

ТОО «КОМ-МУНАЙ»

ТОО «Проектный институт «OPTIMUM»

УТВЕРЖДАЮ:

Генеральный директор

ТОО «КОМ-МУНАЙ»

Абдылдаев Г. А.

«___» _____ 2025 г.



Индивидуальный технический проект на строительство
вертикальной скважины К-27 на месторождении Комсомольское

Договор № К-2025-185 от 08.07.2025 г.

Генеральный директор

ТОО «Проектный институт «OPTIMUM»

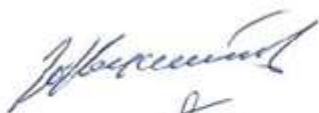


Құрманов Б.Қ.

г. Актау – 2025 г.

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Главный специалист СПСС



Кулиев Ю. М.

Старший специалист СПСС



Ержамалов Е.И.

Ведущий специалист службы Г и Р



Косаманова А. К.

СОДЕРЖАНИЕ

СОДЕРЖАНИЕ.....	3
СПИСОК ТАБЛИЦ	5
СПИСОК РИСУНКОВ.....	8
СПИСОК ПРИЛОЖЕНИЙ	9
РЕФЕРАТ	10
1 ОБЩАЯ ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА	12
2 ОСНОВАНИЕ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ	14
3 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ.....	15
4 ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА	17
4.1. ЛИТОЛОГО-СТРАТИГРАФИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЗРЕЗА СКВАЖИНЫ.....	25
4.2. НЕФТЕГАЗОВОДОНОСНОСТЬ ПО РАЗРЕЗУ СКВАЖИНЫ.....	30
4.3. ВОЗМОЖНЫЕ ОСЛОЖНЕНИЯ ПО РАЗРЕЗУ СКВАЖИНЫ	33
4.4. ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЕ РАБОТЫ.....	36
4.5. РАБОТЫ ПО ИСПЫТАНИЮ В ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННЕ И ОСВОЕНИЕ СКВАЖИНЫ, СВЕДЕНИЯ ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ	38
5 КОНСТРУКЦИЯ СКВАЖИНЫ	42
6 ПРОФИЛЬ СТВОЛА СКВАЖИНЫ.....	50
7 БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ.....	51
8 УГЛУБЛЕНИЕ СКВАЖИНЫ.....	61
9 КРЕПЛЕНИЕ СКВАЖИН	67
9.1. Обсадные колонны	67
9.2. Цементирование обсадных колонн.....	76
9.3. Оборудование устья скважины	82
10 ИСПЫТАНИЕ СКВАЖИНЫ.....	83
10.1. Испытание пластов в процессе бурения.....	83
10.2. Испытание горизонтов на продуктивность в эксплуатационной колонне	85
11 ДЕФЕКТОСКОПИЯ И ОПРЕССОВКА.....	88
12 СТРОИТЕЛЬНЫЕ И МОНТАЖНЫЕ РАБОТЫ.....	90
12.1. Подготовительные работы к строительству скважины (скважин)	91
12.2. Объемы строительных и монтажных работ для бурения скважины.....	93
13 ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТЬ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИНЫ.....	96
14 МЕХАНИЗАЦИЯ И АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ, СРЕДСТВА КОНТРОЛЯ И ДИСПЕТЧЕРИЗАЦИИ	97
15 ЛИКВИДАЦИЯ И КОНСЕРВАЦИЯ СКВАЖИН	99
15.1. Общие положения	99
15.2. Ликвидация скважины	99
15.3. Порядок организации работ по ликвидации скважины.....	100
15.4. Консервация скважины.....	101
15.5. Технология установки аварийного цементного моста.....	102
16 ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ, ПРОМЫШЛЕННАЯ САНИТАРИЯ И ПРОТИВОПОЖАРНАЯ ТЕХНИКА	105
Общие положения	105

КЛАССИФИКАЦИЯ ВЗРЫВООПАСНЫХ ЗОН	105
ПОЖАРНАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ НА ОБЪЕКТАХ	109
ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ	109
ОСНОВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ И МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРОМЫШЛЕННОЙ САНИТАРИИ И ГИГИЕНЕ ТРУДА	113
СРЕДСТВА КОНТРОЛЯ ВОЗДУШНОЙ СРЕДЫ	121
САНИТАРНО-БЫТОВЫЕ ПОМЕЩЕНИЯ.....	121
17 .МЕРОПРИЯТИЯ ПО БЕЗОПАСНОСТИ ВЕДЕНИЯ РАБОТ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИН.....	122
17.1. Общие положения	122
17.2. Порядок обеспечения промышленной безопасности при бурении скважин.....	122
17.3. Порядок обеспечения промышленной безопасности при креплении ствола скважины	123
17.4. Обустройство устья скважины.....	123
17.5. Испытание, гидродинамические исследования и освоение скважин.....	124
18 . ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ НЕФТЕГАЗОВОДОПРОЯВЛЕНИЙ И ОТКРЫТОГО ФОНТАНИРОВАНИЯ	126
18.1. Общие положения	126
18.2. Подготовка, монтаж и эксплуатация устьевого оборудования и ПВО	126
18.3. Особенности предупреждения и ликвидация аварий, инцидентов на скважинах 128	
19 . СПИСОК НОРМАТИВНО-СПРАВОЧНЫХ И ИНСТРУКТИВНО- МЕТОДИЧЕСКИХ МАТЕРИАЛОВ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ПРИ ПРИНЯТИИ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ И СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИН.....	131
20 ОРГАНИЗАЦИЯ СТРОИТЕЛЬСТВА.....	133
20.1. Сведения о водоснабжении	133
20.2. Сведения об энергоснабжении.....	133
20.3. СХЕМА ТРАНСПОРТИРОВКИ ГРУЗОВ И ВАХТ	134
Приложения	135

СПИСОК ТАБЛИЦ

Таблица 1.1. Основные проектные данные	12
Таблица 1.2. Общие сведения о конструкции скважины	13
Таблица 1.3. Номера скважин, подлежащих ликвидации или консервации	13
Таблица 2.1. Список документов, которые являются основанием для проектирования	14
Таблица 3.1. Сведения о районе буровых работ	15
Таблица 3.2. Сведения о площадке строительства буровой	16
Таблица 3.3. Размеры отводимых во временное пользование земельных участков	16
Таблица 3.4. Источник и характеристики водо- и энергоснабжения, связи и местных стройматериалов	16
Таблица 3.5. Сведения о подъездных путях	16
Таблица 3.6. Сведения о магистральных дорогах и водных транспортных путях	16
Таблица 4.1. Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов	25
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	29
Таблица 4.5. Нефтеносность	30
Таблица 4.6. Газоносность	30
Таблица 4.7. Водоносность	31
Таблица 4.8. Давление и температура по разрезу скважины	32
Таблица 4.9. Поглощение бурового раствора	33
Таблица 4.10. Осыпи и обвалы стенок скважины	33
Таблица 4.11. Нефтегазоводопроявления	34
Таблица 4.12. Прихватоопасные зоны	34
Таблица 4.13. Текучие породы	35
Таблица 4.14. Прочие возможные осложнения	35
Таблица 4.15. Отбор керна, шлама и грунтов	36
Таблица 4.16. Геофизические исследования	37
Таблица 4.17. Данные по испытанию (опробованию) пластов в процессе бурения	37
Таблица 4.18. Испытание продуктивных горизонтов (освоение скважины) в эксплуатационной колонне	38
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	39
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	40
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 раздельно 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	57
Таблица 7.4. Потребность воды или компонентов для обработки бурового раствора при разбуривании цементных станков	59
Таблица 7.5. Суммарная потребность компонентов бурового раствора на скважину	59
Таблица 7.6. Оборудование для приготовления и очистки буровых растворов	60

