

ТОО «Кен-Сары»

ТОО «Проектный институт «OPTIMUM»



УТВЕРЖДАЮ:

Генеральный директор

ТОО «Кен-Сары»

Ли Енг Чоль

« » 2025 г.

Грунтовой технический проект на строительство добывающих скважин №№ 603, 607, 608, 609, 611, 612, 613, 614, 615, 616, 617, 618, 619, 620, 621, 622, 623, 624, 625, 626 на месторождении Арыстановское проектной глубиной 3100 м

Договор № 7371 от 10.09.2025 г.

Генеральный директор

ТОО «Проектный институт «OPTIMUM»

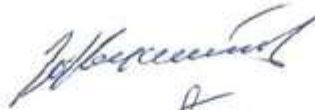


Құрманов Б.К.

г. Актау – 2025 г.

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Главный специалист СПСС



Кулиев Ю. М.

Ведущий специалист СПСС



Ержамалов Е.И.

Ведущий специалист службы Г и Р



Косаманова А. К.

СОДЕРЖАНИЕ

РЕФЕРАТ	8
1 ОБЩАЯ ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА	10
2 ОСНОВАНИЕ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ	13
3 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ	14
4 ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА	16
4.1. НЕФТЕГАЗОВОДОНОСНОСТЬ ПО РАЗРЕЗУ СКВАЖИНЫ.....	31
4.2. ВОЗМОЖНЫЕ ОСЛОЖНЕНИЯ ПО РАЗРЕЗУ СКВАЖИНЫ	34
4.3. ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЕ РАБОТЫ.....	37
4.4. РАБОТЫ ПО ИСПЫТАНИЮ В ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННЕ И ОСВОЕНИЕ СКВАЖИНЫ, СВЕДЕНИЯ ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ	39
5 КОНСТРУКЦИЯ СКВАЖИНЫ	42
6 ПРОФИЛЬ СТВОЛА СКВАЖИНЫ.....	50
7 БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ.....	51
8 УГЛУБЛЕНИЕ СКВАЖИНЫ.....	60
9 КРЕПЛЕНИЕ СКВАЖИН	70
9.1. Обсадные колонны	70
9.2. Цементирование обсадных колонн.....	77
9.3. Оборудование устья скважины	83
10 ИСПЫТАНИЕ СКВАЖИНЫ.....	84
10.1. Испытание пластов в процессе бурения.....	84
10.2. Испытание горизонтов на продуктивность в эксплуатационной колонне	86
11 ДЕФЕКТОСКОПИЯ И ОПРЕССОВКА.....	88
12 СТРОИТЕЛЬНЫЕ И МОНТАЖНЫЕ РАБОТЫ.....	90
12.1. Выбор буровой установки	90
12.2. Подготовительные работы к строительству скважины (скважин)	91
12.3. Объемы строительных и монтажных работ для бурения скважины.....	93
13 ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТЬ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИНЫ.....	95
14 МЕХАНИЗАЦИЯ И АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ, СРЕДСТВА КОНТРОЛЯ И ДИСПЕТЧЕРИЗАЦИИ	96
15 . ЛИКВИДАЦИЯ И КОНСЕРВАЦИЯ СКВАЖИН	98
15.1. Общие положения	98
15.2. Ликвидация скважины	99
15.3. Порядок организации работ по ликвидации скважины.....	99
15.4. Консервация скважины.....	101
15.5. Технология установки аварийного цементного моста.....	102
16 ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ, ПРОМЫШЛЕННАЯ САНИТАРИЯ И ПРОТИВОПОЖАРНАЯ ТЕХНИКА	105
16.1. Общие положения	105
16.2. Классификация взрывоопасных зон	105
16.3. Пожарная безопасность на объектах	108
16.4. Основные требования и мероприятия по промышленной санитарии и гигиене труда	112
17 . МЕРОПРИЯТИЯ ПО БЕЗОПАСНОСТИ ВЕДЕНИЯ РАБОТ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИН.....	121

17.1.	Общие положения	121
17.2.	Порядок обеспечения промышленной безопасности при бурении скважин.....	121
17.3.	Порядок обеспечения промышленной безопасности при креплении ствола скважины	122
17.4.	Обустройство устья скважины	123
17.5.	Испытание, гидродинамические исследования и освоение скважин.....	124
18	ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ НЕФТЕГАЗОВОДОПРОЯВЛЕНИЙ И ОТКРЫТОГО ФОНТАНИРОВАНИЯ	127
18.1.	Общие положения	127
18.2.	Подготовка, монтаж и эксплуатация устьевого оборудования и ПВО	127
18.3.	Особенности предупреждения и ликвидация аварий, инцидентов на скважинах	130
19	. СПИСОК НОРМАТИВНО-СПРАВОЧНЫХ И ИНСТРУКТИВНО-МЕТОДИЧЕСКИХ МАТЕРИАЛОВ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ПРИ ПРИНЯТИИ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ И СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИН	133
20	ОРГАНИЗАЦИЯ СТРОИТЕЛЬСТВА	135
20.1.	Сведения о водоснабжении	135
20.2.	СХЕМА ТРАНСПОРТИРОВКИ ГРУЗОВ И ВАХТ	136
	Приложения	137

СПИСОК ТАБЛИЦ

Таблица 1.1. Основные проектные данные	10
Таблица 1.2. Общие сведения о конструкции скважины	11
Таблица 1.3. Номера скважин, подлежащих ликвидации или консервации	11
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	14
Таблица 3.3. Размеры отводимых во временное пользование земельных участков	14
Таблица 3.4. Источник и характеристики водо- и энергоснабжения, связи и местных стройматериалов	15
Таблица 3.5. Сведения о подъездных путях	15
Таблица 3.6. Сведения о магистральных дорогах и водных транспортных путях	15
Таблица 4.1. Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов	26
Таблица 4.2. Литологическая характеристика разреза скважины	26
Таблица 4.3. Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины	28
Таблица 4.4. Геокриологическая характеристика разреза скважины	30
Таблица 4.5. Нефтеносность	31
Таблица 4.6. Газоносность	32
Таблица 4.7. Водоносность	32
Таблица 4.8. Давление и температура по разрезу скважины	33
Таблица 4.9. Поглощение бурового раствора	34
Таблица 4.10. Осыпи и обвалы стенок скважины	34
Таблица 4.11. Нефтегазоводопроявления	35
Таблица 4.12. Прихватаопасные зоны	35
Таблица 4.13. Текучие породы	36
Таблица 4.14. Прочие возможные осложнения	36
Таблица 4.15. Отбор керна, шлама и грунтов	37
Таблица 4.16. Геофизические исследования	37
Таблица 4.17. Данные по испытанию (опробованию) пластов в процессе бурения	38
Таблица 4.18. Испытание продуктивных горизонтов (освоение скважины) в эксплуатационной колонне	39
Таблица 4.19. Работы по перфорации эксплуатационной колонны при испытании (освоении)	39
Таблица 4.20. Интенсификация притока пластового флюида или повышение приемистости пласта в нагнетательной скважине	40
Таблица 4.21. Дополнительные работы при испытании (освоении)	40
Таблица 4.22. Данные по эксплуатационным объектам	40
Таблица 4.23. Дополнительные данные для определения продолжительности испытания (освоения) скважины	41
Таблица 4.24. Данные по нагнетательной скважине	41
Таблица 4.25. Сведения об осложнениях по пробуренным скважинам - аналогам	41
Таблица 5.1. Характеристика и устройство шахтового направления	43
Таблица 5.2. Глубина спуска и характеристика обсадных колонн	45
Таблица 5.3. Характеристика отдельно спускаемых частей обсадных колонн	46
Таблица 5.4. Техничко-технологические мероприятия, предусмотренные при строительстве скважины по проектной конструкции	47
Таблица 5.5. Максимально-допустимые гидродинамические давления в открытом стволе скважины при выполнении технологических операций	49
Таблица 6.1. Входные данные по профилю наклонно-направленной скважины	50
Таблица 6.2. Профиль ствола скважины	50
Таблица 7.1. Типы и параметры буровых растворов	54
Таблица 7.2. Компонентный состав бурового раствора и характеристики компонентов	55
Таблица 7.3. Потребность бурового раствора и компонентов (товарный продукт) для его приготовления, обработки и утяжеления	56
Таблица 7.4. Потребность воды или компонентов для обработки бурового раствора при разбуривании цементных стаканов	58
Таблица 7.5. Суммарная потребность компонентов бурового раствора на скважину	58
Таблица 7.6. Оборудование для приготовления и очистки буровых растворов	59
Таблица 8.1. Способы, режимы бурения, расширки (проработки) ствола скважины и применяемые КНБК	60

Таблица 8.2. Компоновка низа бурильных колонн (КНБК)	61
Таблица 8.3. Потребное количество элементов КНБК	64
Таблица 8.4. Суммарное количество и масса КНБК	65
Таблица 8.5. Рекомендуемые бурильные трубы	66
Таблица 8.6. Конструкция бурильных колонн	66
Таблица 8.7. Характеристика и масса бурильных труб, УБТ по интервалам бурения	67
Таблица 8.8. Оснастка талевой системы	67
Таблица 8.9. Режим работы буровых насосов	68
Таблица 8.10. Распределение потерь давлений в циркуляционной системе буровой	68
Таблица 8.11. Гидравлические показатели промывки	69
Таблица 9.1. Способы расчёты наружных давлений и опрессовки обсадных колонн	70
Таблица 9.2. Распределение давлений по длине колонны	70
Таблица 9.3. Рекомендуемые типоразмеры обсадных труб	73
Таблица 9.4. Параметры обсадных труб	73
Таблица 9.5. Суммарная масса обсадных труб	74
Таблица 9.6. Технологическая оснастка обсадных колонн	74
Таблица 9.7. Режим спуска обсадных труб	75
Таблица 9.8. Опрессовка обсадных труб натяжение эксплуатационной колонны	76
Таблица 9.9. Общие сведения о цементировании обсадных колонн	77
Таблица 9.10. Характеристика жидкостей для цементирования	78
Таблица 9.11. Компонентный состав жидкостей для цементирования и характеристики компонентов	79
Таблица 9.12. Технологические операции при цементировании и режим работы цементировочных агрегатов (буровых насосов)	81
Таблица 9.13. Потребное для цементирования обсадных колонн количество цементировочной техники	82
Таблица 9.14. Потребное для цементирования обсадных колонн количество материалов	82
Таблица 9.15. Спецификация устьевого и противовыбросового оборудования (ПВО)	83
Таблица 10.1. Продолжительность работы пластоиспытателя, спускаемого на трубах	84
Таблица 10.2. Характеристика КИИ и технологические режимы работы пластоиспытателя, спускаемого на трубах	84
Таблица 10.3. Продолжительность работы опробователя пластов, спускаемого на кабеле	85
Таблица 10.4. Параметры колонны насосно-компрессорных труб (НКТ)	86
Таблица 10.5. Характеристика жидкостей и составляющие их компоненты для установки цементных мостов	86
Таблица 10.6. Потребное количество цементировочной техники для установки цементных мостов	86
Таблица 10.7. Потребное количество материалов для установки цементных мостов	87
Таблица 10.8. Продолжительность испытания (освоения) объектов в эксплуатационной колонне	87
Таблица 10.9. Продолжительность работы агрегатов при испытании (освоении) скважины в эксплуатационной колонне	87
Таблица 11.1. Виды операций контроля и объёмы работ по дефектоскопии бурильного инструмента, проводимые с применением передвижной дефектоскопической лаборатории ПКДЛ	88
Таблица 11.2. Опрессовка оборудования и используемая техника	89
Таблица 12.1. Сварочные работы при монтаже бурового оборудования	91
Таблица 12.2. Объёмы подготовительных работ к строительству скважины (скважин)	91
Таблица 12.3. Перечень топографо-геодезических работ	92
Таблица 12.4. Спецификация буровой установки ZJ-40 / ZJ-50 / ZJ-70	93
Таблица 12.5. Спецификация оборудования, включаемого при испытании (освоении) первого и последующих объектов АПРС-60/80	94
Таблица 13.1. Продолжительность строительства скважины	95
Таблица 13.2. Продолжительность бурения и крепления по интервалам глубин	95
Таблица 14.1. Средства механизации и автоматизации	96
Таблица 14.2. Средства контроля	97
Таблица 14.3. Средства диспетчеризации	97
Таблица 16.1. Классификация основных сооружений и установок по взрыво - и пожароопасности	108
Таблица 16.2. Спецдежда, спецобувь и средства индивидуальной защиты	114
Таблица 16.3. Средства коллективной защиты от шума и вибраций	114
Таблица 16.4. Нормы освещённости	115
Таблица 19.1. Список литературы	133
Таблица 20.1. Потребность в ГСМ	135

Таблица 20.2. Маршруты транспортировки грузов и вахт	136
--	-----

СПИСОК РИСУНКОВ

Рисунок 4-1. Обзорная карта района работ	19
Рисунок 4-2. Карта эффективных нефтенасыщенных толщин. Горизонт Ю-XI. I объект.	20
Рисунок 5-1. График совмещенных градиентов давлений	44
Рисунок 9-1. Избыточные давления интервала под промежуточную колонну	71
Рисунок 9-2. Избыточные давления интервала под эксплуатационную колонну	72

РЕФЕРАТ

«Групповой технический проект на строительство добывающих скважин №№ 603, 607, 608, 609, 611, 612, 613, 614, 615, 616, 617, 618, 619, 620, 621, 622, 623, 624, 625, 626 на месторождении Арыстановское проектной глубиной 3100 м», разработан в соответствии с нормативным документом Методические рекомендации по разработке проектной документации на бурение (строительство) скважин на нефть и газ от «09» марта 2023 года № 97. Проект выполнен по форме и содержанию «Макета рабочего (технического) проекта на строительство скважин на нефть и газ» (РД 39-0148052-537-87).

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

Глубина спуска колонн может быть скорректирована в диапазоне ± 250 м по результатам геологических исследований в процессе проводки скважины («Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр» п.168).

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

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

В связи с отсутствием сероводорода в пластовом флюиде месторождения отсутствуют дополнительные требования к коррозионной защите оборудования и труб.

Мероприятия по предупреждению возникновения нефтяных и газовых фонтанов отражены в главе 15.

Для сбора и хранения жидких продуктов бурения предусматриваются шламособорники с последующим вывозом отходов к месту захоронения, нейтрализации и дальнейшей утилизации.

Прочность обсадных колонн, колонны насосно-компрессорных труб (далее - НКТ) обеспечивающая возможность закрытия (герметизации) устья при открытом фонтане указана в главе 9 (таблицы 9.3, 9.4) и главе 10 (таблица 10.4).

Методы и периодичность проверки износа и контроля коррозионного состояния буровых, ведущих, НКТ и элементов трубных колонн указаны в главе 11.

Тип колонной головки, методы её испытания и монтажа (без применения сварных соединений) указан в таблице 9.15.

Групповой технический проект выполнен в соответствии с договором № 7371 от 10.09.2025 г. между ТОО «КЕН-САРЫ» и ТОО «Проектный институт «OPTIMUM».

1 ОБЩАЯ ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

Таблица 1.1. Основные проектные данные

	Наименование	Значение
1	2	3
1	Номера скважин, строящихся по данному проекту	№№ 603, 607, 608, 609, 611, 612, 613, 614, 615, 616, 617, 618, 619, 620, 621, 622, 623, 624, 625, 626
2	Площадь (месторождение)	Арыстановское
3	Расположение (суша, море)	суша
4	Альтитуда земли, м	-18,4
5	Цель бурения и назначение скважины	добыча углеводородов
6	Проектный горизонт	нижне и среднеюрские отложения (J ₂₋₃)
7	Проектная глубина, м	
8	по вертикали	3100
9	Число объектов испытания	
10	в колонне	1
11	в открытом стволе	нет
12	Вид скважины (вертикальная, наклонно-направленная, кустовая)	вертикальная
13	Тип профиля	-
14	Азимут бурения, град	-
15	Максимальный зенитный угол, град	-
16	Максимальная интенсивность изменения зенитного угла, град/30 м	-
17	Глубина по вертикали кровли продуктивного (базисного) пласта, м	-
18	Отклонение от вертикали точки входа в кровлю продуктивного (базисного) пласта, м	-
19	Допустимое отклонение заданной точки входа в кров продуктивного (базисного) пласта от проектного положения (радиус круга допуска), м	-
20	Способ бурения	Ротор/Верхний привод/ВЗД
21	Вид привода	ДВС
22	Тип буровой установки	ZJ-40, ZJ-50, ZJ-70
23	Наличие механизмов АСП (ДА, НЕТ)	Нет
24	Максимальная масса колонны, т	
25	обсадной	108.9
26	бурильной	105.6
27	Тип установки для испытаний	
28	Продолжительность цикла строительства скважины, сут.	68
29	в том числе:	
30	строительно-монтажные работы	7
31	подготовительные работы к бурению	4
32	бурение и крепление	42
33	Испытание, всего	15
34	в том числе:	
35	в открытом стволе	-
36	в эксплуатационной колонне	15

Таблица 1.2. Общие сведения о конструкции скважины

Название колонны	Диаметр, мм	Интервал спуска, м			
		по вертикали		по стволу	
		от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5	6
Кондуктор	339,7	0	100	0	100
Промежуточная колонна	244,5	0	800	0	800
Эксплуатационная колонна	168,3	0	3100	0	3100

Примечание: • Бурение под кондуктор возможно с использованием шахтного насоса, обеспечивающего циркуляцию промывочной жидкости.

Таблица 1.3. Номера скважин, подлежащих ликвидации или консервации

Номера скважин, подлежащих ликвидации	Номера скважин, подлежащих консервации на срок		
	до 3 месяцев	от 3 до 12 месяцев	свыше одного года
1	2	3	4
нет	нет	нет	нет

Дополнительные сведения для составления сметы

Продолжительности содержания лаборатории по контролю буровых и тампонажных растворов, м				Дополнительные рабочие для приготовления утяжелителей и обработки бурового раствора				Дополнительные рабочие			Объем повторно используемого рас- твора, м³	Отходы бурения (отработанный раствор, шлам, сточные воды, нефтепродукты другие отходы)	Объем отходов, м³			
								количество		число смен в сутки			всего	в том числе подлежит		
								слесарей	Электро- монтеров					вывозу	захо- роне- нию	сбросу
При бурении		при испытании		интервал глубины, м		коли- чество	число смен в сутки	9	10	11	12	13	14	15	16	17
От	до	от	до													
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
0	3100	2400	3100	-	-	нет	нет	нет	нет	2	нет	шлам	220	220	-	-
												отработанный буровой раствор	352	352	-	-
												буровые сточные воды	703	703	-	-

Примечание:

- * Отходы бурения подлежат вывозу на утилизацию по следующей схеме:
- * Разделение по типам отходов (твердые, жидкие, нефтесодержащие и т.п.)
- * Сбор в соответствующие контейнеры и емкости
- * Вывоз отходов бурения, с последующей их нейтрализацией и утилизацией на специальном полигоне.

2 ОСНОВАНИЕ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

Таблица 2.1. Список документов, которые являются основанием для проектирования

№ пп.	Название документа (проект геолого-разведочных работ, технологические схемы (проект) разработки площадей (месторождений), задание на проектирование)
1	2
1	Договор № 7371 от 10.09.2025 г. с геолого-техническим заданием на разработку «Группового технического проекта на строительство добывающих скважин № № 603, 607, 608, 609, 611, 612, 613, 614. 615, 616, 617, 618, 619, 620, 621, 622, 623, 624, 625, 626 на месторождении Арыстановское проектной глубиной 3100 м (±250м)»
2	«Дополнение №1 к Проекту разработки месторождения Арыстановское», 2025г.

3 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Таблица 3.1. Сведения о районе буровых работ

Наименование	Значение (текст, название, величина)
1	2
Площадь (месторождение)	Арыстановское
Блок (номер и/или название)	
Административное расположение	
республика	Казахстан
область (край)	Мангистауская
район	Мангистауский
Температура воздуха, °С	
среднегодовая	+30°С
наибольшая летняя	+45°С
наименьшая зимняя	- 30°С
Среднегодовое количество осадков, мм	120
Продолжительность отопительного периода в году, сут	100
Продолжительность зимнего периода в году, сут	95
Наибольшая скорость ветра, м/с	32
Толщина снежного покрова, см	10

Таблица 3.2. Сведения о площадке строительства буровой

Наименование	Значение (текст, название, величина)
1	2
Рельеф местности	слабо всхолмленная равнина
Состояние местности	полупустынная
	Толщина, см
снежного покрова	40
почвенного слоя	-
Растительный покров	Полынь, колючка биюргун и др.
Категория грунта	Вторая

Таблица 3.3. Размеры отводимых во временное пользование земельных участков

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

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 строй- материалы и т.д.)	Источник заданного вида снабжения	Расстояние от источника до буровой, км	Характеристика водо- и энергопривода, связи и стройматериалов
1	2	3	4
Водоснабжение техни- ческое	Магистральный водовод Волжской воды Кигач-Манги- стау	0,1	Автотранспорт
Водоснабжение - пресное - питьевая	ст.Бейнеу	20	Автотранспорт Автотранспорт
Энергоснабжение	Дизель.электрстанция	-	Автотранспорт
Связь	Мобильный связь и рация		Связь с офисом

Таблица 3.5. Сведения о подъездных путях

Протяженность, км	Характер по- крытия	Ширина, м	Высота насыпи, см	Характеристика Дороги
1	2	3	4	5
1-40	Одноколейная дорога 5 категор. В соответствии со СНиП – 1 за- нимает площадь 0,6 га	6	20	Насыпная грунтовая

Таблица 3.6. Сведения о магистральных дорогах и водных транспортных путях

Магистральные дороги			Водные транспортные пути		
наличие (ДА, НЕТ)	название	расстояние до бу- ровой, км	наличие (ДА, НЕТ)	название	расстояние до буровой, км
1	2	3	4	5	6
Да	Актау - Бейнеу	40	Нет	-	-

4 ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА

Исходные геологические данные для составления: «Группового технического проекта на строительство добывающих скважин №№ 603, 607, 608, 609, 611, 612, 613, 614, 615, 616, 617, 618, 619, 620, 621, 622, 623, 624, 625, 626 на месторождении Арыстановское проектной глубиной 3100 м (± 250 м)» является «Дополнение №1 к Проекту разработки месторождения Арыстановское», 2025г.

Цель бурения: эксплуатация УВС

Проектная глубина: по вертикали –3100 м (± 250 м).

Проектный горизонт: ниже и среднеюрские отложения (J₂₋₃).

ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Недропользователем месторождения Арыстановское является ТОО «Кен-Сары» на основании Контракта на добычу углеводородного сырья Государственным регистрационным номером №4014-УВС от 29.04.2014 г. Срок действия контракта до 29 апреля 2038 года.

Поисково-разведочное бурение на площади Арыстановское проводились с декабря 1965 г. Первый промышленный приток нефти дебитом 33 м³/сут на 9 мм штуцере получен в июле 1968 года из среднеюрских отложений при опробовании интервала 2720-2729 м в скважине 2.

Месторождение Арыстановское в административно-территориальном отношении расположено Мангистауском районе Мангистауской области.

Областной центр – город Актау – находится в 300 км к юго-западу от месторождения. Ближайшими населенными пунктами являются животноводческий поселок Уялы и железнодорожные станции Сай-Утес и Бейнеу. Железнодорожная станция Мангистау – Макат проходит непосредственно через площадь исследований. Вдоль нее проложены автодорога, линии электропередач, телефонной связи, нефтепровод Жанаозен – Самара, газопровод Средняя Азия – Центр и водовод Кигач-Мангистау. Шоссейных дорог в районе месторождения нет, но многочисленные грунтовые дороги пересекают территорию в различных направлениях. Они вполне пригодны для передвижения всех типов автотранспорта в сухое время года.

В географическом отношении месторождение расположено в северо-западной части плато Устюрт. Абсолютные отметки поверхности плато колеблются в пределах от 159 до 188 м с тенденцией постепенного увеличения их с севера на юг. Климат района носит резко-континентальный характер со значительными колебаниями среднесуточных и сезонных температур. Летом температура воздуха достигает отметки до +30 – +35 °С, зимой снижается до -35 – -40 °С. Часты сильные ветры, преимущественно восточного и северо-восточного направлений. Количество осадков не превышает 130 мм в год. Растительный и животный мир характерен для пустынь и полупустынь.

Гидрографическая сеть отсутствует, имеются редкие глубокие (до 100 м) колодцы преимущественно с горько-соленой водой, непригодной для питья.

Питьевая вода к объектам работ доставляется автоцистернами со станции Бейнеу, а техническая вода на месторождение доставляется по водоводу, врезанному через узел учета в магистральный водовод Волжской воды Кигач-Мангистау.

Местное население занято в основном животноводством, а также работой на разрабатываемых карьерах по добыче ракушечника, гравия и песка. Кроме того, часть населения

занята на обслуживании железной дороги и трубопроводного транспорта.

В 30 км на северо-запад от месторождения Арыстановское расположено разрабатываемое месторождение Каракудук с развитой инфраструктурой.

Геологоразведочные работы в регионе осуществляются вахтовым методом.

Нефтеносность на месторождении установлена в терригенных отложениях средне-нижнеюрского комплекса. Коллекторами являются песчаники и алевролиты. Тип коллекторов поровый.

В разрезе месторождения выделено девять продуктивных горизонтов, стратиграфически приуроченных: к батским (Ю-III и Ю-IV) байос-ааленским (Ю-V, Ю-VI, Ю-VII, Ю-VIII, Ю-IX, Ю-X) и к нижнеюрским отложениям (Ю-XI), в которых установлено 22 залежи нефти.

Подсчеты запасов нефти и растворенного газа месторождения Арыстановское выполнялись шесть раз в 1974г, 2008г, 2011г, 2013г, 2020г и 2025 годах.

В 2025 году на основе «Пересчета запасов нефти и растворенного газа горизонта Ю-VII месторождения Арыстановское по состоянию изученности на 01.10.2024 г. протокол № 2745-25-У от 16.04.2025 г. выполнено «Дополнение №1 к Проекту разработки месторождения Арыстановское» подготовлен по состоянию на 01.01.2025 г., где по **Вариант 2 (рекомендуемый)** предусматривает бурение 30 добывающих скважин. Разбуривание будет осуществляться равномерно с постоянным темпом бурения 10 скважин в год. Также в данном варианте предусмотрено применение ГРП в каждой пробуренной добывающей скважине.

