залежь Ю-0-2 горизонта юго-западного участка (ЮЗУ);

В Анализе разработки 2018 г. и Авторском надзоре 2020 г. с целью уточнения геологического строения и перевода запасов категории С₂ в более высокие категории изученности было рекомендовано бурение двух оценочных скважин: скважины 747 в районе скважины 48 на горизонт М-II и скважины 748 в районе скважины 60 на горизонт Ю-0-1. Бурение данных скважин планировалось на 2019-2020 гг., однако указанная рекомендация не была реализована.

В настоящем Техническом проекте, учитывая необходимость дальнейшего изучения геологического строения месторождения, уточнения положения флюидальных контактов и перевода запасов категории С₂ в категорию С₁, рекомендуется бурение оценочных скважин №747 и №748 с выполнением комплекса геолого-промысловых исследований, включая отбор глубинных и поверхностных проб пластовых флюидов.

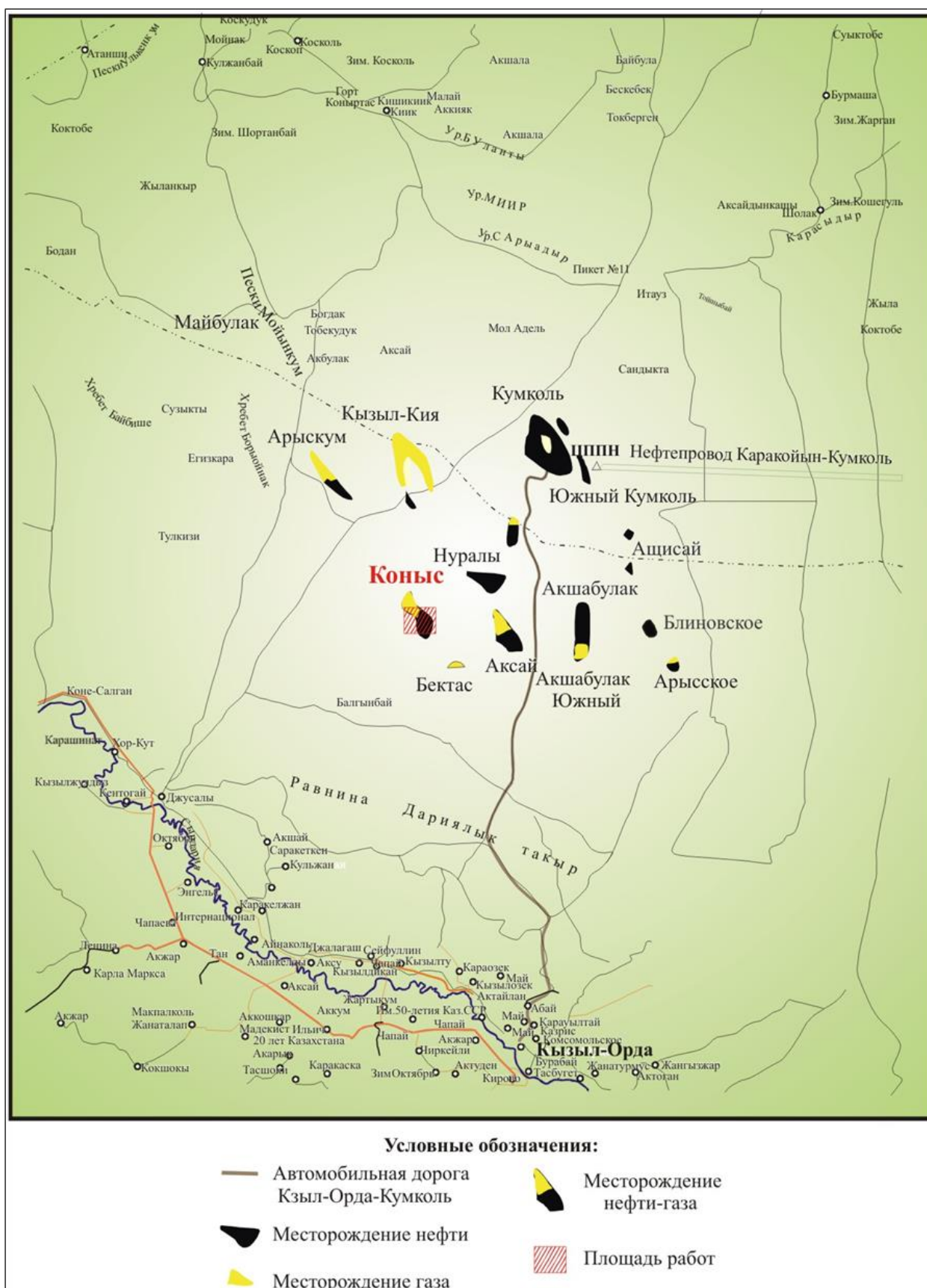


Рисунок 4-1. Обзорная карта района работ

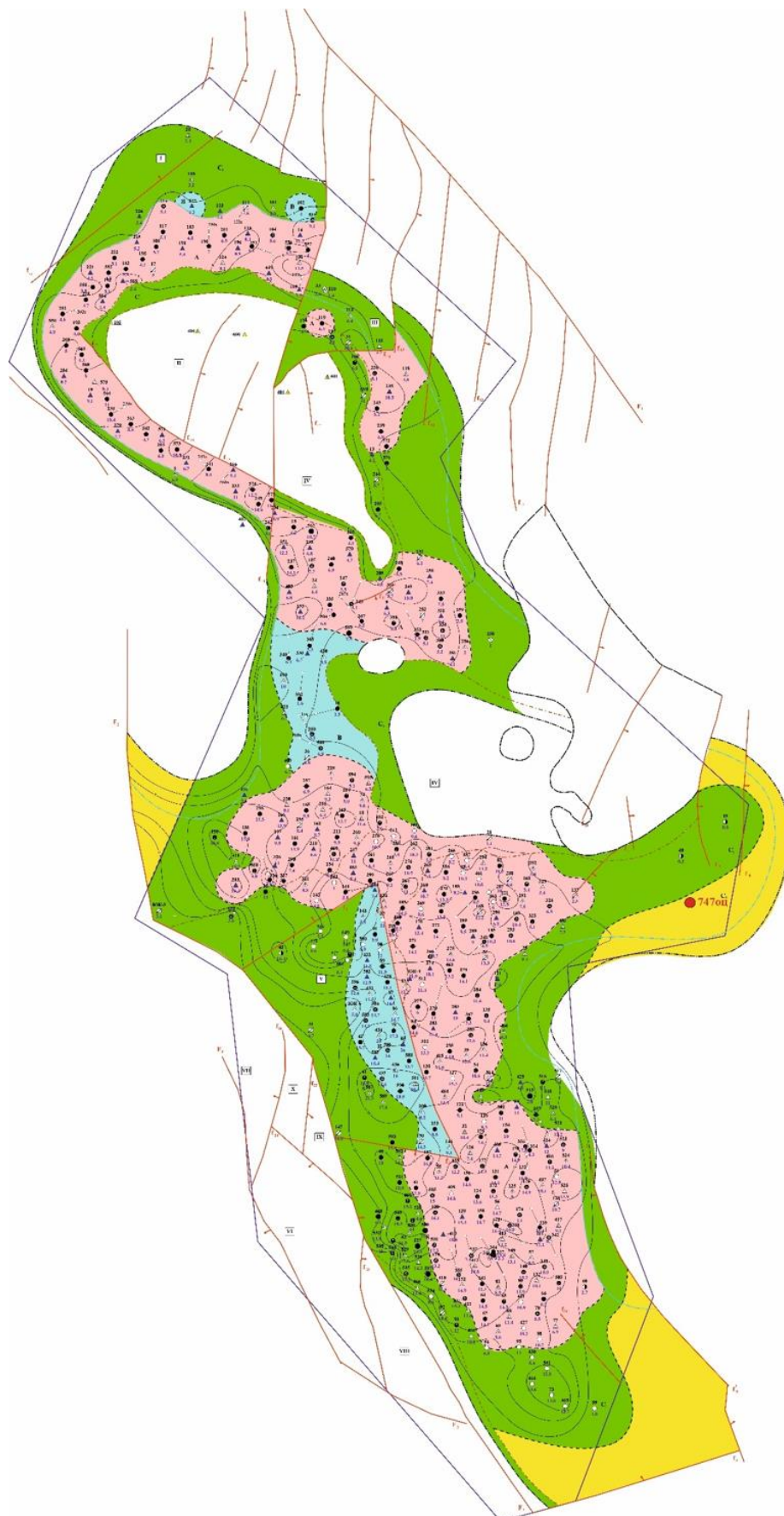


Рисунок 4-2. Карта расположения проектных оценочных скважин. Вариант 2. I объект (М-II)

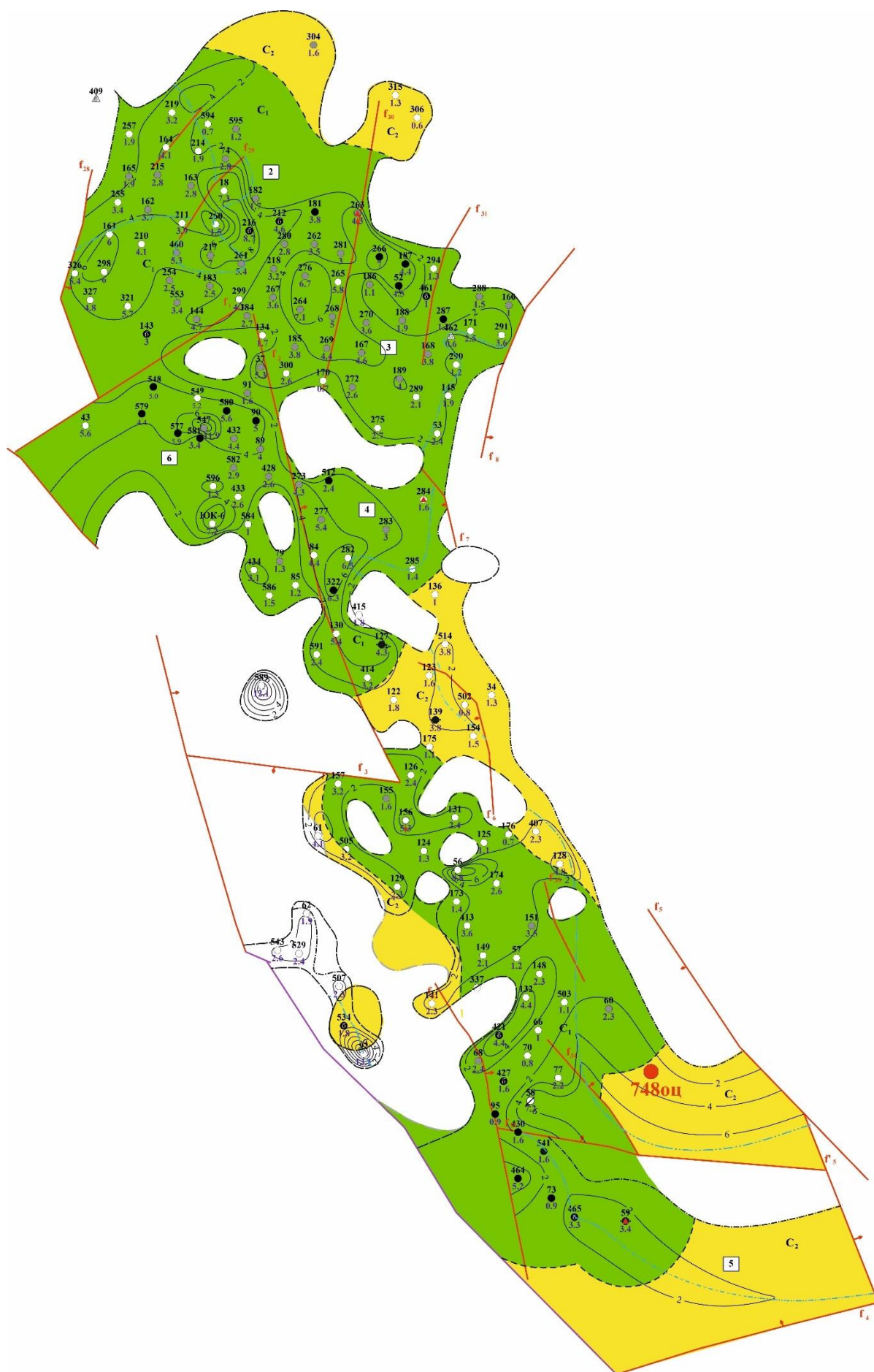


Рисунок 4-3. Карта расположения проектных оценочных скважин. Вариант 2. III объект

4.1. Литолого-стратиграфическая характеристика разреза скважины

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

Глубина залегания от стола ротора, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания пластов, град.		Коэффициент ка- вернозности в ин- тервале
от (верх)	до(низ)	название	индекс	угол. падения	азимут	
1	2	3	4	5	6	7
0	140	Четвертич. - Палеоген	Q+P	0	-	1,12
140	515	Сенон-туронская свита верхнего мела	K _{2t} -sn	0	-	1,12
515	715	Альб-сеноманские ярусы, нижнего и верхнего мела	K _{1-2al} -s	0	-	1,12
715	975	Апт-альбский ярусы нижнего мела	K _{1a} -al	0	-	1,12
975	1150	Верхне-неокомский ярус, нижнего мела	K _{1nc2}	0-2	-	1,12
1150	1225	Нижне-неокомский ярус, нижнего мела	K _{1nc1}	0-3	-	1,12
1225	1350	Акшабулакская свита верхней юры	J _{3ak}	2-3	-	1,12

Таблица 4.2. Литологическая характеристика разреза скважины

Стратиграфический горизонт	Интервал залегания, м		Горная порода		Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.д.)
	от (верх)	До (низ)	Краткое название	В интервале, %	
1	2	3	4	5	6
Четвертич. - Палеоген	0	140	Глины	55	зеленовато-серые, пепельно-серые
			Алевролиты	15	светло-коричневые, изредка зеленовато-серые.
			Песчаники	30	глауконитовые, нижней части разреза и серыми карбонатными
Сенон-туронская свита верхнего мела	140	515	Песчаники	25	пестрые, светло-серые и зеленовато-серые
			Алевролиты	25	карбонатные
			Глины	25	темно-серые, серовато-белые
			Пески	25	красно-коричневые, светло-коричневые, желтовато-серые и зелено-серые.
Альб-сеноманские ярусы, нижнего и верхнего мела	515	715	Песчаники	40	пестрые, серые, плохо сцементированные, средне сортированные.
			Глины	30	монтморелонит-каолиновые
			Алевролиты	30	пестро-цветные, глинистыми.
Апт-альбский ярусы нижнего мела	715	975	Глины	35	алевритистые, серые, зеленовато-серые
			Алевролиты	35	светло-серые, зелено-серые, плотные, изредка песчанистые.
			Песчаники	30	серые, светло-серые, слоистые, от слабо- до средне-сцементированных
Верхне-неокомский ярус, нижнего мела	975	1150	Аргиллиты	55	пестроцветные, кирпично-красные, серовато-зеленые, сильно песчанистые.
			Алевролиты	45	зелено-серые, темно-серые, плотные, на глинистом цементе, песчанистые.
Нижне-неокомский ярус, нижнего мела	1150	1225	Гравелиты	50	светло-серые, зеленоватые, неравномерно разнообломочные, на карбонатном цементе и песчано-глинистом цементе.
			Песчаники	50	серые, светло-серые, среднезернистые.
Акшабулакская свита верхней юры	1225	1350	Глины	35	пестроцветные
			Песчаники	30	слабосцементированные, с прослоями темно-серых глин
			Алевролиты	35	серые