Таблица 8.1. Способы, режимы бурения, расширки (проработки) ствола скважины и применяемые КНБК ..	61
Таблица 8.2. Компоновка низа бурильных колонн (КНБК)	62
Таблица 8.3. Потребное количество элементов КНБК	63
Таблица 8.4. Рекомендуемые бурильные трубы	64
Таблица 8.5. Конструкция бурильных колонн	64
Таблица 8.6. Характеристика и масса бурильных труб, УБТ по интервалам бурения	65
Таблица 8.7. Оснастка талевой системы	65
Таблица 8.8. Режим работы буровых насосов	66
Таблица 8.9. Распределение потерь давлений в циркуляционной системе буровой	66
Таблица 8.10. Гидравлические показатели промывки	66
Таблица 9.1. Способы расчеты наружных давлений и опрессовки обсадных колонн	67
Таблица 9.2. Распределение давлений по длине колонны	67
Таблица 9.3. Рекомендуемые типоразмеры обсадных труб	71
Таблица 9.4. Параметры обсадных труб	71
Таблица 9.5. Суммарная масса обсадных труб	72
Таблица 9.6. Технологическая оснастка обсадных колонн	73
Таблица 9.7. Режим спуска обсадных труб	74
Таблица 9.8. Опрессовка обсадных труб натяжение эксплуатационной колонны	75
Таблица 9.9. Общие сведения о цементировании обсадных колонн	76
Таблица 9.10. Характеристика жидкостей для цементирования	77
Таблица 9.11. Компонентный состав жидкостей для цементирования и характеристики компонентов	78
Таблица 9.12. Технологические операции при цементировании и режим работы цементовочных агрегатов (буровых насосов)	80
Таблица 9.13. Потребное для цементирования обсадных колонн количество цементовочной техники	81
Таблица 9.14. Потребное для цементирования обсадных колонн количество материалов	81
Таблица 9.15. Спецификация устьевого и противовыбросового оборудования (ПВО)	82
Таблица 10.1. Продолжительность работы пластоиспытателя, спускаемого на трубах	83
Таблица 10.2. Характеристика КИИ и технологические режимы работы пластоиспытателя, спускаемого на трубах	83
Таблица 10.3. Продолжительность работы опробователя пластов, спускаемого на кабеле	84
Таблица 10.4. Параметры колонны насосно-компрессорных труб (НКТ)	85
Таблица 10.5. Характеристика жидкостей и составляющие их компоненты для установки цементных мостов	86
Таблица 10.6. Потребное количество цементовочной техники для установки цементных мостов	86
Таблица 10.7. Потребное количество материалов для установки цементных мостов	86
Таблица 10.8. Продолжительность испытания (освоения) объектов в эксплуатационной колонне	86
Таблица 10.9. Продолжительность работы агрегатов при испытании (освоении) скважины в эксплуатационной колонне	87
Таблица 10.10. Потребное количество материалов для испытания (освоения) скважины в эксплуатационной колонне	87
Таблица 10.11. Отработка газовых (газоконденсатных) объектов на факел	87
Таблица 11.1. Виды операций контроля и объемы работ по дефектоскопии бурильного инструмента, проводимые с применением передвижной дефектоскопической лаборатории ПКДЛ	88
Таблица 11.2. Опрессовка оборудования и используемая техника	89
Таблица 11.3. Опрессовка оборудования и используемая техника	89
Таблица 12.1. Сварочные работы при монтаже бурового оборудования	91
Таблица 12.2. Объемы подготовительных работ к строительству скважины (скважин)	91
Таблица 12.3. Перечень топографо-геодезических работ	92
Таблица 12.4. Спецификация буровой установки ZJ-50	93
Таблица 12.5. Спецификация оборудования, включаемого при испытании (освоении) первого и последующих объектов XJ550	94
Таблица 13.1. Продолжительность строительства скважины	96
Таблица 13.2. Продолжительность бурения и крепления по интервалам глубин	96
Таблица 14.1. Средства механизации и автоматизации	97
Таблица 14.2. Средства контроля	98
Таблица 14.3. Средства диспетчеризации	98
Таблица 16.1. Классификация основных сооружений и установок по взрыво - и пожароопасности	108
Таблица 16.2. Спецдежда, спецобувь и средства индивидуальной защиты	115

Таблица 16.3 Средства коллективной защиты от шума и вибраций	115
Таблица 16.4 Нормы освещённости.....	116
Таблица 19.1. Список литературы	131
Таблица 20.1. Потребность в ГСМ.....	133
Таблица 20.2. Маршруты транспортировки грузов и вахт	134

СПИСОК РИСУНКОВ

Рисунок 4-1. Обзорная карта района работ	20
Рисунок 4-2. Структурная карта по кровле коллектора продуктивного горизонта Ю-1-В	21
Рисунок 5-1. График совмещенных градиентов давлений	44
Рисунок 9-1. Избыточные давления интервала под кондуктор.....	68
Рисунок 9-2. Избыточные давления интервала под эксплуатационную колонну	69
Рисунок 9-3. Избыточные давления интервала под эксплуатационный хвостовик	70

СПИСОК ПРИЛОЖЕНИЙ

Приложение 1. Техническое задание.....	136
Приложение 2. НТС	142
Приложение 3. ГТС	143
Приложение 4. Схема обвязки устья ПВО.....	145
Приложение 5. Схема расположения оборудования буровой установки ZJ-50	147
Приложение 6. Схема расположения установки XJ550 и оборудования ПКРС.....	148
Приложение 7. ГТН.....	149

РЕФЕРАТ

«Индивидуальный технический проект на строительство вертикальной скважины К-27 на месторождении Комсомольское» разработан в соответствии с нормативным документом Методические рекомендации по разработке проектной документации на бурение (строительство) скважин на нефть и газ от «09» мар-та 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.