Объект разработки. Согласно утвержденного документа выделяются 9 объектов, из них 2 возвратных:

I объект - горизонт Ю-XI;

II объект - горизонт Ю-X;

III объект - горизонт Ю-IX;

IV объект - горизонт Ю-VIII;

V объект - горизонт Ю-VII;

VI объект - горизонт Ю-VI;

VII объект - горизонт Ю-V;

VIII возвратный объект - горизонт Ю-IV;

IX возвратный объект - горизонт Ю-III.

Основанием для проектирования данного «Группового технического проекта на строительство 20-ти добывающих скважин» является вышеприведенное «Дополнение №1 к Проекту разработки месторождения Арыстановское». Проектная глубина -3100 м. Проектный горизонт – ниже и среднеюрские отложения.

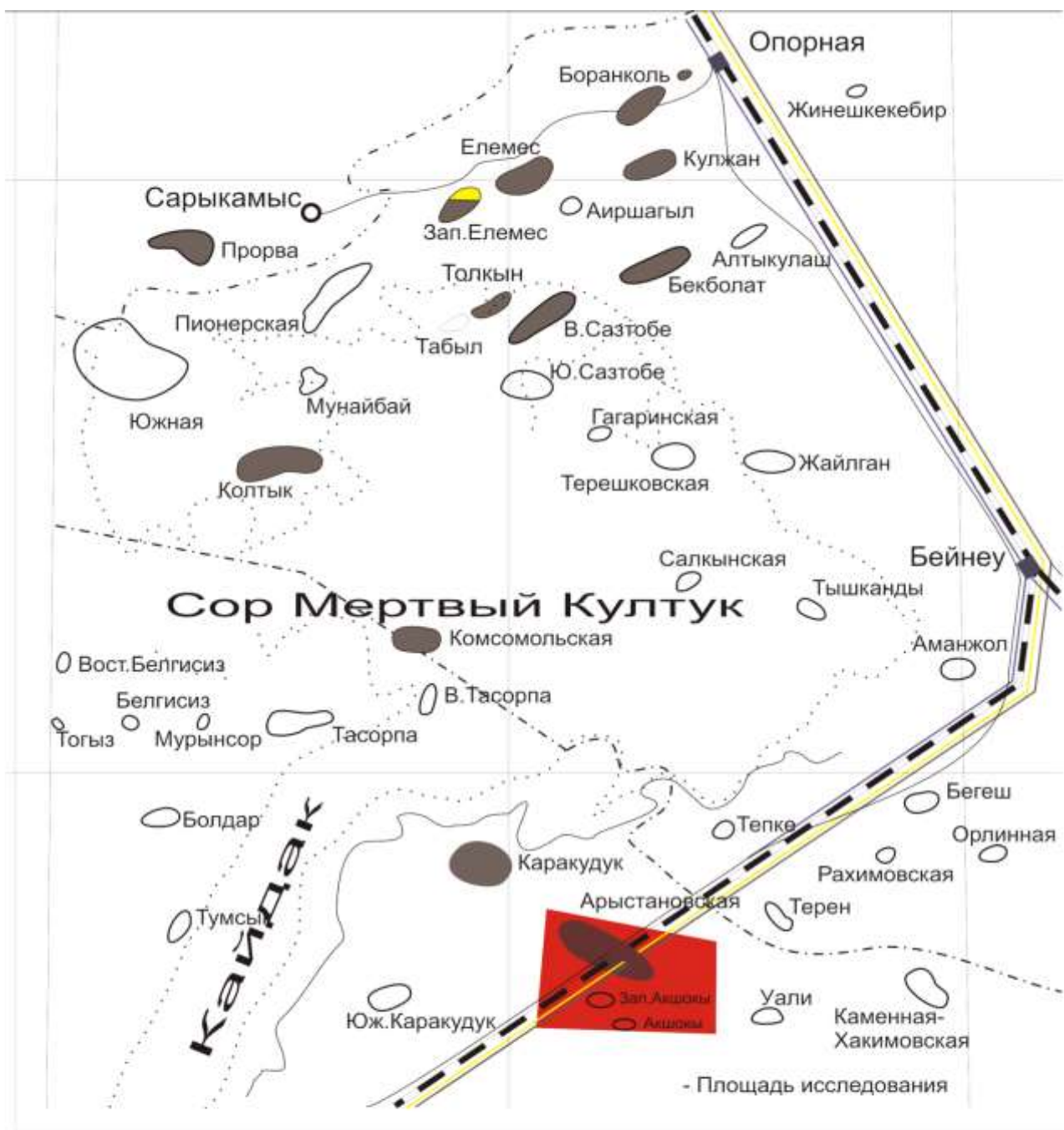


Рисунок 4-1. Обзорная карта района работ

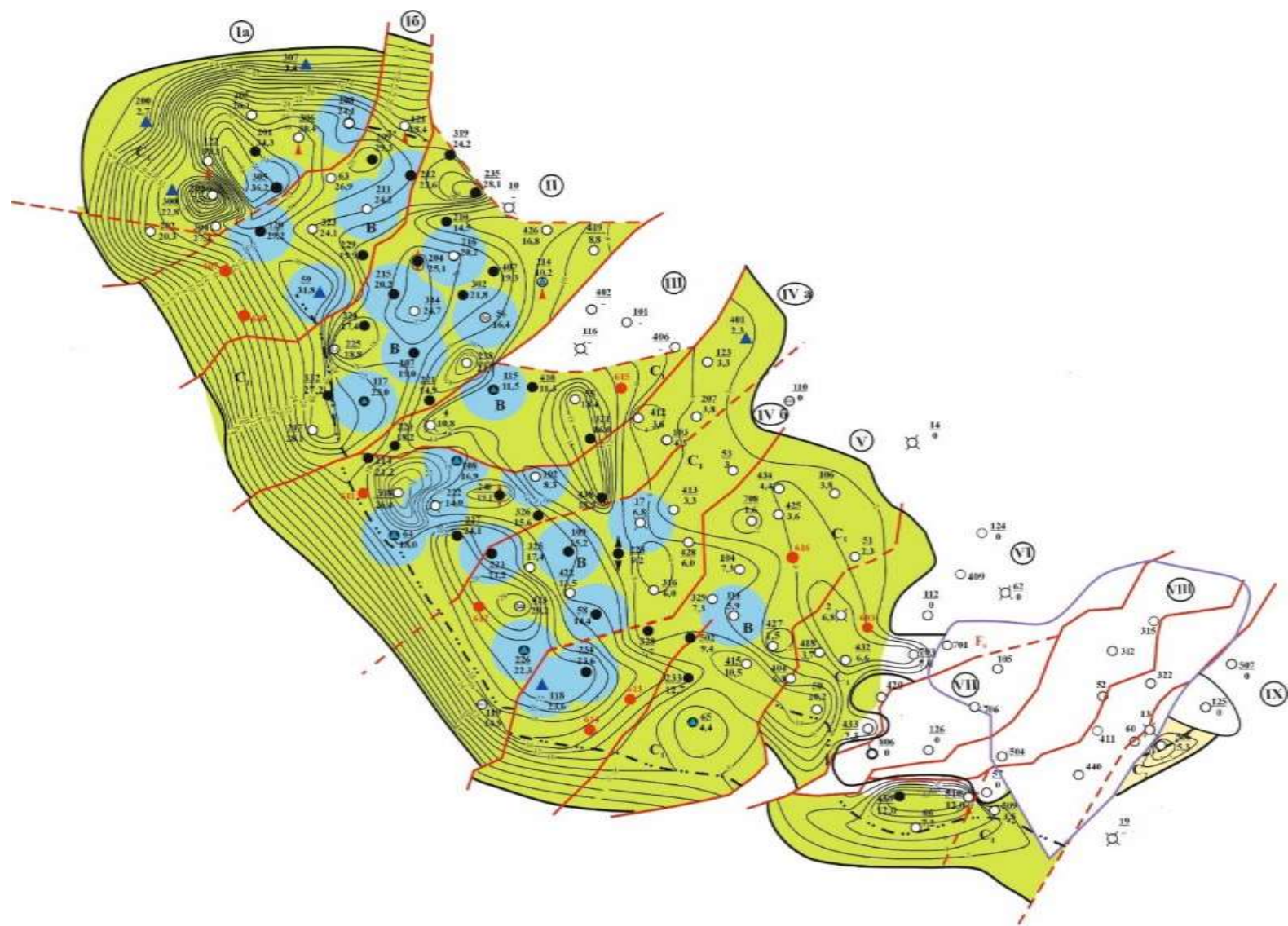


Рисунок 4-2. Карта эффективных нефтенасыщенных толщин. Горизонт Ю-XI. I объект.



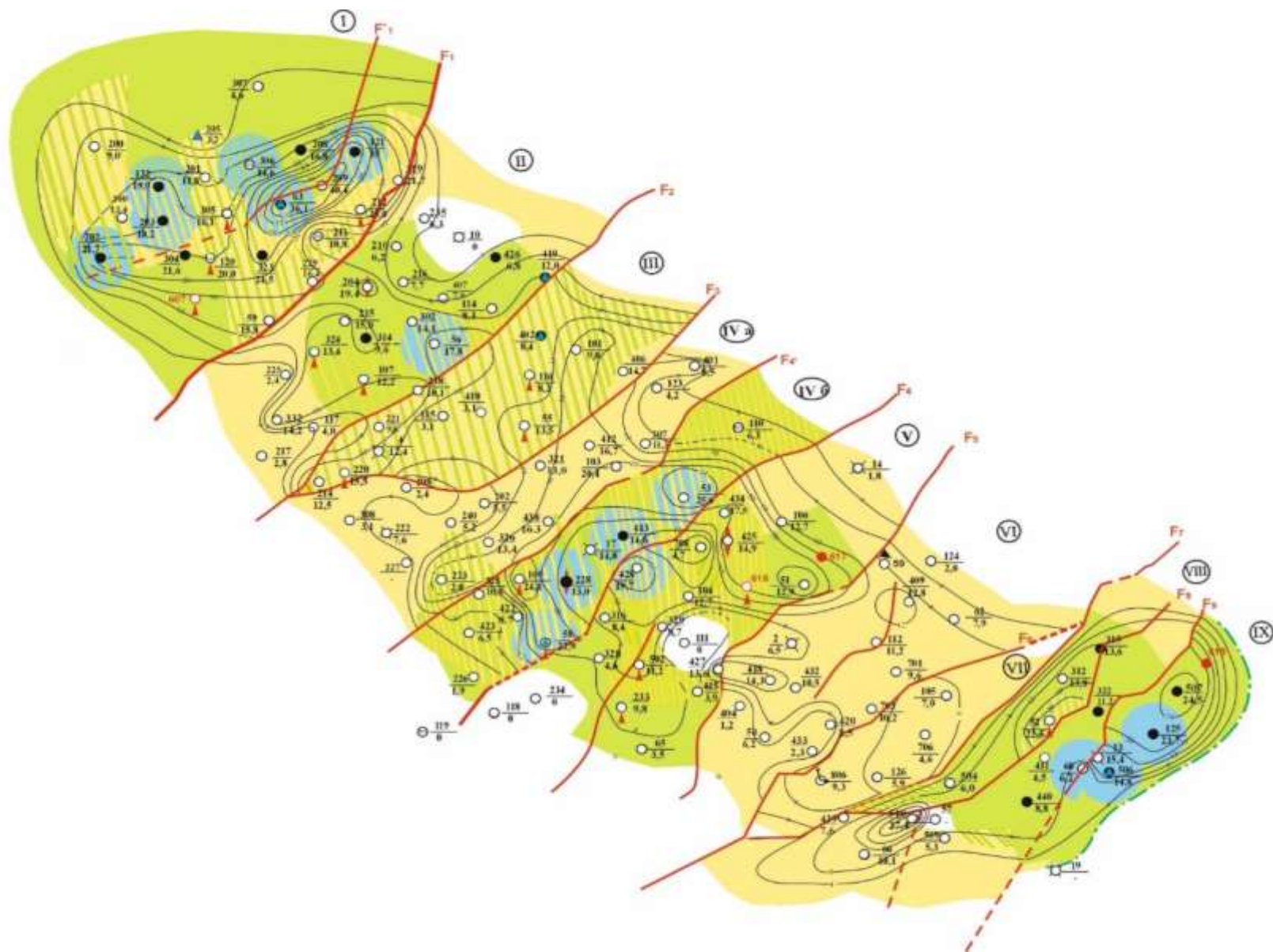


Рисунок 4-3. Карта эффективных нефтенасыщенных толщин. Горизонт Ю-Х. II объект.



Рисунок 4-4. Карта эффективных нефтенасыщенных толщин. Горизонт Ю-IX. III объект.

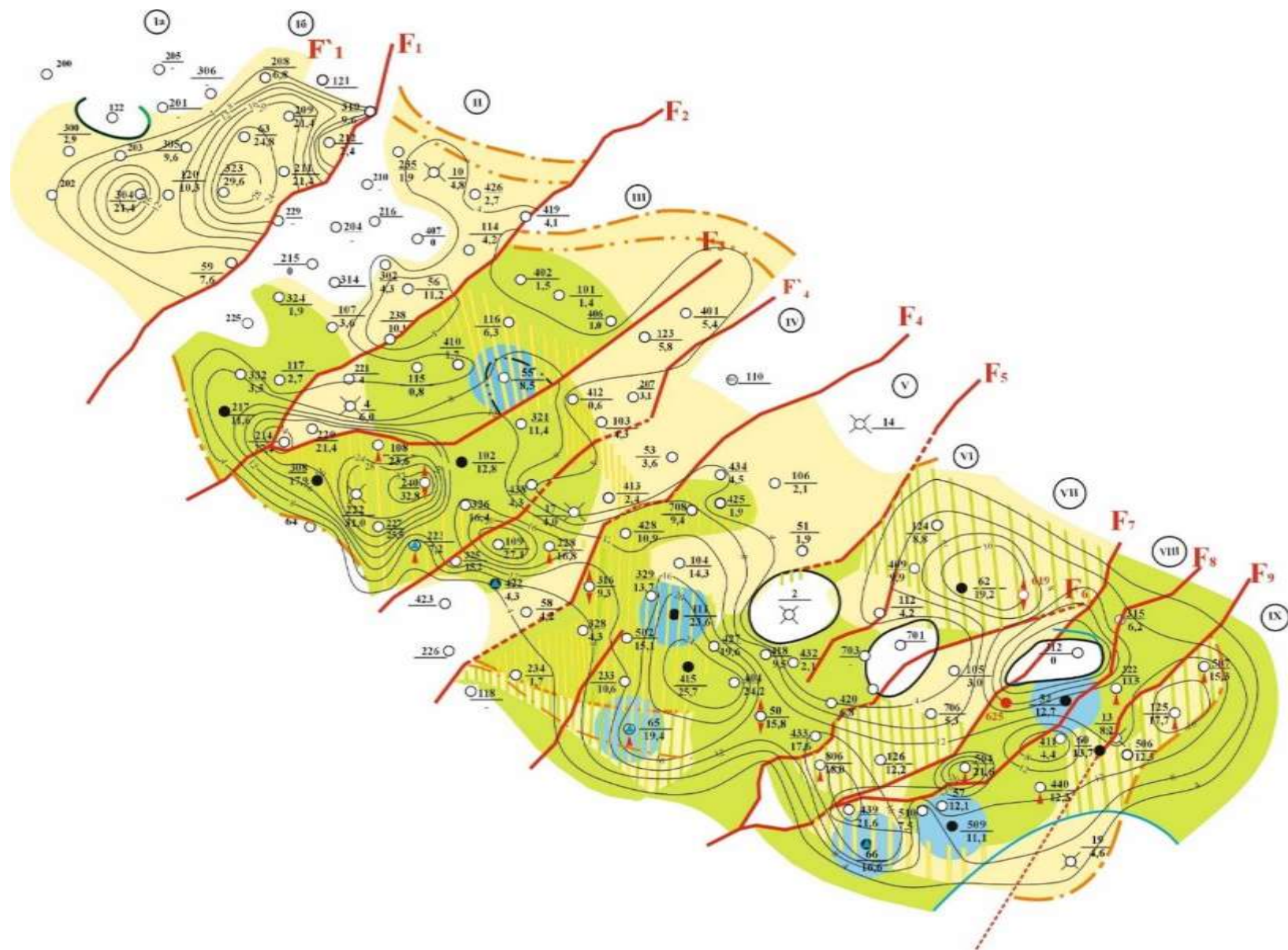


Рисунок 4-5. Карта эффективных нефтенасыщенных толщин. Горизонт Ю-VIII. IV объект

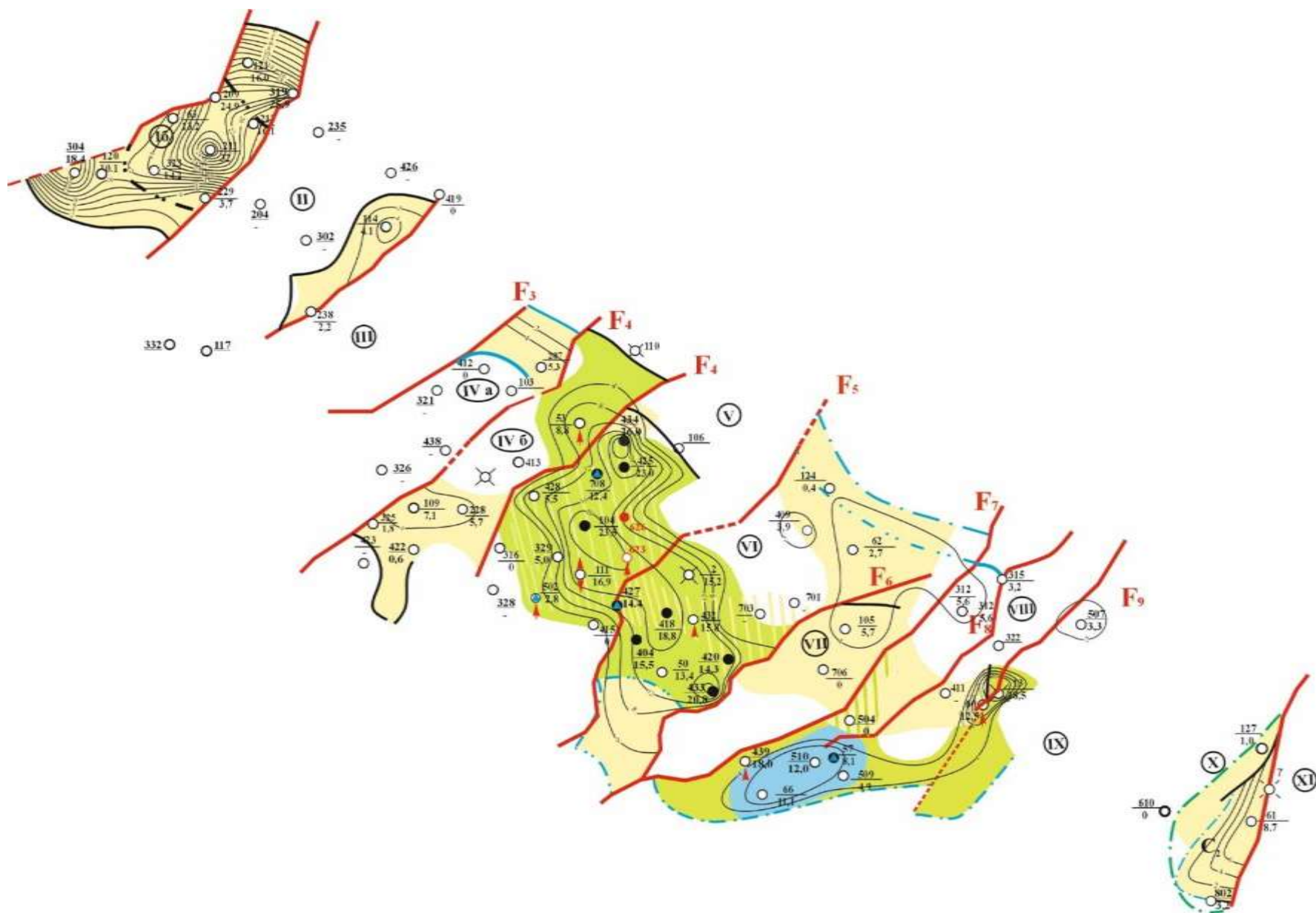


Рисунок 4-6. Карта эффективных нефтенасыщенных толщин. Горизонт Ю-VII. V объект

Литолого-стратиграфическая характеристика разреза скважины

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

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания (падения) пластов по подошве, град.		Коэффициент кавернозности в интервале
от (верх)	до (низ)	название	индекс	угол	азимут	
1	2	3	4	5	6	7
0	10	Четвертичные	Q	-	-	-
10	60	Неоген	N	-	-	-
60	575	Палеоген+дат	P+dt	0÷1	-	1,3÷1,0
575	1070	Верхний мел	K ₂	1	-	1,05÷1,2
1070	2250	Нижний мел	K ₁	1	30	1,2÷1,16
2250	2430	Верхняя юра, волжский+оксфорд	J _{3ox+v}	2÷3	30	1,18
2430	2540	Келловей	J _{3k}	2÷3	30	1,05
2540	2645	Средняя юра, Батский	J _{2b}	2÷3	30	1,08
2645	3000	Аален+байос	J _{2a}	2÷3	30	1,13
3000	3030	Нижняя юра	J ₁	2÷3	25	1,46
3030	3100	Триас	PT	2÷3	25	1,45

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
Q	0	10	Супеси	50	Представлены супесями, суглинками, щебнями, галькой.
			Суглинки	40	
			Конгломерат	10	
N	10	60	Глины	60	Глины зеленовато-серые, плотные, песчанистые, загипсованные. Известняки белые, розовато-серые, массивные.
			Известняк	40	
P+dt	60	575	Глины	40	Глины, мергели зеленовато-серые, алевроиты буровато-серые.
			Мергели	50	
			Алевриты	10	
K _{2sn+t}	575	915	Писчий мел	50	Представлена мощной толщей переслаивания мергелей, мела, глины и мелоподобных известняков.

Стратигра- фический горизонт	Интервал зале- гания, 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 ин- тер- вале, %	
1	2	3	4	5	6
			Мергели	30	
			Глины	10	
			Известняки	10	
K ₂ s	915	1070	Глины	30	Чередование глин, алевролитов и песчаников.
			Алевролиты	35	
			Песчаники	35	
K ₁ al	1070	1670	Глины	35	Представлены мощной толщей переслаивания глин, алевролитов и песчаников.
			Алевролиты	25	
			Песчаники	40	
K ₁ a	1670	1790	Песчаники	35	Верхняя часть сложена чередованием песчаных пород – песчаников, алевролитов, нижняя часть пред- ставлена преимущественно черными глинистыми породами.
			Пески	20	
			Алевролиты	20	
			Глины	25	
K ₁ b	1790	2180	Песчаники	35	Чередование пестроцветных глин, песчаников и алевролитов.
			Глины	35	
			Алевролиты	30	
K ₁ g	2180	2230	Глины	35	Представлены глинами, мергелями с прослоями известняков.
			Мергели	35	
K ₁ v	2230	2250	Известняки	50	Известняки органогенно-обломочные, тонкозернистые, глины темно-серые, плотные, песчаники светло-серые, крепко сцементированные.
			Глины	35	
			Песчаники	15	
J ₃ v	2250	2355	Известняки	35	Представлен чередованием серых пород: известняки – трещиноватые и пористые, доломиты – скрыто- кристаллические, глины алевроистые, мергели – глинистые.
			Доломиты	25	
			Глины	15	
			Мергели	25	
J ₃ ox	2355	2430	Глины	50	Представлены, в основном, глинами, мергелями и редкими прослойками песчаников и алевролитов. В нижней части разреза преобладают глины, а в верхней – мергели.
			Мергели	30	
			Песчаники	10	
			Алевролиты	10	
J ₂ cl	2430	2540	Глины	40	Глины серые, плотные, песчаники и алевролиты – серые, реже темно-серые.
			Песчаники	40	
			Алевролиты	20	

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
J ₂ bt	2540	2645	Песчаники	50	Песчаники серые, крепкие, слюдистые, глины темно-серые, плотные известковистые. Алевролиты серые, темно-серые, плотно сцементированные, слюдистые.
			Глины	25	
			Алевролиты	25	
J _{2a} +bj	2645	3000	Песчаники	35	Песчаники серые, крепкие, слюдистые, алевролиты светло-серые, глинистые. Глины темно-серые, иногда черные, плотные.
			Алевролиты	25	
			Глины	40	
J ₁	3000	3030	Песчаники	45	Переслаивание песчаников, глин и алевролитов. Песчаники серые, светло-серые, крепко сцементированные. Глины и алевролиты темно-серые, плотные, известковистые.
			Глины	25	
			Алевролиты	30	
T	3030	3100	Аргиллиты	80	Аргиллиты алевроистые, песчаники мелкозернистые, крепко сцементированные, алевролиты – песчаные. Все породы окрашены в бурые, серые, темно-серые, коричневые, буровато-коричневые, зеленовато-серые, шоколадно-коричневые цвета.
			Песчаники	10	
			Алевролиты	10	

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

Стратиграфический горизонт	Интервал, м		Горная порода	Плотность, г/см ³	Пористость, %	Проницаемость, мкм ²	Карбонатность, %	Абразивность	Классификация пород по твердости (мягкая, средняя, твердая)
	от (верх)	до (низ)							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Q	0	10	Супеси	2,1		1-1,5	25-100		мягкие средние
			Суглинки	2,1		1-1,5	25-100		
			Конгломерат	2,75			70		
N	10	60	Глины	2,75				1,5	Мягкие средние
			Известняк	2,01				5,5	
P	60	575	Глины	2,75				1,5	Мягкие средние
			Мергели	2,46				3,0	
			Алевролиты	2,48			15	3,0	
K _{2sn} +t	575	915	Песчий мел	2,4				3,0	Мягкие средние
			Мергели	2,46				3,0	
			Глины	2,25				2,5	
			Известняки	2,5					
K _{2s}	915	1070	Глины	2,4				3,0	Мягкие

Стратиграфический горизонт	Интервал, м		Горная порода	Плотность, г/см ³	Пористость, %	Проницаемость, мкм ²	Карбонатность, %	Абразивность	Классификация пород по твердости (мягкая, средняя, твердая)
	от (верх)	до (низ)							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
K _{1a} l	1070	1670	Алевролиты						средние
			Песчаники	2,5				2,5	
			Глины	2,4				3,0	Мягкие средние
K _{1a}	1670	1790	Алевролиты						
			Песчаники	2,55				2,5	
			Песчаники	2,5				6,5	Средние мягкие
K _{1b}	1790	2180	Пески						
			Глины	2,4				2,5	
			Песчаники	2,55	26,5	0,112	10	30	Средние мягкие
K ₁ g	2180	2240	Глины	2,4					
			Мергели	2,56				31	
			Известняки	2,53	27,5	0,100		35	мягкие средние твердые
K _{1v}	2240	2250	Известняки	2,53				35	
			Глины	2,23				30	
			Песчаники	2,58	26,5	0,340			твердые мягкие средние
J _{3v}	2250	2355	Известняки	2,53				3,0	
			Доломиты			непрониц.		3,0	Мягкие Средние
J _{3ox}	2355	2430	Глины	2,23				4,0	
			Мергели	2,56			48	4,0	
			Глины	2,23				4,0	Средние мягкие
J _{2cl}	2430	2540	Мергели					7,0	
			Песчаники					3,0	
			Алевролиты						
			Глины	2,25			10,7	4,0	
J ₂ bt	2540	2645	Песчаники	2,58	12,3	5,3		7,0	Твердые средние
			Алевролиты	2,48				3,0	
			Песчаники	2,53	14,2	21,67	4,8	7,0	
J _{2a} +bj	2645	3000	Глины	2,46				4,0	Средние твердые
			Алевролиты		13,5	5,84		3,0	
			Песчаники	2,45			7,21	7,0	

Стратиграфический горизонт	Интервал, м		Горная порода	Плотность, г/см ³	Пористость, %	Проницаемость, мкм ²	Карбонатность, %	Абразивность	Классификация пород по твердости (мягкая, средняя, твердая)
	от (верх)	до (низ)							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
J ₁	3000	3030	Алевролиты		12,8-14,3	6,7-35,7		3,0	Средние твердые
			Глины	2,40				4,0	
			Песчаники	2,45	14,1	7,35	4,9	6,0	
Т	3030	3100	Глины	2,52		непрониц.		3,0	Средние твердые
			Алевролиты					6,0	
			Аргиллиты			непрониц.	0,87	6,0	

Таблица 4.4. Геокриологическая характеристика разреза скважины

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

Примечание: В разрезе проектной скважины многолетнемерзлые породы отсутствуют.