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, 10 ⁻³ мкм ²	Глинистость, %	Карбонатность, %	Соленость, %	Сплошность породы	Твердость, кгс/мм ²	Расслоенность породы	Абразивность	Категория породы по промышленной классификации	Коэффициент Пуассона	Модуль Юнга, Е x 10 ⁴ МПа-	Гидратационное разуплотнен
	от (верх)	До (низ)															
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Q+P	0	140	Глины	2,15			15	2		1,5	10-30	2	6	М	0,3	400	0,75
			Аргиллиты	2,02			-	3		3		1	3		0,5	200	0,60
			Песчаники	2,05	10					1		2	6		0,27	500	0,16
K _{2t} -sn	140	515	Песчаники	2,08		>90	-	-		1,5	10-40	2	6	М	0,27	500	0,16
			Алевриты	2,35			-	-		1,5		2	6		0,3	400	0,21
			Глины	2,00	9,0		10	-		1,5		3	3		0,28	600	0,16
			Пески	1,85	6,0	-	-	-		-		-	-		-	-	-
K _{1-2al} -s	515	715	Песчаники	2,08	15	>165		-		1,5	30-120	3	3	M+C	0,27	500	0,16
			Глины	2,15				2		1,5		2	6		0,3	400	0,75
			Алевриты	2,40				-		1,5		2	6		0,28	600	0,16
K _{1a} -al	715	975	Глины	2,15			10	2		1,5	30-120	2	6	M+C	0,3	400	0,75
			Алевриты	2,40		165		-		2,5		2	6		0,3	400	0,21
			Песчаники	2,21	17,0	-		-		3,5		3	3		0,28	600	0,16
K _{1nc2}	975	1150	Аргиллиты	2,25				3-10		3,5	30-120	3	3	C	0,28	600	0,60
			Алевриты	2,55	10												0,16
K _{1nc1}	1150	1225	Песчаники	2,35	21,0	250		-		2,5	30-120	2	6	C	0,25	1200	0,16
			Гравелиты										8				0,16
J _{3ak}	1225	1350	Глины	2,2	-		21				30-120			C+T			
			Песчаники	2,45	24,5	260		-		3,5		3	3		0,28	600	0,16
			Алевриты	2,60	15,0			-		1,5		2	6,5		0,3	400	0,21

Таблица 4.4. Геокриологическая характеристика разреза скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал залегания многолетнемерзлых норм, 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

Примечание: В разрезе проектной скважины многолетнемерзлые породы отсутствуют

4.2. Нефтегазоводоносность по разрезу скважины

Таблица 4.5. Нефтеносность

Индекс стратиграфического подразделения (горизонт)		Интервал, м		Тип коллектора	плотность, г/см ³		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 20°C				газовый фактор, м ³ /м ³	Содержание сероводорода, %	Содержание углекислого газа, %	Относительная по воздуху плотность газа	Объемный коэффициент	Давление насыщения в пластовых условиях, МПа
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
K _{1nc}	М-0-3	1010	1035	поровый	0,781	0,846	-	13,6	5-10	46,95	отс	-	-	1,128	8,40
	М-II	1150	1240		0,790	0,830	0,25	12,0	5-10	292,36	отс	0,34	0,681	1,219	7,21
J _{3ak}	Ю-0-1	1240	1280		0,754	0,827	0,3	15,0	5-10	33,93	отс	0,59	0,618	1,168	7,54
	Ю-0-2	1285	1310		0,735	0,822	0,22	11,5	5-10	56,76	отс	0,22	-	1,22	9,08
	Ю-0-3	1315	1340		0,711	0,829	0,28	5,9	5-10	46,01	отс	0,33	0,623	1,214	8,39

Примечание: Свойства и интервалы нефти представлены за весь период разведки и разработки месторождения Коныс.

Таблица 4.6. Газоносность

Индекс стратиграфического подразделения (горизонт)	Интервал, м (по вертикали)		Тип коллектора	Содержание в % по объему			Абсолютная плотность газа, кг/м ³	Свободный дебит тыс. м ³ /сут.	Параметры конденсата	
	от (верх)	до (низ)		H ₂ S	He	CO ₂			в пластовых условиях г/см ³	на устье скважины кг/м ³
1	2	3	4	5	6	7	8	10	11	12
М-0-2*	980	1005	поровый	0,01	не опр.	0,09	0,865	-	0,721	-
М-II	1035	1150		0,04		0,34	1,039	-	0,700	-
Ю-0-1	1190	1200		-		0,59	1,113	1,5	-	-
Ю-0-2	1250	1260		0,03		0,22	1,000	6,09	-	-
Ю-0-3	1300	1310		-		0,33	1,047	-	-	-

Примечание: *состав свободного газа

Таблица 4.7. Водоносность

Индекс страти- графиче- ского подразде- ления	Интервал, м		Тип кол- лктора	Плот- ность, г/см ³	Сво- бод- ный дебит, м ³ / сут	Химический состав воды, мг/ л						Степень минера- лизации, г/л	Тип воды по Сулину СФН- сульфатно- натриевый; ХК- хлоркальциевый; ХМ- хлормagneзиевый	Относится к источнику пи- тьевого водоснабжения (да или нет)
	от (верх)	До (низ)				анионы			катионы					
						Cl-	SO4 ⁻	HCO3 ⁻	Na ⁺ +k ⁺	Mg ⁺⁺	Ca ⁺⁺			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
М-II	950	1160	Поровый	1,037	30-50	28 794,33	95,10	136,03	14424,66	467,34	3 296,12	47,14	ХК	нет
Ю-0-2	1280	1300		1,040	30-50	27 572,15	19,52	114,76	13 427,65	457,52	3 238,97	44,81	ХК	нет
Ю-0-3	1340	1350		1,042	20-40	33 212,97	7,60	317,20	16809,08	885,94	3 750,34	56,16	ХК	нет

Таблица 4.8. Давление и температура по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Градиент давления, кгс/см ² на м				Температура в конце интервала, градус
	от (верх)	до (низ)	пластового*	порового	гидроразрыва пород	горного	
1	2	3	4	5	6	7	8
Q+P	0	140	0,100	0,100	0,185	0,179	21,0
K ₂ t-sn	140	515	0,100	0,100	0,185	0,198	25,0
K ₁₋₂ al-s	515	715	0,101	0,101	0,185	0,201	27,0
K _{1a} -al	715	975	0,101	0,101	0,185	0,203	33,0
K _{1nc2}	975	1150	0,102	0,102	0,185	0,205	43,03
K _{1nc1}	1150	1225	0,102	0,102	0,185	0,209	49,1
J ₃ ak	1225	1350	0,102	0,102	0,185	0,212	53,2

Примечание: * - градиент пластового давления взяты по фактическим данным пробуренных скважин

4.3. Возможные осложнения по разрезу скважины

Таблица 4.9. Поглощение бурового раствора

Стратиграфические подразделения	Интервалы, м		Максимальная интенсивность поглощения, м ³ /час	Расстояние от устья скважины до статического уровня при его максимальном снижении, м	Потеря циркуляции (да, нет)	Градиент давления поглощения, кгс/(см ² ·м)		Условия возникновения
	от (верх)	До (низ)				При вскрытии	После изоляционных работ	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Q+P	0	140	5-10	-	нет	-	-	гидропроводность пласта
K ₂ t-sn-J ₃ ak	200	1350	5-10	-	нет	-	-	перепад давления в скважине и в пласте

Таблица 4.10. Осыпи и обвалы стенок скважины

Индекс стратигра- фического подразделе- ния	Интервал, м		Буровые растворы, применявшиеся ранее				Время до нача- ла осложнения, сут	Мероприятия по ликвидации по- следствий (прора- ботка, промывка и т.д.).
	от (верх)	до(низ)	тип раствора	плотность, г/см ³	дополнительные данные по рас- твору, влияющие на устойчи- вость пород			
					условная вяз- кость, сек	водоотдача, см ³ /30м		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Q+P-K ₂ t-sn	0	20	Бентонитово-баритовый	1,29-1,40	70-75	<8	1	Выдерживать пара- метры бурового рас- твора
	120	515			60-70	8-10	1	
K ₁₋₂ al-s – J ₃ ak	500	1350	KCL/полимерный	1,20-1,25	45-55	4-5	1	

Таблица 4.11. Нефтегазоводопроявления

Индекс стратиграфического Подразделения (горизонт)		Интервал, м		Вид проявляемого флюида (вода, нефть, конденсат, газ)	Плотность смеси при проявлении для расчета избыточных давлений, г/см ³		Условия и характер проявлений	Характер проявления (в виде пленок нефти, пузырьков газа, перелива воды, увеличения водоотдачи и т.п.)
		от (верх)	До (низ)		трубное	затрубное		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
K _{1nc}	M-0-2	980	1005	газ	0,865*	0,865	при изменении параметров раствора против проектных значений, несоблюдение технологий операций	фонтанирование нефтью, газом и водой, разгазирование бурового раствора
	M-0-3	1010	1035	нефть	0,846	0,846		
	M-II	1035	1150	газ	1,039*	1,039		
		1150	1190	нефть	0,830	0,830		
J _{3ak}	Ю-0-1	1190	1200	газ	1,113*	1,113		
		1200	1250	нефть	0,827	0,827		
	Ю-0-2	1250	1260	газ	1,000*	1,000		
		1260	1280	нефть	0,822	0,822		
		1280	1300	вода	1,04	1,04		
	Ю-0-3	1300	1310	газ	1,047*	1,047		
		1310	1340	нефть	0,829	0,829		
		1340	1350	вода	1,042	1,042		

Примечание: * - плотность абсолютная, кг/м³

Таблица 4.12. Прихватопасные зоны

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Раствор, при применении которого произошел прихват				Наличие ограничений на оставление инструмента без движения или промывки (да, нет)	Вид прихвата (от перепада давления, заклинки, сальникообразования и т.д.)	Условия возникновения
	от (верх)	До (низ)	тип	плотность, г/см ³	водоотдача, см ³ / 30 мин и вязкость (УВ)	смазывающие добавки (название)			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Q+P	0	140	Глинистый	-	>6	н/д	да	Сальникообразование	В результате осыпей возможно сальникообразование, возможны кавернообразования (в верхах), сужение ствола скважины
K _{2t} -sn + K _{1-2al} -s	515	715	Глинистый	-	>6	н/д	да		
K _{1nc2} + J _{3ak}	975	1350	Глинистый	-	>6	н/д	да		

Таблица 4.13. Текучие породы

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал залегания текущих пород, я		Краткое название пород	Минимальная плотность бурового раствора, предотвращающая течение	Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)			

				ние пород, г/см ³	
1	2	3	4	5	6
Текущие породы отсутствуют					

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 возможные осложнения не ожидаются - при условии соответствия фактических параметров техническому проекту.

4.4. Исследовательские работы

Таблица 4.15. Отбор керна, шлама и грунтов

Наименование стратиграфического подразделения	Условия отбора керна					Условия отбора шлама				Условия отбора грунтов			
	Интервал, м		Максимальная проходка за рейс, м	Минимальный диаметр, мм	Метраж отбора керна, м	Наименование стратиграфического подразделения	Интервал, м		Частота отбора шлама через, м	Наименование стратиграфического подразделения	Глубина отбора грунта, м	Тип бокового грунтонос, а	Количество образцов пород, шт.
	от (верх)	До (низ)					от (верх)	до (низ)					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
М-II	1225	1260	9	80	20	K ₂ t-sn	350	1200	ч/з 10м	По результатам ГИС			
Ю-0-1	1260	1280	9	80	20	K ₂ t-sn - J ₃ ak	350	1350	ч/з 10м				

Примечание: Интервалы отбора керна, шлама и грунта корректируется геологической службой недропользователя по фактически вскрываемому разрезу. Будут уточнены по программе бурения скважин. При проявлении и признаков углеводородов отбор керна производить до полного исчезновения признаков и отбор шлама производить через каждые 2 метров.

Таблица 4.16. Геофизические исследования

Наименование исследований	Масштаб вывода диаграмм)	Замеры производятся в интервале, м		Примечание
		от (кровля)	до (подошва)	
1	2	3	4	5
ст. каротаж: один зонд, ПС, ГК, ННК, профилометрия, инклинометрия с точками записи через 50м	1:500	0	400	
дет. каротаж: БКЗ – 5 зондов, МКВ, БК, МБК, двойной ИК, МКЗ, ГК, АК, ННК, ГГК-П, термометрия, ПС, профилометрия	1:200	400	1350	
Контроль за качеством цементирования (АКЦ, ОЦК, ГК с ЛМ)	1:200	0	400	после спуска колонн
	1:500	0	1350	

Примечание: Виды исследования могут быть заменены «Заказчиком» на более информативные

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

Примечание: опробование интервалов планируется в закрытом стволе в случае выявления прямых и косвенных признаков нефтегазоносности по каротажу.

Таблица 4.18. Прочие виды исследований

№п/п	Название работы	Единица измерения	Объем работы
1	2	3	4
1	Петрофизическое описание пород (шлифов)	образец	5
2	Минерологический анализ	образец	5
3	Анализ товарных характеристик нефти	проба	2
4	Физико-химический анализ поверхностной пробы нефти	проба	2
5	Анализ растворенного газа в нефти	проба	2

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 (горизонт) (скважина)			Номер объекта (снизу вверх)	Интервал залегания объекта, м		Интервал установки цементного моста, м		Тип конструкции продуктивного горизонта: открытый забой, фильтр, цемент, колонна	Тип установки для испытания (освоения): передвижная, стационарная	Пласт фонтанирующий (ДА, НЕТ)	Количество режимов (штуцеров) испытания, шт.	Диаметр штуцеров, мм	Последовательный перечень операций вызова притока или освоения нагнетательной скважины: смена раствора на воду (РАСТВОР-ВОДА), смена раствора на нефть (РАСТВОР-НЕФТЬ), смена воды на нефть (ВОДА- НЕФТЬ), аэрация (АЭРАЦИЯ), понижение уровня компрессорами (КОМПРЕССОР)	Опорожнение экс. колонны при освоении	
				от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)							Максимальное снижение уровня, м	Плотность жидкости, г/см ³
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
J _{3ak}	Ю-0-1	747, 748	I	1265	1280			цемент, колонна	передвижная	да	3	5-9	Раствор-вода, Аэрация, Свабирование	-	1,01
K _{1nc}	М-II	747, 748	II	1225	1260										

Примечание: Интервалы опробования будут уточняться «Заказчиком» по результатам ГИС.

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

Номер объек- та	Перфорационная среда		Мощность перфорации, м	Вид перфора- ции	Типоразмер пер- форатора	Количество отверстий на 1 м. шт.	Количество одновре- менно спускаемых зарядов, шт.	Количество спусков пер- форатора раз	Спуск перфора- тора на НКТ
	вид	плотность, г/см ³							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
I-II	Рассол	1,05-1,19	до 30	Кумулятивная	ЗПКМ-114АТ-03М или его аналог	17	850 (50*17 зарядов)	2	да

Примечание:

- Тип и параметры перфоратора могут быть изменены по желанию Заказчика;
- Количество отверстий 17 отв. на 1 п. м. уточняются после проведения окончательного ГИС;
- Плотность жидкости при перфорации будет уточнена по фактическим данным бурения и ГИС

Таблица 4.21. Интенсификация притока пластового флюида

Номер объекта (см. табл. 4.19)	Название процесса: СОЛЯНОКИСЛОТНАЯ ОБРАБОТКА, ОБР, КЕРОСИНО-КИСЛ. ЭМУЛЬС., УСТАНОВКА КИСЛОТНОЙ ВАННЫ, ДОБАВ. КУМУЛЯТ. ПЕРФОР., ГИДРОРАЗРЫВ ПЛАСТА, ГИДРОПЕСКОСТРУЙН. ПЕРФОР., ОБРАБОТКА ПАВ., МЕТОД ПЕРЕМЕННЫХ ДАВЛЕНИЙ, ЗАКАЧКА ИЗОТОПОВ и другие операции, выполняемые по местным нормам	Количество операций, установок, импульсов, спусков перфоратора	Плотность жидкости в колонне, г/см ³	Давление на устье, кгс/см ²	Температура закачиваемой жидкости, °С	Глубина установки пакера, м	Мощность перфорации, м	Типоразмер перфоратора	Количество отверстий на 1 м, шт.	Количество одновременно спускаемых зарядов, шт.	Местные нормы времени, сут
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12

Примечание: в соответствии с п. 315 «Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр» Выбор конкретного метода воздействия осуществляется недропользователями на основе комплекса исследований, направленных на изучение состояния призабойной зоны пласта, состава пород и жидкостей, а также систематического обобщения и изучения результатов применения различных методов воздействия по скважинам и рассматриваемому объекту подрядными или сервисными организациями по ремонту скважин. В следствие чего конкретные методы интенсификации притока пластового флюида в рамках проекта не рассматриваются.