Объектом проектирования является строительство вертикальных эксплуатационных скважин на месторождении Комсомольское

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 бурильных, 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 № К-2025-185 от 08.07.2025 г. между ТОО «КОМ-МУНАЙ» 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	K27
2	Площадь (месторождение)	Комсомольское
3	Расположение (суша, море)	суша
4	Альтитуда земли, м	-18,4
5	Цель бурения и назначение скважины	добыча углеводородов
6	Проектный горизонт	J ₂ (среднеюрский)
7	Проектная глубина, м	
8	по вертикали	3250
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	1825
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	30
20	Способ бурения	ротор/ВЗД/ВП
21	Вид привода	ДВС
22	Тип буровой установки	мобильная
23	Наличие механизмов АСП (ДА, НЕТ)	Да
24	Максимальная масса колонны, т	
25	обсадной	189
26	бурильной	94
27	Тип установки для испытаний	
28	Продолжительность цикла строительства скважины, сут.	73
29	в том числе:	
30	строительно-монтажные работы	14
31	подготовительные работы к бурению	4
32	бурение и крепление	45
33	Испытание, всего	10
34	в том числе:	
35	в открытом стволе	-
36	в эксплуатационной колонне	10

Таблица 1.2. Общие сведения о конструкции скважины

Название колонны	Диаметр, мм	Интервал спуска, м			
		по вертикали		по стволу	
		от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5	6
Направление	508	0	30	0	30
Кондуктор	339,7	0	750	0	750
Тех. колонна	244,5	0	2750	0	2750
Эксплуатационная колонна (Хвостовик)	177,8	2600	3250	2600	3250

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

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 № К-2025-185 от 08.07.2025 г. с геолого-техническим заданием на разработку индивидуального технического проекта на строительство вертикальной скважины К-27 на месторождении Комсомольское
2	«Проект разработки нефтяных залежей месторождения Комсомольское» по состоянию на 01.01.2020 г.

3 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Таблица 3.1. Сведения о районе буровых работ

Наименование 1	Значение (текст, название, величина) 2
Площадь (месторождение)	Комсомольское
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	Равнина с перепадами высот 2-3м
Состояние местности	Слабовсхолмленная степь
Толщина, см	
снежного покрова	40
почвенного слоя	Плодородный слой отсутствует
Растительный покров	Скудный, полупустынного типа (полынь, колючка саксаул)
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.	0,8	

Таблица 3.4. Источник и характеристики водо- и энергоснабжения, связи и местных стройматериалов

Название вида снабжения: (водоснабжение: для бурения, для дизелей, питьевая вода для бытовых нужд; энергоснабжение, связь, местные стройматериалы) и т.д.	Источник заданного вида снабжения	Расстояние от источника до буровой, км	Характеристика водо- и энергопривода, связи и стройматериалов
1	2	3	4
Техническая вода	привозная волжская	84	Автотранспорт
Питьевая вода	привозная, бутилированная	84	привозная, бутилированная
Энергоснабжение	Дизель генератор буровой установки	На буровой	Низковольтная ЛЭП 100м на ж/б опорах
Связь	Радиосвязь Спутниковая	На буровой	Радиостанция Радиотелефон

Таблица 3.5. Сведения о подъездных путях

Протяженность, км	Характер покрытия (гравийное и т.д.)	Ширина, м	Высота насыпи, см	Характеристика дороги
1	2	3	4	5
0,5	Гравий	число полос движения – 1; ширина проезжей части – 4.5м; ширина обочин – 1,0м; ширина земляного полотна – 6.5м	~ 98	IV-в категории

Таблица 3.6. Сведения о магистральных дорогах и водных транспортных путях

Магистральные дороги			Водные транспортные пути		
наличие (ДА, НЕТ)	название	расстояние до буровой, км	наличие (ДА, НЕТ)	название	расстояние до буровой, км
1	2	3	4	5	6
Да	Актау - Комсомольское	350	Нет	-	-

4 ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА

Исходные геологические данные для составления: «Индивидуального технического проекта на строительство вертикальной скважины К-27 на месторождении Комсомольское».

Цель проекта: добыча нефти из среднеюрских отложений.

Вид скважины: вертикальная

Проектная глубина: по вертикали - 3250м.

Проектный горизонт: J₂ (среднеюрский)

ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Месторождение Комсомольское расположено в северо-восточной части полуострова Бузачи в пределах сора Мертвый Култук.

Месторождение было открыто в 1984г, с получением первого притока нефти в поисковой скважине №2 из среднеюрских отложений.

Нефтеносность связана с терригенными отложениями келловейского яруса средней юры (Ю-I и Ю-II). В горизонте Ю-I были установлены четыре продуктивных пласта (А, Б, В и Г). Залежь в горизонте Ю-II характеризуется локальным распространением и приурочена к сводовой части поднятия.

ТОО «Ком-Мунай» является недропользователем месторождения Комсомольское согласно контракта №1129 на проведение добычи УВ сырья месторождения Комсомольское, подписанного 17.03.2003г. сроком на 15 лет между Компетентным Органом и ТОО «Ком-Мунай». Далее в 2017г. этот контракт продлили на 10 лет: дополнением №4 от 9 ноября 2017г. До 17 марта 2028г.

По административному делению месторождение находится в Мангистауском районе Мангистауской области.

Территория представляет собой дно отступившего моря, периодически затопливаемое водой, особенно во время продолжительных северо-западных нагонных ветров. Поверхность района ровная, абсолютные отметки рельефа колеблются в незначительных пределах: от -19 м до -27 м. Грунт состоит из песка, ила и битой ракушки.

Ближайшим населенным пунктом, находящимся непосредственно на юго-западе площади, является поселок Акшмырау на расстоянии 84 км и поселок Кызан на расстоянии 100 км. Районный центр пос. Шетпе расположен в 240 км к юго-западу от месторождения, а областной центр г. Актау – в 350 км. Ближайшие железнодорожные станции Сай-Утес, Бейнеу и Боранкол расположены соответственно на расстоянии 120 км, 160 км и 130 км. Действующий нефтепромысел Прорва находится от Комсомольского месторождения на расстоянии 80 км к северу. В 120 км от месторождения проходит нефтепровод Узень-Атырау-Самара.

Постоянно действующей гидрографической сети на площади нет. На месторождении есть две водозаборные скважины, пробуренные на альб-сеноманские отложения, обеспечивающие водой систему ППД, а также используемую для КРС, ПРС. Пресная техническая вода на хозяйственно-бытовые нужды завозится с поселка Акшмырау. Питьевая вода - привозная.

В климатическом отношении район работ относится к северной части пустынь с резко континентальным аридным климатом. В наиболее жаркое время температура воздуха достигает временами до плюс 35 °С плюс 45 °С, тогда как зимой опускается до минус 40 °С. Летом постоянно дуют сильные ветры, преимущественно западного и юго-западного направлений, достигающие иногда ураганной силы. Осадки в летнее время выпадают

весьма редко. В осенне-зимний период количество атмосферных осадков значительно возрастает. Растительный мир крайне скуден и представлен лишь полыньей и верблюжьей колючкой.