4.1. НЕФТЕГАЗОВОДОНОСНОСТЬ ПО РАЗРЕЗУ СКВАЖИНЫ

Таблица 4.5. Нефтеносность

Индекс стратигра- фического подразде- ления(пачки)	Интервал, м		Тип коллектора	Параметры нефти						Параметры растворенного газа					
	От (верх)	До (низ)		плотность, г/см ³		Вяз- кость, мПа*с	Со- дер- жа- ние серы, % по весу	Содер- жание пара- фина, %по весу	Максимальный дебит, т/сут	Газо- вый фак- тор, м ³ / м ³	Содер- жание серово- дорода, %	Содер- жание угле- кис- лого газа, %	Относитель- ная по воз- духу плот- ность газа	Коэффициент сжимаемости	Давление насыще- ния в пласто- вых усло- виях, МПа
				в пла- стовых усло- виях	после дегаза- ции 20°С										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Ю-V -Ю-XI	2590	2600	поро- вый	0,741	0,825	1,07	0	2-25	5- 100	56,5	0	0,1-1	0,93	0,79	9,8
	2650	2660		0,700	0,821	1,55				84,7					11,4
	2690	2700		0,705	0,817	1,04				97,56					13,42
	2790	2800		0,751	0,812	0,84				43,8					8,55
	2850	2860		0,689	0,809	0,29				135,8					14,01
	2930	2940		0,719	0,814	0,23				87,8					12,25
	3000	3010		0,703	0,804	0,33				121,7					12,7

Примечание: параметры нефти и растворенного газа взяты из «Доп.№1 к Проекту разработки» по состоянию на 01.01.2025 г.

Таблица 4.6. Газоносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м (по вертикали)		Тип коллектора	Содержание в % по объему			Относительная по воздуху плотность газа	Коэффициент отклонения газа в пластовых условиях	Свободный дебит, тыс. м³/сут, т/сут	Газовый фактор т/м³	Плотность газоконденсата, г/см³	
	от (верх)	до (низ)		H ₂ S	He	CO ₂					в пластовых условиях	на устье скважины
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Не ожидается												

Примечание: чисто газовые горизонты отсутствуют

Таблица 4.7. Водоносность

Индекс страти- графиче- ского подразде- ления	Интервал, м*		Тип кол- лктора	Плот- ность, г/см³	Сво- бод- ный дебит, м³/сут	Химический состав воды, мг/дм³, мг-экв/дм³, % экв.						Сте- пень минерализа- ции, г/дм³	Тип воды по Сулину СФН-суль- фатно- натриевый; ХК-хлор- кальцие- вый; ХМ- хлормagni- евый	Относится к источнику питьевого водоснабже- ния (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
K _{1al}	1090	1275	поровый	1,084	5-50	75917	212,3	42,7	39462	2009	5357	123,447	ХЛК	нет
	1080	1350		1,088		77704	90,5	36,6	40445	2009	5469	126,206		
Ю-I	2510	2518		1,126		111136	11,5	183,0	50747	1720	16169	180,516		
Ю-VI	2776	2778		1,136		118055	6,6	109,8	54591	1726	16815	192,124		
Ю-VII	2791	2798		1,125		109839	4,9	122,0	66952	1514	16627	180,708		
Ю-VIII	2825	2852		1,131		114596	3,3	97,6	50931	1792	17921	186,020		
Ю-X	2902	2915		1,131		115028	4,9	-	51174	1726	18032	186,642		
Ю-XI	2977	2987		1,115		99460	31,3	97,6	45746	1307	14563	161,577		
	2972	2982		1,146		129731	13,2	61,0	61916	2064	16398	211,195		

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 давления	
1	2	3	4	5	6	7	8
Q	0	10	0,100	0,100	0,149	0,194	20
N	10	60	0,100	0,100	0,149	0,194	29
P+dt	60	575	0,100	0,100	0,149	0,201	48
K ₂	575	1070	0,100	0,100	0,149	0,206	62
K ₁	1070	2250	0,100	0,100	0,149	0,216	76
J _{3ox+v}	2250	2430	0,100	0,100	0,149	0,218	82
J _{3k}	2430	2540	0,100	0,100	0,149	0,221	90
J _{2b}	2540	2645	0,100	0,100	0,149	0,226	95
J _{2a}	2645	3000	0,100	0,100	0,149	0,226	100
J ₁	3000	3030	0,100	0,100	0,149	0,226	102
PT	3030	3100	0,100	0,100	0,149	0,226	105

Примечание: * - данные по градиентам давления и температуры взяты по фактическим замерам в скважинах

4.2. 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
K ₂ , J, T	380 2500	700 3100	5	-	нет	1,18	0,185	При забойном давлении выше пластового давления на 8%

Таблица 4.10. Осыпи и обвалы стенок скважины

Индекс стратигра- фического подразде- ления	Интервал, м		Буровые растворы, применявшиеся ранее				Время до начала осложнения, сут	Мероприятия по ликвидации по- следствий (проработка, про- мывка и т.д.).
	от (верх)	до (низ)	тип раствора	плот- ность, кг/м³	дополнительные данные по рас- твору, влияющие на устойчи- вость пород			
					условная вяз- кость, сек	Водоотдача, см³/30м		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
К, J, Т	0	850	Полимерный	1,12- 1,17		<6 см³/30мин	10	Промывка, проработка
	850	3100	Полимерный	1,07- 1,12		<5 см³/30мин	10	Промывка, проработка

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

Таблица 4.11. Нефтегазоводопроявления

Индекс стратиграфического подразделения (пачки)	Интервал, м*		Вид проявляемого флюида (вода, нефть, конденсат, газ)	Плотность смеси при проявлении для расчета избыточных давлений, г/см ³		Условия и характер проявлений	Характер проявления (в виде пленок нефти, пузырьков газа, перелива воды, увеличения водоотдачи и т.п.)
	от (верх)	До(низ)		трубное	затрубное		
1	2	3	4	5	6	7	8
Ю-V – Ю-XI	2590	2600	Нефть+газ	0,703	0,703	При превышении пластового давления на 5% над забойным	Разгазирование раствора, падение плотности бурового раствора, пузырьки газа
	2650	2660		0,719	0,719		
	2690	2700		0,689	0,689		
	2790	2800		0,751	0,751		
	2850	2860		0,705	0,705		
	2930	2940		0,700	0,700		
	3000	3010		0,741	0,741		

Таблица 4.12. Прихватоопасные зоны

Индекс стратиграфические подразделения	Интервал, м		Раствор, при применении которого произошел прихват				Наличие ограничений на оставление инструмента без движения или промывки (да, нет)	Вид прихвата (от перепада давления, заклинки, сальникообразования и т.д.)	Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)	тип	Плотность, г/см ³	Водоотдача, см ³ /30 мин и вязкость (УВ), с	Смазывающие добавки (название)			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
К, J, T	400	3100	Полимерный	1,07-1,12/3-4	<4÷6	СМАД	да	Сальникообразование, заклинки	Применение промывочного раствора с большой водоотдачей или простой без циркуляции раствора

Таблица 4.13. Текучие породы

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

Примечание: В разрезе проектных скважин текучие породы не ожидаются.

Таблица 4.14. Прочие возможные осложнения

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

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

4.3. 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 грунтоноса	Количество образцов пород, шт.
	от (верх)	до (низ)					от (верх)	до (вниз)					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Ю-V – Ю-XI	2600	2610	10	101,6	10	ЮV-ЮXI	800	3100	10	По результатам ГИС			
	3000	3010	10	101,6	10								

Примечание: * Интервалы отбора керна, шлама и грунта производятся, корректируются геологической службой ЗАКАЗЧИКА по фактически вскрываемому разрезу. При проявлении признаков углеводородов отбор шлама производить через каждое 1 метра.

Таблица 4.16. Геофизические исследования

Наименование исследований	Замеры производятся			Примечание
	на забое, м	в интервале, м		
		от	до	
1	2	3	4	5
КС, ПС, ИК, АК, ГГКП, КНК, ГК, ИМ, Термометрия, Кавернометрия (профилометрия), Инклинометрия	1:500	0	100	
	1:200	100	800	
		800	3100	
КС, ПС, ВИКИЗ, ГК, АК, ГГКП, КНК, БК, БМК, ИННК, МКЗ, СГК, резистивиметрия, Инклинометрия, ГТИ	1:200	800	3100	
КС, ПС, Кавернометрия, Инклинометрия, БМ, МН, РМ, ТА	1:500	2600	3100	Промежуточный каротаж перед спуском ИПТ
ЦМ, ЛМ, АКЦ, ГГДТ Дебитометрия, РГД, СГД, ЛМ, ГК, Термометрия, БМ, МН, РМ, ТА, Влажометрия, ГГК-п, резистивиметрия.	1:500	0	100	Изучение технического состояния скважин после спуска и ОЗЦ колонн. Выделение работающих интервалов. Состав флюидов в обсаженной скважине
		0	800	
		0	3100	

Примечание: * Предлагаемые интервалы исследования могут быть изменены «Заказчиком» на более информативные.

*-ГК с перекрытием каротажа верхней секции для привязки

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

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

Примечание: Испытание пластов в процессе бурения «Заказчиком» не планируется.

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

Таблица 4.18. Испытание продуктивных горизонтов (освоение скважины) в эксплуатационной колонне

Индекс стратиграфического подразделения (пачки), номер скважины			Номер объекта (снизу вверх)	Интервал залегания объекта, м*		Интервал установки цементного моста, м*		Тип конструкции продуктивного горизонта: открытый забой, фильтр, цементная колонна	Тип установки для испытания (освоения): передвижная, стационарная	Пласт фонтанирующий (ДА, НЕТ)	Количество режимов (штуцеров) испытания, шт.	Диаметр штуцеров, мм	Последовательный перечень операций вызова притока или освоения нагнетательной скважины: смена раствора на воду (РАСТВОР-ВОДА), смена раствора на нефть (РАСТВОР-НЕФТЬ), смена воды на нефть (ВОДА-НЕФТЬ), аэрация (АЭРАЦИЯ), понижение уровня компрессорами (КОМПРЕССОР)	Опорожнение экс. колонны при освоении	
				От (верх)	До (низ)	От (верх)	До (низ)							Максимальное снижение уровня, м	Плотность жидкости, г/см ³
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Ю-ХІ			1	3000	3010				передвижная	НЕТ	1	7	Раствор - вода – сваби-рование	2000	0,85

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

Таблица 4.19. Работы по перфорации эксплуатационной колонны при испытании (освоении)

Номер объекта	Перфорационная среда		Мощность перфорации, мм	Вид перфорации	Тип и размер перфоратора*	Количество отверстий на 1 м. шт.	Количество одновременно спускаемых зарядов, шт.	Количество спусков перфоратора раз	Спуск перфоратора на НКТ
	вид	плотность, г/см ³							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Бур. раствор	1,12	10	Кумулятивный	«Predator»- 4 1/2 или HXM 4505-4 1/2	16	160	1	да

Примечание:

1. Мощность интервалов перфорации уточняется по результатам оперативной интерпретации данных ГИС и исследований кернового материала.
2. Тип и параметры перфоратора могут быть изменены по желанию Заказчика;
3. Плотность жидкости при перфорации будет уточнена по фактическим данным бурения и ГИС.

Таблица 4.20. Интенсификация притока пластового флюида или повышение приемистости пласта в нагнетательной скважине

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

Примечание: выполнение ГРП предусмотрено по усмотрению «Заказчика»

Таблица 4.21. Дополнительные работы при испытании (освоении)

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

Примечание: Дополнительные работы при испытании (освоении) «Заказчиком» не планируются.

Таблица 4.22. Данные по эксплуатационным объектам

Номер объекта	Плотность жидкости в колонне, г/см ³		Пластовое давление на период поздней эксплуатации, кгс/см ²	Максимальный динамический уровень при эксплуатации, м	Установившаяся при эксплуатации температура, °С		Данные по объекту, содержащему свободный газ		Заданный коэффициент запаса прочности на смятие в фильтровой зоне
	на период ввода в эксплуатацию	на период поздней эксплуатации			в колонне на устье скважины	в эксплуатационном объекте	Длина столба газа по вертикали, м	Коэффициент сжимаемости газа в стволе скважины	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
I	0,703	1,12	316	фонтанный	30	98	-	-	1,15

Таблица 4.23. Дополнительные данные для определения продолжительности испытания (освоения) скважины

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

Таблица 4.24. 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/см³	относительная по воздуху плотность нагнетаемого газобразного агента	интенсивность нагнетания, м³/сут	давление на устье, кгс/см²	температура нагнетаемого агента, °С	шифр	глубина установки, м	тип	плотность, г/см³
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14

Примечание: В данном техническом проекте нагнетательные скважины не проектируются.

Таблица 4.25. 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: №№ 4.9-4.14

5 КОНСТРУКЦИЯ СКВАЖИНЫ

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

1. Удлиненное направление Ø 339,7 мм спускается на глубину 100 м и цементируется до устья. Удлиненное направление устанавливается с целью перекрытия верхних, неустойчивых пород. Устье скважины после спуска Удлиненное направление оборудуется противовыбросовым оборудованием.
2. Кондуктор Ø 244,5 мм спускается на глубину 800 м по стволу. Колонна устанавливается для перекрытия меловых отложений с целью обеспечения оптимальных условий вскрытия продуктивных горизонтов, а также для предотвращения возможного гидроразрыва пород в процессе ликвидации возможных нефтегазоводопроявлений при бурении под эксплуатационную колонну. Колонна оборудуется ПВО, цементируется до устья.
3. Эксплуатационная колонна – Ø 168,3 мм спускается на глубину 3100 м по стволу с целью разобщения продуктивных и водоносных горизонтов и для добычи углеводородов. Цементируется до устья.

Направления, кондукторы, потайные колонны, нижние и промежуточные ступени при ступенчатом цементировании, нижние и промежуточные секции секционных колонн цементируются на всю длину.

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

Совмещенный график давлений приведен на рис. 5.1

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

Таблица 5.1. Характеристика и устройство шахтового направления

Характеристика трубы					Подготовка шахты или ствола, спуск и крепление направления
наружный диаметр, м	длина, м	марка (группа проч- ности) мате- риала	толщина стенки, мм	масса, т	
1	2	3	4	5	7
На устье скважины предусмотреть шахту. Шахта представляет собой прямоугольный железобетонный колодец, с внутренними размерами 2х2х2 м.					

Примечание: Строительство шахтовой направляющей производят после гидроизолирующей пленки и отсыпки щебеночной смеси по всему дну шахтового направления.

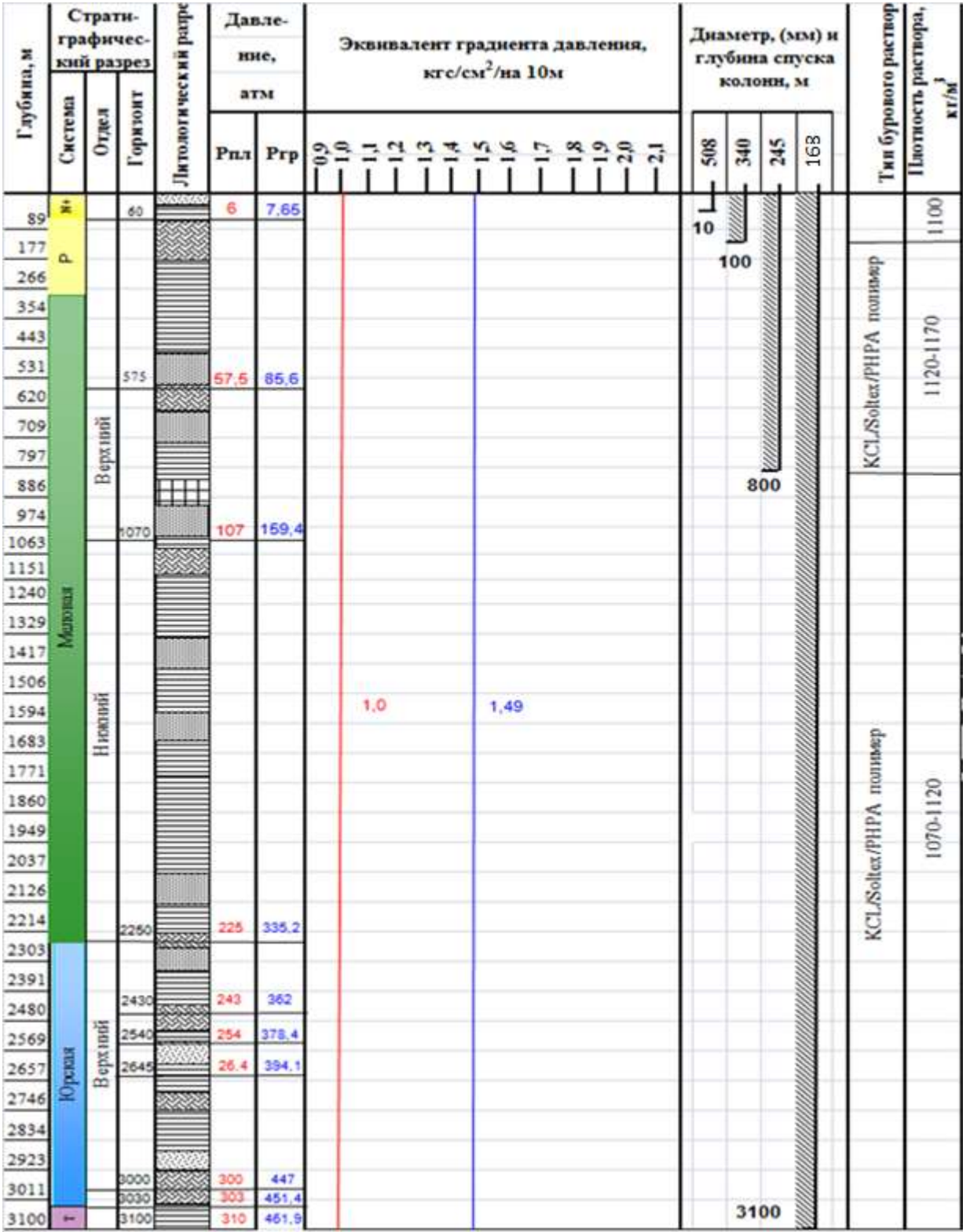


Рисунок 5-1. График совмещенных градиентов давлений

Таблица 5.2. Глубина спуска и характеристика обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны (направление, кондуктор, первая и последующие промежуточные, заменяющая, надставка, эксплуатационная) или открытый ствол	Интервал по стволу скважины (установка колонны или открытый ствол), м		Номинальный диаметр ствола скважины (долота) в интервале, мм	Расстояние от устья скважины до уровня подъема тампонажного раствора за колонной, м	Необходимость (причина) спуска колонны (в том числе в один прием или секциями), установки надставки, смены или поворота секции
		от (верх)	до (низ)			
1	2	3	4	5	6	7
1	Удлиненное направление Ø 339,7 мм	0	100	444,5	0	Перекрытие неустойчивых палеогеновых отложений склонных к размыву и осыпям и обеспечения опоры для устьевого оборудования и ПВО
2	Кондуктор Ø 244,5 мм	0	800	311,2	0	Цементируется до устья. Спускается с целью перекрытия поглощающих горизонтов, предотвращения гидроразрыва пород в процессе ликвидации возможных НГВП при бурении под эксплуатационную колонну.
3	Эксплуатационная колонна Ø 168.3 мм	0	3100	215,9	0	Цементируется до устья. Спускается с целью разобщения продуктивных и водоносных горизонтов и эксплуатации продуктивных горизонтов

Таблица 5.3. Характеристика отдельно спускаемых частей обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска (см. табл. 5.2, гр.1)	Раздельно спускаемые части												
	номер в порядке спуска (см. табл. 5.2., гр. 8)	количество диаметров, шт.	номер одноразмерной части в порядке спуска	наружный диаметр, мм	интервал установки одноразмерной части (по стволу), м		ограничение на толщину стенки, не более, мм	соединения обсадных труб в каждой одноразмерной части					
					от (верх)	до (низ)		кол-во типов соединений, шт.	номер в порядке спуска	условный код типа соединения	максимальный наружный диаметр соединения, мм	интервал установки труб с заданным типом соединения, м	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1	1	1	1	339,7	0	100	9,65	1	1	Батресс	365,1	0	100
2	1	1	1	244,5	0	800	10.03	1	1	Батресс	269,9	0	800
3	1	1	1	168,3	0	3100	8.94	1	1	Батресс	187.7	0	3100

Примечание:

1. Возможна замена обсадных труб всех размеров и типов резьбы на более высокопрочные по усмотрению «Заказчика»
2. В связи с отсутствием в составе флюида при бурении скважин сероводорода дополнительная коррозионная защита труб не предусмотрена

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

№ пп	Наименование мероприятия или краткое описание
1	2
1	Проведение учебных тревог «Выброс», периодичность – 4 раза в месяц и перед вскрытием продуктивного пласта
2	Периодические функциональные проверки ПВО во время бурения – 2 раз в месяц и перед вскрытием продуктивного пласта
3	После монтажа буровой установки и перед спуском обсадных колонн центрирование вышки для обеспечения вертикальности ствола скважины.
4	<p>Проведение мероприятий по предупреждению гидроразрыва пластов при выполнении технологических операций в скважине:</p> <ul style="list-style-type: none"> - запрещается продолжение углубления скважины при появлении поглощения раствора и без выхода циркуляции; - не допускать превышения скорости спуска бурильных (обсадных) труб более установленных значений; - строго следить за правильным восстановлением циркуляции раствора после спуска инструмента, при соблюдении параметров бурового раствора - с целью предупреждения заклинивания и прихвата инструмента в случае потери диаметра необходимо проработать интервал предыдущего бурения. <p>В интервалах возможных поглощений бурового раствора необходимо предусмотреть ограничение скорости спуска бурильного инструмента, поддержание свойств бурового раствора в заданных пределах согласно табл. 7.1.</p> <p>На глубине кровли продуктивного пласта произвести промежуточную промывку скважины не менее 2 циклов и выравнивание параметров бурового раствора (для уменьшения гидравлических сопротивлений на пласт).</p> <p>В интервалах возможных проявлений после окончания бурения, перед подъемом бурильных труб для смены долота, необходимо предусмотреть промывку скважины в течение цикла.</p> <p>В интервалах возможных осыпей и обвалов необходимо поддержание ингибирующих свойств бурового раствора в заданных пределах</p>
5	<ul style="list-style-type: none"> – Запрещается крепление долот ротором. – В случае возникновения затяжек инструмента в момент подъема, необходимо приостановить подъем, навернуть ведущую трубу (квадрат), дать промывку и путем расхаживания и проворота ротором при промывке сбить сальник с долота. – Не оставлять инструмент в открытом стволе скважины без движения более 10 мин (уточняется технологической службой подрядчика). – Поддерживать в буровом растворе смазочные добавки в требуемых пределах. – Постоянно контролировать и регистрировать величину вращающего момента бурильной колонны, недопуская превышения установленной величины с помощью моментомера. – В случае интенсивного обвалообразования бурение прекратить, инструмент без движения не оставлять, производить промывку скважины с целью очистки ствола от обвалившейся породы. – При спуске бурильного инструмента в скважину производить промежуточные промывки, при возникновении посадок обязательно. – В местах постоянных сужений ствола скважины производить спуск бурильного инструмента с проработкой, а подъем при наличии затяжек осуществлять с промывкой. – При изменении компоновки низа бурильной колонны или типа долота спуск инструмента в открытой части ствола скважины производить замедленно, а в местах посадок и интервалах постоянных сужений производить проработку. – Все резьбовые соединения УБТ при каждом спуске в скважину закреплять машинными ключами. – Смену положения рабочих соединений УБТ производить через 100 ч механического бурения при бурении до глубины 3000 м и через 30 ч при бурении свыше 3000 м. – Смену положения рабочих соединений бурильных труб производить через 10–15 долблений. При бурении в осложненных условиях и проведении аварийных работ частоту смены рабочих соединений увеличить до практически необходимой. – Если в процессе бурения возникли признаки слома бурильной колонны, ее негерметичности или разрушения долота, колонна бурильных труб должна быть поднята.