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 азацией; 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) при необходимости могут быть произведены по усмотрению «Заказчика»

Таблица 4.23 Данные по эксплуатационным объектам

Номер объекта (см. табл. 4.19)	Плотность жидкости в колон- не, г/см ³		Пластовое давление на период позд- ней эксплуата- ции кгс/см ²	Максимальный динамический уровень при эксплуатации, м	Установившаяся при эксплуа- тации температура, °С		Данные по объекту, со- державшему свободный газ		Заданный ко- эффициент за- паса прочности на смятие в фильтровой зоне
	на период ввода в экс- плуатацию	на период поздней экс- плуатации			в колонне на устье скважины	в эксплуатацион- ном объекте	длина столба га- за по вер- тикали, м	коэффициент сжимаемости газа в стволе скважины	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
I-II	0,830	1,06	-	-	21	53,2	10	-	1,15

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

Номер объекта (см. табл. 4.19)	Относится ли к объектам, которые (ДА, НЕТ)		Для эксплуатационных скважин предусмотрено ли (ДА, НЕТ)		Работа по испытанию проводится в одну, полторы, две или три смены	Требуется ли исключить из состава основных работ (ДА, НЕТ)			
	при мощности до 5 м представлены пропластками	при мощности до 5 м имеют подошвенную воду	задавка скважины через НКТ	использование норм по ССНВ для разведочных скважин		вызов притока в нагнетательной скважине	гидрогазодинамические исследования в эксплуатационной скважине	освоение, очистку и гидрогазодинамические исследования	Шаблонирование обсадной колонны
1	2	3	4	5	6	7	3	9	10
I-II	нет	нет	да	да	две	да	нет	нет	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

Примечание: 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

Примечание: сведения об осложнениях по пробуренным скважинам - аналогам приведены в таблицах осложнений: №№4.9-4.1

5 КОНСТРУКЦИЯ СКВАЖИНЫ

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

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.

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

Кондуктор Ø 219,1 мм х 400 м - Цементируется до устья, спускается с целью перекрытия поглощающих горизонтов, перекрытия пластичных пород, предотвращения гидроразрыва пород в процессе ликвидации возможных нефтегазоводопроявлений при бурении под эксплуатационную колонну. Устье скважины после спуска промежуточной колонны оборудуется противовыбросовым оборудованием.

Эксплуатационная колонна Ø 139,7 мм х 1350 м - Цементируется до устья, спускается с целью разобщения продуктивных и водоносных горизонтов, а также добычи нефти.

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

Совмещенный график давлений приведен на рис. 5.1

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

Таблица 5.1. Характеристика и устройство шахтового направления

Характеристика трубы						Подготовка шахты или ствола, спуск и крепление направления
наружный диаметр, м	длина, м	марка (группа прочности) материала	толщина стенки, мм	масса, т	ГОСТ, ОСТ, ТУ, МРТУ, МУ и т.д. на изготовление	
1	2	3	4	5	6	7
339,7	30	J55	9.65	2.5	API	Устройство шахты 2 м х 2 м х2 м с железобетонным дном и стенок шахты толщиной не менее 15 см или железным листом толщиной 10 мм

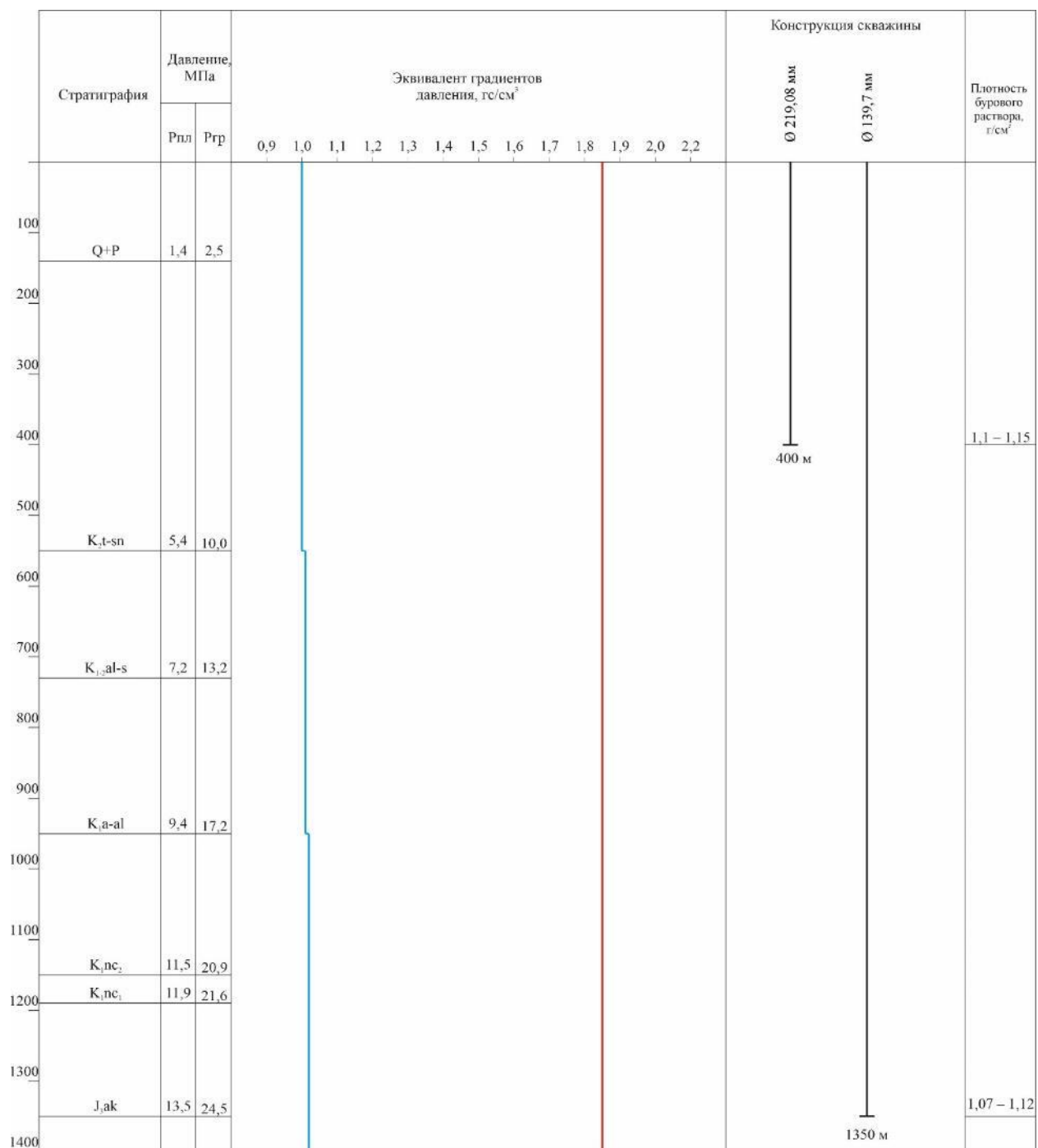


Рисунок 5-1. График совмещенных давлений

Таблица 5.2. Глубина спуска и характеристика обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска	Наименование колонны (направление, кондуктор, эксплуатационная колонна)	Интервал по стволу скважины (установка колонны или открытый ствол), м		Номинальный диаметр ствола скважины (долота) в интервале, мм	Расстояние от устья скважины до уровня подъема цементного раствора за колонной (от стола ротора), м	Необходимость (причина) спуска колонны (в том числе в один прием или секциями), установки, надбавки смены или поворота секции
		от (верх)	до (низ)			
1	2	3	4	5	6	11
	Направление Ø 339,7 мм	0	30	444,5	0	Цементируется до устья, устанавливается с целью предотвращения размыва устья скважины.
1	Кондуктор Ø 219,1 мм	0	400	311,1	0	Цементируется до устья. Перекрытие верхних неустойчивых пород. Башмак устанавливается в плотных глинах. Установка ПВО.
2	Эксплуатационная Ø 139,7 мм	0	1350	190.5	0	Цементируется до устья, спускается с целью разобщения продуктивных и водоносных горизонтов, а также добычи нефти.

Таблица 5.3. Характеристика отдельно спускаемых частей обсадных колонн

Номер в по- рядке спуска (табл. 5.2, гр. 1)	Раздельно спускаемые части												
	номер в по- рядке спуска (табл. 5.2. гр. 8)	количе- ство диа- метров, шт.	номер одно- размерной части в по- рядке спуска	наруж- ный диаметр, мм	интервал установки одноразмер- ной части, м		ограниче- ние на толщину стенки не более, мм	Соединения обсадных труб в каждой одноразмерной части					
					от (верх)	до (низ)		количе- ство типов соедине- ний, шт.	номер в по- рядке спуска	условный код типа соедине- ния (см. табл. 16.2)	максималь- ный наруж- ный диаметр соединения, мм	интервал установки труб с за- данных ти- пом соеди- нения, м	
												от (верх)	до (низ)
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

№ пп	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 буровой колонны и объем вытесняемого раствора при её спуске.	Предупреждение, раннее обнаружение НГП.
6	При ликвидации НГП в процессе СПО спуск буровой 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 буровой колонны измерять износ обсадной колонны геофизическими методами с целью решения вопросов определения ее остаточного ресурса	Предупреждение аварий с обсадными колоннами.
12	Обеспечить жесткий 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.	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
0	30	0	0,1	Депрессия в процессе бурения не предусматривается	
30	400	0,1	2,4	В процессе освоения	
400	1350	2,4	8,4	100	100

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		
				при входе в продуктивный пласт		
		зенитный угол, град	интенсивность изменения зенитного угла, град/100 м	максимально допустимый в интервале его увеличения	минимально допустимый	максимально допустимый
от (верх)	до (низ)	3	4	5	6	7
1	2					
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)		
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 0 – 400 м: 1,1 – 1,15 г/см³

Интервал 400 – 1350 м: 1,07 – 1,12 г/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, pH, 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	рН	пластическая вязкость, сПз	ДНС, дПа
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Калий хлор/Полимерный	0	400	1,1 – 1,15	50-70	5 -6	8-9	15	15-25
Калий хлор/Полимерный	400	1350	1,07 – 1,12	50-70	5 -6	8-9	15	15-25

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)				
1	2	3	4	5	6	7
1	0	400	Калий хлор/Полимерный	1,1 – 1,15	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	400	1350	Калий хлор/Полимерный	1,07 – 1,12	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	50 - 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 проходки 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.
- Могут применяться аналоги химических реагентов с фирменными названиями 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, м³/м и его компонентов, кг/м³ в интервале	Потребность бурового раствора в м³ и его компонентов, в кг			
от (верх)	до (низ)			величина	на запас на поверхности	на исходный объем	на бурение интервала	суммарная в интервале
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0	400	1	Калий хлор/Полимерный		30	40	35	106
			Вода	0.95	29	38	34	101
			Каустическая сода	1 - 2	30	40	35	106
			Кальцинированная сода	1 - 2	30	40	35	106
			полианионная целлюлоза Н	5 - 7	151	200	177	529
			биополимер структурообразователь	1 - 5	30	40	35	106
			Жидкость гидрофобизирующая	0,5 - 3	30	40	35	106
			полианионная целлюлоза В	3 - 5	91	120	106	317
			Бикарбонат натрия	1 - 2	30	40	35	106
			Модифицированный лигносульфонат	0,2-2 %	30	40	35	106
			KCL	50 - 100	1515	2000	1775	5290
			Утяжелитель кислоторастворимый	100	3030	4000	3550	10580
			противосальниковая добавка	15-30	454	600	532	1587
400	1350	2	Калий хлор/Полимерный		51	16	43	111
			Вода	0.95	48	15	41	105
			Каустическая сода	1 - 2	51	16	43	111
			Кальцинированная сода	1 - 2	51	16	43	111
			полианионная целлюлоза Н	5 - 7	255	81	217	553
			Бикарбонат натрия	1 - 2	51	16	43	111
			полианионная целлюлоза В	3 - 5	153	48	130	332
			Модифицированный лигносульфонат	0,2-2 %	51	16	43	111
			биополимер структурообразователь	1 - 5	51	16	43	111
			KCL	50 - 100	2546	807	2174	5527
			NaCl	51 - 100	2546	807	2174	5527
			Утяжелитель кислоторастворимый	100	5092	1615	4347	11054
			Жидкость гидрофобизирующая	0,5 - 3	51	16	43	111
			Смазывающая добавка	0,3 - 2	51	16	43	111

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

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Название компонентов для обработки раствора	Норма расхода на обработку 1 м ³ раствора, кг/м ³	Количество, кг
1	2	5	6	7
1	Кондуктор	Кальцинированная сода	0.7	50,0

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

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

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

Таблица 7.6. Суммарная потребность компонентов бурового раствора на скважину

Название компонентов бурового раствора	Потребность компонентов бурового раствора, кг		
	Номера интервала		Суммарная на скважину
	1 (0-400)	2 (400-1350)	
1	2	3	4
Раствор	106	111	216
Вода	101	105	206
Каустическая сода	106	111	216
Кальцинированная сода	106	111	216
полианионная целлюлоза Н	529	553	1082
Бикарбонат натрия	106	111	216
полианионная целлюлоза В	317	332	649
Модифицированный лигносульфонат	106	111	216
биополимер структурообразователь	106	111	216
KCL	5290	5527	10817
NaCl		5527	5527
Утяжелитель кислоторастворимый	10580	11054	21634
Жидкость гидрофобизирующая		111	111
Смазывающая добавка		111	111
противосальниковая добавка	1587		1587

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
Вибросито		3	1 - вибросито	30
Пескоотделитель		1	3 -2 + илоотделитель	
Илоотделитель		1	2- 1+ пескоотделитель	
Центрифуга центробежным насосом			3 -2 + илоотделитель	
Блок приготовления раствора, включающий:	гидроворонка	2		
	гидравлические перемешиватели	5		1350
	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 выбуренной 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)	3	4	5	6	7	8
1	2						
0	30	бурение, проработка	Роторный	1	с навеса	60-80	40-45
30	400	бурение, проработка	Роторный	2	6-12	80-120	30-35
400	1350	бурение, проработка	Роторный	3	4-9	80-120	25-30
400	1350	Отбор керна	Роторный	4	3-8	80-120	20-25

Таблица 8.2. Компонировка низа бурильных колонн (КНБК)

Условный номер КНБК	Элементы КНБК (до бурильных труб)						суммарная дли- на КНБК, м	суммарная мас- са КНБК, кг
	номер по порядку	типоразмер, шифр	расстояние до глубины установки, м	техническая характеристика				
				наружный диаметр, мм	длина, м	Масса		
1	2	3	4	5	6	7	9	10
2	1	Долото Ø 444,5	0	444,5	0,5	230		
	2	УБТ Ø 203 мм	0,5	203	18	3834	18,5	4,064
2	1	Долото Ø 311,1	0	311,1	0,4	90		
	2	УБТ Ø 203 мм	0,4	203,0	18	3834		
	3	КЛС Ø 311,1 мм	18,4	311,1	1	135		
	4	УБТ Ø 203 мм	19,4	203,0	9	1917		
	5	УБТ Ø 178 мм	28,4	178,0	36	5868		
	6	УБТ Ø 146 мм	64,4	146,0	90	9990	154,4	21,8
3	1	Долото Ø 190,5	0	190,5	0,3	30		
	2	УБТ Ø 146 мм	0,3	146,0	18	1998		
	3	КЛС Ø 190,5 мм	18,3	190,5	1	40		
	4	УБТ Ø 146 мм	19,3	146,0	135	14985	154,3	17,1
4	1	Бур. головка Ø 190,5	0	190,5	0,3	30		
	2	КОС СК-170/100	0,3	170,0	18	1020		

Условный номер КНБК	Элементы КНБК (до бурильных труб)						суммарная дли- на КНБК, м	суммарная мас- са КНБК, кг
	номер по порядку	типоразмер, шифр	расстояние до глубины установки, м	техническая характеристика				
				наружный диаметр, мм	длина, м	Масса		
1	2	3	4	5	6	7	9	10
	3	УБТ Ø 146 мм	18,3	146,0	9	999		
	4	КЛС Ø 190,5 мм	27,3	190,5	1	40		
	5	УБТ Ø 146 мм	28,3	146,0	108	11988	136,3	14,077

Примечание:

- При разбурировании цементных стаканов и проработке возможно использование трёхшарошечных долот.
- 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.
- Типы 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 комплектов)
		от (верх)	до (низ)	
1	2	3	4	7
Долото Ø 444,5	бурение, проработка	0	30	1
УБТ Ø 203 мм	бурение, проработка	0	30	1
Долото Ø 311,1 PDC	бурение	30	400	1
Долото Ø 311,1 3-х шарошечное	бурение, проработка	30	400	1
УБТ Ø 203 мм	бурение, проработка	30	400	1
КЛС Ø 311,1 мм	бурение, проработка	30	400	2
УБТ Ø 178 мм	бурение, проработка	30	400	1
УБТ Ø 146 мм	бурение, проработка	30	400	1
Долото Ø 190,5 PDC	бурение	400	1350	1
Долото Ø 190,5 3-х шарошечное	бурение, проработка	400	1350	1
УБТ Ø 146 мм	бурение, проработка	400	1350	1
КЛС Ø 190,5 мм	бурение, проработка	400	1350	2