Впервые запасы на месторождении Комсомольское были посчитаны 1986 г. «Подсчет запасов нефти и газа месторождения Комсомольское по состоянию на 01.03.1987 г.» был выполнен партией подсчета запасов объединения ПГО «Гурьевнефтегазгеология» и запасы были приняты на баланс ГКЗ РК (протоколом № 10150 от 18.03.1987 г.).

В 2005 г. компанией ТОО «Казахстанкаспийшельф» на структуре Комсомольское были проведены полевые сейсморазведочные работы 3Д общей площадью 163,75 кв.км, интерпретация геолого-геофизических данных проведена компанией ТОО «PGD Services», по результатам которой были выполнены структурные построения по 5 горизонтам: Ю-I-A, Ю-I-B, Ю-I-B, Ю-I-Г и Ю-II.

В 2014 г. выполнен «Пересчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Комсомольское Мангистауской области РК по состоянию изученности на 01.06.2014 г.», утвержденного в ГКЗ (протокол № 1521-15-У от 03.02.2015 г.) где были подсчитаны запасы нефти:

- по категории C_1 – 11559/4985 тыс. т; по категории C_2 – 1512/329 тыс.т; растворенного в нефти газа: - по категории C_1 – 1911/824 млн. m^3 , по категории C_2 – 250/54 млн. m^3 .

Все запасы категории C_1 относятся к горизонту Ю-I. По горизонту Ю-II числятся запасы нефти по категории C_2 - 170/44 тыс. т, растворенного газа - 28/7 млн. m^3 .

В пределах контрактной территории запасы **нефти**:

- по категории C_1 – 10866/4698 тыс.т, по категории C_2 – 1488/324;
- **растворенного газа** по категории C_1 - 1796/777 млн. m^3 , по категории C_2 – 246/54 млн. m^3 .

Данные запасы легли в основу при составлении Проекта разработки.

Данный «Индивидуальный технический проект ...» основан согласно «Проекту разработки месторождения Комсомольское» (по состоянию на 01.06.2025г), осуществляется с целью бурения вертикальной скважины К-27 проектным горизонтом – среднеюрские отложения (Ю-I (А, Б, В, Г)), проектная глубина -3250м.

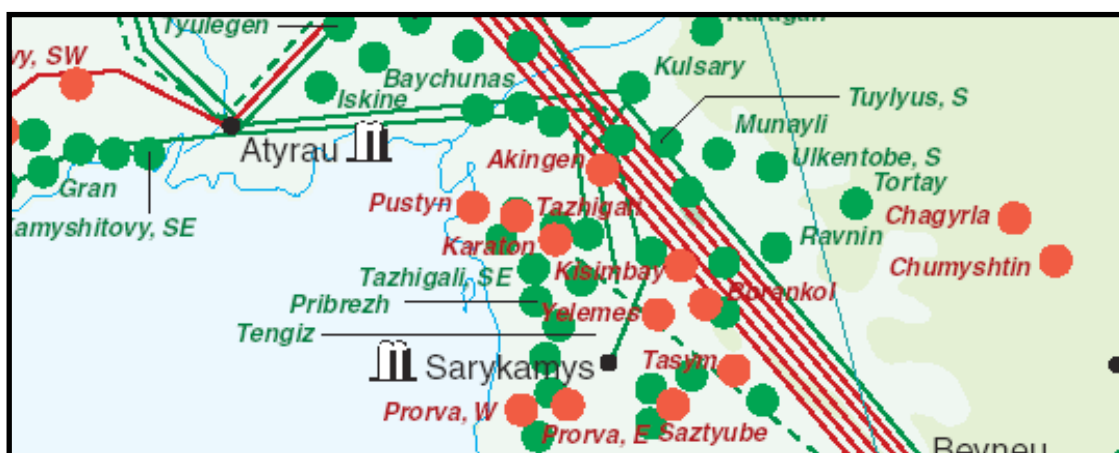




Рисунок 4-1. Обзорная карта района работ

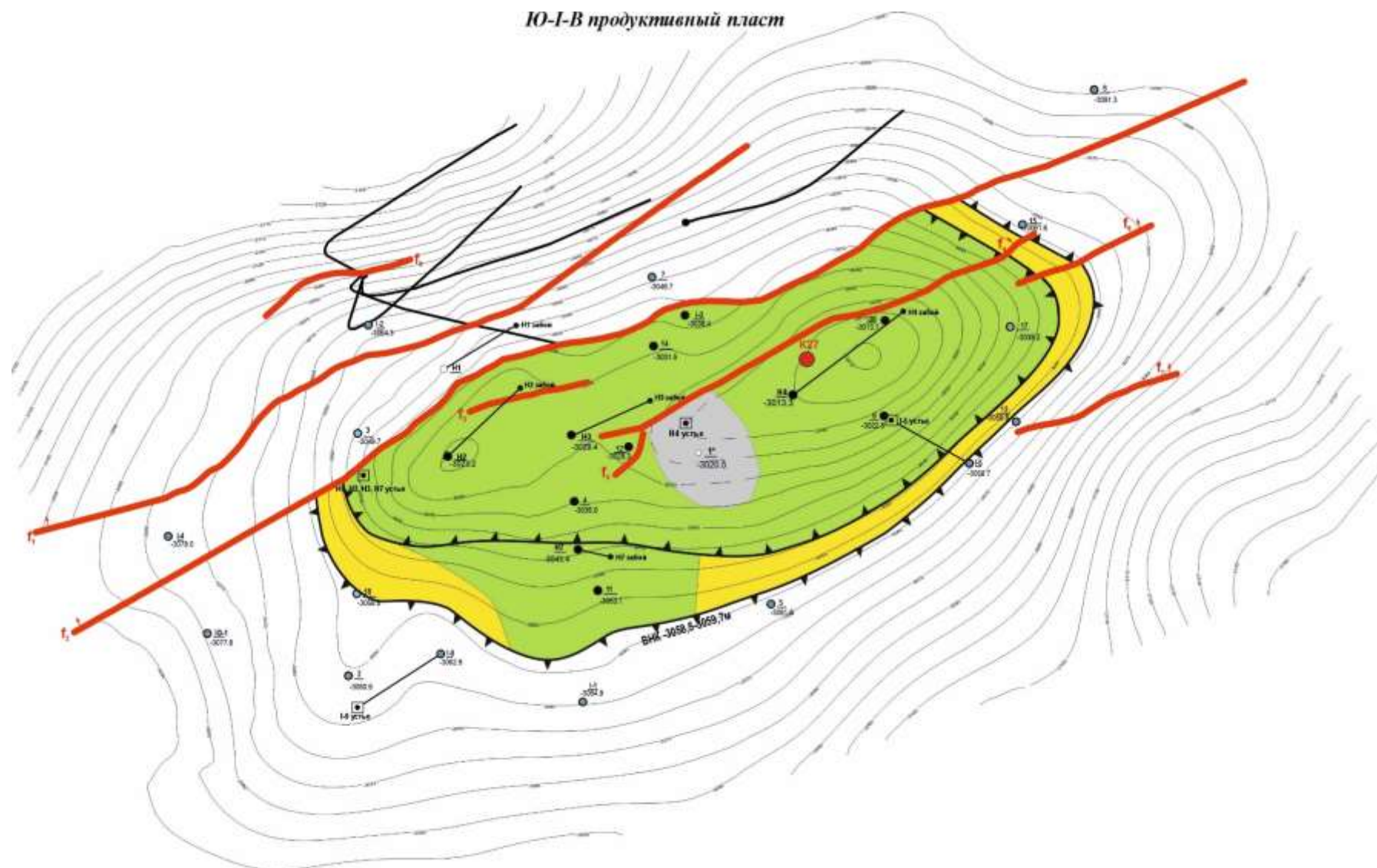


Рисунок 4-2. Структурная карта по кровле коллектора продуктивного горизонта Ю-1-В