	<ul style="list-style-type: none"> – В процессе бурения все бурильные трубы и замки к ним, ведущие и утяжеленные трубы, центраторы, переводники и другие элементы бурильной колонны должны проверяться визуально (износ наружной поверхности, состояние резьбовых соединений) и, кроме того, методом опрессовки и дефектоскопии. Проверка производится в соответствующие сроки. – Для предупреждения искривления скважины в проекте предусмотрено: применение специальной КНБК, обеспечивающей необходимую жесткость низа бурильной колонны, нормальную проходимость по стволу, предотвращение заклинивания инструмента при СПО; контроль параметров — с помощью инклиномера через 300–500 м проходки скважины;
6	<p>В целях предотвращения открытого НГВП при вскрытии продуктивных и водонапорных горизонтов и дальнейшем углублении скважины:</p> <ul style="list-style-type: none"> – плотность бурового раствора должна поддерживаться из расчета создания гидростатического давления в скважине, превышающего пластовое, и соответствовать проекту; – условная вязкость, статическое напряжение сдвиг бурового раствора должны поддерживаться на минимально допустимом уровне, исходя из требований проекта; – на буровой необходимо иметь запас бурового раствора соответствующих свойств в количестве, равном двум объемам скважины; – буровая должна быть оснащена механизмом (дегазатором) для дегазации бурового раствора и приборами контроля концентрации газа в буровом растворе. Вскрытие продуктивных горизонтов при неисправно дегазаторе запрещается; – устье скважины должно быть оборудовано ПВО в соответствии с утвержденной схемой.
7	<p>Перед подъемом бурильной колонны из скважины со вскрытыми продуктивными горизонтами необходимо тщательно промыть скважину (не менее 1 цикла) и выровнять буровой раствор с доведением его показателей свойств до норм, установленных техническим проектом, промывку производить с периодическим вращением бурильного инструмента.</p>
8	<p>Устье скважины должно быть оборудовано приспособлением для долива. При подъеме инструмента из скважины производить непрерывный долив бурового раствора, поддерживая его уровень у устья скважины. Для непрерывного долива необходимо установить емкость объемом 20–25 м³ под буровой раствор, используемый для долива скважины.</p>
9	<p>При первых признаках поршневания подъем прекратить и произвести промывку и проработку скважины, снизить скорость подъема бурильной колонны.</p>
10	<p>По завершению процесса цементирования обсадных колонн, осуществлять ОЗЦ с герметизацией устья.</p> <p>При длительных простоях (более 15 суток) бурящейся скважины вскрытые продуктивные горизонты должны быть изолированы цементным мостом. При появлении признаков газонефтеводопроявления необходимо принять экстренные меры в соответствии с действующими инструкциями, немедленно сообщить руководству буровой организации и представителю Заказчика.</p>
11	<p>В случае вынужденных простоев бурильная колонна должна быть спущена до башмака последней обсадной колонны и устье скважины герметизировано превентором. При этом необходимо периодически производить промывку скважины со спуском бурильных труб до забоя. Периодичность промывок определяется технологической службой бурового предприятия.</p>
12	<p>Проектом предусмотрено:</p> <ul style="list-style-type: none"> – организовать службу супервайзера на буровой; – службу контроля (круглосуточно) и регулирование параметров бурового раствора; – обеспечить буровую газокаротажной станцией (по решению заказчика)

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

Интервал по вертикали, м		Допустимая гидродинамическая составляющая ре- прессии 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	100	0	0,15	Депрессия в процессе бурения не предусматривается	
100	800	0,15	1,36		
800	3100	1,36	3,72		

Примечания: В остальных интервалах допустимые гидродинамические давления по условию предупреждения поглощений ограничивается давлением гидроразрыва пород

6 ПРОФИЛЬ СТВОЛА СКВАЖИНЫ

Таблица 6.1. Входные данные по профилю наклонно-направленной скважины

Интервал установки погружных насосов по вертикали, м		Максимально допустимые параметры профиля в интервале установки погружных насосов		Зенитный угол, град		
				максимально допустимый в интервале его увеличения	при входе в продуктивный пласт	
		зенитный угол, град	интенсивность изменения зенитного угла, град/30 м		минимально допустимый	максимально допустимый
от (верх)	до (низ)					
1	2	3	4	5	6	7
Скважины вертикальные						

Таблица 6.2. Профиль ствола скважины

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

7 БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ

Требования к буровым растворам разработаны с учетом всех осложнений, ожидаемых на основе предоставленной геологической информации по месторождению Арыстановское.

При разработке программы по буровым растворам необходимо учесть все проблемы, связанные с геологическими условиями бурения скважин:

- Осыпи и обвалы стенок скважины;
- Сальникообразования;
- Кавернообразования;
- Поглощение бурового раствора из-за АНПД;
- Поглощение бур раствора в процессе бурения
- Прихваты бурильного инструмента.

На всём интервале бурения следует использовать ингибированный полимерный буровой раствор.

С целью максимального сохранения коллекторских характеристик (пористость и проницаемость) продуктивного пласта и предупреждения всех вышеперечисленных осложнений, которые могут возникнуть при первичном вскрытии, бурение продуктивных пластов необходимо производить с использованием ингибированных полимерных систем буровых растворов, которые должны отвечать основным требованиям, предъявляемым к ним:

- низкое содержание в них твердой фазы;
- используемые химические реагенты должны быть биоразлагаемыми и не засоряющими пласт (крахмальные реагенты, биополимеры);
- с целью сохранения коллекторских характеристик пласта и недопущения закупорки (кольматации) его, в качестве утяжелителя бурового раствора использовать кислоторастворимые карбонатные утяжелители;
- при поглощении бурового раствора в продуктивных пластах необходимо использовать кислоторастворимый карбонат кальция в качестве временно закупоривающего агента (наполнителя) различной формы и гранулометрического состава, во избежание загрязнения коллектора;
- для предупреждения прихватов, в буровой раствор добавлять смазывающие и противоприхватные реагенты
- при бурении интервала вскрытия продуктивных пластов вводить смазывающие реагенты, которые не дают флуоресцентного свечения в

ультрафиолетовом свете при спектральном анализе шлама.

Периодически, в процессе бурения и при подготовке ствола скважины к спуску эксплуатационной колонны, с целью дополнительной очистки ствола скважины от оставшейся в нем выбуренной породы (особенно в кавернозной части ствола) прокачивать специально приготовленную вязкую пачку полимерного раствора той же плотности в количестве 5-7 м³.

С целью сохранения и регулирования технологических показателей бурового раствора (особенно по поддержанию твердой фазы и плотности бурового раствора), предусмотреть трехступенчатую очистку его от выбуренной породы: вибросита, оснащенные сетками с размерами ячеек для грубой и тонкой очистки, песко- и илоотделители, центрифуга (при необходимости)

Контроль качества и подготовка бурового раствора

Учитывая возможные проблемы в процессе бурения скважины и методы их устранения, необходимо обеспечить жесткий контроль за химическими и реологическими свойствами бурового раствора. Для этого все основные параметры (таблица 7.1.) должны измеряться 3-4 раза в сутки, кроме плотности, замеряемой через 10-15 минут (при нефтегазопрооявлениях через 5 минут) и условной вязкости (по СПВ-5, стандарт РК или по воронке Марша, стандарт АНИ), через 10-15 минут. Особые требования предъявляются к системе контроля за содержанием твердой фазы в буровом растворе и ее регулированию, для чего циркуляционная система буровой установки должна быть оснащена самым современным оборудованием для очистки его и регулирования содержания в нем твердой фазы. При использовании ингибированных систем бурового раствора вибросита должны быть оснащены сетками, соответствующими вскрытому разрезу.

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

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

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

Обоснование плотности бурового раствора по интервалам глубин

В соответствии с «Правилами обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности»:

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 1200 м включительно),

но не более 1,5 МПа (15 кгс/см²);

2) 5-10% - для скважин глубиной до 2500 м (интервалов от 1200 до 2500 м 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).

1 Интервал бурения 10 – 100 м

На глубине 100 м пластовое давление равно 1,0 МПа.

Расчетное значение плотности раствора составляет 1,10 г/см³

Максимальная плотность бурового раствора в интервале 1,15 г/см³

Интервал бурения 100 – 800 м

На глубине 800 м пластовое давление равно 8,0 МПа.

Расчетное значение плотности раствора составляет 1,07÷1,12 г/см³

Максимальная плотность бурового раствора в интервале 1,15 г/см³

2 Интервал бурения 800 – 3100 м

На глубине 3100 м пластовое давление равно 31 МПа.

Расчетное значение плотности раствора составляет 1,07÷1,12 г/см³

Максимальная плотность бурового раствора в интервале 1,15 г/см³

Таблица 7.1. Типы и параметры буровых растворов

Название (тип) раствора	Интервал, м		Параметры бурового раствора							
	от (верх)	до (низ)	плотность, г/см ³	условная вязкость, с	водоотдача, см ³ /30 мин	СНС, мгс/см ² через, мин		ДНС, фунт/100фут ²	Пластиче- ская вяз- кость, мПа·с	рН
						10 с	10 мин			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Бентонитовый	10	100	1,10	45÷70	< 8	8÷20	10÷28	12÷30	< 25	9,0÷9,5
KCL/Soltex/PHP	100	800	1,07-1,12	30÷50	< 5	4÷8	7÷15	12÷20	15÷25	8,5÷9,5
А полимер	800	3100	1,07-1,12	30÷50	< 5	5÷10	10÷15	15÷25	10÷25	8,5÷9,5

Примечание:

При необходимости обеспечения устойчивости стенок скважины возможно увеличение плотности бурового раствора (п. 85-2 Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности).

Таблица 7.2. Компонентный состав бурового раствора и характеристики компонентов

Номер интервала с одинаковым долевым составом бурового раствора	Интервал (по стволу), м		Название (тип) раствора	Плотность раствора, г/см ³	Смена раствора для бурения интервала (да, нет)	Название компонента	Плотность, г/см ³	Содержание вещества в товарном продукте (жидкости), %	Влажность, %	Сорт	Содержание компонента в буровом растворе, кг/м ³
	от (верх)	до (низ)									
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	0	100	Бентонитовый	1,10	нет	Caustic soda	2,130	98,4	1	Высший	2,0
						Soda Ash	2,500	99,4	2	Высший	1,0
						Бентонит	2,600	-	5	Высший	70
						Тех. вода	1,030	-	-	-	978
2	100	800	KCL/Soltex/PHPA полимер	1,07-1,12	да	Caustic soda	2,130			Высший	2
						Soda Ash	2,500			Высший	3
						OS Polymer LVB	1,990			Высший	11
						Drispac Plus SL	1,000			Высший	3
						Drispac Plus R	1,000			Высший	8
						KCl	1,980			Первый	70
						Soltex	1,030			Высший	9,0
						Descor Regular	1,900			Первый	2
						Drillzan D	1,030			Высший	2
						Тех. вода	1,030			-	900
3	800	3100	KCL/Soltex/PHPA полимер	1,07-1,12	нет	Caustic soda	2,130			Высший	1,0
						Soda Ash	2,500			Высший	1,0
						OS Polymer LVB	1,990			Высший	11,0
						Drispac Plus SL	1,000			Высший	5,0
						Drispac Plus R	1,000			Высший	5,0
						KCL	1,980			Первый	70,0
						Soltex	1,030			Первый	9,0
						Descor Regular	1,900			Высший	2
						Бактерицид	1,000			Первый	0,15
						Drillzan D	1,030			Высший	2
						PHPA	1,030			Высший	1,5
						Тех. вода	1,030			Первый	927

Примечание:

- типы буровых растворов и компонентный состав могут быть изменены по усмотрению «Заказчика» на раствор, улучшающий качество проводки.
- возможно использование химических реагентов - аналогов.
- паспорта безопасности химической продукции должны быть предоставлены вместе с химической продукцией и доступны на скважине
- на буровой площадке следует всегда хранить запас хим. реагентов предназначенных на случай осложнений в скважине.

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

Интервал, м		Коэффициент запаса раствора на поверхности	Название (тип) бурового раствора и его компонентов	Нормы расхода компонентов бурового раствора м³/м и его компонентов, кг/м³			Потребность бурового раствора (м³) и его компонентов (т) бурового раствора, т			
от (верх)	до (низ)			величина	источник нормы	Поправочный коэффициент	на запас на поверхности	на исходный объем	на бурение интервала	На интервале
1	2	3	4	5	6	7	9	10	11	12
0	100	-	Бентонитовый		-	-	-	44	54	98
			Caustic soda	2,0			-	0,088	0,108	0,196
			Soda Ash	1,0			-	0,044	0,054	0,098
			Бентонит	70			-	3,08	3,78	6,86
			Тех. вода	978			-	43,032	52,812	95,844
100	800	-	KCl/Soltex/полимер		-	-	-	109	73	183
			Caustic soda	2		-	-	0,22	0,15	0,37
			Soda Ash	3		-	-	0,33	0,22	0,55
			OS Polymer LVB	11		-	-	1,2	0,81	2,01
			Drispac Plus SL	3		-	-	0,33	0,22	0,55
			Drispac Plus R	8		-	-	0,87	0,59	1,46
			KCl	70		-	-	7,65	5,14	12,79
			Soltex	9,0			-	0,98	0,66	1,64
			Descor Regular	2			-	0,22	0,15	0,37
			Drillzan D	2			-	0,22	0,15	0,37
			Тех. вода	900		-	-	98,2	65,98	164,18
800	3100	1,0	KCL/Soltex/PHPA полимер		СЭСН	-	129	169	116	285
			Caustic soda	1,0		-	0,13	0,17	0,12	0,420
			Soda Ash	1,0		-	0,13	0,17	0,12	0,420
			OS Polymer LVB	11,0		-	1,42	1,86	1,28	4,560
			Drispac Plus SL	5,0		-	0,65	0,85	0,58	2,080
			Drispac Plus R	5,0		-	0,65	0,85	0,58	2,080
			KCL	70,0		-	6,46	8,46	5,81	20,730
			Soltex	9,0		-	1,16	1,52	1,05	3,730

Интервал, м		Коэффициент запаса раствора на поверхности	Название (тип) бурового раствора и его компонентов	Нормы расхода компонентов бурового раствора м³/м и его компонентов, кг/м³			Потребность бурового раствора (м³) и его компонентов (т) бурового раствора, т			
от (верх)	до (низ)			величина	источник нормы	Поправочный коэффициент	на запас на поверхности	на исходный объем	на бурение интервала	На интервале
1	2	3	4	5	6	7	9	10	11	12
			Desco Regular	2			0,26	0,34	0,23	0,830
			Бактерицид	0,15			0,02	0,03	0,02	0,070
			Drillzan D	2			0,26	0,34	0,23	0,830
			PHPA	1,5		-	0,19	0,25	0,17	0,610
			Тех.вода	927		-	120	157	108	384

Примечание:

возможно использование химических реагентов-аналогов;

тип бурового раствора и компонентный состав могут быть изменены по усмотрению Заказчика на улучшающий качество проводки скважины

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

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Номер раздельно спускаемой части колонны в порядке спуска	Номер ступени цементирования	Название компонентов для обработки раствора	Характеристика компонентов				Норма расхода на обработку 1м ³ раствора, кг/м ³	Количество, кг
					плотность, кг/м ³	влажность, %	содержание вещества в товарном продукте, %	сорт		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Кондуктор	1	1	Бикарбонат Na	2160	2	99,5	1	3.0	50
2	Промежуточная	1	1	Бикарбонат Na	2160	2	99,5	1	3.0	80

Таблица 7.5. Суммарная потребность компонентов бурового раствора на скважину

Наименование (тип) компонента бурового раствора	ГОСТ, ОСТ, ТУ, МРТУ, МУ и т.д. изготовление	Потребность компонентов бурового раствора на интервале, т.				Суммарная, т.
		0-100м	100-800м	800-3100м	на запас на поверхности	
1	2	3	4	5	6	7
Caustic soda	ГОСТ 4568-74	0,196	0,37	0,420	0,13	0,986
Soda Ash	ГОСТ 5100-73	0,098	0,55	0,420	0,13	1,068
Бентонит	ТУ-390147001-105-93	6,86				6,86
OS Polymer LVB	Импортное		2,01	4,560	1,42	6,57
Drispac Plus SL	Импортное		0,55	2,080	0,65	2,63
Drispac Plus R	Импортное		1,46	2,080	0,65	3,54
KCl	Импортное		12,79	20,730	6,46	39,98
Soltex	Импортное		1,64	3,730	1,16	5,37
Desco Regular	Импортное		0,37	0,830	0,26	1,2
Drillzan D	Импортное		0,37	0,830	0,26	1,2
PHPA	Импортное			0,610	0,19	0,61
Бактерицид	ТУ 2433-003-22427740-02			0,070	0,02	0,07
Бикарбонат Na	ГОСТ 2156-96	0,05	0,08			0,13
Тех. вода	Местная	95,844	164,18	384	120	644,024

Таблица 7.6. Оборудование для приготовления и очистки буровых растворов

Название	Типоразмер или шифр	Количе- ство, шт.	Использование очистных устройств		
			ступенчатость очистки: 1 - вибросито; 2 - 1+пескоотделитель; 3 - 2+илоотде- литель	интервал, м	
				от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5	6
Вибросито	Derrick Flo-503	2	1) – вибросито	10	3100
Пескоотделитель	Derrick Flo-503	1	2) 1 + пескоотделитель		
Илоотделитель	Derrick2000	1	3) 2+ илоотделитель		
Центрифуга центробежным насосом		1			
Блок приготовления рас- твора, включающий:	гидроворонка	2			
	гидравлические перемешива- тели	5			
	механические перемешиватели	8			

Примечание:

1. Под все интервалы ствола очистка бурового раствора будет оптимизироваться с имеющимся оборудованием. Это может означать введение в работу вибросит и центрифуг, начиная с верхнего интервала ствола при необходимости.

2. Возможно использование другого типа с аналогичными технологическими характеристиками для приготовления и очистки бурового раствора от выбуренной породы

8 УГЛУБЛЕНИЕ СКВАЖИНЫ

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

Интервал, м		Вид технологической операции (бурение, отбор керна, расширка, проработка)	Способ бурения	Условный номер, КНБК (см. табл. 1.8.2)	Режим бурения			Скорость выполнения технологической операции, м/час
от (верх)	до (низ)				осевая нагрузка, тс	скорость вращения, об/мин	расход бурового раствора, л/с	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0	100	Бурение	Роторный	1	2-4	90-100	50-55	10
100	800	Бурение, проработка	Роторный+ВЗД	2	5-15	90-120	50-55	20
800	3100	Бурение, проработка	Роторный+ВЗД	3	6-18	150-250	25-30	15
2600	3000	Отбор керна (поинтервально)	Роторный	4	5-8	60-70	12-18	1,3-2

Таблица 8.2. Компоновка низа бурильных колонн (КНБК)

Условный номер КНБК	Э Л Е М Е Н Т Ы КНБК (до бурильных труб)										
	№ по порядку	Типоразмер, шифр или краткое название элемента КНБК (код IADC)	Расстояние от забоя до места установки	Техническая характеристика					Суммарная длина КНБК, м	Суммарная масса КНБК, т	Примечание
				Наружный диаметр, мм	Диаметр проходного сечения, мм	Длина, м	Масса, кг	Угол перекоса осей отклонителя, град.			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Интервал бурения и проработки от 0 до 100м											
1	1	III 444,5 код по IADC (111,117) *	0,0	444,5	-	0,46	240		91,08	24,2	Разрушение
	2	Стабилизатор 444,5	0,46	444,5	76,2	2,46	963,9				ОЦЭ
	3	СУБТ-241,3мм	2,92	241,3	76,2	18,9	6131,5				Нагрузка
	4	Стабилизатор 444,5	21,82	444,5	76,2	2,46	963,9				ОЦЭ
	5	СУБТ-241,3мм	24,28	241,3	76,2	9,45	3065,8				Нагрузка
	6	Переводник	33,73	165,1	76,2	0,65	210,9				Переводник
	7	СУБТ-203,2мм	34,38	203,2	71,45	56,7	12656				Нагрузка
Интервал бурения и проработки от 100 до 800м вариант с применением ВЗД											
2	1	PDC 311,2мм код по IADC (S121,323) *	0,0	311,2	-	0,44	88		164,6	26,4	Разрушение
	2	Забойный двигатель (PDM)	0,44	241,3	76,2	9,45	2250,1				ОЦЭ
	3	Переводник с обратным клапаном	9,89	241,3	76,2	0,65	210,9				Переводник
	4	СУБТ-241,3мм	10,54	241,3	76,2	9,45	3,0				Нагрузка
	5	Стабилизатор 311,1мм	19,99	311,1	71,45	1,68	366,76				ОЦЭ
	6	СУБТ-203,2мм	21,67	203,2	71,45	85,05	18984,9				Нагрузка
	7	Переводник	106,72	203,2	71,45	1,22	272,3				Переводник
	8	ТБТ(HWDP5")	107,94	127,0	76,2	56,7	4246,8				Нагрузка
Интервал бурения и проработки от 100 до 800м вариант роторный											
2	1	III 311,1мм код по IADC (216, 535) *	0,0	311,1	-	0,44	88		165,6	28,5	Разрушение
	2	Наддолотный стабилизатор 311,1мм	0,44	311,1	71,45	1,68	366,76				ОЦЭ
	3	СУБТ-203,2мм	2,12	203,2	71,45	18,9	4207,7				Нагрузка

Условный номер КНБК	Э Л Е М Е Н Т Ы КНБК (до бурильных труб)										
	№ по порядку	Типоразмер, шифр или краткое название элемента КНБК (код IADC)	Расстояние от забоя до места установки	Техническая характеристика					Суммарная длина КНБК, м	Суммарная масса КНБК, т	Примечание
				Наружный диаметр, мм	Диаметр проходного сечения, мм	Длина, м	Масса, кг	Угол перекоса осей отклонителя, град.			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	4	Стабилизатор 311,1мм	21,02	311,1	71,45	1,68	366,76				ОЦЭ
	6	СУБТ-203,2мм	22,7	203,2	71,45	85,05	18984,9	Нагрузка			
	7	Переводник	107,75	203,2	71,45	1,22	272,3	Нагрузка			
	8	ТБТ(HWDP5")	108,97	127,0	76,2	56,7	4246,8				Нагрузка
Интервал бурения и проработки от 800 до 3100м вариант с применением ВЗД											
3	1	Ш215,9мм код по IADC (S223, 233) *	0,0	215,9	-	0,36	41,5		237,9	28,4	Разрушение
	2	Забойный двигатель (PDM)	0,36	171,5	71,45	8,23	1040				ОЦЭ
	3	Переводник с обратном клапаном	8,59	165,1	71,45	1,0	136,9				Переводник
	4	СУБТ-165,1мм	9,59	165,1	71,45	9,45	1288,9				Нагрузка
	5	Стабилизатор 215,9	19,04	215,9	71,45	1,52	217,15				ОЦЭ
	6	СУБТ-165,1мм	20,56	165,1	71,45	132,28	18042,9				Нагрузка
	7	Гидромехан. ясс Hydro-Mechanical Jar	152,84	165,1	71,45	9,45	839,2				Ликвидация прихватов
	8	СУБТ-165,1мм	162,29	165,1	71,45	18,9	2562,8				Нагрузка
	9	Толстостенные бур. трубы (HWDP5")	181,19	127,0	76,2	56,7	4246,8				Нагрузка
Интервал бурения и проработки от 800 до 3100м вариант роторный											
3	1	Ш 215,9мм код по IADC (546, 537) *	0,0	215,9	-	0,31	37		239,7	28,7	Разрушение
	2	Амортизатор	0,31	165,1	71,45	0,87	114,5				Для снижения вибрации
	3	СУБТ-165,1мм	1,18	165,1	71,45	18,9	2562,8				Нагрузка
	4	Стабилизатор 215,9мм	20,08	215,9	71,45	1,52	217,15				ОЦЭ
	5	СУБТ-165,1мм	21,6	165,1	71,45	18,9	2562,8				Нагрузка
	6	Стабилизатор 215,9мм	40,5	215,9	71,45	1,52	217,15				ОЦЭ

Условный номер КНБК	Э Л Е М Е Н Т Ы КНБК (до бурильных труб)										
	№ по порядку	Типоразмер, шифр или краткое название элемента КНБК (код IADC)	Расстояние от забоя до места установки	Техническая характеристика					Суммарная длина КНБК , м	Суммарная масса КНБК, т	Примечание
				Наружный диаметр, мм	Диаметр проходного сечения, мм	Длина, м	Масса, кг	Угол перекоса осей отклонителя, град.			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	7	СУБТ-165,1мм	42,02	165,1	71,45	112,7	15372,2				Нагрузка
	8	Гидромехан. Ясс Hydro-Mechanical Jar	154,72	165,1	71,45	9,45	839,2				Ликвидация прихватов
	9	СУБТ-165,1мм	164,17	165,1	71,45	18,9	2562,8				Нагрузка
	10	Толстостенные бур. трубы (HWDPS’')	183,07	127,0	76,2	56,7	4246,8				Нагрузка
Интервал отбора керна от 2600 до 3100м (по интервально)											
4	1	III 215,9/101,6	0,0	215,9	-	0,37	49		206,2	23,4	Разрушение
	2	Керноотборочный снаряд (СК-171,5/101,6)	0,37	171,5	143	26,27	2970,3				Прием керна
	3	СУБТ-165,1мм	26,64	165,1	71,4	113,4	15377,0				Нагрузка
	4	Гидромехан. Ясс Hydro-MechanicalJar	140,0	165,1	71,45	9,45	839,2				Ликвидация прихватов
	6	Толстостенные бур. трубы (HWDPS’')	149,5	127,0	76,2	56,7	4246,8				Нагрузка