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	114,3	8.56	G	NC-46	1350

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 скважины, разбуривание цемента	30	400	400	1	СБТ	114.3	G	8.56	NC-46	245,6	6,1	28,0	7,5	>1,5
	400	1350	1350	1	СБТ	114.3	G	8.56	NC-46	1195,7	29,9	46,9	4,5	>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, мм	тип замкового соединения (присоединительной резьбы)
1	2	3	4	5	6	7	8
Кондуктор	30	400	УБТ	203	CAE 4145H	80	NC61
			УБТ	178	CAE 4145H	71	NC50
			УБТ	146	CAE 4145H	71	NC46
			СБТ	114,3	G	8,56	NC46
Эксплуатационная	400	1350	УБТ	146	CAE 4145H	57	NC46
			СБТ	114,3	G	8,56	NC46

Таблица 8.7. Оснастка талевой системы

Интервал по стволу, м		Название технологической операции (бурение, спуск обсадной колонны)	Тип оснастки М ´ К	
от (верх)	до (низ)		М	К
1	2	3	4	5
0	1350	Бурение, спуск обсадной колонны	5	6

Таблица 8.8. Режим работы буровых насосов

Интервал, м		Название технологической операции (бурение, проработка, промывка и т.д.)	Тип буровых насосов	Количество насосов	Режим работы буровых насосов				Суммарная производительность насосов, л/с
от (верх)	до (низ)				коэффициент использования гидравлической мощности	диаметр цилиндрических втулок, мм	допустимое давление, МПа	коэффициент наполнения	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
30	400	бурение, проработка, промывка	F-1100	1	0,75-0,85	160	20,3	0,8-0,9	30-35
400	1350	бурение, проработка, промывка	F-1100	1	0,75-0,85	140	20,3	0,8-0,9	20-25

Таблица 8.9. Распределение потерь давлений в циркуляционной системе буровой

Потери давлений (кгс/см ²) для конца интервала в								
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			
1	2	3	4	5	6	7	8	9
30	400	Бурение	7,4	2		4,64	0,056	0,7
400	1350	Бурение	8,2	2		4,14	1,71	0,35

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	7	8
30	400	Бурение	0,53	0,046	Периферийная	53	94
400	1350	Бурение	1,4	0,09	Периферийная	53,8	67

9 КРЕПЛЕНИЕ СКВАЖИН

9.1. Обсадные колонны

Таблица 9.1. Способы расчеты наружных давлений и опрессовки обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуске (см. табл. 5.2, гр. 1)	Номер раздельно спускаемой части колонны в порядке спуска (см. табл. 5.2, гр. 8)	Признаки: ДА, НЕТ			Опрессовочный агент		Рекомендуемая глубина установки пакеров для опрессовки (сверху вниз), м
		допустима ли поэтапная опрессовка	рекомендуется ли нести расчет наружного давления по		краткое название, тип, шифр (буровой раствор, вода, воздух и т.д.)	плотность (для газообразного агента - относительно воздуха) г/см³	
			пластовому давлению	столбу бурового раствора			
1	2	3	4	5	6	7	8
1	1	нет	да	нет	буровой раствор	1,15	-
2	1	нет	да	нет	вода	1,0	-

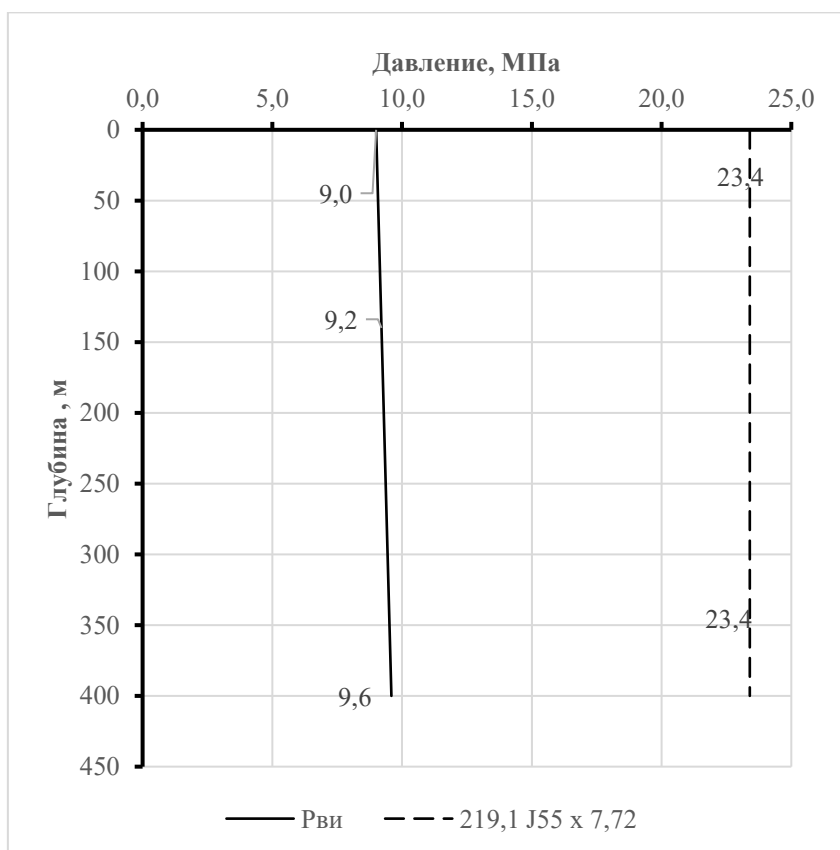
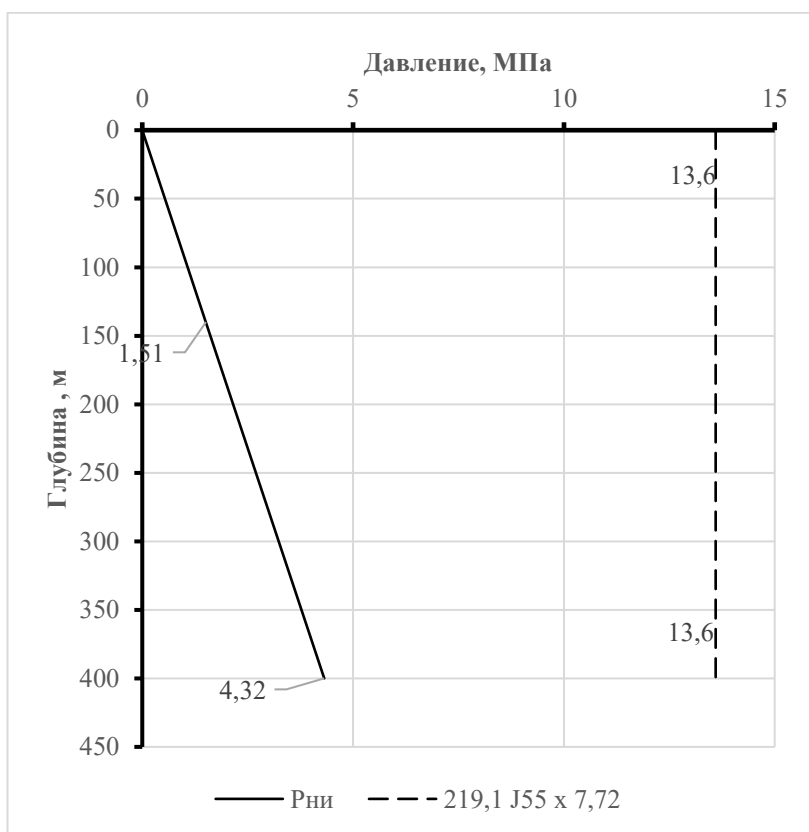


Рисунок 9-1. Распределение избыточных давлений (кондуктор)

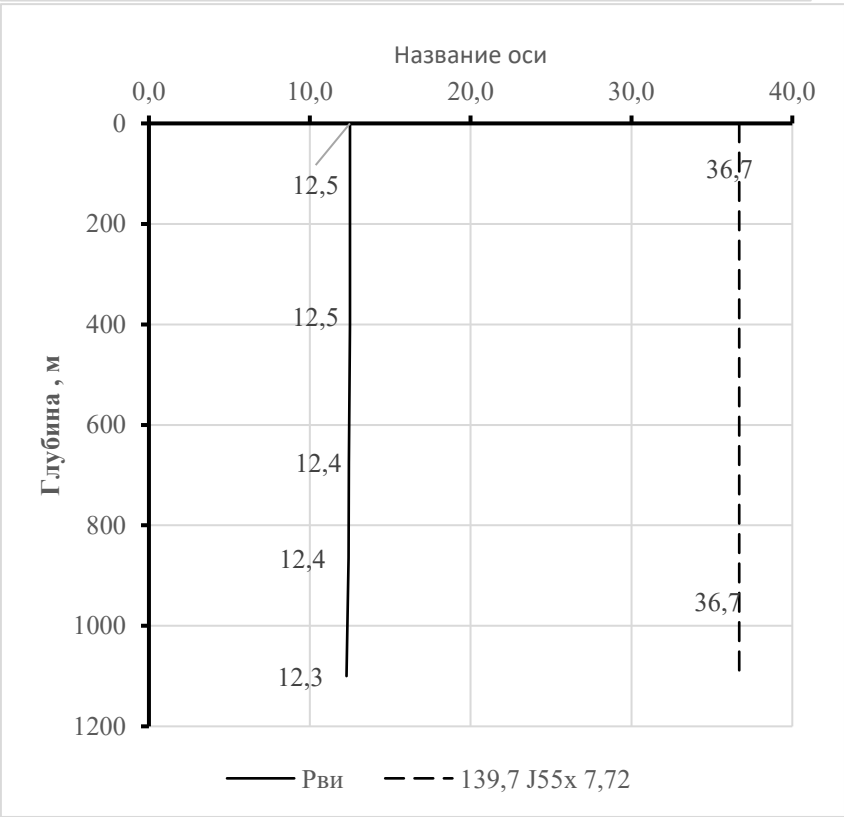
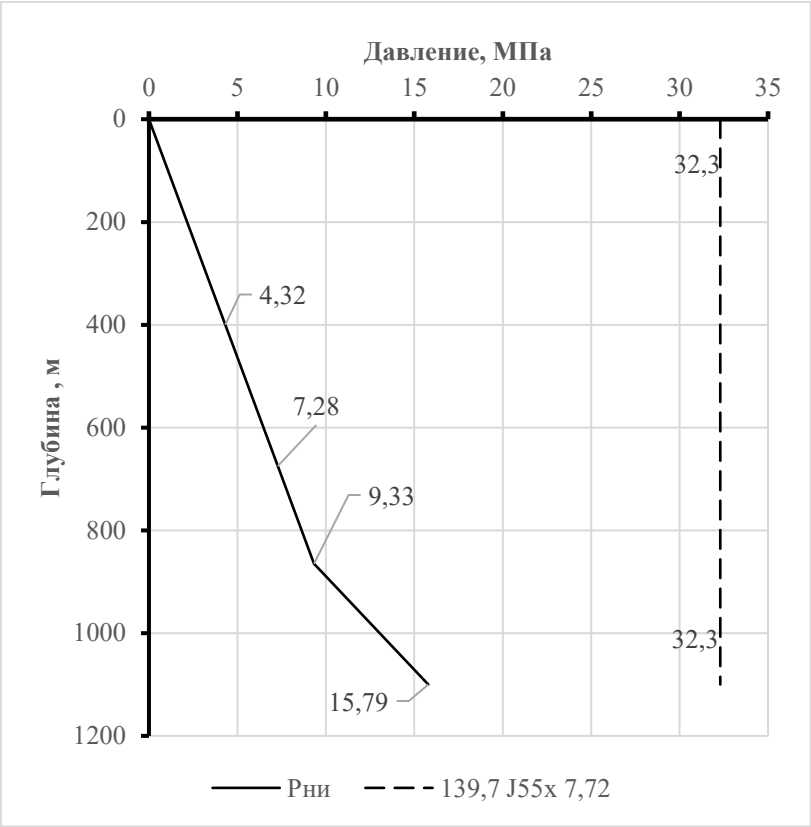


Рисунок 9-2. Распределение избыточных давлений (эксплуатационная колонна)

Таблица 9.2. Распределение давлений по длине колонны

Номер колонны в порядке спуска (см. табл. 5.2, гр. 1)	Название колонны	Номер раздельно спускаемой части колонны в порядке спуска (см. табл. 5.2, гр. 8)	Распределение избыточных давлений по длине раздельно спускаемой части колонны					
			глубина, м		наружное, МПа		внутреннее, МПа	
			от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Кондуктор	1	0	400	0	4,3	9,0	9,6
2	Эксплуатационная	1	0	1350	0	16,0	12,5	12,3

Примечание: расчёт наружного избыточного давления в интервале 0 – 1350 м произведён исходя из минимального опрессовочного давления

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
219,08	API	STC	J55	7,72	да
139,7	API	LTC	J55	7,72	да

Примечание: возможно использование обсадных труб с запасом прочности, не уступающим проектным по согласованию, будут уточнены в программе бурения и спуска обсадных колон.

Таблица 9.4. Параметры обсадных труб

Номер колонны в порядке спуска (см. табл. 5.2, гр. 1)	Номер раздельно спускаемой части колонны в порядке спуска (см. табл. 5.2, гр. 8)	Номер разно-прочной секции труб в раздельно опускаемой части колонны (снизу-вверх)	Интервал установки равнопрочной секций, м		Длина секций, м	Масса секции, т	Нарастающая масса, т	Характеристика обсадной трубы				Коэффициенты запаса прочности при		
								номинальный наружный диаметр, мм	код типа соединения	марка (группа прочности) материала труб	толщина стенки, мм	избыточности давления		растяжении
			от (верх)	до (низ)								наружном	внутреннем	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1	1	1	0	400	400	14,3	14,3	219,1	STC	J55	7,72	3,15	2,44	11,7
2	1	1	0	1350	1350	34,2	34,2	139,7	LTC	J55	7,72	2,0	2,94	4,4

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
STC	219,08 J55-7,72	16,64	17,47	18,35
LTC	139,7 J55 7.72	27,83	29,22	30,68

Таблица 9.6. Технологическая оснастка обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Элементы технологической оснастки колонны				Суммарные на колонну количество, шт
		наименование, шифр, типоразмер	масса элементов, кг	интервал установки по стволу, м		
				от (верх)	до (низ)	
1	2	3	4	5	6	7
1	Кондуктор Ø 219,1 мм	219 мм направляющий башмак	53		400	1
		Обратный клапан тип ЦКОД 219	52		380	1
		219 мм центраторы тип ЦЦ	15	0	400	5
		турбулизаторы ЦТ-219	15	30	400	5
2	Эксплуатационная колонна Ø 139,7 мм	140 мм направляющий башмак	20		1350	1
		Обратный клапан тип ЦКОД. 1-140	20		1330	2
		140 мм центраторы* тип ЦЦ	9		1330	20
		140 мм скребки** тип СК	1	400	1330	20
		140 мм турбулизаторы*** тип ЦТ	1	400	1330	20

Примечания:

* - количество и интервал установки центраторов должно быть откорректировано по результатам геофизических исследований для обеспечения степени центрирования не менее 80%. Будут уточнены в программе по спуску и цементированию обсадных колонн.

** - 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, будут уточнены в программе по спуску и цементированию обсадных колонн.

*** - количество и интервал установки турбулизаторов должно быть откорректировано по результатам геофизических работ. Будут уточнены в программе по спуску и цементированию обсадных колонн.

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	Периодичность долива колонны, мин	Промежуточные промывки		
			шифр или название	ГОСТ, ОСТ, ТУ, МРТУ, МУ и т. д. на изготовление	от (верх)	до (низ)				глубина, м	продолжительность,	расход, л/с
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	Кондуктор Ø 219,1 мм	Спайдер-элеватор	Р-2МВП	ТУ 38-101708-78	0	200	0,7-0,5	400		200	1 цикл	35
					200	400	0,4-0,3			350	1 цикл	35
2	Эксплуатационная Ø 139,7 мм	Спайдер-элеватор	Р-2МВП	ТУ 38-101708-78	0	1350	0,3-0,5	1950		400	1 цикл	25
										1300	1 цикл	25

Примечания:

Количество и глубины промежуточных промывок следует уточнить по фактическому состоянию ствола скважины по согласованию. Будут уточнены в программе по спуску обсадных колон.