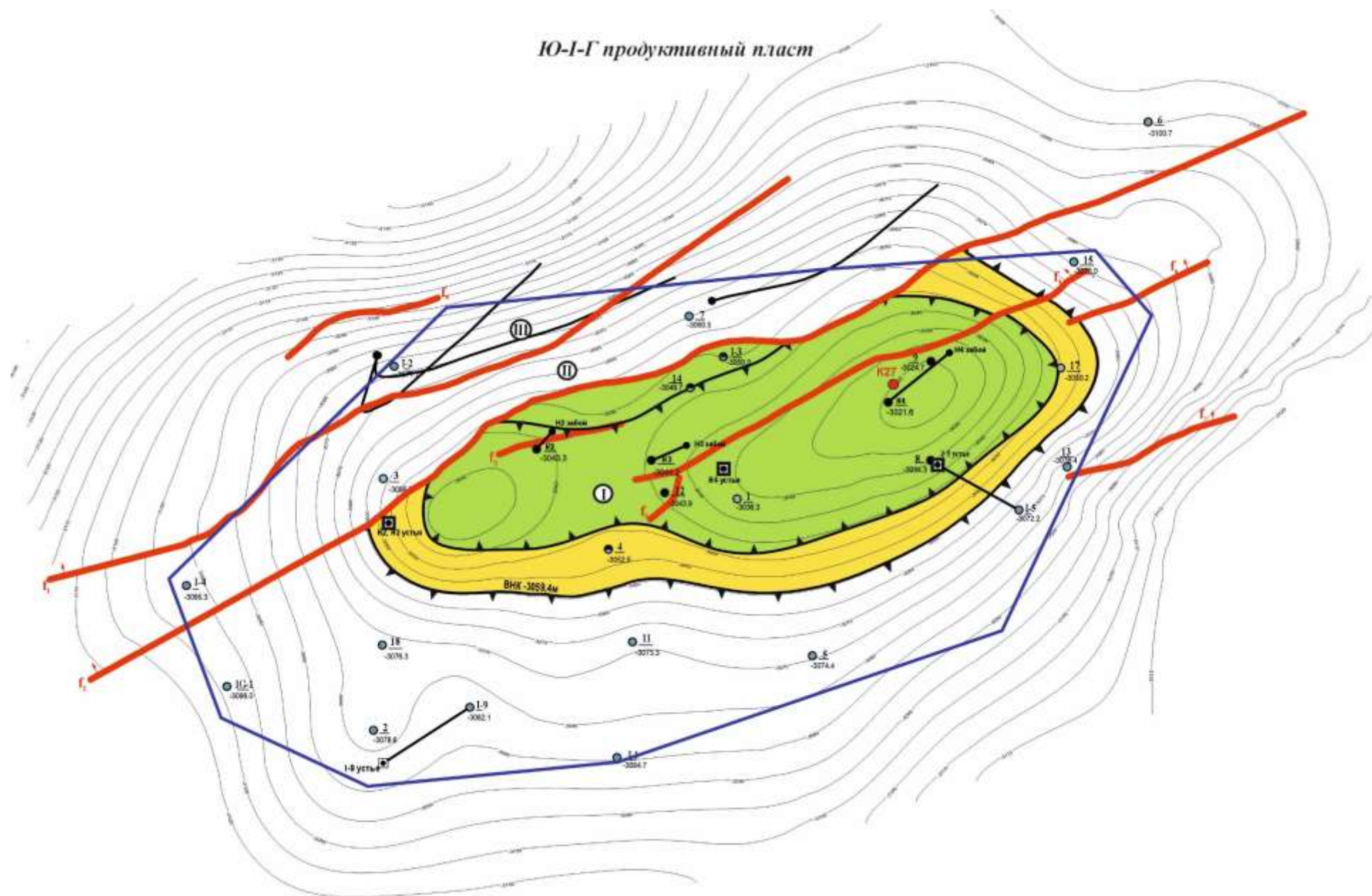


Рисунок 4-3. Структурная карта по кровле коллектора продуктивного горизонта Ю-1-Г