Примечания:

1. Допускается корректировка КНБК по фактическим горно-геологическим условиям и изменение элементов КНБК на аналогичные, имеющих в наличии или по желанию Заказчика.
2. КНБК уточняется в соответствии с программой бурения сервисной компании, согласованной с Заказчиком
3. В случае проблем, связанных с изменением угла отклонения более 2,5градусов при использовании данной КНБК, произвести подъем и сборку маятниковой компоновки.
4. * Возможно использование долот других типов

Таблица 8.3. Потребное количество элементов КНБК

Типоразмер, шифр или краткое название элемента КНБК	Вид технологической операции (бурение, отбор керна, расширка, проработка)	Интервал работы по стволу, м		Норма проходки		Потребное количество на интервале, шт (для УБТ комплектов)
		от (верх)	до (низ)	величина, м	источник нормы	
1	2	3	4	5	6	7
III 444,5мм код по IADC (111,117)	Бурение, проработка	0	100	750		0,13
Стабилизатор 444,5мм	Бурение, проработка	0	100	900		0,11
311,1мм PDC	Бурение, проработка	100	800	1000		0,7
III 311,1мм код по IADC (216,535)	Бурение, проработка	100	800	330		2,1
Стабилизатор 311,1мм	Бурение, проработка	100	800	1000		0,70
215,9мм PDC	Бурение, проработка	800	3100	3000		0,76
III 215,9мм код по IADC (546, 537)	Бурение, проработка	800	3100	420		5,47
III 215,9/101,6	Отбор керна	2600	3000	100		0,7
Стабилизатор 215,9мм	Бурение, проработка	800	3100	3000		0,76

Таблица 8.4. Суммарное количество и масса КНБК

Название обсад- ной колонны	Типоразмер, шифр или краткое назва- ние элемента КНБК	ГОСТ, ОСТ, МРТУ, ТУ, МУ, и т. п. на изготовление	Суммарная величина			
			количество элементов КНБК, шт (м)			масса по типо- размеру или шифру, кг
			для проработки ствола	для бурения, проработки и от- бора керна	по типоразмеру или шифру	
1	2	3	4	5	6	7
Удлиненное направление	III 444,5мм код по IADC (111, 117)	Импортные	-	0,13	1 шт	240,0
	Стабилизатор 444,5мм	импортные	-	0,11	1 шт	963,9
	СУБТ-241,3мм	Стан. API RP 7G	-	28,3м	1к-т	9197,3
	СУБТ-203,2мм	Стан. API RP 7G	-	56,7 м	3к-т	12656
	Переводник	Стан. API RP 7G	-	-	1шт	355,6
Кондуктор	III 311,1мм код по IADC (215,535)	Импортные	-	2,1	3шт	264
	311,1мм PDC	Импортные		0,7	1 шт	88
	Стабилизатор 311,1мм	Импортные	-	0,70	1 шт	457,5
	СУБТ-203,2мм	Стан. API RP 7G	-	47,2м	3к-т	10511,4
	Забойный двигатель (PDM)241,3мм	Импортные	-	9,76м	1к-т	2250,1
	Переводник с обратном клапаном	Импортные	-	-	1шт	210,9
	Переводник	Стан. API RP 7G	-	-	1шт	272,3
Эксплуатационная	III 215,9 код по IADC (537)	Импортные		5,47	6шт	185
	215,9мм PDC	Импортные		0,76	1шт	41,5
	Стабилизатор 215,9	Импортные	-	0,76	1шт	217,1
	Амортизатор	Импортные	-	-	1к-т	114,5
	Переводник с обратном клапаном	Импортные	-	-	1шт	136,9
	Забойный двигатель (PDM)171,4мм	Импортные	-	8,23м	1шт	1040
	Гидромеханический яс (Hydro-Mechanical Jar)	Импортные	-	-	1к-т	839,2
	СУБТ-165,1мм	Стан. API RP 7G	-	169,4м	9к-т	23106,1
	III 215,9/101,6	Импортные	-	0,7	1шт	32,0
	Керноотборник	Импортные	-	-	1к-т	2970,3

Примечание: * Допускается использование долот других фирм-производителей и кодов IADC

Таблица 8.5. Рекомендуемые бурильные трубы

Обозначение бурильной колонны	Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Марка (группа прочности материала)	Тип замкового соединения	Количество труб, шт.	Наличие труб (есть, нет)
СБТ	127,0	9,19	G-105	NC 50 (4-1/2" IF)	300	есть
ТБТ (HWDП) серия «Н» 5	127,0	25,4	G-105	NC 50 (4-1/2" IF)	6	есть

Таблица 8.6. Конструкция бурильных колонн

Вид технологической операции	Интервал по стволу, м		Допустимая глубина спуска на клиньях, м	Номер секции бурильной колонны снизу вверх без КНБК	Характеристика бурильной трубы					Длина секции, м	Масса, т		Коэффициент запаса прочности трубы на:	
	от (верх)	до (низ)			тип (шифр)	наружный диаметр, мм	марка (группа прочности) материала	толщина стенки, мм	тип замкового соединения		секции	нарастающая с учетом КНБК	статическую прочность	выносливость
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Бурение, проработка	0	100	100	1	СБТ	127,0	G-105	9,19	NC 50 (4-1/2" IF)	9,0	0,2	24,4	>1,5	>1,5
Бурение, проработка	100	800	800	1	СБТ	127,0	G-105	9,19	NC 50 (4-1/2" IF)	634,4	20,3	48,8	>1,5	>1,5
Бурение, проработка	800	3100	3100	1	СБТ	127,0	G-105	9,19	NC 50 (4-1/2" IF)	2860,3	91,5	120,2	>1,5	>1,5
Отбор керна (поинтер.)	2600	3000	3000	1	СБТ	127,0	G-105	9,19	NC 50 (4-1/2" IF)	2793,8	89,4	112,8	>1,5	>1,5

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

Название обсадной колонны	Интервал, м		Характеристика бурильных труб, УБТ					Дефицит длины труб на интервале, м	Масса труб, т		
	от (верх)	до (низ)	тип (шифр)	наружный диаметр, мм	марка (группа прочности) материала	толщина стенки, мм	тип присоединительной резьбы		теоретическая	с плюсовым допуском	с нормативным запасом
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Удлиненное направление	0	100	СУБТ	241,3	CAE 4145H	76,2	NC 70 (7 5/8" REG)	28,35	9,19	9,19	9,64
			СУБТ	203,2	CAE 4145H	71,4	NC 56 (6 5/8" REG)	56,7	12,6	12,6	13,2
			СБТ	127,0	G-105	9,19	NC 50 (4-1/2" IF)	9,0	0,2	0,2	0,21
Промежуточная	100	800	СУБТ	203,2	CAE 4145H	71,4	NC 56 (6 5/8" REG)	47,2	10,5	10,5	11,0
			ТБТ	127,0	G-105	25,4	NC 50 (4-1/2" IF)	56,7	4,2	4,2	4,4
			СБТ	127,0	G-105	9,19	NC 50 (4-1/2" IF)	634,4	20,3	20,3	21,3
Эксплуатационная	800	3100	СУБТ	165,1	CAE 4145H	71,4	NC 50 (4-1/2" IF)	169,4	23,1	23,1	24,2
			СБТ	127,0	G-105	9,19	NC 50 (4-1/2" IF)	2225,9	71,2	71,2	74,7

Примечание: *Для УБТ внутренний диаметр

Таблица 8.8. Оснастка талевой системы

Интервал по стволу, м		Название технологической операции (бурение, спуск обсадной колонны)	Тип оснастки МхК	
от (верх)	до (низ)		М	К
0	3100	Бурение, спуск обсадных колонн и другие вспомогательные работы	5	6

Таблица 8.9. Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции (бурение, проработка, промывка и т.п.)	Тип буровых насосов	Количество насосов, шт.	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов на интервале, л/с
от (верх)	до (низ)				коэффициент использования гидравлической мощности	диаметр цилиндрических втулок, мм	Допустимое давление кгс/см ²	коэффициент наполнения	число ходов в минуту	Производительность л/с	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
0	100	Бурение, промывка	F-1300	2	0,3	168,3	232,9	0,9	81	27,58	55,16
100	800	Бурение, проработка, промывка		2	0,59	152,4	317,41	0,9	100	25,0	50,0
800	3100	Бурение, проработка, промывка		1	0,37	152,4	317,41	0,9	130	35,01	35,01
2600	3000	Отбор керна (поинтервально)		1	0,19	152,4	317,41	0,9	75	18,7	18,7

Таблица 8.10. Распределение потерь давлений в циркуляционной системе буровой

Интервал, м		Вид технологической операции (см. табл. 1.8.9)	Давление на стояке в конце интервала, кгс/см2	Потери давлений (кгс/см2) для конца интервала в:				
от (верх)	до (низ)			элементах КНБК		бурильной колонне	кольцевом пространстве	обвязке буровой установки
				долоте (насадках)	керно приемнике/ВЗД			
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0	100	Бурение, промывка	100	8	-	36,4	0,71	3,32
100	800	Бурение, проработка, промывка	120	12.3	37,4	46,1	3,7	7,4
800	3100	Бурение, проработка, промывка	150	6.8	43,6	68,8	18,7	2,6
2600	3000	Отбор керна (поинтервально)	100	2,73	23	19,36	15,54	0,66

Таблица 8.11. Гидравлические показатели промывки

Интервал, м		Вид технологической операции	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с. см2	Схема промывки долота (центральная, периферийная, комбинированная)	Диаметр сопла на центральном отверстии, мм	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность, срабатываемая на долоте, Квт
от (верх)	до (низ)						количество, шт	диаметр, мм		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
0	100	Бурение, промывка	0,67	0,04	Периферийная	-	3	3x24	30	90
100	800	Бурение, проработка, промывка	1,04	0,07	Периферийная	-	6	6x16	53	103
800	3100	Бурение, проработка, промывка	1,30	0,10	Периферийная	-	6	2x9; 2x11; 2x13	72	124
2600	3000	Отбор керна (поинтервально)	0,63	0,05	Периферийная	-	8	9,53	20,67	4,38

9 КРЕПЛЕНИЕ СКВАЖИН

9.1. Обсадные колонны

Таблица 9.1. Способы расчеты наружных давлений и опрессовки обсадных колонн

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)	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	1,1	-
2	2	нет	да	нет	буровой раствор	1,17	-
3	3	нет	да	нет	вода	1,02	-

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

Таблица 9.2. Распределение давлений по длине колонны

Номер колонны в порядке спуска (см. табл. 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 (по вертикали), 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	Удлиненное направление	1	0	100	0	0,8	7,5	4,39
2	Кондуктор	1	0	800	0	6,9	11,5	3,5
3	Эксплуатационная	1	0	3100	0	27,1	11,5	3,44

Рисунок 9-1. Избыточные давления интервала под кондуктор

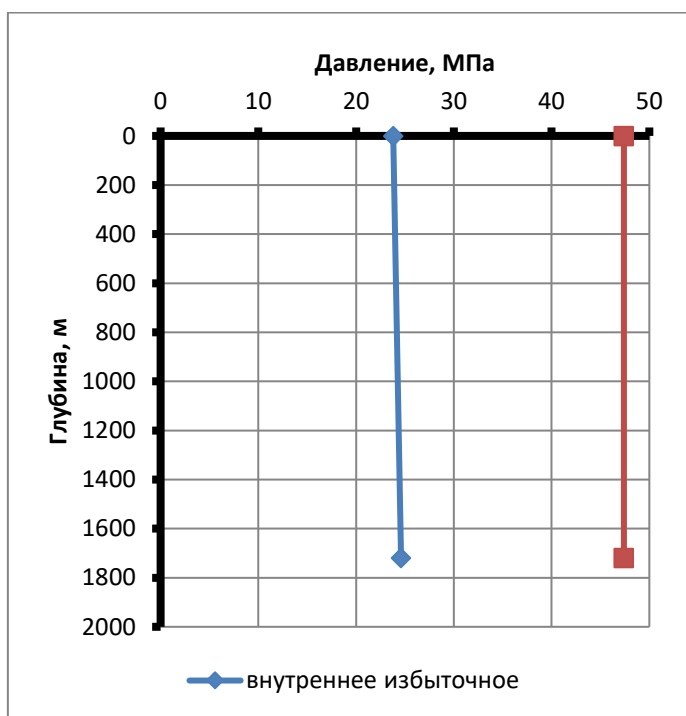
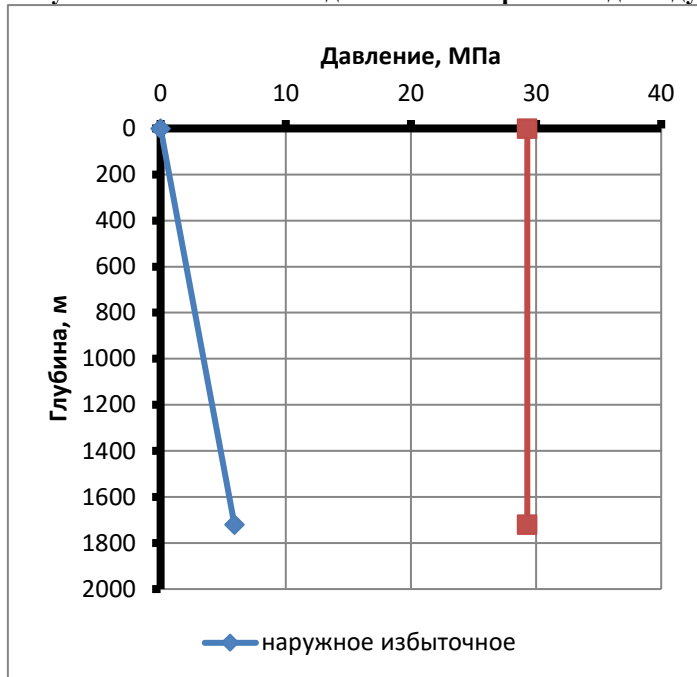


Рисунок 9-2. Избыточные давления интервала под эксплуатационную колонну

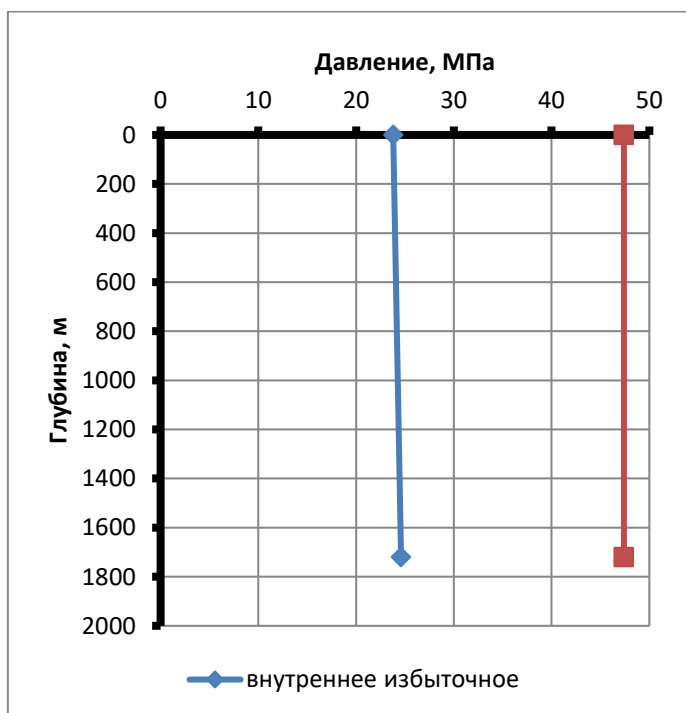
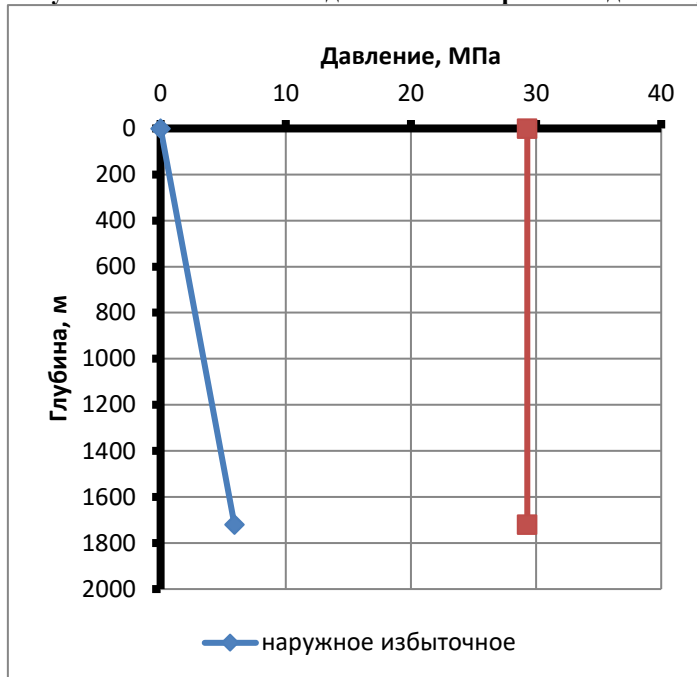


Таблица 9.3. Рекомендуемые типоразмеры обсадных труб

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)	марка (группа прочности) труб,	толщина стенки, мм	масса, кг/м	
1	2	3	4	5	6	7
339,7	импортное	Батресс	J-55	9.65	78.56	Да
244,5	импортное	Батресс	J-55	10.03	58	Да
168.3	импортное	Батресс	N-80 либо P-110	8.94	35.12	Да

Таблица 9.4. Параметры обсадных труб

Номер колонны в рядке спуска (см. табл. 5.2, гр. 1)	Номер раздельно спускаемой части колонны в порядке спуска (см. табл. 5.2., гр.8)	Номер равнопрочной секции труб в раздельно спускаемой части колонны (снизу-вверх)	Интервал установки равнопрочной секции по вертикали, м		Длина секции по стволу, м	Масса секции, т	Нарастающая масса, т	Характеристика обсадной трубы				Коэффициенты запаса прочности при		
								Номинальный наружный диаметр, мм	код типа соединения труб	марка (группа прочности материала)	толщина стенки мм	избыточном давлении		растяжении
			наружном	внутреннем										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1	1	1	0	100	100	7.9	7.9	339,7	Батресс	J-55	9,65	> 1,125	> 1,1	> 1,75
2	1	1	0	800	800	46,4	46,4	244,5	Батресс	J-55	10,03	> 1,125	> 1,1	> 1,75
3	1	1	0	3100	3100	108,87	108,87	168.3	Батресс	N-80	8,94	> 1,125	> 1,1	> 1,75

Примечание: По решению Заказчика допускается применение эксплуатационной колонны P-110 в интервале ниже продуктивных горизонтов

Таблица 9.5. Суммарная масса обсадных труб

Характеристика трубы		Масса труб с заданной характеристикой, т		
код типа соединения	Условное обозначение трубы по ГОСТ	теоретическая	с плюсовым допуском 5% (4% при толщине стенки <7 мм)	с нормативным запасом 5%
	Условное обозначение муфты по ГОСТ			
1	2	3	4	5
Батресс	Батресс – 339.7 * 9,65- J55 стандарт API	7.9	8,25	8,67
Батресс	Батресс – 244,5 * 10.03- J55 стандарт API Н – 269,9 - J55 стандарт API	46.4	48.72	51.16
Батресс	Батресс – 168.3 * 8,94 – N-80 стандарт API Н – 194.5- N-80 стандарт API	108,87	114,32	120,03

Таблица 9.6. Технологическая оснастка обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Номер части колонны в порядке спуска	Элементы технологической оснастки колонны						Суммарные на колонну	
			наименование, шифр, типоразмер	ГОСТ, ОСТ, ТУ, МРТУ, МУ и т. д. на изготовление	масса элемента, кг	интервал установки, м (по стволу)		количество элементов на интервале	количество, шт.	масса, кг
						от (верх)	до (низ)			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Кондуктор	1	340 мм направляющий башмак БКМ-340	ОСТ 39-011-87	89	-	100	1	1	89
			Муфта обратным клапаном 340мм тип ЦКОД.1-340	ТУ 39-1443-89	70	-	90	1	1	70
2	Промежуточная	1	245мм направляющий башмак БКМ-245	ОСТ 39-011-87	60	-	800	1	1	60
			Муфта обратным клапаном 245мм тип ЦКОД.1-245	ТУ 39-1443-89	57	-	790	1	1	57
			Пружинные центраторы	ТУ 39-01-08-283-77	16,8	100	800	16	18	302,4
			Жесткие центраторы			0	100	2		
3	Эксплуатационная	1	168.3 мм направляющий башмак БКМ-168.3	ОСТ 39-011-87	28			3100	1	23
			Муфта обратным клапаном 168.3 мм тип ЦКОД.1-168.3	ТУ 39-1443-89	25			3080	1	20
			Пружинные Центраторы Тип ЦЦ-1 168.3 /216-245-1	ТУ 39-01-08-283-77	11.3	800	3100	50	68	768.4
						100	800	16		
						0	100	2		
			Жесткие центраторы	ТУ 39-01-08-283-77	11,3	0	800	2	2	22,6
			168.3 мм скребки тип СК-168.3 /214	ТУ 39-1305-88	3			12	12	36

Примечание:

- По усмотрению недропользователя, в отдельных случаях оснастки обсадных колонн могут быть заменены на аналогичные.
- Количество элементов оснастки обсадной колонны и места их установки определяются в зависимости от фактического состояния ствола скважины.
- Чтобы снизить износ обсадных колонн необходимо предусмотреть следующие мероприятия:
 - Центровка вышки.
 - Оснащение бурильной колонны протекторными кольцами в обсаженной части ствола скважины при бурении под эксплуатационную колонну.
- Заказчик по своему усмотрению может использовать заколонные пакера при креплении обсадных колонн
- В состав колонн могут быть включены турбулизаторы и колонные скребки и для снятия глинистой корки, для улучшения сцепления цемента

Таблица 9.7. Режим спуска обсадных труб

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Номер части колонны в порядке спуска	Тип, шифр инструмента для спуска (элеватор, спайдер, спайдер-элеватор)	Средства смазки и уплотнения резьбовых соединений		Расход смазки, кг	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, м	Промежуточные промывки		
				шифр или название	ГОСТ, ОСТ, МРТУ, ТУ, МУ и т. п. на изготовление		от (верх)	до (низ)				глубина, м	продолжительность, мин.	расход, л/с
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
2	Удлиненное направление	1	элеватор	Р-2 МВП	ТУ38-101-332-78	3,6	0	100	0,5-1,0	100	Контроль за уровнем	0	30	16
3	Кондуктор	1	элеватор	Р-2 МВП	ТУ38-101-332-78	7,2	0	800	0,5-1,0	800		400	30	16
4	Эксплуатационная	1	Спайдер элеватор	Р-2 МВП	ТУ38-101-332-78	15	0	3100	0,3-0,8	3100		800-2000	40	14

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

Таблица 9.8. Опрессовка обсадных труб натяжение эксплуатационной колонны

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Номер раздельно спускаемой части колонны в порядке спуска	Натяжение эксплуатационной колонны, тс	Плотность жидкости для опрессовки, кг/м ³		Давление на устье скважины при опрессовке, МПа			Глубина установки пакера, м	Давление на устье скважины при опрессовке труб ниже пакера, МПа	Номер равнопрочной секции труб в раздельно спускаемой части (снизу-вверх) см. табл. 5.8	Давление опрессовки труб равнопрочной секции на поверхности, МПа
				раздельно спускаемой части	цементного кольца	раздельно спускаемой части	цементного кольца	части колонны ниже муфты для 2Хст.уп. цементирования				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	Удлиненное направление	1	-	1100	1100	7,5	0,56					
2	Кондуктор	1	-	1120	1120	11,25	4,48	-	-	-	1	**
3	Эксплуатационная	1	-	1003	1003	11,25	-	-	-	-	1	**

Примечание:

Межколонное пространство на устье скважины опрессовывается водой или незамерзающей жидкостью на давление, не превышающее остаточную прочность предыдущей колонны и прочность на сжатие цементного камня заколонного пространства.

Межколонное пространство считается герметичным, если в течение 10 минут давление опрессовки снизилось не более чем на 5 кгс/см² (0,5 МПа).

Присутствие представителя заказчика на опрессовке обязательно.

9.2. Цементирование обсадных колонн

Таблица 9.9. Общие сведения о цементировании обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Способ цементирования (прямой, ступенчатый, обратный)	интервал установки, м		высота цементного стакана, м	Данные о каждой ступени цементирования		
			от (верх)	до (низ)		название порции тампонажного раствора	интервал глубины цементирования, м	
							от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Удлиненное направление	прямой	0	100	10	Тампонаж-2, утяжелённый (1,85г/см3)	0	100
2	Кондуктор	прямой	0	800	10	Тампонаж-2. утяжелённый (1,85г/см3)	0	800
3	Эксплуатационная колонна	прямой	550	3100	10	Тампонаж-1, облегчённый (1,50-1,55) г/см3	550	2500
						Тампонаж-2, утяжелённый (1,80-1,85) г/см3	2500	3100

Примечание:

- объём порции и плотность тампонажного цемента для цементирования колон будет уточняться на основе информации при бурении интервала и ГИС.