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	
		раздельно-спускаемой части	цементного кольца	раздельно-спускаемой части	цементного кольца
1	2	3	4	5	6
1	Кондуктор Ø 219,1 мм	1,15	1,12	9,0	1,8
2	Эксплуатационная Ø 139,7 мм	1,01	-	12,5	-

Примечание:

- Межколонное пространство на устье скважины опрессовывается водой или незамерзающей жидкостью на давление, не превышающее остаточную прочность предыдущей колонны и прочность на сжатие цементного камня заколонного пространства. Межколонное пространство считается герметичным, если в течение 30 (тридцати) минут давление опрессовки снизилось не более чем на 5 кгс/см² (0,5 МПа).
- Присутствие представителя заказчика на опрессовке обязательно.
- Разрешается по согласованию с пользователем недр (заказчиком) производить опрессовку межколонного пространства воздухом.
- Посадка колонны на клинья производится после цементирования, при участии представителей Заказчика. Будут уточнены в программе по спуску обсадных колон.

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 раздельно спускаемой части колонны			Данные о каждой ступени цементирования					
			номер в порядке спуска (см. табл. 5.2, гр. 8)	интервал установки, м		глубина установки муфты для ступенчатого цементирования, м	номер ступени цементирования	высота цементного стакана, м	название порции тампонажного раствора	интервал глубины цементирования, м	
				от (верх)	до (низ)					от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	Кондуктор	прямой	1	0	400	-		24	Тампонажный (1,85 г/см ³)	0	400
2	Эксплуатационная	прямой	1	0	1350	-		24	Тампонажный (1,55 г/см ³)	0	400
									Тампонажный (1,85 г/см ³)	400	1350

Таблица 9.10. Характеристика жидкостей для цементирования

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Номер ступени (снизу-вверх)	Характеристика жидкости (раствора)			Время ОЗЦ, ч
			тип или название	объем порции, м ³	плотность, г/см ³	
1	2	4	5	6	7	11
1	Кондуктор	1	Буфер	3	1,0	24
			Тампонажный	28	1,85	
			Продавочная жидкость	13	1,15	
2	Эксплуатационная	1	Буфер	3	1,0	48
			Тампонажный 1	7	1,55	
			Тампонажный 2	20	1,85	
			Продавочная жидкость	17	1,12	

Примечание:

Объем порций и плотность тампонажного цемента для цементирования колон будет уточняться на основе информации при бурении интервала и ГИС. Будут уточнены в программе по цементированию.

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

Таблица 9.11. Компонентный состав жидкостей для цементирования и характеристики компонентов

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	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
				Буферная композиция	1-5
			Тампонажный	ПЦТ I-G-CC-1	1230
				понижитель фильтрации	0,1-0,6 % к массе сухого цемента
				пластификатор	0,1-0,3 % к массе сухого цемента
				расширяющая добавка	0,1-0,3 % к массе сухого цемента
				Вода	600
2	Эксплуатационная	1	буфер	Вода	1000
				Буферная композиция	1-5
			Тампонажный	ПЦТ III-ОБ5-50	810
				понижитель фильтрации	0,1-0,6 % к массе сухого цемента
				Пеногаситель	0,1-0,3 % к массе сухого цемента
				расширяющая добавка	0,1-0,3 % к массе сухого цемента
				пластификатор	0,1-0,3 % к массе сухого цемента
				Вода	600
			Тампонажный	ПЦТ I-G-CC-1	1230
				понижитель фильтрации	0,1-0,6 % к массе сухого цемента
				пластификатор	0,1-0,3 % к массе сухого цемента
				пеногаситель	0,1-0,3 % к массе сухого цемента
				расширяющая добавка	0,1-0,3 % к массе сухого цемента
				Вода	600

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 с недропользователем;

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 м³	в данном режиме	нарастающее от начала затворения до момента «стоп»
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	1	закачка	Буфер	ЦА-320	10	5,5	3	5,0	5,0
		приготовление и закачка	Тампонажная		10		28	46,7	51,7
		продавка	Буровой раствор		10		11	18,3	70,0
		продавка			10		2	3,3	73,3
2	1	закачка	Буфер	ЦА-320	16	10	3	5,0	5,0
		приготовление и закачка	Тампонажная 1		16		7	11,7	16,7
		приготовление и закачка	Тампонажная 2		16		20	33,3	50,0
		продавка	Буровой раствор		10		15	25,0	75,0
		продавка			8		2	4,2	79,2

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		
				кондуктор	эксплуатационная		
				1 порция	2 порция		
1	2	3	4	5	6	7	8
1	ПЦТ	кг	4797	34440	5670	24600	69507
2	Вода	м³	2,34	16,8	4,2	12	35,34
3	Пеногаситель	кг		103,32	17,01	73,8	194,13
4	понижитель фильтрации	кг		68,88	11,34	49,2	129,42
5	пластификатор	кг		68,88	11,34	49,2	129,42
6	расширяющая добавка	кг		68,88	11,34	49,2	129,42
7	Вода для буфера	м³		3	3		6
8	Буферная композиция	кг		9	9		18

Примечание: рекомендуется иметь 10-30% запас материалов сверх расчетного, на случай непредвиденных обстоятельств. Допускается использование химических реагентов аналогичного действия других фирм-производителей. Количество воды, цемента и химических реагентов для обработки тампонажных растворов и буферных жидкостей взято с учетом коэффициента $K = 1.1$, учитывающего потери материалов при перетаривании. Зависимости от состояния ствола объемы закачиваемого цемента могут быть изменены. Дополнительно 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 устанавливаемого устьевого и ПВО оборудования	Допустимое рабочее давление, МПа
номер в порядке спуска	название		после установки	перед вскрытием напорного горизонта		
1	2	3	4	5	6	7
1	Кондуктор	ОП 45-280/80х21	9		ПУГ 280х21, ППГ 280х21	21
2	Эксплуатационная		12,5	1,8	ОКК-1-35-139,7 х 219,1 (TF 8 5/8*5 1/2-35)	35
					OS-80/65х35	35

Примечание: Колонная головка ОКК-1-35-139,7 х 219,1 монтируется на устье скважины в соответствии с инструкцией завода-изготовителя без применения сварных соединений. Будет уточнена в программе по бурению.

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: Испытания пластов пластоиспытателем в процессе бурения производиться не будет

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

Таблица 10.2. Характеристика КИИ и технологии тестов режимы работы пластопробителем, спускаемого на тросе																
Номер объекта испытания (см. табл. 10.1)	Количество одновременно ис- пытываемых объектов	Характеристика КИИ					Количество отбираемых проб, шт.	Режим работы пакера		Режим испытания объек- та			Длина зумпфа, м	Диаметр для бурения под зумпф, мм	Хвостовик	
		тип испы- тателя пла- стов	количество, шт.		шифр пакера	тип пробоотборника		осевая нагрузка, тс	депрессия, передаваемая на пласт, кгс/см ²	диаметр, мм	количество циклов иссле- дования	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: Испытания пластов пластоиспытателем в процессе бурения производиться не будет

Таблица 10.3. Продолжительность работы опробователя пластов, спускаемого на кабеле

Номер объекта	Интервал залегания объ- екта, м		Тип опробователя	Испытание объекта			Источник норм време- ни
				количество отбираемых проб, шт.	продолжительность рабо- ты, сут	количество выездов отряда, шт.	
	от (верх)	до (низ)					
1	2	3	4	5	6	7	8

Примечание: Испытания пластов пластоиспытателем в процессе бурения производиться не будет

10.2. Испытание горизонтов на продуктивность в эксплуатационной колонне

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

Таблица 10.1. Параметры колонны насосно-компрессорных труб (НКТ)															
Номер лифтовой колонны НКТ	Номер сек- ции труб в лифтовой колонне (снизу- вверх)	Интервал уста- новки 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
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1	1	0	1350	73	EUE	J55	5.51	9.67	1350	13	13.5	-	1,78	>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. При проведении ГРП колонна насосно – компрессорных труб (НКТ) будет заменен на трубы более прочными характеристиками. Будут уточнены в программе по ГРП.
2. В связи с отсутствием в составе флюида при бурении скважин сероводорода дополнительная коррозионная защита труб не предусмотрена

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

Таблица 106. Характеристика жидкостей и составляющие их компоненты для установки цементных мостов										
Номер объекта испытания	Интервал установки моста, м		Характеристика жидкости							
			название или тип	объем пор- ции, м³	плотность, г/см³	пластическая вязкость, сП	динамическое напряжение сдвига, мгс/см²	Составляющие компоненты		
	от (верх)	до (низ)						название	плотность, г/см³	удельный рас- ход на 1 м³ раствора, кг/м³
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	13

Примечание: для изоляции испытанного объекта перед переходом к испытанию вышележащего горизонта устанавливается взрывной пакер

Таблица 10.6. Потребное количество цементирующей техники для установки цементных мостов

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

Таблица 10.7. Потребное количество материалов для установки цементных мостов

Номер объекта	Название или шифр	ГОСТ, ОСТ, ТУ, МРТУ и т.д. на изготовление	Единица измерения	Потребное количество
1	2	3	4	5

Таблица 10.8. 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	
1	2	3	4
Подготовительные работы перед испытанием: шаблонировка эксплуатационной колонны перфорация эксплуатационной колонны интенсификация вызов притока установка цементного моста (ВП)	3	2	5
Гидродинамические исследования прямым ходом (замер дебитов) Гидродинамические исследования обратным ходом (замер дебитов)	45	45	90

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

Номер объекта	Название или шифр	Продолжительность работы, ч
1	2	3
	Опрессовка ФА на устье скважины Опрессовка устья скважины после установки противовыбросовой задвижки Смена тех. воды на перфорационную жидкость Подготовительные работы перед опробованием (освоением) Смена перфорационной жидкость (буровой раствор) на техническую воду Промывка скважины после перфорации для очистки забоя	50

Таблица 10.10. Отработка объектов на факел

Номер объекта	Продолжительность, сут	Свободный дебит, м³/сут	газовый фактор, м³/м³	Объем сжигания газа, м³
1	2	3	4	5
1	45	10	292,36	131562,0
2	45	10	56,76	25542,0

Примечание: в таблице приняты максимальные значения дебита и газового фактора по объектам из [Таблица 4.5. Нефтеносность]

11 ДЕФЕКТОСКОПИЯ И ОПРЕССОВКА

Таблица 11.1. Виды операций по дефектоскопии бурильного инструмента проверки износа и контроля коррозионного состояния ведущих труб, НКТ и элементов трубных колонн согласно стандарту DS-1;

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

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

Категория 1: Категория 1 применима к неглубоким стандартным скважинам в развитых районах. При возникновении неисправностей в буровой колонне, издержки вследствие отказа оборудования насколько малы, что затраты на тщательную инспекцию не будут оправданы.

Категория 2: применяется в стандартных условиях бурения, где инспекции обычно проводятся в минимальном объеме и редко возникают неисправности.

Категория 3: Предназначена для условий среднего уровня, в которых оправдано проведение стандартной инспекции. При возникновении неисправностей, риск значимой стоимости ловильных работ или потери части скважины минимален.

Категория 4: Данная категория применяется в более сложных, по сравнению с Категорией 3, условиях бурения. Вероятен риск высоких расходов на ловильные работы или потери части скважины в результате отказа бурильной колонны.

Категория 5: Данная категория применима к жестким условиям бурения. Сочетание нескольких факторов делает издержки вследствие возможного отказа очень высокими.

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 (шт.)	
1	2	3	4	5	6
Кондуктор Ø 219,1 мм	Кондуктор совместно с ПВО	400	ЦА-320	1	9
	Цементное кольцо и горные породы	403	ЦА-320	1	1,8
Эксплуатационная Ø 139,7 мм	Эксплуатационная колонна с колонной головкой ОКК-1-35-139,7 х 219,1 (TF 8 5/8*5 1/2-35)	1350	ЦА-320	1	12,5
	Фонтанной арматурой OS-80/65х35	1350	ЦА-320	1	35

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	2
Допускаемая нагрузка на крюке, кН	1000
Условная глубина бурения, м	до 1600
Диаметр отверстия в столе ротора, мм,	520
Расчетная мощность привода, кВт	180
Мощность бурового насоса, кВт	375
Высота основания (отметка пола буровой), м, не менее	5

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

Буровая установки должна быть сертифицирована в Республике Казахстан и оснащена всеми средствами коллективной защиты (устройствами и приспособлениями) для создания безопасных условий труда при строительстве скважин, позволяющими устранить опасные и трудоемкие производственные факторы.

К проекту приложена типовая схема расположения бурового оборудования при бурении скважин. При фактическом изменении расположения оборудования, схема уточняется и согласовывается с Недропользователем. Схема должно быть дополнена указанием мест и маршруты для сбора и эвакуации персонала и ветровых указателей в соответствии с фактически расположение буровой установки на местности.

Буровая установка в дополнение к естественному проветриванию, 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.

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. изме- рения	Коли- чество
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 бульдозе- ром	100 м	3
3	Рытье траншеи (желобов) для стока отработанной воды из-под вышечно- 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 комплекту бурового и силового оборудования

№/№	Наименование оборудование	Ед. изм.	Кол-во
1	Дизельные двигатели N – 180 кВт	шт.	1
2	Вышка буровая	Компл.	1
3	Кронблок	шт.	1
4	Крюкоблок	шт.	1
5	Буровая лебедка	шт.	1
6	Буровой насос N – 375 кВт	шт.	2
7	Аппарель (основание) в сборе	Компл.	1
8	Основание под вышку	шт.	1
9	Роторная площадка (подсвечник)	шт.	1
10	Приемный мост	Компл.	1
11	Наклонный мост	шт.	1
12	Стеллажи для укладки бурильных труб	шт.	6
13	Эвакуационный мост	шт.	1
14	Емкости для раствора, общий объём $V = 200 \text{ м}^3$	шт.	4
15	Емкость № для тех. воды $V = 100 \text{ м}^3$	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

№ п/п	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Единицы измерения	Количество
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>
1	Газосепаратор с обвязкой трубопроводом	к-т	1
2	Выкидная линия	шт.	2
3	Емкость под раствор $V_{\text{общ}} = 120 \text{ м}^3$	шт.	3
4	Емкость ГСМ $V = 20 \text{ м}^3$	шт.	1
5	Емкость масло $V = 5 \text{ м}^3$	шт.	1
6	Емкость тех. Воды $V = 40 \text{ м}^3$	шт.	1
7	Емкость для флюида $V_{\text{общ}} = 80 \text{ м}^3$	шт.	2
8	Фундамент из ж/б плит	шт.	6
9	Доливная емкость 10 м^3 (раствор)	шт.	1
10	Подъёмный агрегат	к-т	1
11	Привод механизмов - Двигатель ЯМЗ 238	шт.	1
12	Буровой ротор	к-т	1
13	Устройство оттяжек с якорями к мачте	шт.	4
14	Дизель-генератор	к-т	1
15	Прожектор	шт.	4
16	Трапные установки высокого и низкого давлений	шт.	-"

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	в эксплуатационной колонне
1	2	3	4	5	6	7
124	3	1	25	95	5	90

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
1	2	3	4	5	6	7	8
	Направление	1	0	30		1	
1	Кондуктор	2	30	400		4	
2	Эксплуатационная колонна	2	400	1350		15	

14 МЕХАНИЗАЦИЯ И АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ, СРЕДСТВА КОНТРОЛЯ И ДИСПЕТЧЕРИЗАЦИИ

Таблица 14.1. Средства механизации и автоматизации

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

№ пп	Наименование приспособлений и устройств	Шифр	Технические условия
1	2	3	4
	Зона рабочий площадкой		1
	Зона лебедки		1
	Зона буровых насосов		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	компрессор	1 к-т
43	Приспособление против скатывания труб со стеллажей (съемные упоры и др.)	БУ	1 к-т

Таблица 14.2. Средства контроля

№ пп	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

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

15 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 буровых 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

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 подъёма заливочной колонны необходимо заполнить верхнюю часть скважины (10м) дизельным топливом (нефтью).

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

цией 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_b , закачиваемой перед установкой цементного моста для проведения работ по ликвидации ГНВП, рассчитывается по приближенной формуле:

$$h_{\delta} = \frac{\Delta P_{\varepsilon}}{0,042}$$

где ΔP_{ε} - избыточное давление, МПа, необходимое для уравнивания пластового давления и гидростатического давления столба бурового раствора в скважине.