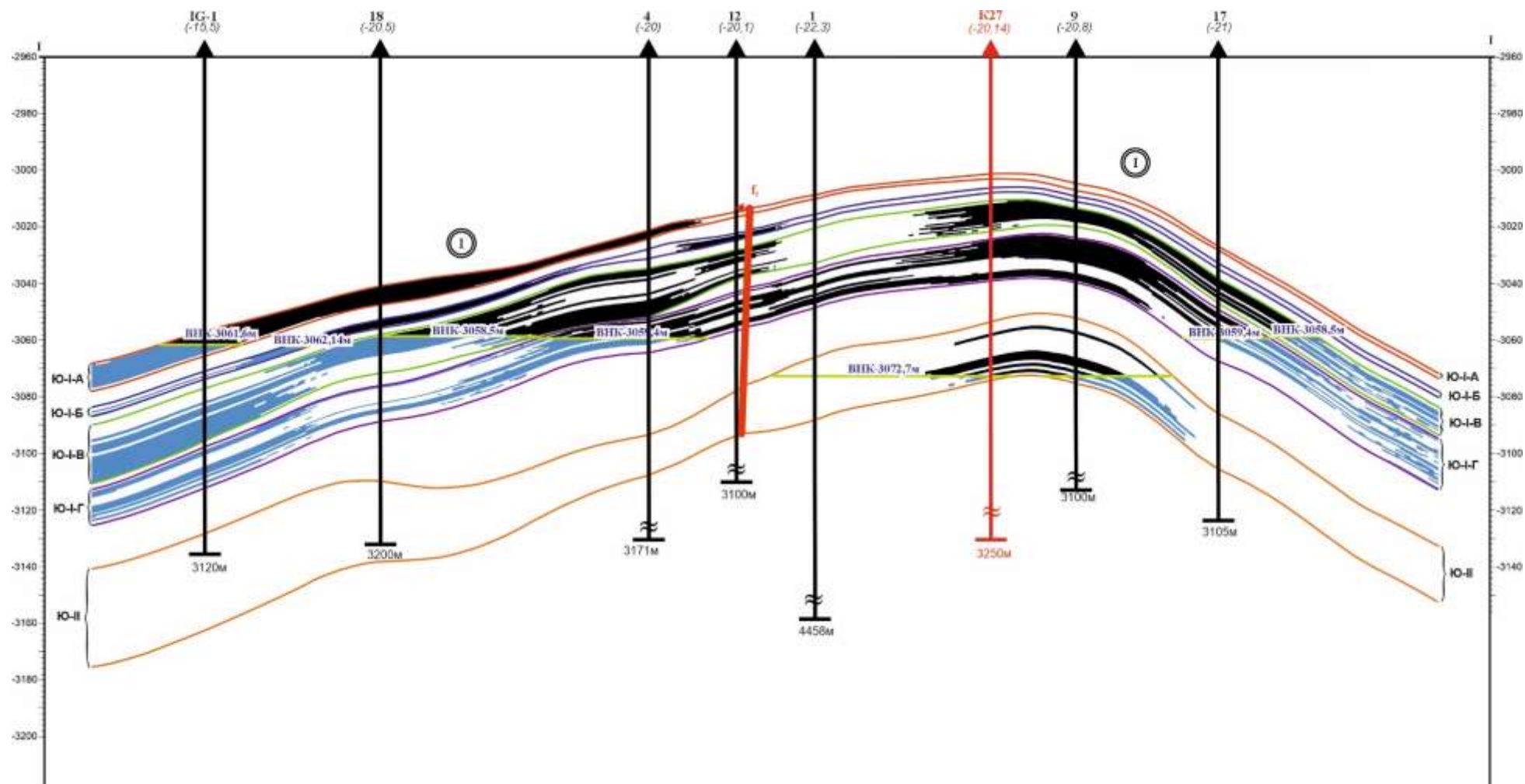


Рисунок 4-4. Месторождение Комсомольское. Профильный разрез через проектную скважину K27

4.1. ЛИТОЛОГО-СТРАТИГРАФИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЗРЕЗА СКВАЖИНЫ

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

Глубина залегания от стола ротора, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания пластов, град.		Коэффициент кавернозности в интервале
от (верх)	до (низ)	название	индекс	угол падения	азимут	
1	2	3	4	5	6	7
0	734	Неоген + Палеоген	N+P	горизонтально		1,5
725	1228	Сенон- туронский ярус верхнего мела	K ₂ sn-t	5	15	1,5
1228	1370	Сеноманский ярус верхнего мела	K ₂ s	5	15	1,5
1370	1950	Альбский ярус нижнего мела	K ₁ al	5	20	1,5
1950	2066	Аптский ярус нижнего мела	K ₁ a	5	20	1,5
2066	2444	Барремский ярус нижнего мела	K ₁ br	5	-	1,5
2444	2608	Готеривский ярус нижнего мела	K ₁ g	5	-	1,5
2608	2675	Валанжинский ярус нижнего мела	K ₁ v	5	-	1,5
2675	2898	Кимериджский ярус верхней юры	J ₃ km	3-7	-	1,5
2898	2963	Оксфордский ярус верхней юры	J ₃ o	3-7	-	1,5
2963	3024	Келловейский ярус средней юры	J ₂ k	3-7	-	1,5
3024	3036	Продуктивный пласт А	Ю-IA	3-7	-	1,5
3036	3041	Продуктивный пласт Б	Ю-IB	3-7	-	1,5
3041	3059	Продуктивный пласт В	Ю-IV	3-7	-	1,5
3059	3085	Продуктивный пласт Г	Ю-IG	3-7	-	1,5
3085	3250	Батский ярус средней юры	J ₂ bt	3-7	-	1,5

Таблица 4.2. Литологическая характеристика разреза скважины

Стратигра- фический 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 интер- вале, %	
1	2	3	4	5	6
N+P	0	734	Супеси	30	Суглинки, супеси и пески бурые с обломками коренных пород.
			Пески	30	Прослой песков зеленовато-серые, мелкозернистые, рыхлые.
			Глины	10	Глины серые, алевроитистые, тонкослоистые, плотные.
			Алевролиты	20	Алевролиты серые до светло-серых, с зеленоватыми и красноватыми оттенками, разной зернистости, глинистые и карбонатные.
			Мергели	10	Мергели зеленовато-серые, тонкомикрзернистые, крепкие.
K ₂ sn-t	725	1228	Мергели	55	Мергели светло-серые, зеленовато-серые, слюдистые, глинистые, плотные, с остатками фауны, чешуи рыб, с ходами илоедов, с прослоями тонкопелитоморфного писчего мела.
			Мел	45	
K ₂ s	1215	1370	Глины	45	Представлены неравномерным переслаиванием глин и алевролитов с преобладанием последних в средней части, а первых - в нижней и верхней частях.
			Алевролиты	55	
K ₁ al	1370	1950	Алевролиты	40	Алевролиты разной зернистости светло-серые, рыхлые и крепкоцементированные, глинистые, иногда карбонатные.
			Глины	40	Глины серые, алевроитистые, тонкослоистые, плотные.
			Песчаники	20	Песчаники темно-серые, мелкозернистые, рыхлые и крепкоцементированные, глинистые, иногда карбонатные.
K ₁ a	1950	2066	Алевролиты	55	Алевролиты серые, разномзернистые, глинистые, иногда карбонатные.
			Глины	45	Глины темно-серые, алевроитистые, тонкослоистые.
K ₁ br	2066	2444	Песчаники	30	Песчаники светло-серые до серых, с зеленоватыми и красноватыми оттенками, мелкозернистыми, глинистые и карбонатные
			Алевролиты	30	Алевролиты серые до светло-серых, с зеленоватыми и красноватыми оттенками, разной зернистости, глинистые и карбонатные.
			Глины	40	Глины коричневые с сероватыми, буроватыми оттенками реже зеленовато-серые, алевроитистые и алевроитовые, местами известковистые, комковатые и тонкослоистые.
K ₁ g	2444	2598	Песчаники	25	Песчаники серые, с зеленоватым оттенком, мелкозернистые, плотные, пористые.
			Алевролиты	25	Алевролиты зеленовато-серые, часто также пористые
			Глины	50	Глины темно-серые с зеленоватым оттенком, алевроитистые, плотные.
K ₁ v	2598	2608	Песчаники	25	Песчаники зеленовато-серые, мелкозернистые, плотные, крепкие
			Алевролиты	25	Алевролиты зеленовато-серые, крупнозернистые, плотные.
			Глины	25	Глины темно-серые до серых, с зеленоватым оттенком.
			Известняки	25	Известняки серые и светло-серые, неравномерно доломитизированные.
J ₃ km	2608	2898	Глины	30	Глины зеленовато-серые, местами алевроитистые, плотные.