Таблица 9.10. Характеристика жидкостей для цементирования

Номер в порядке спуска	Название колонны в порядке спуска	Номер части колонны в порядке спуска	Номер ступени (снизу-вверх)	Характеристика жидкости (раствора)								
				тип или название	объем порции, м ³	плотность, г/см ³	Водоотделение, %	Водоотделение, см ³ /30 мин	пластическая вязкость, сП	Динамическое напряжение сдвига, мГс/см ²	время начала загустевания, мин	время ОЗЦ, час.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	Удлиненное направление	1	1	Буферная	5,0	1,00						
				Тампонажная	10,1	1,85	<1		20÷25	100	105	16
				Продавочная	7,09	1,10						
2	Кондуктор	1	1	Буферная	5,0	1,00	-	-	-	-	-	-
				Тампонаж-2	34,6	1,85	<1		20÷25	100	105	24
				Продавочная	32,2	1,12					-	-
3	Эксплуатационная	1	1	Буферная	5,0	1,00	-	-	-	-	-	-
				Тампонаж-1	38.1	1,50			18÷20	75÷100		
				Тампонаж-2	12.3	1,85	<1		20÷25	100	105	
				Продавочная	56.0	1,12	-	-				

Примечания: Фактические параметры цементного раствора могут меняться в зависимости от состояния ствола скважины. Фактические объемы тампонажных растворов уточняются после проведения геофизических исследований (кавернометрии). Последние порции продавочной жидкости в объеме 2,0 м³ закачать с одним агрегатом производительностью 5,2 дм³/с.

Таблица 9.11. Компонентный состав жидкостей для цементирования и характеристики компонентов

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Тип или название жидкости для цементирования	Название компонента	Плотность, г/см ³	Норма расхода компонента, кг/м ³ , л/м ³
1	2	3	4	5	6
1	Удлиненное направление	буфер	Вода	1,0	1000
			Буферная композиция		6л /м ³
		тампонаж 2	ПЦТ1-G	3,15	1220,00
			Вода		610,00
			Расширяющая добавка		5-15 % от исходной массы цемента
			Поликарбоксилатный пластификатор		0,02-0,2 % от исходной массы цемента
			Понижитель фильтрации		0,1-0,6 % от исходной массы цемента
			Кольматирующая добавка		0,1-0,8 % от исходной массы цемента
			Пеногаситель		0,1-0,3 % от исходной массы цемента
		продавочная	Буровой раствор	1,10	
2	Кондуктор	буфер	Вода	1,0	1000
			Буферная композиция		6 л /м ³
		тампонаж-2	ПЦТ1-G	3,15	1250,00
			Вода		612,50
			Расширяющая добавка		5-15% от исходной массы цемента
			Поликарбоксилатный пластификатор		0,02-0,2 % от исходной массы цемента
			Понижитель фильтрации		0,1-0,6 % от исходной массы цемента
			Кольматирующая добавка		0,1-0,8 % от исходной массы цемента
			Пеногаситель		0,1-0,3 % от исходной массы цемента
			Замедлитель		0,05-0,6 % от исходной массы цемента
		продавочная	Буровой раствор	1,17	
3	Эксплуатационная колонна	буфер	Вода	1,0	1000
			Буферная композиция		6 л/м ³
		тампонаж-1	ПЦТ1-G	3,15	810,0
			Вода		745,20
			Расширяющая добавка		5-15 % от исходной массы цемента
			Поликарбоксилатный пластификатор		0,02-0,2 % от исходной массы цемента
			Понижитель фильтрации		0,1-0,6 % от исходной массы цемента
			Кольматирующая добавка		0,1-0,8 % от исходной массы цемента
			Пеногаситель		0,1-0,3 % от исходной массы цемента
			Замедлитель		0,05-0,6 % от исходной массы цемента
			Наполнитель для облегченных цементных растворов		0,05-2,5 % от исходной массы цемента
		тампонаж-2	ПЦТ1-G	3,15	1250,00

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Тип или название жидкости для цементирования	Название компонента	Плотность, г/см ³	Норма расхода компонента, кг/м ³ , л/м ³
1	2	3	4	5	6
			Вода		612,50
			Расширяющая добавка		5-15% от исходной массы цемента
			Поликарбоксилатный пластификатор		0,02-0,2 % от исходной массы цемента
			Понижитель фильтрации		0,1-0,6 % от исходной массы цемента
			Кольматирующая добавка		0,1-0,8 % от исходной массы цемента
			Пеногаситель		0,1-0,3 % от исходной массы цемента
			Замедлитель		0,05-0,6 % от исходной массы цемента
		продавочная	Буровой раствор	1,12	

Примечание:

- Количество реагентов и рецептура тампонажной смеси уточняется по результатам лабораторного анализа;
- Применять добавки для улучшения сцепления цемента с породой и стенками обсадной колонны;
- Допускается использование других добавок, обеспечивающих смыв неуплотненной глинистой корки со стенок скважины и поверхности обсадных труб, а также разделение бурового и тампонажного растворов;

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

Номер колонны в порядке спуска	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
1	закачка	Буфер	ЦА-320	10	0,7	5	8,3	8,3
	закачка	Тампонаж-2		16		10,1	10,5	10,5
	сброс пробки	Буровой раствор		-			5	15,5
	продавка			16		5,0	5,3	20,8
	продавка			8		2	4,2	26
2	закачка	Буфер	ЦА-320	10	3,6	5	8,3	8,3
	закачка	Тампонаж-2		18		34.6	32.0	32.0
	сброс пробки	Буровой раствор		-			5	37.0
	продавка			18		30,2	28	65.0
	продавка			8		2	4,2	69.2
3	закачка	Буфер	ЦА-320	10	15	5	8,3	8,3
	закачка	Тампонаж-1		18		38.1	35.3	35.3
	закачка	Тампонаж-2		18		12.3	11.4	46.7
	сброс пробки	Буровой раствор		-			5	51.7
	продавка			18		54.0	50.0	101.7
	продавка			8		2.0	4,2	105.9

Примечание:

- В процессе цементирования осуществляется контроль и регистрация след технических параметров: плотность раствора, производительность агрегата, давление на устье, время проведения каждой операции.
- Допускается применение цементирующих агрегатов других фирм-производителей, обеспечивающие режимы цементирования.

Таблица 9.13. Потребное для цементированния обсадных колонн количество цементировочной техники

№п/п	Название или шифр	Потребное количество					
		Номера колонны					Суммарное на скважину
		1	2	3	1порция	2порция	
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Цементировочный агрегат	2	2	2	4	4	14
2	Установка смесительная	1	1	1	2	2	7
3	Осреднитель	1	1	1	1	1	5
4	БМ	1	1	1	1	1	5
5	СКЦ	1	1	1	1	1	5

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

Таблица 9.14. Потребное для цементированния обсадных колонн количество материалов

№п /п	Название или шифр	Единица из- мерения	Потребное количество				Суммарное количество на скважину
			Номера колонн				
			1	2	3		
			кондуктор	промежуточная	эксплуатационная		
					1 порция	2 порция	
1	2	3	4	5	6	7	8
1	цемент класса G	т	12.12	44.8	31.0	15.92	103.84
2	Вода	м³	6.7	24.6	34.1	8.8	74.2
3	Расширяющая добавка	кг/л	606	2240	1550	796	5192
4	Поликарбоксилатный пластификатор	кг/л	12.1	44.8	31	15.92	103.82
5	Понижитель фильтрации	кг/л	12.1	44.8	31	15.92	103.82
6	Кольматирующая добавка	кг/л	4.8	44.8	31	15.92	96.52
7	Пеногаситель	кг/л	2.4	44.8	31	15.92	94.12
8	Замедлитель схватывания	кг/л		22.4	15.5	7.96	45.86
9	Вода буфер	м³	5	5	5		15
10	Буферная композиция	кг	30	30	30		90

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 К=1.1, учитывающего потери материалов при перетаривании. В зависимости от состояния ствола объемы закачиваемого цемента могут быть изменены.

9.3. Оборудование устья скважины

Таблица 9.15. Спецификация устьевого и противовыбросового оборудования (ПВО)

Обсадная колонна		Номер схемы об- вязки ПВО	Давление опрессовки устьевого оборудования и ПВО, МПа	Типоразмер, шифр или название оборудования	ГОСТ, ОСТ, МУ, ТУ, МРТУ и т. д. на изготовление	Количе- ство, шт.	Допусти- мое рабо- чее давле- ние, кгс/см ²
Номер в по- рядке спуска	название						
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Удлиненное направление Ø 339,7 мм	45	7,5	ОП 45-350/80х350	ГОСТ13862-2003		350
				Спаренный ППГ 2-350х350		2	350
				Универсальный ПУГ 350х350		1	350
2	Кондуктор Ø 244,5 мм	45	11,25	ОП45-350/80х350	ГОСТ13862-2003		350
				Спаренный ППГ 2-350 х350		2	350
				Универсальный ПУГ 350 х350		1	350
3	Эксплуатационная ко- лонна Ø 168,3 мм	45	11,25	ОКК1 350-168х245	ТУ-26-02-1146-93	1	350
				АФК5-80/65х350	ГОСТ13846-2003	1	350

Примечание: Монтаж колонной головки производится в соответствии с инструкцией завода-производителя без применения сварных соединений.

10 ИСПЫТАНИЕ СКВАЖИНЫ

10.1. Испытание пластов в процессе бурения

Таблица 10.1. Продолжительность работы пластоиспытателя, спускаемого на трубах

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

Примечание: Испытания пластов пластоиспытателем в процессе бурения производиться не будет.

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

Номер объекта испытания	Количество одновременно испытываемых объектов	Характеристика КИИ			Количество отбираемых проб, шт.	Режим испытания объекта			Длина зумпфа, м	Диаметр для бурения под зумпф, мм	Хвостовик	
		тип испытателя пластов	количество, шт.			депрессия, передаваемая на пласт, кгс/см²	количество циклов исследования	время ожидания притока, ч			диаметр, мм	длина, м
			испытателей пластов	пакеров								
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13

Примечание: Испытания пластов пластоиспытателем в процессе бурения производится 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 вре- мени
	от (верх)	до (низ)		количество от- бираемых проб, шт.	продолжительность ра- боты, сут	количество выездов отряда, шт.	
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 секции труб в лиф- товой колонне (снизу- вверх)	Интервал установки секции, м		Характеристика трубы					Длина секции, м	Масса секции, т		Коэффициент запаса проч- ности		
		от (верх)	до (низ)	номинальный диа- наружный диа- метр, мм	тип	марка (группа прочно- сти) стали	толщина стенки, мм	теорети- ческая масса 1 м		теоретическая	плюсового допуска	на растя- жение	на избыточное давление	
													наружное	внутреннее
1	1	0	3080	73,0	НКТ (В)	N-80	5,5	9,52	3080	29,9	30,4	> 1,3	> 1,52	>1,15

Примечание:

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

Номер объекта испытания	Интервал установки моста, м		Характеристика жидкости									
			название или тип	объем порции, м³	плотность, г/см³	пластическая вязкость, сП	динамическое напряжение сдвига, мГс/см²	Составляющие компоненты				
	от (верх)	до (низ)						название	плотность, г/см³	влажность, %	сорт	удельный расход на 1 м³ раствора, кг/м³
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13

Примечание: цементные мосты не устанавливаются – скважина добывающая.

Таблица 10.6. Потребное количество цементировочной техники для установки цементных мостов

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

Примечание: цементные мосты не устанавливаются – скважина добывающая.

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

Примечание: цементные мосты не устанавливаются – скважина добывающая.

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

Номер объекта	Название процесса, операции по испытанию (освоению) и интенсификации	Продолжительность процесса (операции) по объектам, сут
1	2	4
1	Подготовительные работы перед испытанием: шаблонировка эксплуатационной колонны перфорация эксплуатационной колонны гидроразрыв пласта вызов притока	15

Примечание: По усмотрению Заказчика, продолжительность испытания одного объекта может быть изменена.

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

Название работ	Источник норм времени	Используемые агрегаты при выполнении работ		Продолжительность работ для одного объекта, ч	Продолжительность работы, ч
		тип	количество		
1	2	3	4	5	6
Опрессовка ФА на устье скважины.	"Сметные нормы времени на работу и дежурство спецтехники"	ЦА-320	1	-	1,5
Опрессовка НКТ		ЦА-320	1	-	1,5
Опрессовка устья скважины после установки противовыбросовой задвижки		ЦА-320	1	-	1,5
Смена тех. Воды на перфорационную жидкость		ЦА-320	1	3,0	3,0
Подготовительные работы перед испытанием	т. 3	ЦА-320	1	32,0	32,0
Перфорация	т. 3	ЦА-320	1	29,5	29,5
Гидроразрыв пласта		ЦА-320	1	24	24
Вызов притока	т. 3	ЦА-320	1	19,5	19,5
Смена перфорационной жидкости на техническую воду	т. 3	ЦА-320	1	2,8	2,8
Снижение уровня		УКП-(80КС-250)	1	8	8,7
Итого на работу:					124

11 ДЕФЕКТОСКОПИЯ И ОПРЕССОВКА

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

№	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/высодок				+	+	+
7	Инспекция методом УЗК для участков, зажимаемых клиньями/высодок					+	+
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 несколько 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 контролируемого объекта	Глубина	Используемая для выполнения операции техника		Максимальное давление, создаваемое агрегатом при опрессовке, МПа	Источник норм времени	Продолжительность операции, час.
			Тип (шифр)	количество, шт.			
1	2	3	4	5	6	7	8
Удлиненное направление	Удлиненное направление совместно с ПВО	100	ЦА-320 М*	1	7,5	ЕНВБ&109	1,35
	Цементное кольцо и горные породы	-	ЦА-320 М*	1	0,56	ЕНВБ&112	1,53
Кондуктор	Кондуктор с ПВО	800	ЦА-320 М*	1	11,25	ЕНВБ&109	1,35
	Цементное кольцо и горные породы	-	ЦА-320 М*	1	4,48	ЕНВБ&112	1,53
Эксплуатационная	Эксплуатационная колонна с колонной головкой ОКК1-350-168х245	3100	ЦА-320 М*	1	11,25	ЕНВБ&112	1,53
	Фонтанная арматура АФК5-80/65х350 с эксплуатационной колонной	3100	ЦА-320 М	1	21	ЕНВи&17	1,45

Примечания:

На глубине установки башмака обсадных колонн проводить замеры градиентов гидроразрыва пород методом гидравлических испытаний (ЛОТ)

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

12 СТРОИТЕЛЬНЫЕ И МОНТАЖНЫЕ РАБОТЫ

12.1. Выбор буровой установки

Основными 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 процентов.

Для бурения скважин могут применяться буровые установки 5 класса по ГОСТ 16293-89 (СТ СЭВ 2446-88) с допускаемой нагрузкой на крюке не менее 225 кН на дизельном или дизельэлектрическом приводе с достаточным уровнем механизации работ.

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

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 паровым котлом.

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

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

Монтаж и размещение бурового оборудования производится с использованием:

Автокран г/п 25-50 тн. Коэффициент использования -0,7.

12.2. 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 Контур заземления Всего вторичный монтаж	120	630

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

№ п/п	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Ед. измерения	Количество
1	2	3	4
1	Планировка площадки механизированным способом при монтаже/при демонтаже	10000 м ²	1
2	Рытье траншей экскаватором глубиной 1 м с обратной засыпкой бульдозером	100 м	3
3	Рытье траншеи (желобов) для стока отработанной воды из-под 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

Таблица 12.3. Перечень топографо-геодезических работ

№№ п/п	Наименование работ (перенесение в натуру местоположения скважины, определение пластово-высотного положения устья скважины, определения азимута)	Номер скважины	Количество скважин
1	2	3	4
1	Рекогносцировка участка работ	№№ 603, 607, 608, 609, 611, 612, 613, 614, 615, 616, 617, 618, 619, 620, 621, 622, 623, 624, 625, 626	20
2	Заготовка вех и кольев		
3	Перенесение в натуру и закрепление на местности местоположения скважины		
4	Определение координат устья скважины методом теодолитного хода		
5	Определение координат устья скважины		
6	Определение азимута		
7	Ведение полевой документации		
8	Камеральная обработка материалов		
9	Переезды на участке работ		

12.3. Объемы строительных и монтажных работ для бурения скважины

Таблица 12.4. Спецификация буровой установки ZJ-40 / ZJ-50 / ZJ-70

№/№	Наименование оборудование	Тип	Ед. изм.	Кол-во
1	2	3	4	5
1	Буровая лебедка	JC50	компл.	1
2	Мачта	JJ315/45-K5	компл.	1
3	Дизельный двигатель для буровой N = 1310 кВт	CAT3512B	шт.	3
4	Кронблок	TC315-3	компл.	1
5	Подвышечное основание	DZ315/9	компл.	1
6	Стол ротора	ZP-375	компл.	1
7	Талевый блок	YC-315	шт.	1
8	Крюкоблок	DG-315	шт.	1
9	Верхний привод	DQ50BC	компл.	1
10	Буровой насос	F-1600	шт.	2
11	Аппарель (основание) в сборе		компл.	1
12	Роторная площадка (подсвечник)		шт.	1
13	Приемный мост		компл.	1
14	Наклонный мост		шт.	1
15	Стеллажи для укладки бурильных труб		шт.	6
16	Эвакуационный мост		шт.	1
17	Рабочая емкость V = 110 м³		шт.	2
18	Приемная емкость V = 130 м³		шт.	3
19	Промежуточная емкость V = 50 м³		шт.	1
20	Резервная емкость V = 120 м³		шт.	2
21	Емкость для воды V = 160 м³		шт.	1
22	Емкость для высоковязкого раствора V = 28 м³		шт.	1
23	Шламонакопитель V = 40 м³		шт.	2
24	Доливная ёмкость V = 10 м³		шт.	1
25	Вибросито - 2 шт.	Derrick Flo-503	компл.	1
26	Песко - Илоотделитель	Derrick Flo-503	компл.	1
27	Центрифуга	LW450×1000N	компл.	1
28	Вакуумный дегазатор	Derrick Flo-1200	шт.	1
29	Энергоблок	CAT3512B	компл.	1
30	Резервный генератор N-440 кВт	American Cummins C550D5	шт.	1
31	Электрическая подстанция (SCR) N=1250кВт	AC-SCR-DC	шт.	1
32	Желобная система для раствора		шт.	1
33	Линия манифольда		шт.	3
34	Основной пульт ПВО (вспомогательный пульт ПВО)		шт.	1/1

№/№	Наименование оборудование	Тип	Ед. изм.	Кол-во
1	2	3	4	5
35	Блок дросселирования		шт.	1
36	Блок глушения		шт.	1
37	Линия выкидная		метр	200
38	Ёмкость для диз.топлива 150 м³		шт.	1

Таблица 12.5. Спецификация оборудования, включаемого при испытании (освоении) первого и последующих объектов АПРС-60/80

№ п/п	Номер расценки по ЕРЕР или разовая	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Единица измерения	Номер варианта	Количество	Способ и вид транспортировки (волоком, на тягачах, автотранспортом и т.д.)
	первичн.					Первичн.
1	2	4	5	6	7	8
1	737	Буровая установка АПРС-60/80	к-т		1	
2	825	Трапные установки высокого и низкого давлений	к-т		2	
3		Емкости металлические	к-т		1	
	828	а) для питьевой воды 5 м³ на земле	шт		1	Без трансп. обор. вес 0,6 т и м/к
	828	в) для смазочного масла на земле	шт		1	
	828	г) технической воды 50 м³ на основании б/трубы	шт		1	Без трансп. обор. вес 0,6 т и м/к
4	822	Выкидные линии для отработки скважин в емкость 73 мм х 100 м	10м		10	
5	808	Задвижки в/д на выкидных линиях 80 мм	шт		4	
6	845	Обвязка емкости для бурового раствора	обв.		2	
7	845	Обвязка емкости для тех.воды	обв.		1	
8	755	Гидроворонка	шт		1	
9	405	Основание из б/бетона под агрегат А-50 (0,6 м х 1,5 м х 2 м)х4=7,2	м³		7,2	
10	407	Основание из отработанных бурильных труб (50%) под емкости для технической воды-1шт. и буровой раствор 6 тр. х10 м х0,32 т	труба		6	
11	533	Емкость металлическая для сбора пластового флюида с обвязкой и для сбора перфорационной жидкости	м³		40(18)х2 шт	
12	823	Фундамент (стойки металлические в б/бетоне через 10м) под факельную и выкидную линии (200:10)=20 тумб	тумба		20	
13		Приемные мосты с тремя электро - ключами для НКТ	М.БЛ.		3	

13 ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТЬ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИНЫ

Таблица 13.1. Продолжительность строительства скважины

Продолжительность цикла строительства скважин, сут.						
Всего	в том числе					
	строительно-монтажные работы	подготовительные работы	бурение и крепление	испытание		
				всего	в открытом стволе	в эксплуатационной колонне
1	2	3	4	5	6	8
68	7	4	42	15	-	15

Примечание: Заказчик, исходя из условий проводки скважины, может изменить продолжительность операций при строительстве скважины.

Таблица 13.2. Продолжительность бурения и крепления по интервалам глубин

Номер обсадной колонны	Название колонны	Продолжительность крепления, сут.	Интервал бурения, м		Продолжительность бурения, сут.		
			от (верх)	до (низ)	Забойным двигателем	Роторным способом	Совмещенным способом
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Удлиненное направление	2	0	100		2	
2	Кондуктор	3	100	800			5
3	Эксплуатационная	4	800	3100			26
	ИТОГО:	9	0	3100	33		

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 тарифованных 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 моментометром	БУ	1 к-т
21	Приспособление для завинчивания и отвинчивания долот	БУ	1 шт.
22	Блокирующие устройства, исключающие вращение ротора при поднятых клиньях ПКР, а также произвольное открывание дверей кожуха лебедки с ее приводом	БУ	по одному комплекту
23	Сигнальное или переговорное устройство между постом бурильщика, люлькой верхового рабочего и насосным отделением	БУ	1 шт.
24	Камера и мониторы: Для слежения работы верхового рабочего Зона рабочий площадкой Зона лебедки Зона буровых насосов		
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

№ пп	Наименование приспособлений и устройств	Шифр	Технические условия
1	2	3	4
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

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

Таблица 14.2. Средства контроля

№ пп	Наименование, а также тип , вид, шифр и т.д.	Количество, шт.
1	2	3
	Гидравлический индикатор веса	1
	Индикатор силы на машинных ключах	1
	Измеритель крутящего момента ротора	1
	Пульт контроля за процессом бурения	1
	Манометр буровой геликсный	4
	Комплект приборов для измерения параметров бурового раствора	1
	Датчики слежения за глубиной	1
	Датчики слежения за притоком	1
	Датчик слежения за скоростью возврата жидкости из кольцевого пространства	1
	Датчик в доливной емкости	1
	Датчики обнаружения газа	4

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

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

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

При установке цементных мостов предусматриваются следующие технологические особенности:

- способ установки цементного моста – на равновесие,
- метод установки – с контролем по объему,
- заливочная колонна - НКТ–с «воронкой» на первой трубе,
- продавочная жидкость – буровой раствор;

Последовательность работ по установке и испытанию мостов на прочность:

- перевод скважины на буровой раствор, применявшийся при бурении с проектными параметрами, выравнивание его по всему циклу;
- демонтаж фонтанной арматуры и монтаж на устье скважины противовыбросового оборудования, предусмотренного проектом;
- установка башмака заливочной колонны на заданной глубине;
- закачка цементного раствора;
- закачка продавочной жидкости в объеме по расчету;
- подъем заливочных труб до установленной проектом и планом верхней границы цементного моста;
- герметизация устья скважины превентором и подготовка к обратной промывке буровым насосом (цементирующим агрегатом).
- срезка моста и обратная промывка с контролем выходящего раствора в объеме «продавочная жидкость + буфер №2», вымыв с контролем излишек цементного раствора.

При отсутствии на «выходе» цементного раствора и буфера продолжать обратную промывку из расчета дополнительной прокачки $\frac{1}{2}$ расчетного объема продавочной жидкости;

- разгерметизация устья;
- подъем 2-3 свечей заливочных труб (30-80м выше глубины срезки моста) и герметизация устья;
- стоянка на ОЗЦ – не менее 24 часов и подъём заливочной колонны;
- спуск инструмента для нащупывания цементного моста;
- испытание моста на прочность разгрузкой;
- испытание моста на герметичность опрессовкой.

После установки ликвидационного моста, после испытания на прочность и герметичность, производится промывка скважины с приведением бурового раствора в соответствие с проектными параметрами и обработкой ингибитором коррозии. Компонентный состав бурового раствора приведён в таблице 7.3.

При завершении 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 циркуляцией в интервале 0–10 метров. Законсервированная скважина должна быть заполнена раствором, обработанным нейтрализатором сероводорода.

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

15.5. 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 $h_{\bar{o}}$, закачиваемой перед установкой цементного моста для проведения работ по ликвидации ГНВП, рассчитывается по приближенной формуле:

$$h_{\bar{o}} = \frac{\Delta P_e}{0,042}$$

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

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

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

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

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

где:

V_3 - объем заливочных труб, м³;

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

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

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

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

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.

16 ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ, ПРОМЫШЛЕННАЯ САНИТАРИЯ И ПРОТИ- ВОПОЖАРНАЯ ТЕХНИКА

16.1. 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 от 30 декабря 2014 года № 355.

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.

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»

16.2. Классификация взрывоопасных зон

Уровень взрывозащиты электрооборудования технологических установок (насосных и компрессорных), буровых установок и установок по ремонту скважин, размещенных во взрывоопасных зонах, соответствует классу взрывоопасной зоны, категории и группе взрывоопасной смеси

Зона 0 - пространство, в котором постоянно или в течение длительного периода времени присутствует взрывоопасная смесь воздуха или газа, в. ч. зоны В-1 и В-1г (по ПУЭ №230 от 20.03.2015), расположенные в помещениях, в которых выделяются горючие газы или пары легковоспламеняющихся жидкостей в таком количестве с такими свойствами, что они могут образовывать с воздухом взрывоопасные смеси при нормальных режимах работы, а также пространства у наружных установок:

- технологических установок, содержащих горючие газы и легко воспламеняющиеся жидкости;

- наземных и подземных резервуаров с легко воспламеняющимися жидкостями или горючими газами;

- эстакад для слива и налива легко воспламеняющихся жидкостей;

- открытых нефтеловушек, прудов, отстойников;

- пространства у проемов за наружными ограждающими конструкциями помещений с взрывоопасными смесями классов В1 и В1а, а также устройств выброса воздуха из вытяжной вентиляции.