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

Объемы тампонажного раствора V_{Π} , м³, и продажной жидкости V_{Π} , м³, для установки цементного моста рассчитываются по уточненным формулам:

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

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

где:

V_3 - объем заливочных труб, м³;

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

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

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

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

где:

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

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

17 ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ, ПРОМЫШЛЕННАЯ САНИТАРИЯ И ПРОТИВОПОЖАРНАЯ 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 легко воспламеняющихся жидкостей в таком количестве с такими свойствами, что они могут образовывать с воздухом взрывоопасные смеси при нормальных режимах работы, а также пространства у наружных установок:

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

Помещения и пространства:

- закрытые помещения, в которых установлены открытые технические устройства, аппараты, емкости или имеются выходы для паров нефти и легко воспламеняющихся газов, а также каналы, шахты, где возможны выходы и накопления паров нефти или горючего газа, огороженные подпорные 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, вибросит;

-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, организуется постоянный контроль воздуха. Периодичность контроля воздуха перед вскрытием и при бурении продуктивного пласта не реже чем раз в смену, а при газопроявлении скважины, не реже, чем через 2 часа (рабочая площадка, машинно-насосный блок).

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

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

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

Промыслово-геофизические работы

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

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

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

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

После установки на рабочих площадках и до полного окончания работ на скважине металлические кузова каротажного подъемника и лаборатории должны быть заземлены.

Заземление должно осуществляться путем присоединения отдельных заземляющих проводников от подъемника и лаборатории к заземляющему устройству скважины. После окончания работ все источники электропитания должны быть отключены.

Запрещается при проведении промыслово-геофизических работ пользоваться открытым огнем при отоплении задвижек, труб, фланцев и других деталей 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, ёмкостном и насосном блоках предусмотрен автоматический сигнализатор газа типа АСГ-1.

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

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

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

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

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

Гидранты устанавливаются на водяной трубе диаметром 30 мм с вентилем и полу-гайкой типа БС около выщечного блока со стороны задней стенки, в насосном сарае, а также в здании котельной установки.

Расход воды для буровой установки должен быть не менее 20 л/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

№	Наименование	Количество, шт	Примечания
1	2	4	5
1	Ящики с песком вместимостью 0.5 м ³	4	V=0,5м ³
2	Емкость пожарная	2	V=50 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 вместимостью 1,0 м ³	1	V=1.5м 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
		3	порошковые по 12 кг
8	офисных и жилых модулях	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 17.2.

Таблица 17.3. Спецодежда, спецобувь и средства индивидуальной защиты

п/п	Наименование	ГОСТ, ТУ	Потребность, комплект	
			Буровая бригада	Бригада испытания
1	Костюм брезентовый или костюм х/б с в/о пропиткой	ГОСТ 12.4.039-78	На каждого члена бригады	
2	Сапоги кирзовые	ГОСТ 5394-74(3)	На каждого члена бригады	
3	Рукавицы брезентовые	ГОСТ 12.4.010-75	На каждого члена бригады	
4	Костюм зимний	ГОСТ 17222-71	На каждого члена бригады	
5	Валенки	ГОСТ 18724-80	На каждого члена бригады	
6	Каска защитная «Труд»	ОСТ 39-124-82	На каждого члена бригады	
7	- подшлемник под каску «Труд» в зимнее время	ТУ 17-08-149-81	На каждого члена бригады	
8	Полушубок	ГОСТ 4432-71	На каждого члена бригады	
9	Предохранительный пояс верхового	ВТУ 40-70 исполн. ВР	2	-
10	Пояс монтажный	ВТУ 40-70 исполн. ВМ	-	2
11	Монтажные когти и монтажные пояса	-	2	-
12	Сумка брезентовая для инструмента (работа на высоте)	-	-	-
13	Противошумы (НИАТ, МИОТ, ХН)	ТУ 1-01-0201-79		
14	Виброгасящие коврики под ноги (пульты бурильщика, АКБ)	-	2	-
15	Щиток-маска электросварщика	-	1	-
16	Очки защитные для газосварщика	-	-	-
17	Очки открытые (ОЗО)	-	6	-
18	Очки закрытые (ОЗЗ)	-	6	-
19	Подставка диэлектрическая с ковриком	-	6	-
20	Диэлектрические перчатки (резиновые)	-	2	-
21	Монтерский инструмент	-	эл/монтер	-
22	Инвентарная спецодежда для работы с кислотами и др.	-	5	-
23	Респираторы противопылевые «Лепесток»	ГОСТ 1274.028-76	На каждого члена бригады	
24	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 установ-

ка должна быть оснащена коллективными средствами снижения уровня шума и вибрации, представленными в таблице 17.3

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

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 17.4

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 вышечно-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	Барабан	В	X	75	75	-	-	-
Автоматический ключ буровой (АКБ)	Челюсть	В	VIIIА	30	75	-	-	-
Подсвечник	Место установки	Г	X	30	30	-	-	-

	свеч							
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	-	-	-
Эlevator 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 викелей	5
Дизельное помещение (аварийная ДЭС), (освещенность снижена на одну ступень шкалы освещенности)	0,8м от пола	Г	VI	75	75	-	-	5
Противовыбросовое	Превентор,	В	VIIIA	30	75	-	-	-

оборудование. Превентор, штурвал дистанционного управления превентором	штурвал							
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 прострелочных и взрывных аппаратов (ПВД)	Место зарядки	Г	V г	75	100	-	-	-
Каротажный подъемник	Барабан, Пульт кабины машиниста	Г	X	30	30	-	-	-
		В		30	30			
Путь движения геофизического кабеля: От каротажного подъемника до блока - баланса От подвесного ролика до устья скважины	Кабель Кабель	Г	XI X	10	10	-	-	-
		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 заряжен-	Земля, пол мост-	Г	XI	10	10	-	-	-

ных ПБА	ков							
Территория опасной зоны при проведении прострелочных и взрыв- ных работ	Земля, пол мост- ков	Г		2	2	-	-	-

Для общего освещения помещений основного производственного назначения (вышечно-лебедочный блок, силовое насосное помещение, циркуляционная система, противовыбросовое оборудование, место зарядки прострелочных и взрывных аппаратов, операторная, склад взрывчатых материалов) следует применять газоразрядные источники света, для подсобных и административных помещений - лампы накаливания или люминесцентные лампы. Допускается для освещения помещений основного производственного назначения применение ламп накаливания. Для освещения производственных площадок, не отапливаемых производственных помещений, проездов следует также применять газоразрядные источники света.

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

Показатель ослепленности для производственных помещений не должен превышать значений, указанных в таблице 7, 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 50 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 вибросита; в рабочей зоне подвышенного основания - у превентора в радиусе 1 метра от оси скважины с подветренной стороны; в культ. будке - на расстоянии 0,7 метра от пола и на расстоянии 0,5 метра от стены, противоположной входной двери.

Контроль воздушной среды переносными газоанализаторами производится:

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

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

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

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

Тип газоанализатора выбирает Подрядчик.

Средства контроля воздушной среды представлены ниже в таблице 17.5.

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 бурильной 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 обору-
дованы и обвязаны в соответствии со схемой;

3) установлены сепаратор и емкости для сбора флюида.

4) после принятия мер по устранению дефектов, в случаях установления негерме-
тичности устья, эксплуатационной и промежуточных колонн, наличия межпластовых пе-
ретоков и межколонного давления, несоответствие цементирования.

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

Перед перфорацией и вызовом притока выполняются мероприятия по предотвра-
щению 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 экс-
плуатационной 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 цементируочных 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, уравнимер с градуированной шкалой в доливной емкости и устройство для долива скважины при подъеме бурильных свечей (доливная емкость с уравнимером).

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 переливается. 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 превенторов изготавливаются из бесшовных труб равного проходного сечения.

Монтаж, размещение, компоновка превенторной 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 от 30 декабря 2014 года № 355
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 (ИСО 11961:2008)
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.: Недра, 1981
19	Спутник буровика. Справочник К. Иогансен. М.: Недра, 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)
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

№№ п/п	Фамилия и инициалы, название, издательство, город, год издания
1	2
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

Принимаем объём потребления воды котельной установкой - 3 м³/сут.

158 сут – продолжительность отопительного периода, сут (ВСН 39-86)

Продолжительность работы котельной установки – время бурения и крепления скважины.

Следовательно, общий расход потребления воды котельной установкой составит: $3 \frac{м^3}{сут} \cdot \frac{158 сут}{365 сут} \cdot 25 сут = 1,3 \cdot 25 = 32,5 м^3$

22 СВЕДЕНИЯ О РАСХОДЕ ГСМ

Таблица 22.1. Потребность в ГСМ

Агрегат	Количество двигателей	Мощность двигателя, N (кВт)	Удельный расход топлива, q ((г/кВт*час)	Удельный расход масла, (г/кВт*час)	Продолжительность работы двигателя (час)	Общий расход топлива (тн)	Общий расход масла (тн)
сварочный агрегат АСД-300	1	15	200	0,6	12	0,0333	0,0001
подгот. работы + бурение + крепление							
Буровая установка	1	180	200	0,60	624	22,464	0,067
Буровые насосы	1	375	200	0,60	624	46,800	0,140
Цементировочный агрегат	1	250	200	0,60	120	6,000	0,018
Дизельная электростанция ДЭС-320	1	320	200	0,60	624	39,936	0,120
освоение скважины							
Установка для освоения (испытания), ДВС - ЯМЗ 238	1	243	200	0,60	120	5,832	0,017
Цементировочный агрегат ЦА-320	1	243	200	0,60	120	5,832	0,017
Дизельная электростанция ДЭС-50	1	50	200	0,60	2280	22,800	0,068

Примечание

Мощность привода насосов и буровой установки приняты по ГОСТ 16293-89 (СТ СЭВ 2446-88) «Установки буровые комплектные для эксплуатационного и глубокого разведочного бурения основные параметры»

Расчёт ГСМ составлен на основании РД «Нормы расходов горюче-смазочных материалов для государственных органов Республики Казахстан и расходов на содержание автотранспорта»

Расход масла составляет 0,3% от расхода топлива

Расчёт произведён исходя из плотности дизельного топлива – 0,84 г/см³

23 ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение 1. Геолого- техническое задание

22.07.2026ж. №283-02-26 Келісімшарттың «Техникалық тапсырма» қосымшасы	Приложение «Техническое задание» к договору №283-02-26 от 22.07.2026г.
Техникалық талаптар Тех бөлімде тіркелген барлық құжаттар мемлекеттік және (немесе) орыс тілінде болуы шарт. №1 лот - Бағалау ұғымаларын салу жобасын әзірлеу	Техническое задание Вся документация приложенная к технической части должна предоставляться на государственном и (или) русском языках. Лот №1 - Разработка проекта на строительство оценочных скважин

Қазақстан Республикасы, Қызылорда облысындағы «Қуатамлонмұнай» БК ЖШС-інің Қоныс кен орнындағы жобалық тереңдігі 1350 м болатын К-747 және К-748 бағалау ұғымаларын салу жобасын әзірлеуге арналған техникалық тапсырма

Жобалық тереңдігі – 1350 м
Жобалық горизонты – Төменгі юра
Бұрғылау мақсаты – Қоныс кен орнының бор және юра шөгінділерін пайдалану
Күрделілік тобы – үшінші

Стратиграфиясы		
Тереңдігі, м	Жыныстың жасы	Ескерту
1	2	3
0 – 138	төрттік және палеоген шөгінділері	
138 – 485	жоғарғы бор (сенон-турон)	
485 – 647	жоғарғы-төменгі бор (альб-сеноман)	
647 – 863	төменгі бор (апт-альб)	
863 – 1100	төменгі бор (жоғарғы неоком)	мұнай-газ белгілері
1115 – 1170	төменгі бор (төменгі неоком)	
1170 – 1350	жоғарғы юра (Ақшабұлақ свитасы)	мұнай-газ белгілері

Қоныс кен орны бойынша жалпы мәліметтер
Географиялық тұрғыдан Қоныс кен орны Торғай ойпатының оңтүстік-батыс бөлігінде орналасқан, әкімшілік тұрғыдан Қазақстан Республикасының Қызылорда облысы Сырдария (бұрынғы Теренөзек) ауданының аумағында орналасқан.
Қоныс кен орны 1989 жылы төменгі бордың Арысқұм горизонты шөгінділерін сынау кезінде №1 ұңғымадан газ фонтанының алынуымен ашылды.
Алғаш рет «1994 жылғы 01.12 жағдайы бойынша Қазақстан Республикасының Қызылорда облысындағы Қоныс, Оңтүстік Қоныс, Солтүстік-Батыс Қоныс және Бектас кен орындарының мұнай және газ қорларын есептеу жөніндегі есеп» «Сеним» Мемлекеттік холдингілік компаниясымен дайындалып, Қазақстан Республикасының Мемлекеттік қорлар комиссиясымен бекітілді (03.10.1995 ж. №32 хаттама).
Қазіргі уақытта кен орнын игеру жүзеге асырылып жатқан қолданыстағы жобалық құжат болып табылатын, ҚР ОКҚР бекіткен «Қоныс кен орнын игеру жобасында» (24.10.2024 ж. №56/4 хаттама) геологиялық құрылымды нақтылау және С2 санатындағы қорларды С1 санатына ауыстыру мақсатында екі бағалау ұңғымасын бұрғылау іс-шарасы қарастырылған: біріншісі — 48-ұңғыма ауданында орналасатын №747 ұңғыма (М-II горизонты), екіншісі — 60-ұңғыма ауданында орналасатын №748 ұңғыма (Ю-0-I горизонты).
Қоныс кен орнын игерудің негізгі объектілері төменгі бор және жоғарғы юра шөгінділерінің кеңіштері болып табылады. Ұңғымаларды бұрғылау нәтижелері, ГИС деректері және ұңғымаларды сынау мәліметтері бойынша қазіргі уақытта Қоныс кен орны құмасында 10 өнімді горизонт анықталған, оның ішінде 6-уы төменгі бор шөгінділерінде (М-0-1, М-0-2, М-0-3, М-0-4, М-0-5, М-II) және 4-уі жоғарғы юра шөгінділерінде (Ю-0-1, Ю-0-2, Ю-0-3, Ю-0-4).
Объектілер бойынша негізгі ережелер:
I объект – төменгі бордың М-II горизонтының мұнай-газ кеніші;
II объект – жоғарғы юра шөгінділерінің Ю-0-2-1 және Ю-0-2-2 екі подгоризонтына бөлінген Ю-0-2 горизонтының кеніші;
III объект – жоғарғы юраның Ю-0-1 горизонтының кеніші;
IV объект – оңтүстік-батыс учаскесінің (ОБУ) жоғарғы юрадағы Ю-0-3 горизонтының кеніші;
V объект – төменгі бордың М-0-3 горизонтының газ-мұнай кеніші;
I қайтарымды объект – оңтүстік-батыс учаскесінің (ОБУ) Ю-0-2 горизонтының кеніші;

Ұңғыма құрылымы

Ұңғыма тереңдігі мен тау жыныстарының жату тереңдігін ескере отырып, түсірілетін әрбір шегендеу тізбегінің маркасын, санын және түсіру тереңдігін есептеу қажет.

- кондуктор Ø 339,7 мм x 30 м, цемент көтерілу биіктігі (ЦКБ) – сағаға дейін
- техникалық тізбек Ø 219,1 мм x 400 м, ЦКБ – сағаға дейін
- пайдалану тізбегі Ø 139,7 мм, 1350 м аралықта, цементтеу 0-1350 м аралығында.

Шегендеу тізбегінің маркалары мен өлшемдеріне қойылатын алдын ала талаптар.

Түрі	Болат маркасы	Өлшемі (мм)	Қабырға қалыңдығы (мм)	Бұранда түрі	Тереңдігі (м)
Бағыт	J-55	339.7	9.65	STC	30
Кондуктор	J-55	219.1	6.71	STC	400
Қоныс кен орнына арналған пайдалану тізбегі	N-80	139.7	7.72	LTC	Бұрғылау тереңдігі

Қоныс кен орнына арналған стандартты шегендеу тізбегі басы: TF 8 5/8*5 1/2-70МПа, жоғарғы фланец тесіктерінің арақашықтығы – 654 мм, тесіктер саны – 16, тесік диаметрі – 38 мм. Шегендеу тізбектеріне арналған жабдықтар: болат маркасына, ұңғыма оқпанының өлшемдеріне және шегендеу тізбегінің өлшемдеріне сәйкес болуы тиіс.