Стратигра- фический 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 интер- вале, %	
1	2	3	4	5	6
J _{3o}	2898	2963	Мергели	40	Мергели зеленовато-серые, тонкомикрозернистые, крепкие.
			Известняки	30	Известняки серые, до светло-серых, тонкомикрозернистые, иногда доломитовые, плотные.
			Глины	40	Глины зеленовато-серые, местами алевроитистые, плотные.
			Мергели	60	Мергели зеленовато-серые, тонкомикрозернистые, крепкие
J _{2k} - Ю-IA	2963	3024	Песчаники	30	В разрезе келловейского яруса средней юры на месторождении выделено два продуктивных горизонта: Ю-I и Ю-II. В Ю-I горизонте выделено 4 продуктивных пласта (А, Б, В и Г), уверенно отделяющихся друг от друга глинистыми разделами. Породы-коллекторы представлены средне-мелкозернистыми, серыми, темно-серыми, средне- и крепкоцементированными песчаниками, серыми, разномикрозернистыми, полимиктовыми, среднесцементированными алевролитами. Участками породы трещиноватые. В песчаниках цемент ангидритовый, кварцевый, реже карбонатный, реже сульфидный контактово-порового типа. В алевролитах цемент ангидритовый, кварцевый, редко карбонатный контактово-порового и базального типа.
Ю-IB	3025	3036	Алевролиты	30	
Ю-IV	3041	3059	Глины	20	
Ю-IG	3059	3085	Аргиллиты	20	
J _{2bt}	3085	3250	Глины	45	Глины темно-серые, до черных, известковистые, плотные, с включениями детрита и обугленных растительных остатков.
			Алевролиты	25	Алевролиты серые, до темно-серых, разной зернистости, плотные.
			Песчаники	30	Песчаники серые, мелкозернистые, плотные и слабопористые.

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
N+P	0	734	Супеси	-	-	0,1-1	-	I	Мягкие
			Пески	1,4	15	0,1-1	-		
			Глины	1,6	13-29	0,001	-		
			Алевриты	2,1	-	0,1-1	-		
			Мергели	2,0	-	-	-		
K ₂ sn-t	734	1228	Мергели	2,0	25	-	25	-	Мягкие, Средние
			Мел	2,57	-	-	-		
K ₂ s	1228	1370	Глины	1,9	-	0,001	-	I	Мягкие, Средние
			Алевриты	2,40	15	-	-		
K ₁ al	1370	1950	Алевриты	2,40	15	-	-	IV-I	Мягкие, Средние
			Глины	1,9	-	0,001	-		
			Песчаники	2,2	13-29	-	-		
K ₁ a	1950	2066	Алевриты	2,45	-	-	-	IV-I	Средние
			Глины	1,9	10	0,001-0,01	-		
			Песчаники	2,2	20	0,1-1	-		
K ₁ br	2066	2444	Песчаники	2,3	6	0,1-1	-	III-I	Средние
			Алевриты	2,2	-	-	-		
			Глины	1,6	6,0	0,001	-		
K ₁ g	2444	2608	Песчаники	2,45	13-29	-	-	IV-I	Средние
			Алевриты	2,55	-	-	-		
			Глины	1,6	6,0	0,001-0,01	-		
K ₁ v	2608	2675	Песчаники	2,65	13-29	0,1-1	-	V-I	Средние Твердые
			Алевриты	2,20	-	-	-		
			Глины	1,6	20,2	0,001-0,1	-		
			Известняки	2,60	до 33	-	30		
J ₃ km	2675	2898	Глины	1,1	8,0	0,001-0,1	-	V-I	Средние, Твердые
			Мергели	2,0	-	-	25		
			Известняки	2,65	До 33	0,01-0,1	30		
J ₃ o	2898	2963	Глины	1,6	20,3	0,001-0,1	-	-	Средние
			Мергели	2,1	-	-	25		

Продолжение таблицы 4.3

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 ₂ k - Ю-IA	2963	3036	Песчаники	2,65	13-29	0,1-1	-	I	Средние
Ю-IB	3036	3041	Алевролиты	2,65	-	-	-		
Ю-IV	3041	3059	Глины	1,6	6,0-50	0,001-0,1	-		
Ю-IV	3059	3085	Аргиллиты	2,3	-	-	-	II	средние, твердые
J ₂ bt	3085	3250	Глины	1,6	6,0	0,001-0,01	-	IV-I	средние, твердые
			Алевролиты	2,69	10	-	-		
			Песчаники	2,67	13-29	0,1-1	-		

Таблица 4.4. Геокриологическая характеристика разреза скважины

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

Примечание: В разрезе проектной скважины многолетнемерзлые породы отсутствуют.

4.2. НЕФТЕГАЗОВОДОНОСНОСТЬ ПО РАЗРЕЗУ СКВАЖИНЫ

Таблица 4.5. Нефтеносность

Индекс стратигра- фического подразделен ия(пачки)		Интервал, м		Тип коллектора	Параметры нефти						Параметры растворенного газа					
					плотность, г/см ³		кинематиче- ская вязкость при 20°С, мм ² /с	Содер- жание серы, % по весу	Содер- жание пара- фина, %по весу	Максимальный дебит, т/сут	Газо- вый фак- тор,м ³ / м ³	Со- держа- ние серо- водо- рода, %	Со- держа- ние угле- кис- лого газа, %	Относи- тельная по воздуху плот- ность газа	Кэффи- циент сжимаемости	Давле- ние насы- щения в плас- товых усло- виях, МПа
		От (верх)	До (низ)		в пласто- вых условия х	после дегаза- ции 20°С										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Ю-I	A	2995	3035	поро- вый	0,6738	0,7847	3,64	0,17	7,57	50,1	165,3 1	отс	1,28	1,150	2,11	12,56
	B	3037	3041													
	B	3045	3059													
	Г	3062	3083													

Примечание: параметры нефти и растворенного газа взяты из «Пересчета запасов нефти и растворенного газа месторождения Комсомольское» по состоянию на 01.06.2014 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. м ³ /сут, т/сут	Газовый фактор т/м ³	Плотность газоконденсата, г/см ³	
	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

Примечание: чисто газовые горизонты отсутствуют

Таблица 4.7. Водоносность

Индекс стратигра- фическог о подразде- ления	Интервал, м*		Тип коллекто ра	Плот- ность, г/см³	Свобо- дный дебит, м³/ сут	Химический состав воды, мг/дм³, мг-экв/дм³, % экв.						Степен- ь минера- лизаци и, г/дм³	Тип воды по Сулину СФН- сульфатно- натриевый; ХК-хлор- каль- циевый; ХМ-хлор- магниевый	Относится к источнику питьевого водоснабжен- ия (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
Р	182	224	поровый	1,074	1,3	59312,2	10,7	31,7	21060,9	6053,9	5199,1	91,7	ХК	нет
						1672,60	0,22	0,52	96,15	497,6	259,44			
						49,98	0,01	0,02	27,38	14,87	7,75			
K _{1al} -K _{2s}	1230	1960	поровый	1,092		79924,0	2,5	107,8	41315,8	1946	6012,0	128,4	ХК	нет
						2256,86	0,05	1,77	1797,24	160	300,0			
						49,94	0,00	0,04	39,83	4	6,6			
Ю-I, А+Б+В+Г	3083	3140	поровый	1,142		130278,8	40,0	149,1	67730	1390,0	15230	194,3	ХК	нет
						3673,86	0,83	2,45	2946,26	114,26	760,0			
						49.95	0,01	0.03	40,68	1,58	11,8			