Помещения и пространства:

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

- открытые пространства радиусом 1,5 м вокруг открытых технических устройств, содержащих нефть, буровой раствор, обработанный нефтью, нефтяные газы или другие легко воспламеняющиеся вещества, вокруг устья скважины, а также вокруг окончания труб, отводящие попутные и другие легко воспламеняющиеся газы;

- пространства внутри открытых и закрытых технологических устройств и емкостей, содержащих нефть, буровой раствор, обработанный нефтью, нефтяные газы, другие легко воспламеняющиеся вещества;

- закрытые помещения для хранения шлангов для перекачки легко воспламеняющихся жидкостей.

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

Помещения и пространства:

- закрытые помещения, в которых установлены закрытые технологические устройства, оборудование, аппараты, узлы регулирующих, контролирующих, отключающих устройств, содержащие нефть, буровой раствор, обработанный нефтью, горючие газы, где образование взрывоопасных смесей возможно только в случае поломки или неисправности оборудования.

Закрытые помещения насосных для сточных вод.

-открытые пространства:

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

-вокруг любых отверстий (двери, окна и пр.) из помещений зон 0 и 1, ограниченные расстоянием 3 м во все стороны;

-вокруг отверстий вытяжной вентиляции из помещений зон 0 и 1, ограниченные радиусом 3 м;

-вокруг фонтанной арматуры, ограниченные расстоянием 3 м во все стороны.

Зона 2 - пространство, в котором маловероятно появление взрывоопасной смеси воздуха или газа, а в случае ее появления эта смесь присутствует в течение непродолжительного периода времени.

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

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

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

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

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

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

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

-пространства вокруг агрегата для ремонта скважин.

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

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

Буровая установка и привышечные сооружения имеют характеристику среды по взрывной, взрывопожарной опасности и по группам производственных процессов, приведенную в таблице 16.1

Таблица 16.1. Классификация основных сооружений и установок по взрыво - и пожароопасности

№ п/п	Наименование сооружений и установок	Класс взрывоопасности	Категория и группа взрывоопасной смеси	Категория молниезащиты
	Устье бурящейся скважины до обшивки	зона 2	ПА-T1	2
	Вибросито	зона 2	ПА-T1	2
	Машинно-насосный блок	зона 2	ПА-T1	2
	Емкости для дизтоплива	зона 1-2	ПА-T1	3
	Емкости для смазочного и отработанного масла	зона 1-2	ПА-T3	3
	Емкости для нефти	зона 1-2	ПА-T3	2
	Котельная	зона 1	ПА-T3	2
	Электростанция	зона 1	ПА-T3	2

16.3. Пожарная безопасность на объектах

Общие положения

Наземное оборудование для бурения, испытания, капитального ремонта скважин, отводы противовыбросовых устройств, станции контроля, производственные и жилые помещения, места складирования, подъездные пути, вертолетные площадки располагаются с учетом преобладающего направления ветра для каждого конкретного района.

Территория, отводимая под установку, освобождается от наземных и подземных трубопроводов, кабелей, очищается от деревьев, кустарника, травы.

Для передвижения транспорта и пожарной техники вокруг наземных сооружений, предусматривается площадка шириной 10-12 м.

При планировке территории предусматривается отвод жидкости от устья и наземных сооружений в специальные амбары (ловушки).

Укрытие сооружений выполняется из негорючих материалов. В других случаях конструкция обрабатывается огнезащитным составом.

Топливные емкости и установки размещаются не ближе 20 м от наземных помещений, оборудования, трубопроводов. Топливные установки оборудуются насосами, емкости уровнемерами, предупреждающими и запрещающими надписями (знаками). В местах установки устраивается подъездной путь и обвалование из расчета объема хранения горюче-смазочных материалов.

Не допускается фланцевых и разъемных соединений в трубопроводах взрывопожароопасных технологических систем, кроме мест установки арматуры или подсоединения

аппаратов. Не допускается применять гибкие шланги во взрывоопасных технологических системах.

На всасывающих и нагнетательных линиях насосов и компрессоров, перекачивающих горючие продукты, предусматривается установка запорных, отсекающих и предохранительных устройств.

При обнаружении пропуска, негерметичности, утечки горючесмазочных материалов, нефтепродуктов неисправность немедленно устраняется, место разлива тщательно очищается.

Не допускается хранение горюче-смазочных и легковоспламеняющихся материалов внутри пожаровзрывоопасных сооружений.

Средства пожаротушения размещаются вблизи пожароопасных мест (силовой и насосный блок, топливных установок, электростанция).

Выхлопные линии двигателей внутреннего сгорания выводятся на расстоянии не менее 15 м от устья скважины, 5 м от стены укрытия (основания) и 1,5 м от верхней части крыши (навеса). Не допускается прокладка выхлопных труб под двигателями, основаниями, настилом пола.

В местах прохода выхлопной линии через стены, укрытия, крышу (навес) оставляется зазор не менее трех диаметров трубы. В этом месте устанавливается теплоизолирующая прокладка и негорючая разделка.

Выхлопные линии оборудуются искрогасителями.

При низких температурах оборудование и трубопроводы, подверженные замерзанию, утепляются и обеспечиваются подогревом, исключая применение открытого огня.

Не допускается применение открытого огня и курение в пожароопасных и взрывоопасных помещениях, под основаниями, газоопасных местах, вблизи емкостей для хранения горюче-смазочных материалов, нефтепродуктов, горючих веществ и реагентов.

Для курения оборудуются специально оборудованные места в пожаробезопасной зоне и обозначаются надписями.

Не допускается ведение газоопасных, огневых и сварочных работ при наличии загазованности, загрязнении горюче-смазочными материалами, нефтепродуктами.

Силовое, буровое и нефтепромысловое оборудование, укрытия, устье и территория объекта постоянно содержатся в пожаробезопасном состоянии, регулярно защищаются от замазученности, разлива горюче смазочных материалов, нефтепродуктов.

Порядок обеспечения пожарной безопасности при проведении работ по бурению скважин

Техника и технология бурения, крепления, испытания скважин в максимальной степени подлежат исключению неконтролируемого поступления пластового флюида из продуктивных горизонтов.

В случае нефтегазопроявлений и аварийных работ, наземным оборудованием и обвязкой обеспечиваются полная герметичность, отвод флюида на безопасное расстояние от скважин и взрывопожаробезопасность при выполнении технологических операций по ликвидации нефтегазопроявлений, аварий.

При вводе буровой в эксплуатацию комиссия предприятия проверяет взрывопожаробезопасность оборудования, соответствие комплектности противопожарного оборудования и инвентаря, наличие аварийного освещения, пожарного водоема, табеля боевого пожарного расчета, о чем производится запись в акте приемки буровой.

При использовании буровых растворов на углеводородной основе применяются меры по взрывопожаробезопасности, контролю загазованности воздушной среды, которые указываются в инструкции и плане работ. Температура самовоспламенения раствора на углеводородной основе превышает на 500 С максимально ожидаемой температуры на устье и в процессе приготовления и обработки раствора.

При обнаружении предельно допустимых концентраций вредных веществ в воздухе рабочей зоны и предельно допустимых взрывобезопасных концентраций необходимо:

- 1) приостановить технологический процесс;
- 2) немедленно информировать руководителя объекта, смены;
- 3) определить причину и зону загазованности;
- 4) использовать средства индивидуальной защиты;
- 5) проверить готовность пожарного инвентаря;
- 6) принять меры (действия) согласно Плану ликвидации аварий и конкретной ситуации.

После окончания бурения, испытания, работ по ликвидации газо-нефте-водопроявлений, открытых фонтанов и аварий очищаются вышки, буровое оборудование, территория от замазученности, излишнего оборудования и материалов. Освобождаются подступы и подъезды к буровой.

Специальная техника, применяемая при цементировке, установке нефтяных и кислотных ванн, исследовательских и аварийных работах используется только при наличии искрогасителей выхлопных труб.

Порядок обеспечения пожарной безопасности при освоении скважин

Работы по освоению и испытанию нефтяных и газовых скважин проводятся в соответствии с проектом на строительство скважины, где в специальных разделах

разрабатывается технология, определяются технические средства выполнения работ по испытанию и меры пожаровзрывобезопасности.

Перед началом работ прикладывается план-график подготовительных, основных и заключительных работ, а также план ликвидации возможной аварии.

К плану-графику прикладывается схема размещения и обвязки оборудования, используемого для освоения скважин.

Перед началом работ по освоению скважин ответственное лицо проводит инструктаж с членами бригады по пожарной безопасности и производит соответствующую запись в журнале "Регистрация инструктажа по технике безопасности на рабочем месте".

Все члены бригады принимают участие в работе по освоению скважин в специальной одежде и специальной обуви.

Объекты освоения оборудуются противопожарными устройствами и обеспечиваются противопожарным инвентарем согласно приложению 10 к Правилам.

Прострелочно-взрывные работы в скважинах производятся по разрешению руководителя работ и в присутствии геолога нефтегазодобывающего или бурового предприятия.

Перед прострелочно-взрывными работами противовыбросовое оборудование тщательно проверяется и спрессовывается на давления, указанные в плане работ.

Во время спускоподъемных операций на колонный фланец устанавливается воронка из искробезопасного материала.

При освоении скважины передвижной компрессор устанавливается на расстоянии не менее 25 м от скважины с наветренной стороны.

При промывке скважины нефтью агрегат устанавливается на расстоянии не менее 10 м от устья.

Освоение газовых и газоконденсатных скважин свабированием, а фонтанных скважин тартанием желонкой не допускается.

Свабирование скважины производится при установленном на буферной задвижке фонтанной арматуры герметизирующем устройстве, предотвращающем выброс нефти.

При освоении фонтанной скважины свабированием:

1) сгораемые конструкции навеса для защиты работающего у пульта управления агрегатом обрабатываются огнезащитным составом;

2) устанавливается направляющая воронка из искробезопасного материала;

При освоении скважин передвижными агрегатами предусматривается возможность присоединения к рабочему манифольду необходимого количества агрегатов как для освоения, так и на случай глушения скважины.

При появлении признаков фонтанирования выполняются действия согласно плану ликвидации аварий и герметизации устья.

При перерывах и остановках в процессе освоения фонтанной скважины центральная задвижка фонтанной арматуры и на крестовине закрывается.

При вызове притока нагнетанием сжатого воздуха или аэрацией жидкости воздухом перерывы в процессе не допускаются.

16.4. Основные требования и мероприятия по промышленной санитарии и гигиене труда

Для обеспечения безопасных условий труда при бурении 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 5.

Учитывая, что в процессе бурения работающие подвергаются воздействию повышенного шума и вибрации и, в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.003-2014 и ГОСТ 12.1.012-2004 по ограничению действующих уровней шума и вибрации, буровая установка должна быть оснащена коллективными средствами снижения уровня шума и вибрации, представленными в таблице 6.

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 7.

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.

Таблица 16.2 Спецодежда, спецобувь и средства индивидуальной защиты

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

Таблица 16.3 Средства коллективной защиты от шума и вибраций

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

Таблица 16.4 Нормы освещённости

Рабочие места	Рабочая поверхность, на которой нормируется освещенность	Плоскость формирования освещенности: Г - горизонтальная, В - вертикальная	Разряд и подразряд зрительной работы	Рабочее освещение				
				При лампах накаливания	При газоразрядных лампах	Показатель ослепленности, не более, %	Доп. указания	Аварийное освещение Освещенность, лк
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Измерительная аппаратура, пульт и щит управления 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	Барaban	В	X	75	75	-	-	-
Автоматический ключ буровой (АКБ)	Челюсть	В	VIIА	30	75	-	-	-
Подсвечник	Место установки свеч	Г	X	30	30	-	-	-

Рабочие места	Рабочая поверхность, на которой нормируется освещенность	Плоскость формирования освещенности: Г - горизонтальная, В - вертикальная	Разряд и подразряд зрительной работы	Рабочее освещение				
				При лампах накаливания	При газоразрядных лампах	Показатель ослепленности, не более, %	Доп. указания	Аварийное освещение
								Освещенность, лк
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Путь движения талевого блока	Талевый блок	В	X	30	30	-	-	-
Механизм спуска и подъема бурильных труб (МСП)	Механизм захвата	Г	IX	30	30	-	-	-
Установки для механизации и автоматизации спуско -подъемных операций (АСП)	Механизм захвата	В	IX	30	30	-	-	-
Элеватор на уровне площадки верхнего рабочего, магазин для свеч	Замковое устройство, место установки свеч	В	IX	30	30	-	-	-
Рабочее место верхнего рабочего (люлька, балкон)	Пол	Г	IX	30	30	-	-	10
Кронблочная площадка, кронблок силовое помещение	Рабочие блоки	Г, 8	X	30	30	-	-	-
Редуктор (коробка передач) Циркуляционная система	Место замера уровня масла	В	VIIIA	30	75	-	-	5
Растворопровод (желобная система)	Поверхность раствора	Г	XI	10	10	-	-	-
Глиномешалка, смеситель, сепаратор, сито, пескоотделитель	Рабочая поверхность	В	VIIIA	30	75	-	-	-
Емкость (резервуар) для хранения запасного раствора. Насосное помещение	Место замера уровня раствора	В	VIII В	75	75	-	-	-
Воздушный компрессор бурового насоса	Баллон	В	VI	75	150	-	Во время смены викелей	5

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
Дизельное помещение (аварийная ДЭС), (освещенность снижена на одну ступень шкалы освещенности)	0,8м от пола	Г	VI	75	75	-	-	5
Противовыбросовое оборудование. Превентор, штурвал дистанционного управления превентором	Превентор, штурвал	В	VIIА	30	75	-	-	-
Пульт дистанционного управления превентором (освещенность снижена на одну ступень шкалы освещенности)	Пульт	В	IV Г	75	100	-	-	10
Цементировочная головка (освещенность повышена на одну ступень шкалы освещенности)	Кран	В	X	30	30	-	-	-
Мерный бак цементировочного агрегата (цементировочного насоса), бачок для цементного раствора	Поверхность раствора	Г	X	30	30	-	-	-
Место заряжения стрелочных и взрывных аппаратов (ПВД)	Место заряжения	Г	V г	75	100	-	-	-
Каротажный подъемник	Барабан, Пульт кабины машиниста	Г В	X	30 30	30 30	-	-	-
Путь движения геофизического кабеля: От каротажного подъемника до блока - баланса От подвесного ролика до устья скважины	Кабель Кабель	Г В	XI X	10 30	10 30	-	-	-

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
Блок-баланс	Блок-баланс	В	Х	30	30	-	-	-
Рабочее место у устья скважины	Рабочее место	Г		75	75	-	Освещенность установлена экспериментально	-
Каротажная лаборатория	0,8м от пола	Г		75		-	-	-
Путь переноса заряженных ПВА	Земля, пол мостков	Г	XI	10	10	-	-	-
Территория опасной зоны при проведении прострелочных и взрывных работ	Земля, пол мостков	Г		2	2	-	-	-

Для общего освещения помещений основного производственного назначения (выпечно-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

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

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

Тип газоанализатора выбирает Подрядчик.

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.

17. МЕРОПРИЯТИЯ ПО БЕЗОПАСНОСТИ ВЕДЕНИЯ РАБОТ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИН

17.1. Общие положения

Все операции по бурению скважин осуществляются в соответствии с техническим проектом на бурение скважин. Не допускается проведение работ по бурению скважин без утвержденного технического проекта.

Технический проект на бурение скважин составляется в соответствии с требованиями, изложенными в нормативно-технической документации на бурение скважин, утверждаемой уполномоченным органом в области углеводородов.

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.

17.2. 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 ежемесячно 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.

17.3. 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 бурильной 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 цементируемых 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 цементируемого агрегата не менее 5-10 метров;
- 3) между цементируемым агрегатом и цементно-смесительной машиной не менее 1,5 метра.

Цементируемая 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 цементируемого агрегата до цементируемой 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 цементируемой головке.

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

17.4. 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 (дрессели) и запорная арматура обеспечиваются устройствами ручного и автоматического управления в соответствии с технической документацией изготовителя и обеспечивают возможность безопасной замены КИПиА без остановки скважины и наземного оборудования.

17.5. 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 организации, проводившей работы, представителей заказчика и АСС. Освоение и исследование скважин производится в присутствии ответственного лица.

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

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

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

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

- 1) эксплуатационная колонна прошаблонирована, опрессована совместно с колонной головкой и превенторной установкой, герметична при максимально ожидаемом давлении на устье скважины;
- 2) устье с превенторной установкой, манифольдный блок и выкидные линии оборудованы и обвязаны в соответствии со схемой;
- 3) установлены сепаратор и емкости для сбора флюида.

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

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

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

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

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

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

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

На время вызова притока из пластов и глушения обеспечивается:

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

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

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

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

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

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

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

18 ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ НЕФТЕГАЗОВОДОПРОЯВЛЕНИЙ И ОТКРЫТОГО ФОНТАНИРОВАНИЯ

18.1. 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 бурение скважины;
- 2) два шаровых крана (один под квадратом, второй на аварийной трубе или подвешенный на тросике в буровой);
- 3) обеспечено круглосуточное дежурство цементировочного агрегата, автомашины, ответственного лица, связь буровой (предприятием).

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

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

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

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

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

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

18.2. 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 основная 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. Решается 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.

18.3. Особенности предупреждения и ликвидация аварий, инцидентов на скважинах

Перед вскрытием продуктивного горизонта или пластов с возможными флюидопроявлениями выполняются мероприятия по предупреждению аварий и инцидентов:

- 1) инструктаж персонала по практическим действиям при ликвидации ГНВП согласно ПЛА;
- 2) инструктаж персонала геофизической и подрядных организаций, работающих на территории буровой установки;
- 3) проверка состояния буровой установки, устьевого и ПВО, инструмента и приспособлений для герметизации скважины и ликвидации ГНВП;
- 4) проверка средств контроля загазованности, системы раннего обнаружения прямых и косвенных признаков ГНВП, СИЗ, СИЗ ОД, СКЗ персонала;
- 5) проверка систем противоаварийной, противofонтанной и противопожарной защиты, маршрутов эвакуации персонала;
- 6) проведение учебных тренировок, тревог по графику, утвержденному техническим руководителем организации;
- 7) оценка готовности объекта к вскрытию продуктивного горизонта с составлением акта, соответствия объемов и параметров бурового раствора, средств очистки, дегазации и обработки;
- 8) проверка системы геолого-технического контроля и регистрации параметров режима бурения, показаний концентрации газов в буровом растворе и газоанализаторов;
- 9) результаты выполненных мероприятий записываются в вахтовом журнале с предложениями по устранению выявленных нарушений.

Организацию работ и производственного контроля по предупреждению и ликвидации ГНВП осуществляет руководитель объекта.

При опасности ГНВП производится герметизация устья, трубного пространства и выполняются действия по ПЛА для ликвидации опасной ситуации по указанию руководителя работ.

Не допускается превышение давления на устье герметизированной скважины более 80 процентов от давления опрессовки обсадной колонны. При определении допустимого давления учитывают степень износа и коррозии обсадной колонны по данным геофизических исследований, толщинометрии и воздействия опасных факторов.

Снижение давления производится постепенно, 0,3-0,4 мега Паскаля в минуту.

Для ликвидации ГНВП и ОФ привлекаются АСС.

Вспомогательные работы выполняются производственным персоналом после инструктажа, при непосредственном участии руководителя работ.

Не допускается находиться в опасной зоне работникам, не принимающим участия в выполнении аварийных и вспомогательных работ.

При вскрытом продуктивном горизонте назначаются работники для контроля работ и предупреждения ГНВП.

В процессе ловильных работ в скважинах с потенциальной опасностью флюидопроявлений длина бурильной колонны подбирается из расчета нахождения гладкой части трубы против плашек превентора, ведущей трубы - в роторе.

Подъем бурильной колонны из скважины при поглощении промывочной жидкости допускается после заполнения скважины до устья и отсутствия перелива.

Бурение скважины с частичным или полным поглощением бурового раствора, воды и с возможным флюидопроявлением не допускается.

При возникновении сифона или поршневания производится промывка скважины и расхаживание бурильной колонны, ограничивается скорость подъема и обеспечивается полный долив скважины для предупреждения ГНВП и воздействия на пласт.

В целях предупреждения аварий:

- 1) принять меры по снижению вибрации бурильной колонны;
- 2) в процессе первого долбления измененной компоновки низа бурильной колонны (далее - КНБК), проработать ствол с принятием мер предосторожности против заклинивания колонны бурильных труб и забуривания нового ствола;
- 3) производить изменения способа бурения после подготовки ствола скважины, колонны бурильных труб, породоразрушающего инструмента, оборудования и КИПиА;
- 4) определить момент подъема долота по показателям механического каротажа и показаниям КИПиА;
- 5) для плавного снижения жесткости КНБК составлять низ колонны из УБТ разных диаметров;
- 6) определить длину утяжеленной бурильной трубы (далее - УБТ) установленной нагрузкой на долото, исходя из расчета передачи на долото 75 процентов его веса.

При обнаружении ГНВП буровая вахта герметизирует устье скважины, канал буровых труб, информирует ответственных лиц, АСС. Дальнейшие действия проводятся в соответствии с ПЛА.

После вызова притока не допускается перфорация обсадных колонн в интервалах возможного разрыва пластов давлением газа, нефти, в интервале проницаемых непродуктивных пластов при проведении ремонтно-изоляционных работ.

При частичном поглощении бурового раствора и при полной потере циркуляции принимаются меры для изоляции зон поглощения с применением наполнителей, проведением тампонажных работ, спуска обсадной колонны.

С целью предупреждения прихватов бурового инструмента используются добавки веществ в буровой раствор, обладающих повышенной смазывающей способностью.

При явных признаках начала ОФ буровая обесточивается и производится остановка двигателей. На территории, прилегающей к фонтанирующей скважине, потушить технические и бытовые топки, остановить двигатели внутреннего сгорания, запретить курение и пользование открытым огнем. Не допускать движение транспорта и пешеходов, вызвать АСС, противопожарную службу, принять меры к сбору жидкости, изливающейся из скважины. Если эта операция не связана с риском для здоровья и жизни, оповестить организации согласно ПЛА.

Перед ликвидацией поглощения бурового раствора производятся гидродинамические исследования для определения параметров поглощающего горизонта (коэффициент поглощения, характера фильтрации) с целью выбора технологии изоляционных работ.

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

Таблица 19.1. Список литературы

№№ п/п	Фамилия и инициалы, название, издательство, город, год издания
1	2
1	Методические рекомендации по разработке проектной документации на бурение (строительство) скважин на нефть и газ от «09» марта 2023 года №97
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	Методические указания по креплению нефтяных и газовых скважин СТ РК 1746-2008
12	Инструкция по безопасности производства работ при восстановлении бездействующих нефтегазовых скважин методом строительства дополнительного наклонно-направленного или горизонтального ствола скважины. РД 08-625-03
13	РД 39-013-90. Инструкция по эксплуатации бурильных труб. Куйбышев, ВНИИТнефть, 1990.
14	Правила пожарной безопасности от 21 февраля 2022 года № 55
15	Трубы нефтяного сортамента под редакцией Сарояна М.: Недра, 1976
16	Трубы обсадные, насосно-компрессорные, бурильные и трубы для трубопроводов нефтяной и газовой промышленности. ГОСТ Р 54918 - 2012 (ISO/TR 10400:2007)
17	Трубы стальные бурильные для нефтяной и газовой промышленности. ГОСТ Р 54383 - 2011 (ISO 11961:2008)
18	Трубы стальные, применяемые в качестве обсадных или насосно-компрессорных труб для скважин в нефтяной и газовой промышленности ГОСТ Р 53366 – 2009 (ISO 11960:2004)
19	Справочник по креплению нефтяных и газовых скважин под редакцией Булатова. М.: Недра, 1981
20	Спутник буровика. Справочник К. Иогансен. М.: Недра, 1986
21	Оборудование противовибросовое. Типовые схемы, основные параметры общие технические требования к конструкции, ГОСТ 13862-2003
22	Арматура фонтанная и нагнетательная. Типовые схемы, основные параметры общие технические требования к конструкции, ГОСТ 13846-2003
23	Установки буровые комплектные для эксплуатационного и глубокого разведочного бурения основные параметры ГОСТ 16293-89 (СТ СЭВ 2446-88)
24	Правила ведения ремонтных работ в скважинах РД 153-39-023-97
25	Сборник типовых инструкций по безопасному ведению работ для рабочих буровых бригад. А.: МНП РК, 1995

№№ п/п	Фамилия и инициалы, название, издательство, город, год издания
1	2
26	Правила выдачи разрешений на сжигание сырого газа в факелах. Приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 25 апреля 2018 года № 140
27	Кодекс Республики Казахстан "О НЕДРАХ И НЕДРОПОЛЬЗОВАНИИ"
28	Закон Республики Казахстан «О гражданской защите»

20 ОРГАНИЗАЦИЯ СТРОИТЕЛЬСТВА

20.1. Сведения о водоснабжении

Принимаем потребление 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:

$$3 \frac{\text{м}^3}{\text{сут}} \cdot 42 \text{ сут} \cdot \frac{158 \text{ сут}}{365 \text{ сут}} = 55 \text{ м}^3$$

Сведения об энергоснабжении

Таблица 20.1. Потребность в ГСМ

Агрегат	Двигатель	Количество двигателей	Мощность двигателя, N (кВт)	Удельный расход топлива, q (г/кВт*час)	Удельный расход масла, q _м (г/кВт*час)	Продолжительность работы двигателя (сут)	Общий расход топлива (тн)	Общий расход масла (тн)
сварочный агрегат АДД-3124У1	Д144-81-1	1	37	133	0,399	0,5	0,0591	0,0002
подготовительные работы + бурение + крепление								
Дизель-генератор	САТ3512В	3	1360	221	0,663	46	995.5	2.99
Цементировочный агрегат ЦА-320М	ЯМЗ-236НЕ2	1	169	197	0,591	9	7.19	0,022
Резервный генератор	Cummins QSX15G8	1	477	257	0,771	46	135.4	0,41
испытание скважины								
Установка для освоения (испытания)	ЯМЗ-238М2-4	1	176	214	0,684	15	13,6	0,041
Цементировочный агрегат ЦА-320М	ЯМЗ-236НЕ2	1	169	197	0,591	1,25	1	0,003

Примечание

Бригада освоения получает электроэнергию с линии электропередач на месторождении.