Кәсіпшілік-геофизикалық зерттеулер

1. Ұңғымаларды стандартты каротаждау
2. Тік ұңғымаларда каротаждың толық кешені
3. Ұңғымаларда АКЦ жүргізу
4. Кабель арқылы перфорация жасау – (102 мм зарядтар)
5. Ұңғымаларда ВП орнату бойынша геофизикалық жұмыстар:

Кері алу

Мұнай-газ белгілері байқалған интервалдарда (М-01, М-02, М-03, М-П, Ю-01, Ю-02, Ю-03) ГТИ сүйемелдеуі кезінде кері мен шлам алуды қарастыру.

Ұңғыманы сынамалау және сынау

Техникалық жоба құрамында «Ұңғыманы сынамалау/сынау» бөлімін қарастыру қажет. Ұңғыманы каротаж нәтижелері бойынша аяқтау әдісі анықталғаннан кейін, каротаж деректері бойынша мұнай-газдылықтың тікелей және жанама белгілері анықталған жағдайда, интервалдарды сынамалау жабық оқпанда жүргізу жоспарланады. Әрбір сынау объектісі үшін мерзімі 90 (тоқсан) күннен аспайтын уақыт ішінде кәсіпшілік-геологиялық және гидродинамикалық зерттеулер кешенін жүргізу қарастырылсын. Осыған байланысты жобалық бағалау ұңғымаларындағы мұнай объектілерін сынау кезінде шикі газды жағудың күтілетін көлемін есептеу қажет.

Зертханалық жұмыстар (әрбір анықталған өнімді горизонт бойынша)

- | | |
|--|-----------|
| 1. Петрофизикалық зерттеу | 5 үлгі. |
| 2. Минералогиялық зерттеу | 5 үлгі. |
| 3. Тереңдік мұнайын талдау | 2 сынама. |
| 4. Мұнайдың беткі (жер үсті) үлгісінің физика-химиялық талдауы | 2 сынама. |
| 5. Мұнайдағы еріген газды талдау | 2 сынама. |

Жуу сұйықтығының параметрлері

Түсірілетін әрбір колонна секциясын бұрғылау үшін бұрғылау сұйықтығының параметрлерін таңдау және есептеулер жүргізу қажет.

Техникалық сумен қамтамасыз ету

Техникалық су Қоныс вахталық кентінен 1-В су ұңғымасынан 30 тн жүк көтерімді автоцистерналармен тасымалданады.

Бұрғылау құрал-сайманы

КНБК, қашаулар және көтергіш жабдықтарды таңдау және есептеулер жүргізу қажет.

Қоршаған ортаны қорғау бөлімі

Қазақстан Республикасының жаңа Экологиялық кодексіне көзделген жаңа нормативтік құжаттарға сәйкес қоршаған ортаны қорғау бөлімін әзірлеу қажет.

Рәсімдеу және келісу

Жобаны үш дана етіп дайындау қажет. Жобаны тиісті бақылаушы органдарда келісу, соның ішінде, бірақ олармен шектелмей: ҚР ТЖМ Өнеркәсіптік қауіпсіздік комитетінің департаменті, ҚР Экология және табиғи ресурстар министрлігі Экологиялық реттеу және бақылау комитетінің Қызылорда облысы бойынша экология департаменті.

Компания жұмыс барысында қажеттілік туындаған жағдайда түзетулер енгізу құқығын өзіне қалдырады. Ұңғыма құрылысы циклінің жобалық ұзақтығы – 30 тәулік.

Жобалауға қойылатын персоналдың біліктілік талаптары

1 Жобалауға қойылатын персоналдың біліктілік талаптары:

Мұнай және газ ұңғымаларын бұрғылау саласында жоғары білімі бар **1 жоба жетекшісі**;

Кемінде **1 бұрғылау/ұңғыма құрылысы инженері** (ұңғыма құрылысының жобалық құжаттамасын әзірлеу) – мұнай және газ инженериясы / мұнай және газ ұңғымаларын бұрғылау / мұнай және газ кен орындарын игеру саласында жоғары білім;

Кемінде **1 геолог/бұрғылау геологы** (геологиялық және техникалық құжаттаманы дайындау) – геология / мұнай және газ геологиясы / мұнай және газ ұңғымаларын бұрғылау саласында жоғары білім;

Кемінде **1 эколог** (жоба құжаттамасындағы қоршаған ортаға әсерді бағалау/ҚОӘБ бөлімдерін әзірлеу) – экология / қоршаған ортаны қорғау / табиғатты пайдалану саласында жоғары білім;

Көмірсүтек секторындағы жұмыстар мен қызметтерге лицензия, кіші түрі - көмірсүтек кен орындарына арналған техникалық жобалау құжаттарын дайындау.

Техническое задание на разработку проекта строительства оценочных скважин
К-747 и К-748 с проектной глубиной 1350 м месторождения Коныс ТОО СП «Куатамлонмунай» Кызылординской
области, Республики Казахстан

Проектная глубина – 1350м
Проектный горизонт – Нижняя юра
Цель бурения – эксплуатация меловых и юрских отложений месторождения Коныс
Группа сложности – третья

Стратиграфия		
Глубина, м	Возраст породы	Примечание
1	2	3
0 – 138	четвертичные и палеогеновые отложения	
138 – 485	верхний мел (сенон-турон)	
485 – 647	верхний-нижний мел (альб-сеноман)	
647 – 863	нижний мел (апт-альб)	
863 – 1100	нижний мел (верхний неоком)	нефтегазопроявления
1115 – 1170	нижний мел (нижний неоком)	
1170 – 1350	верхняя юра (акшабулакская свита)	нефтегазопроявления

Общие сведения по месторождению Коныс

В географическом отношении месторождение Коныс расположено в юго-западной части Торгайской низменности, в административном отношении находится на территории Сырдарьинского (бывшего Теренозекского) района Кызылординской области РК. Месторождение Коныс открыто в 1989 г. получением газового фонтана из скважины 1 при опробовании отложений арыскусского горизонта нижнего мела.

Впервые «Отчет по подсчету запасов нефти и газа месторождений Коныс, Южный Коныс, Северо-Западный Коныс и Бектас Кызылординской области РК по состоянию на 01.12.1994г» был произведен Государственной Холдинговой компанией «Сеним» и который был утвержден ГКЗ РК (протокол №32 от 03.10.1995г).

Действующим проектным документом, на основании которого в настоящее время осуществляется разработка месторождения, «Проект разработки месторождения Коныс» утвержден ЦККР РК (Протокол №56/4 от 24.10.2024), предусматривается проведение мероприятия по бурению двух оценочных скважин с целью уточнения геологического строения и перевода запасов с категории С2 в категорию С1: одну скважину 747 в районе скважины 48 (горизонт М-II), вторую скважину 748 в районе скважины 60 (горизонт Ю-0-1).

Основные объекты разработки месторождения Коныс являются залежи нижнемеловых и верхнеюрских отложений. Всего по результатам бурения скважин, данных ГИС и испытания скважин в настоящее время в разрезе месторождения Коныс выявлено 10 продуктивных горизонтов, из них 6 в отложениях нижнего мела (М-0-1, М-0-2, М-0-3, М-0-4, М-0-5, М-II) и 4 в отложениях верхней юры (Ю-0-1, Ю-0-2, Ю-0-3, Ю-0-4).

Основные положения по объектам:

- I объект – нефтегазовая залежь нижнемелового горизонта М-II;
- II объект – залежь Ю-0-2 горизонта, разбитый на два подгоризонта Ю-0-2-1 и Ю-0-2-2 верхнеюрских отложений;
- III объект – залежь Ю-0-1 горизонта верхней юры;
- IV объект – залежь Ю-0-3 горизонта верхней юры юго-западного участка (ЮЗУ);
- V объект – газонефтяная залежь нижнемелового горизонта М-0-3;
- I возвратный объект – залежь Ю-0-2 горизонта юго-западного участка (ЮЗУ);

Конструкция скважины

Необходимо произвести расчеты марки, количества и глубины спуска каждой секции спускаемых обсадных колоний с учетом глубины скважины и залегания пород.

- кондуктор - Ø 339,7 мм х 30 м, высота подъема цемента (ВПЦ) – до устья
- техническая колонна - Ø 219,1 мм х 400 м, ВПЦ – до устья
- эксплуатационная колонна - Ø 139,7 мм в интервале 1350 м, Цементаж в интервале 0-1350 м.

Предварительные требования к маркам и размерам обсадной колонны

Тип	Марка стали	Размер (мм)	Толщина стенки (мм)	Тип резьбы	Глубина (м)
Направление	J-55	339.7	9.65	STC	30
Кондуктор	J-55	219.1	6.71	STC	400
Эксплуатационная для м/р Коныс	N-80	139.7	7.72	LTC	Глубина бурения

Стандартная головка обсадной колонны месторождения Коньсы: TF 8 5/8*5 1/2-70МПа расстояние между отверстиями верхнего фланца 654 мм, 16 отверстий, диаметр отверстия 38 мм. Оснастка для обсадных колонн: должна соответствовать марке стали и размерам ствола скважины, обсадной колонны.

Промыслово-геофизические исследования

1. Стандартный каротаж скважины
2. Полный комплекс каротажа вертикальных скважинах
3. АКЦ на скважинах
4. Перфорация на кабеле - (заряды 102 мм)
5. Геофизические работы по установке ВП на скважинах:

Отбор керна

Предусмотреть отбор керна и шлама при сопровождении ГТИ в интервалах нефтегазопоявлений (М-01, М-02, М-03, М-П, Ю-01, Ю-02, Ю-03).

Опробование и испытание скважины

Предусмотреть в составе технического проекта раздел: «Опробование/испытания скважины» После определения метода завершения скважины по каротажу, опробование интервалов планируется в закрытом стволе в случае выявления прямых и косвенных признаков нефтегазоносности по каротажу на срок, не превышающий 90 (девяносто) дней для каждого объекта испытания с проведением комплекса промыслово-геологических и гидродинамических исследований. В связи с чем, необходимо рассчитать ожидаемый объем сжигания сырого газа при испытании нефтяных объектов в проектных оценочных скважинах.

Лабораторные работы (по каждому выявленному продуктивному горизонту)

- | | |
|---|---------------|
| 1. Петрофизический | - 5 образцов. |
| 2. Минерологический | - 5 образцов. |
| 3. Анализ глубинной нефти | - 2 пробы. |
| 4. Физико-химический анализ поверхностной пробы нефти | - 2 пробы. |
| 5. Анализ растворенного газа в нефти | - 2 пробы. |

Параметры промывочной жидкости

Необходимо произвести подбор и расчеты параметров буровой жидкости для бурения каждой секции спускаемой колонны.

Обеспечение технической водой

Техническая вода будет возиться с вахтового поселка Коньсы с водяной скважины I-B автоцистернами с грузоподъемностью 30тн.

Буровой инструмент

Необходимо произвести подбор и расчеты КНБК, долот, подъемника

Раздел охраны окружающей среды

Составить раздел охраны окружающей среды согласно новых нормативных документов предусмотренных в новом экологическом кодексе РК.

Оформление и согласование

Проект подготовить в трех экземплярах. Согласовать в соответствующих контролирующих органах включая, но не ограничиваясь: Департамент Комитета промышленной безопасности Министерства по ЧС РК, Департамент экологии по Кызылординской области Комитета экологического регулирования и контроля МЭИП РК.

Компания оставляет за собой право вносить коррективы в процессе работ в случае возникновения такой необходимости.

Проектная продолжительность цикла строительства скважины – 30 суток

Квалификационные требования персонала для проектирования

1 ед. Руководитель проекта, с высшим образованием по специальности: бурение нефтяных и газовых скважин;

Не менее 1 ед. Инженер по бурению / строительству скважин (разработка проектной документации по строительству скважин) – высшее образование по специальностям: нефтегазовое дело, бурение нефтяных и газовых скважин, разработка нефтяных и газовых месторождений;

Не менее 1 ед. Геолог / геолог по бурению (подготовка геолого-технической документации) – высшее образование по специальностям: геология, геология нефти и газа, бурение нефтяных и газовых скважин;

Не менее 1 ед. Эколог (разработка природоохранной документации и разделов ООС/ОВОС в составе проектной документации) – высшее образование в сфере экологии, охраны окружающей среды либо природопользования;

Требования к проектной организации:

1 Лицензия на работы и услуги в сфере углеводородов подвид- составление технических проектных документов для месторождений углеводородов.

Заказчик:/ Тапсырыс беруші:

ТОО СП «Қуатамлонмұнай» / «Қуатамлонмұнай» БК ЖШС

Генеральный директор/Бас директор

Янь Сюэцзюнь



Подрядчик:/ Мердігер:

ТОО «Проектный институт «ОПТИМУМ» / «Жобалау институты «ОПТИМУМ»

Генеральный директор/Бас директор

Курманов Б.К.



Приложение 2. Протокол ГТС

ПРОТОКОЛ

совместного совещания по рассмотрению и принятию Группового технического проекта на строительство оценочных скважин К-747 и К-748 на месторождении Коньис

Дата: «11» августа 2026 г.

Место проведения: г Актау

Присутствовали

Представители ТОО СП «Куатамлонмунай»

Янь Сяоцзюнь – Генеральный директор

Кильдюшева Е. А. - Главный геолог

Атакаев Д. С. - Геолог

Представители ТОО «Проектный институт «OPTIMUM»

Карайдарова А. Н. - Заместитель генерального директора по науке

Асеев Г. В. – руководитель службы ПСС

Косаманова А. К. – И. О. руководителя службы Г и Р

Повестка совещания

Рассмотрение и согласование проекта строительства оценочных скважин **К-747 и К-748** проектной глубиной 1350 м на месторождении Коньис.

СЛУШАЛИ

Представителей проектного института с докладом по основным проектным решениям, геологическим предпосылкам бурения, конструкции скважин, программе исследований, испытания и освоения объектов

РАССМОТРЕНЫ ОСНОВНЫЕ ВОПРОСЫ

1. Цели строительства скважин

Отмечено, что проектом предусматривается строительство оценочных скважин **К-747 и К-748** для уточнения геологического строения месторождения Коньис, положения флюидальных контактов, перевода запасов категории С2 в категорию С1 и оценки продуктивности залежей.

Основными объектами оценки являются:

- горизонт М-II нижнего мела;
- горизонт Ю-0-1 верхней юры.

2. Геолого-промысловая характеристика

Участники совещания рассмотрели результаты ранее выполненных геологоразведочных работ и текущее состояние разработки месторождения Коньис.

Отмечено, что:

- месторождение находится в промышленной разработке;

- бурение оценочных скважин рекомендовано действующим проектом разработки месторождения.

3. Конструкция скважин

Рассмотрена и одобрена следующая конструкция скважин:

- направление Ø339,7 мм до 30 м;
- кондуктор Ø219,1 мм до 400 м;
- эксплуатационная колонна Ø139,7 мм до проектной глубины 1350 м.

Отмечено, что принятая конструкция обеспечивает надежную изоляцию водоносных и продуктивных горизонтов, а также безопасное проведение испытаний и дальнейшей эксплуатации скважин.

4. Буровые растворы

Проектом предусмотрено применение ингибированного калий-полимерного бурового раствора:

- в интервале 0-400 м плотностью 1,10-1,15 г/см³;
- в интервале 400-1350 м плотностью 1,07-1,12 г/см³.

Отмечено, что рецептура раствора обеспечивает:

- устойчивость стенок скважины;
- снижение рисков осыпей и сальникообразования;
- сохранение коллекторских свойств продуктивных пластов;
- предупреждение нефтегазопроявлений.

5. Испытание и освоение

Рассмотрена программа испытаний в эксплуатационной колонне.

Проектом предусмотрено испытание двух объектов:

- М-II;
- Ю-0-1.

Предусматривается:

- проведение ГИС;
- перфорация эксплуатационной колонны;
- проведение гидродинамических исследований;

6. Сроки реализации проекта

Рассмотрен календарный график строительства скважин.

Продолжительность строительства одной скважины составляет **124 суток**, в том числе:

- строительно-монтажные работы – 3 суток;
- подготовительные работы к бурению – 1 сутки;
- бурение и крепление – 25 суток;

- испытание и освоение – 95 суток, из них:
 - подготовительные работы – 5 суток;
 - испытание объектов – 90 суток.

РЕШИЛИ

1. Признать Групповой технический проект на строительство оценочных скважин К-747 и К-748 технически обоснованным и соответствующим требованиям действующих нормативных документов.
1. Проект направить на согласование в контролирующие органы РК

Участники совещания

Янь Сяоцзюнь

Кильдюшева Е. А.

Атакаев Д. С.

Карайдарова А. Н.

Асеев Г. В.

Косаманова А. К.

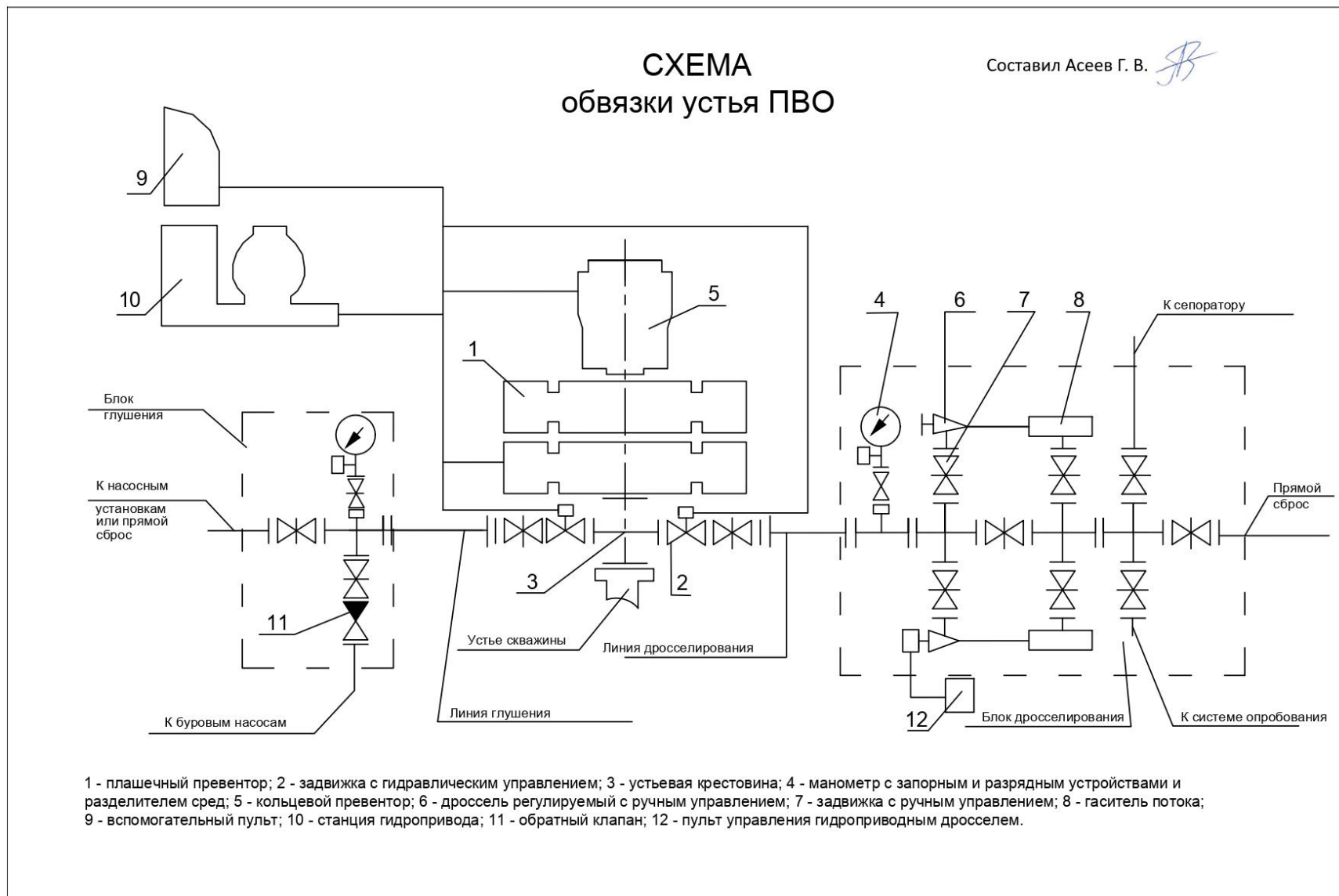


Handwritten signatures of the participants are written over the stamp. The signatures correspond to the names listed on the left: Янь Сяоцзюнь, Кильдюшева Е. А., Атакаев Д. С., Карайдарова А. Н., Асеев Г. В., and Косаманова А. К.

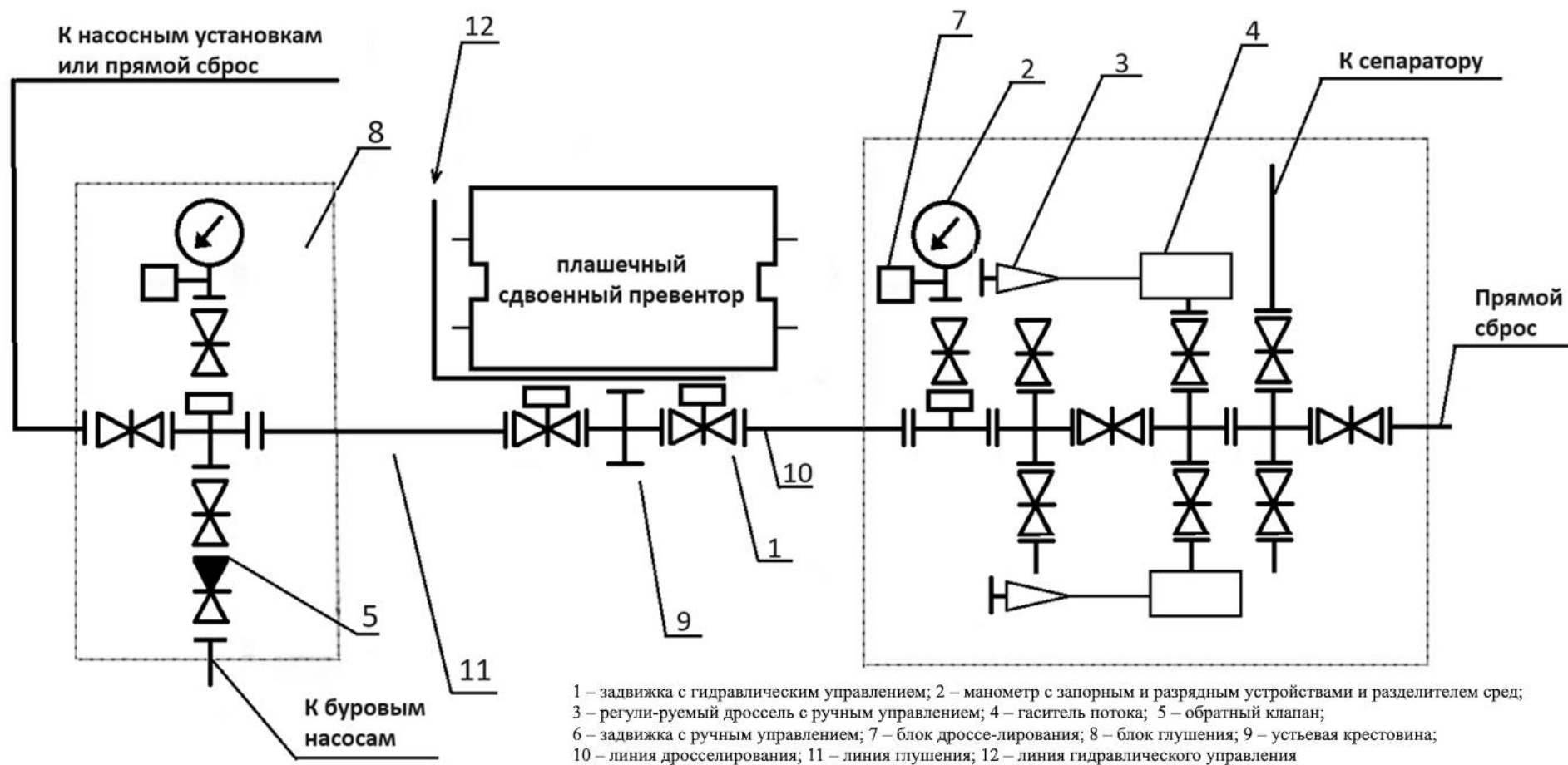
139



Приложение 4. Схема обвязки устья скважины противовыбросовым оборудованием при бурении



Приложение 5. Типовая схема оборудования устья при освоении (испытании)



«  Кильдюшева Е. А.
2026 г.

ГЕОЛОГО - ТЕХНИЧЕСКИЙ НАРЯД

на бурение скважин

УТВЕРДИЛ:
Генеральный директор
ТОО СП «Жуатамлонмунай»

Янь Сяоцзюнь
2026 г.

Заказчик: ГОО Совместное предприятие
«Куатамлонмунай»
Цель бурения: добыча нефти
Проектный горизонт: верхняя юра (J₃-ak)
Проектная глубина: 1350 м ±250м
Месторождение: Коныс
Скважины: К-747, К-748
Продолжительность бурения: 25 сут

Класс буровой установки	2
Допускаемая нагрузка на крюке, кН	1000
Условная глубина бурения, м до	1600
Диаметр отверстия в стале ротора, мм	520
Расчетная мощность привода, кВт	180
Мощность бурового насоса, кВт	375
Высота основания (отметка пола буровой), м. не менее	5

Оборудование устья скважины
Кондуктор: ОП45-230/80х35
Эксплуатационная колонна:
Колонная головка - ОКК-1-35-139,7 х 219
Фонтанная арматура - ОС-80/65х35

Геологическая характеристика										Стратиграфическое подразделение	
Аккумулятивный свит		Верхне-нижне неомский ярус		Апт-альбские ярусы, нижнего мела		Альб-сеноманские ярусы, нижнего и верхнего мела		Сенон-туронский свит верхнего мела		Четвертичные Палеоген	
Название	Индекс	Название	Индекс	Название	Индекс	Название	Индекс	Название	Индекс	Название	Индекс
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Глубина по вертикали, м	Литологическая характеристика	Геотехнологические исследования	Возможные осложнения	Температура, °C	Пластовое давление, кг/см ²	Геологические исследования	Конструкция скважины	Способ бурения	Тип и размер долота	Осевая нагрузка, т	Частота вращения ротора (долота), об/мин
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
100	200	300	400	500	600	700	800	900	1000	1100	1200
1300	1400	Интервалы отбора керна: 1225-1260м (М-II), 1260-1280м (Ю-0-1); Интервалы отбора шлама: 350-1200м, 350-1350м (К₁-сп-Так); Интервалы по испытанию (пробированию) пластов в процессе бурения; м/л; Интервалы по испытанию в эксплуатационной колонии: 1-1225-1280м (Ю-0-1), 11-1225-1260м (М-II) Полноценное буровое течение: 0-140 м (Q-Р); 200-1350 м (К₁-сп-Так); Осевая нагрузка: 0-20м, 120-515м (Q-Р-К₁-сп-Так); 500-1350м (К₁-сп-Так) Нефтезаполненность в интервалах: 980-1005м (М-0-2-сп); 1010-1035м (М-0-3-сп); 1035-1150м-газ, 1150-1190м-газ, 1190-1200м-газ, 1200-1250м-газ, 1250-1260м-газ, 1260-1280м-газ, 1280-1300м-газ (Ю-0-2); 1300-1310м-газ, 1310-1340м-газ, 1340-1350м-газ (Ю-0-3); Прокладочные зоны в интервалах: 0-140м (Q-Р), 515-715м (К₁-сп-Так), 975-1350м (К₁-сп-Так).									
53,2°, 137,7	49,1°, 124,9	43,03°, 117,3	33,0°, 98,5	27,0°, 72,2	21,0°, 14,0	Общие исследования: один зонд. ПС, ГС, НК, профилометрия, инклинометрия с точками записи через 50м в интервале: 0-400м. Деловые исследования: БХЗ-5 зондов, МКВ, БК, МКВ, двойной МК, МКЗ, ГС, АК, НК, ГТ МК, ГМ, ПС, профилометрия в интервале: 400-1350м. АКВ, ОВК, ГС с ГМ в интервалах: 0-400м, 0-1350м.					
Ø 339,7 мм	Ø 219,1 мм	Ø 139,7 мм	30 м 400 м 1350 м								
В интервале 0 - 30 м: РОТОР, В интервале 30 - 400 м: РОТОР. В интервале 400 - 1350 м: РОТОР											
В интервале 0 - 30 м: Долото Ø 339,7 мм; В интервале 30 - 400 м: Долото 311,1 мм; В интервале 400 - 1350 м: Долото 190,5 мм (PDC)											
В интервале 0 - 40 м: с навесом. В интервале 40 - 400 м: 6-12; В интервале 400 - 1350 м: 4-9; отбор керна: 3-8											
В интервале 0 - 40 м: 60 - 80; В интервале 40 - 400 м: 80 - 120; В интервале 400 - 1350 м: 80 - 120											
В интервале 30 - 400 м: 30 - 35; В интервале 400 - 1350 м: 25 - 30											
В интервале 30 - 400 м: 7,4 МПа; В интервале 400 - 1350 м: 8,2 МПа											
В интервале 0 - 30 м: Долото Ø 444,5+УБТ Ø 203 мм В интервале 40 - 400 м: Долото Ø 311,1+УБТ Ø 203 мм+КЛС Ø 311,1 мм+УБТ Ø 203 мм+УБТ Ø 178 мм+УБТ Ø 146 мм В интервале 400 - 1350 м: Долото Ø 190,5+УБТ Ø 146 мм+КЛС Ø 190,5 мм+УБТ Ø 146 мм Отбор керна: Бур. головка Ø 190,5+КОС СК-170/100+УБТ Ø 146 мм+КЛС Ø 190,5 мм+УБТ Ø 146 мм											
В интервале 00 - 400 м: р-1,10-1,15 г/см³; Т- 50 - 70 °C; В- 5-6 см³/30мин; PV - 15 сПз; ДНС - 15-25 дПа; pH - 8-9 В интервале 400 - 1450м: р-1,07-1,12 г/см³; Т- 50 - 70 °C; В- 5-6 см³/30мин; PV - 15 сПз; ДНС - 15-25 дПа; pH - 8-9											
В интервале 30 - 400 м: Вода - 0,95; Каустическая сода - 1 - 2; Калийная сода - 1 - 2; Калийная целлюлоза Н - 5 - 7; Биополимер структурообразователь - 1 - 5; Жидкость гидрофобизирующая - 0,5 - 3; Полиаминная целлюлоза В - 3 - 5; Бикарбонат натрия - 1 - 2; Модифицированный лигносульфонат - 0,2-2,2 %; KCL - 50 - 100; Угнетитель кислотостойкий - 100; Противосиликатная добавка - 15-30; В интервале 400 - 1350 м: Вода - 0,95; Каустическая сода - 1 - 2; Калийная сода - 1 - 2; Калийная целлюлоза Н - 5 - 7; Биополимер структурообразователь - 1 - 5; Жидкость гидрофобизирующая - 0,5 - 3; Полиаминная целлюлоза В - 3 - 5; Модифицированный лигносульфонат - 0,2-2,2 %; Биополимер структурообразователь - 1 - 5; Бикарбонат натрия - 1 - 2; Калийная целлюлоза В - 3 - 5; Модифицированный лигносульфонат - 0,2-2,2 %; Биополимер структурообразователь - 1 - 5; KCL - 50 - 100; NaCl - 50 - 100; Угнетитель кислотостойкий - 100; Жидкость гидрофобизирующая - 0,5 - 3; Смазывающая добавка - 0,3 - 2;											
1. Буровой инструмент не оставлен в скважине без движения более 3 мин. При длительном простое поднимать колонну выше башмака последней обсадной колонии; 2. Раствор бурового раствора может применяться в зависимости от привлекательности работы по притоку и/или буровому раствору; 3. Не допускать превышения скорости спуска буровых труб, особенно труб более устойчивых к истиранию; 4. Строго следить за правильностью восстановления циркуляции бурового раствора; 5. При возникновении аварийных ситуаций бурового раствора (например, загромождение бурильной колонны, снижение скорости вращения, увеличение расхода бурового раствора) немедленно прекратить работу и принять меры по ликвидации аварии; 6. При возникновении аварийных ситуаций бурового раствора (например, загромождение бурильной колонны, снижение скорости вращения, увеличение расхода бурового раствора) немедленно прекратить работу и принять меры по ликвидации аварии.											

Условные обозначения



Составили:

Асеев Г. В.

Косманова А. К.