Удельный расход масла составляет 0,3% от расхода топлива.

Продолжительность работы агрегатов при операциях по строительству скважины - таблица 13.1

Продолжительность работы сварочного агрегата - таблица 12.1

Продолжительность работы цементировочного агрегата при работах при испытании - таблица 10

20.2. СХЕМА ТРАНСПОРТИРОВКИ ГРУЗОВ И ВАХТ

Таблица 20.2. Маршруты транспортировки грузов и вахт

Пункты		Расстояние, км	Вид транспорта
отправления	назначения		
Актау	Месторождение	300	автобус

Приложения

Приложение 1. Техническое задание

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ
НА РАЗРАБОТКУ ГРУППОВОГО ТЕХНИЧЕСКОГО ПРОЕКТА НА СТРОИТЕЛЬСТВО
ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН №№ 603, 607, 608, 609, 611, 612, 613, 614, 615, 616, 617, 618, 619,
620, 621, 622, 623, 624, 625, 626 НА МЕСТОРОЖДЕНИИ АРЫСТАНОВСКОЕ ПРОЕКТНОЙ
ГЛУБИНОЙ 3100М

1.	Место расположения объекта	Республика Казахстан, Мангистауская область, Бейнеуский район, суша, месторождение Арыстановское
2.	Наименование проектируемого объекта	Групповой технический проект на строительство добывающих скважин №№ 603, 607, 608, 609, 611, 612, 613, 614, 615, 616, 617, 618, 619, 620, 621, 622, 623, 624, 625, 626 на месторождении Арыстановское проектной глубиной 3100м с разделом охрана окружающей среды
3.	Основание для проектирования	Дополнение №1 к проекту разработки месторождения Арыстановское.
4.	Проектная мощность	Количество добывающих скважин – 20 (№№ 603, 607, 608, 609, 611, 612, 613, 614, 615, 616, 617, 618, 619, 620, 621, 622, 623, 624, 625, 626), Проектный горизонт – юра Проектная глубина – 3100 м
5.	Исходные данные	Тип Скважины – добывающая. Профиль скважин – вертикальная. Глубина залегания продуктивных отложений: <ul style="list-style-type: none"> • кровля – 2400 м • подошва – 3050м Число испытаний эксплуатационных объектов: <ul style="list-style-type: none"> • в колонне – 1 • в открытом стволе – нет Сероводород в пластовом флюиде месторождения отсутствует
6.	Основные технические требования	Категория скважины – 2 Проектная глубина: <ul style="list-style-type: none"> • по вертикали – 3100 м • по стволу – 3100 м Тип буровой установки - ZJ-40 / ZJ-50 / ZJ-70
7.	Конструкция скважины	<ul style="list-style-type: none"> • Кондуктор Ø 339,7 мм – 0-100 м • Техническая колонна Ø 244,5 мм – 0-800 м • Эксплуатационная колонна Ø 168,3 мм – 0-3100 м
8.	Стадийность проектирования	Первичная
9.	Требования к разработке специальных разделов	<p>Выполнить раздел охраны окружающей среды, охраны недр, техники безопасности, промышленной санитарии и противопожарной безопасности.</p> <p>При проектировании руководствоваться Экологическим кодексом от 2 января 2021г., актуальными нормативно-правовыми актами, методиками, правилами и т.д. в области охраны окружающей среды.</p> <p>Согласно ст. 68 Экологического кодекса РК подготовить заявление о намечаемой деятельности для загрузки на портал e-elicense.kz.</p> <p>В соответствии с Заключением по Заявлению о намечаемой деятельности разработать «Проект о воздействиях или же «Раздел охраны окружающей среды» далее ООС и получить</p>

		<p>согласование государственной экологической экспертизы в территориальном органе экологии;</p> <p>Принять участие в организации общественных слушаний по проекту в соответствии с Правилами проведения общественных слушаний № 286 от 3 августа 2021 года;</p> <p>Подготовка необходимых документов, проведение общественных слушаний включая раздел ООС и программы мероприятий по охране окружающей среды. Размещение объявлений в СМИ (в том числе не менее чем в одной газете и посредством не менее чем одного теле или радиоканала) о проведении общественных слушаний в форме открытых собраний на государственном и русском языках не позднее чем за двадцать рабочих дней до проведения общественных слушаний за счет собственных средств.</p> <p>Обеспечить полное сопровождение и согласование проекта в государственных контролирующих органах и получить экологическое разрешение на воздействие.</p>
10.	Требования к составу и содержанию проектной документации	Проектные материалы должны отвечать требованиям норм, правил и государственным стандартам Республики Казахстан
11.	Срок строительства	2026-2027 г., в том числе: В 2026г. – скв №№603, 607, 608, 609, 611, 612, 613, 614, 615, 616 В 2027г. – скв №№617, 618, 619, 620, 621, 622, 623, 624, 625, 626
12.	Кол-во экземпляров проектной документации, передаваемой заказчику	5 Расчет выбросов/сбросов ЗВ, объемов образования отходов при строительстве скважин предоставить в электронном виде (Excel) Текстовую часть предоставить в формате Word
13.	Приложения:	<p>Обзорная карта района работ.</p> <p>Продольный схематический геологический профиль.</p> <p>Структурная карта по V отражающему горизонту.</p> <p>Схема расположения оборудования буровой установки.</p> <p>Типовая схема обвязки устья скважины ПВО при бурении.</p> <p>Схема расположения оборудования установки АПРС-60/80 при КПРС.</p> <p>Схема обвязки устья скважины при КПРС.</p>
14.	Срок проектирования	70 рабочих дней со дня заключения договора

Заместитель
генерального директора по геологии
ТОО "Кен-Сары"

Менеджер отдела бурения и КРС
ТОО "Кен-Сары"

 А.М. Ташенов

 Ишханян Р.В.

TECHNICAL DESIGN
for the Development of a Group Technical Project for the Construction of Production Wells No. 603, 607, 608, 609, 611, 612, 613, 614, 615, 616, 617, 618, 619, 620, 621, 622, 623, 624, 625, 626 at the Arystanovskoe Field with a Design Depth of 3100 meters

1.	Location	Republic of Kazakhstan, Mangystau Region, Beineu District, onshore, Arystan Field
2.	Project Title	Group technical project for the construction of production wells No. 603, 607, 608, 609, 611, 612, 613, 614, 615, 616, 617, 618, 619, 620, 621, 622, 623, 624, 625, 626 at the Arystan field with a design depth of 3100 m, including the Environmental Protection Section
3.	Basis for design	Addendum No.1 to the Development Project of the Arystan Field.
4.	Design capacity	Number of production wells – 20 (Nos. 603, 607, 608, 609, 611, 612, 613, 614, 615, 616, 617, 618, 619, 620, 621, 622, 623, 624, 625, 626) Target formation–Jurassic Design depth – 3100 m
5.	Initial Data:	Type of well – production Well profile – vertical Depth of productive formations: <ul style="list-style-type: none"> • Top – 2400 m • Bottom – 3050 m Number of tests of operational objects: <ul style="list-style-type: none"> • In casing – 1 • In open hole – none <p>Hydrogen sulfide (H₂S) is absent in the reservoir fluid.</p>
6.	Basic Technical Requirements:	Well category - 2 Project depth: <ul style="list-style-type: none"> • on vertical – 3100 m • on open hole – 3100 m Rig type - ZJ-40 / ZJ-50 / ZJ-70
7.	Well design	<ul style="list-style-type: none"> • Surface casing Ø 339,7 mm – 0-100 m • Technical casing Ø 244,5 mm – 0-800 m • Production casing Ø 168,3 mm – 0-3100 m
8.	Design Stages	Primary
9.	Requirements for the Development of Special Sections	<p>Prepare sections for Environmental Protection, Subsoil Protection, Occupational Safety, Industrial Sanitation, and Fire Safety.</p> <p>Design must comply with the Environmental Code dated January 2, 2021, and relevant regulatory acts, methodologies, rules, etc. in the field of environmental protection.</p> <p>In accordance with Article 68 of the Environmental Code of the Republic of Kazakhstan, prepare a Notice of Intent for uploading to the e-license.kz portal.</p> <p>Based on the Conclusion on the Notice of Intent, develop an "Environmental Impact Project" or "Environmental Protection Section" (EPS) and obtain approval from the state environmental expertise at the territorial ecology authority.</p> <p>Participate in organizing public hearings on the project in accordance with Public Hearing Rules No. 286 dated August 3, 2021.</p> <p>Prepare required documents, conduct public hearings, including the EPS section and environmental protection action plan. Publish announcements in media (at least one newspaper and one TV or radio channel) on both Kazakh and Russian languages at least 20</p>

		working days before the public hearings, at the expense of own funds. Ensure full project support and approval from state regulatory bodies and obtain an environmental permit for impact.
10.	Requirements for the composition and content of project documentation	Project materials must comply with standards, norms, and regulations of the Republic of Kazakhstan.
11.	Construction period	2026–2027, including: In 2026 – wells Nos. 603, 607, 608, 609, 611, 612, 613, 614, 615, 616 In 2027 – wells Nos. 617, 618, 619, 620, 621, 622, 623, 624, 625, 626
12.	Quantity of copies of design documentation to be handed over to the customer	Emission/discharge calculation of pollutants, waste generation volumes during well construction – to be provided in Excel format. Text part – in Word format.
13.	Appendices:	Overview map of the work area Longitudinal schematic geological profile Structural map of the V reflective horizon Drilling rig equipment layout Typical wellhead BOP scheme during drilling Equipment layout scheme of APRS-60/80 unit during well servicing Wellhead tie-in scheme during servicing
14.	Design deadline	70 working days from the date of contract signing

Deputy General Director for Geology
LLP "Ken-Sary"

Drilling and Workover Department Manager
LLP "Ken-Sary"

 A.M. Tashenov

 R.V. Ishkhanyan

Арыстанов кен орнында №603, 607, 608, 609, 611, 612, 613, 614, 615, 616, 617, 618, 619, 620, 621, 622, 623, 624, 625, 626 өндіруші ұңғымаларын
3100 метр жобалық тереңдікке бұрғылау бойынша топтық техникалық жобаны әзірлеуге
арналған

ТЕХНИКАЛЫҚ ТАПСЫРМА

1	Нысанның орналасқан жері	Қазақстан Республикасы, Маңғыстау облысы, Бейнеу ауданы, құрлық, Арыстан кен орны
2	Жобаланатын нысанның атауы	Арыстанов кен орнында №603, 607, 608, 609, 611, 612, 613, 614, 615, 616, 617, 618, 619, 620, 621, 622, 623, 624, 625, 626 өндіруші ұңғымаларын 3100 м жобалық тереңдікке дейін бұрғылау бойынша топтық техникалық жоба, қоршаған ортаны қорғау бөлімімен бірге.
3	Жобалау үшін негіз	Арыстанов кен орнын игеру жобасына №1 толықтыру.
4	Жобалық қуат	Өндіруші ұңғымалар саны – 20 (№603, 607, 608, 609, 611, 612, 613, 614, 615, 616, 617, 618, 619, 620, 621, 622, 623, 624, 625, 626) Жобалық горизонт – юра Жобалық тереңдік – 3100 м
5	Бастапқы деректер	Ұңғыма түрі – өндіруші Ұңғыма профилі – тік Өнімді қабаттардың тереңдігі: <ul style="list-style-type: none"> • Жабыны – 2400 м • Табаны – 3050 м Пайдалану нысандарын сынау саны: <ul style="list-style-type: none"> • Құбыр ішінде – 1 • Ашық оқпанда – жоқ Қабат сұйықтығында күкіртсутек жоқ.
6	Негізгі техникалық талаптар	Ұңғыма санаты – 2 Жобалық тереңдік: <ul style="list-style-type: none"> • Тік бойынша – 3100 м • Оқпан бойынша – 3100 м Бұрғылау қондырғысы түрі – ZJ-40 / ZJ-50 / ZJ-70
7	Ұңғыманың құрылысы	<ul style="list-style-type: none"> • Кондуктор Ø 339,7 мм – 0-100 м • Техникалық құбыр Ø 244,5 мм – 0-800 м • Пайдалану құбыры Ø 168,3 мм – 0-3100 м
8	Жобалау кезеңділігі	Бастапқы
9	Арнайы бөлімдерді әзірлеуге қойылатын талаптар	Қоршаған ортаны қорғау, жер қойнауын қорғау, еңбек қауіпсіздігі, өндірістік санитария және өрт қауіпсіздігі бөлімдерін әзірлеу. Жобалау кезінде 2021 жылғы 2 қаңтардағы Экологиялық кодекс пен қолданыстағы нормативтік-құқықтық актілерді, әдістемелерді, ережелерді және т.б. басшылыққа алу қажет. ҚР Экологиялық кодексінің 68-бабына сәйкес e-лицензия.kz порталында орналастыру үшін ниетті қызмет туралы өтініш дайындау қажет. Ниетті қызмет туралы өтініш бойынша қорытынды негізінде «ҚОӨБ жобасы» немесе «Қоршаған ортаны қорғау бөлімі» әзірленіп, экология органдарынан мемлекеттік экологиялық сараптаманың келісімі алынуы тиіс. 2021 жылғы 3 тамыздағы №286 қоғамдық тыңдаулар өткізу қағидаларына сәйкес жоба бойынша қоғамдық тыңдаулар

		ұйымдастыруға қатысу. Қажетті құжаттарды дайындау, ҚОҚ бөлімі мен қоршаған ортаны қорғау бойынша іс-шаралар жоспарын қоса алғанда қоғамдық тыңдаулар өткізу. Қоғамдық тыңдаулар өткізілетіні туралы хабарландыруды мемлекеттік және орыс тілдерінде бұқаралық ақпарат құралдарында (кемінде бір газетте және бір теле немесе радиоарнада) жиырма жұмыс күнінен кешіктірмей жариялау – жобалаушының қаражаты есебінен. Мемлекеттік қадағалау органдарында жобаны толық сүйемелдеу және келісімін қамтамасыз ету, экологиялық рұқсат алу.
10	Жобалау құжаттамасының құрамы мен мазмұнына қойылатын талаптар	Жобалық материалдар Қазақстан Республикасының нормаларына, ережелеріне және мемлекеттік стандарттарына сәйкес болуы керек.
11	Құрылыс мерзімі	2026–2027 жж., соның ішінде: 2026 ж. – №603, 607, 608, 609, 611, 612, 613, 614, 615, 616 2027 ж. – №№617, 618, 619, 620, 621, 622, 623, 624, 625, 626
12	Тапсырыс берушіге берілетін жобалық құжаттама даналарының саны	Ластаушы заттардың шығарындыларының есептеулері электронды түрде ұсынылады (Excel). Мәтіндік бөлім Word форматында ұсынылады
13	Қосымшалар:	Жұмыс ауданының шолу картасы. Бойлық схемалық геологиялық профиль. V шағылысатын горизонт бойынша құрылымдық карта. Бұрғылау қондырғысы жабдықтарының орналасу схемасы. Бұрғылау кезінде ПВО ұңғымасының сағасын байлаудың типтік схемасы. КПРС кезінде АПРС-60/80 қондырғысы жабдығының орналасу схемасы. КПРС кезінде ұңғыма сағасын байлау схемасы.
14	Жобалау мерзімі	Шарт жасалған күннен бастап 70 жұмыс күн

Геология жөніндегі
бас директордың орынбасары
«Кен-Сары» ЖШС

 А.М. Ташенов

Бұрғылау және КҚҰ бөлімінің менеджері
«Кен-Сары» ЖШС

 Ишханян Р.В.

Приложение 2. НТС

ПРОТОКОЛ

НТС ТОО «Проектный институт «ОПТИМУМ».

г. Актау

« ____ » _____ 2025 г.

Присутствовали:

Председатель НТС: Карайдарова А.Н.

Члены комиссии: Асеев Г.В., Кулиев Ю.М., Косаманова А.К.

Секретарь: Курмамбаева М.

ПОВЕСТКА ДНЯ:

Рассмотрение проекта «Групповой техничеcкий проект на строительство добывающих скважин №№ 603, 607, 608, 609, 611, 612, 613, 614, 615, 616, 617, 618, 619, 620, 621, 622, 623, 624, 625, 626 на месторождении Арыстановское проектной глубиной 3100 м».

СЛУШАЛИ: Сообщение Кулиева Ю.М. о выполнении проекта «Групповой техничеcкий проект на строительство добывающих скважин №№ 603, 607, 608, 609, 611, 612, 613, 614, 615, 616, 617, 618, 619, 620, 621, 622, 623, 624, 625, 626 на месторождении Арыстановское проектной глубиной 3100 м» в срок.

Проект выполнен в полном объеме и отвечает требованиям промышленной безопасности, другим нормативным документам и требованиям, действующим в Республике Казахстан.

Рассмотренный техничеcкий проект разработан на основании:

1. Договор № 7371 от 10.09.2025 г. между компаниями ТОО «Кен-Сары» и ТОО «Проектный институт «ОПТИМУМ».
2. Техническое задание на составление проекта «Групповой техничеcкий проект на строительство добывающих скважин №№ 603, 607, 608, 609, 611, 612, 613, 614, 615, 616, 617, 618, 619, 620, 621, 622, 623, 624, 625, 626 на месторождении Арыстановское проектной глубиной 3100 м».
3. «Дополнение №1 к Проекту разработки месторождения Арыстановское», 2025г.

Целью проекта является строительства вертикальных скважин для добычи нефти из нижне и среднеюрские отложения (J2-3).

Проект предусматривает строительства эксплуатационных скважин следующей конструкции:

Направление Ø 508 мм – 10 м

Кондуктор Ø 339,7 мм – 100 м

Промежуточная колонна Ø 244,5 мм – 800 м

Эксплуатационная колонна Ø 168,3 мм – 3100 м

Расчёт обсадных колонн был произведён с учётом максимальных внутренних и наружных избыточных давлений.

При выборе марки и толщины стенки колонн учитывалась надёжность ствола при длительном сроке эксплуатации.

Геолого – технические вопросы были согласованы с сотрудниками «Заказчика» в процессе разработки технического проекта.

В ходе совещания было замечено, что, принимая во внимание главу 13 (п. 168) «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр» возможно изменение глубины спуска эксплуатационной колонны по согласованию с ТОО «Проектный институт «OPTIMUM».

На все заданные вопросы докладчиком были даны исчерпывающие ответы.

В обсуждении технического проекта приняли участие: Карайдарова А.Н., Асеев Г. В., Косаманова А.К.

После обмена мнениями, НТС постановило:

1 Проект «Групповой технический проект на строительство добывающих скважин №№ 603, 607, 608, 609, 611, 612, 613, 614, 615, 616, 617, 618, 619, 620, 621, 622, 623, 624, 625, 626 на месторождении Арыстановское проектной глубиной 3100 м» составлен в полном объеме и в соответствии с техническим заданием «Заказчика», отвечает требованиям, нормативным документам и правилам, действующим в РК.

2 Передать проект «Заказчику» для рассмотрения и согласования.

Председатель НТС:



Карайдарова А. Н.

Секретарь:



Курмамбаева М.

Приложение 3. ГТС

ПРОТОКОЛ
совместного заседания геолого-технического совета ТОО «Кен-Сарь»:
и ТОО «Проектный институт «OPTIMUM».

г. Актау

«___» _____ 2025г.

Присутствовали:**от ТОО «Кен-Сарь»:**

Ташенов А.М. — Заместитель генерального директора по геологии

Ишханян Р.В. — Менеджер отдела бурения и КРС

от ТОО «Проектный институт «OPTIMUM»:

Карайдарова А.Н. - заместитель генерального директора по науке;

Асеев Г. В. – руководитель службы проектирования строительства скважин;

Кулиев Ю. М. - главный специалист службы проектирования строительства скважин;

ПОВЕСТКА ДНЯ:

Рассмотрение «Группового технического проекта на строительство добывающих скважин №№ 603, 607, 608, 609, 611, 612, 613, 614, 615, 616, 617, 618, 619, 620, 621, 622, 623, 624, 625, 626 на месторождении Арыстановское проектной глубиной 3100 м».

СЛУШАЛИ: Сообщение Кулиева Ю.М. о выполнении проекта «Групповой технический проект на строительство добывающих скважин №№ 603, 607, 608, 609, 611, 612, 613, 614, 615, 616, 617, 618, 619, 620, 621, 622, 623, 624, 625, 626 на месторождении Арыстановское проектной глубиной 3100 м» в срок.

Проект выполнен в полном объеме и отвечает требованиям промышленной безопасности, другим нормативным документам и требованиям, действующим в Республике Казахстан.

Рассмотренный технический проект разработан на основании:

1. Договор № 7371 от 10.09.2025 г. между компаниями ТОО «Кен-Сарь» и ТОО «Проектный институт «OPTIMUM».

2. Техническое задание на составление проекта «Групповой технический проект на строительство добывающих скважин №№ 603, 607, 608, 609, 611, 612, 613, 614, 615, 616, 617, 618, 619, 620, 621, 622, 623, 624, 625, 626 на месторождении Арыстановское проектной глубиной 3100 м».

3. «Дополнение №1 к Проекту разработки месторождения Арыстановское», 2025г.

Проект «Групповой технический проект на строительство добывающих скважин №№ 603, 607, 608, 609, 611, 612, 613, 614, 615, 616, 617, 618, 619, 620, 621, 622, 623, 624, 625, 626 на месторождении Арыстановское проектной глубиной 3100 м» составлен в полном объеме и в соответствии с техническим заданием «Заказчика», отвечает требованиям, нормативным документам и правилам, действующим в РК.

На все заданные вопросы докладчиком были даны исчерпывающие ответы.

В обсуждении технического проекта приняли участие: Ташенов А.М., Ишханян Р.В., Карайдарова А.Н., Асеев Г. В.

После обмена мнениями, геолого-техническое совещание постановило:

1. Принять проект «Групповой технический проект на строительство добывающих скважин №№ 603, 607, 608, 609, 611, 612, 613, 614, 615, 616, 617, 618, 619, 620, 621, 622, 623, 624, 625, 626 на месторождении Арыстановское проектной глубиной 3100 м».
2. Направить проект на дальнейшее рассмотрение в государственные контролирующие органы.

Подписи:

Ташенов А.М.

Ишханян Р.В.

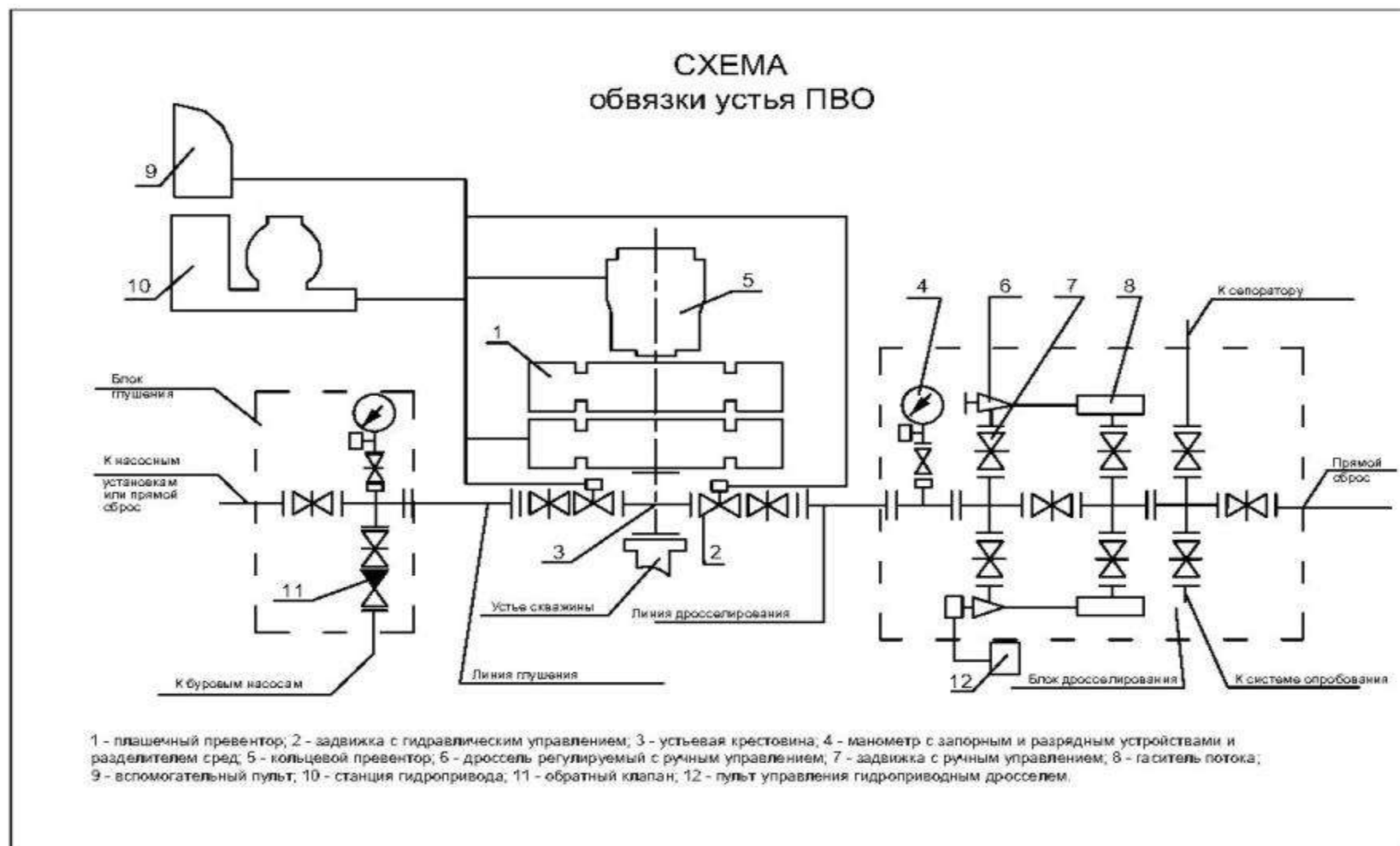
Карайдарова А.Н.

Асеев Г.В.

Кулиев Ю.М.



Приложение 4. Схема обвязки устья ПВО



[illegible]

Приложение 6. Схема расположения оборудования при освоении