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
N+P	0	734	0,088	0,089	0,148	0,209	34
K _{2sn-t}	734	1228	0,088	0,099	0,173	0,223	52
K _{2s}	1228	1370	0,099	0,099	0,17	0,223	61
K _{1al}	1370	1950	0,099	0,099	0,16	0,224	72
K _{1a}	1950	2055	0,099	0,099	0,16	0,224	82
K _{1br}	2055	2444	0,102	0,102	0,17	0,226	89
K _{1g}	2444	2608	0,102	0,102	0,17	0,228	97
K _{1v}	2608	2675	0,103	0,103	0,18	0,229	100
J _{3km}	2675	2898	0,104	0,104	0,18	0,229	104
J _{3o}	2898	2963	0,105	0,105	0,18	0,23	106
J _{2k}	2963	3024	-	-	-	-	-
Ю-IA	3024	3036	0,056	0,056	0,163	0,231	106
Ю-IB	3036	3041	0,059	0,059	0,152	0,231	106
Ю-IB	3041	3059	0,062	0,062	0,158	0,232	106
Ю-ИГ	3059	3085	0,065	0,065	0,138	0,232	110
J _{2bt}	3085	3250	0,109	0,110	0,180	0,232	111

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

4.3. ВОЗМОЖНЫЕ ОСЛОЖНЕНИЯ ПО РАЗРЕЗУ СКВАЖИНЫ

Таблица 4.9. Поглощение бурового раствора

Стратиграфические подразделения	Интервалы, м		Максимальная интенсивность поглощения, м³/час	Расстояние от устья скважины до статического уровня при его максимальном снижении, м	Потеря циркуляции (да, нет)	Градиент давления поглощения, кгс/(см²•м)		Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)				При вскрытии	После изоляционных работ	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
N+P-K ₂ sn-t	693	1228	5÷10	-	нет	1,37	1,45	в интервале 709,79-2696,6 поглощения в известняках верхнего мела
K ₁ g-K ₁ v	2660	2675						
K ₁ v-J ₃ o	2665	2963						
J ₂ k-J ₂ bt	2963	3200						низкое пластовое давление из-за истощения пласта

Таблица 4.10. Осыпи и обвалы стенок скважины

Индекс стратигра фического подразделе ния	Интервал, м		Буровые растворы, применявшиеся ранее				Время до начала осложнения, сут	Мероприятия по ликвидации последствий (проработка, промывка и т.д.).
	от (верх)	до (низ)	тип раствора	плотнос ть, г/см ³	дополнительные данные по раствору, влияющие на устойчивость пород			
					условная вязкость, сек	Водоотдача, см ³ /30м		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
N+P	0	734		1200		< 4÷6	10	то же

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
P	182	224	вода	1,074	1,074	При изменении параметров раствора против проектных значений, несоблюдение технологий операций	перелив раствора через устье при прекращении циркуляции
K _{1al} -K _{2s}	1230	1960	вода	1,092	1,092		снижение плотности раствора, перелив раствора через устье при прекращении циркуляции
Ю-I (A+B+B+Г)	2995	3085	нефть	0,7847	0,7847		
	3085	3140	вода	1,124	1,124		

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, заклинка, 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
K _{2s} -K _{1v}	1368	2675	Полимерный	1,18÷1,12	<4÷6		да	Сальникообразования, заклинка, затяжки	Превышение фильтрации, недостаточная гидромониторная очистка забоя
J _{3km}	2665	2898							

Таблица 4.13. Текучие породы

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

Примечание: В разрезе проектных скважин текучие породы не ожидаются.

Таблица 4.14. Прочие возможные осложнения

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

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

4.4. ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЕ РАБОТЫ

Таблица 4.15. Отбор 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 грунтоса	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
						N+P	30	750	10				
						P+K _{1v}	750	2750	10				
						K _{1v} +J _{2bt}	2750	3250	10				

Примечание: * Отбор керна «Заказчиком» не планируется.

Частота отбора шлама каждые 10 м в продуктивной секции каждые 5 м (каждый метр по запросу полевого геолога)

Таблица 4.16. Геофизические исследования

Наименование исследований	Замеры производятся			Примечание
	на забое, м	в интервале, м		
		от	до	
1	2	3	4	5
ГК, ПС, ТМ, АК, резистивиметрия, кавернометрия (профилеметрия в 2х плоскостях), инклинометрия	1:200	30	750	
ГК, ПС, ТМ, АК, резистивиметрия, многозондовый индукционный каротаж (ИК), кавернометрия (профилеметрия в 2х плоскостях), инклинометрия	1:200	750	2750	
ГК, ПС, ТМ, кавернометрия (профилеметрия в 2х плоскостях), резистивиметрия, нейтронный каротаж (НК), плотностной каротаж (ГГК-П), фотоэффект, акустический каротаж (АК), микробоковой каротаж (МБК), многозондовый индукционный каротаж (ИК), БК (Боковой каротаж ближний и дальний зонды), инклинометрия	1:200	2750	3250	
ГК*, АКЦ, ФКД, ЛМ до устья	1:500	0	750	Исследования в обсаженном стволе
		750	2750	
		2600	3250	

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.

4.5. 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-I	K27	В	I	2995	3005	Ввод в эксплуатацию		цементная колонна	передвижная	НЕТ	-	-	смена гл. раствора на воду (РАСТВОР-ВОДА)	-	1,092
		Г		3005 (по верт)	3025										

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

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
I	Бур. раствор	1,15	1100	Кумулятивный		20	600 (20*30)	10	нет

Примечание:

1. Тип и параметры перфоратора могут быть изменены по желанию Заказчика;
2. Количество отверстий на 1 п./м. уточняются после проведения окончательного ГИС;
3. Плотность жидкости при перфорации будет уточнена по фактическим данным бурения и ГИС.
4. В графе 8 – «Количество одновременно спускаемых зарядов» указано из расчета спуска перфоратора длиной по 3 м за 1 раз спуска.

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: Интенсификация притока пластового флюида проектом не предусматривается, но при необходимости может быть произведена 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 азацией; 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	0,7847	1,142	268	-	-	20,0	-	-	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 подошвенную воду	задавка скважины через НКТ	использование норм по ОСНВ для разведочных скважин		вызов притока в нагнетательной скважине	гидрогазодинамические исследования в эксплуатационной скважине	освоение, очистку и гидродинамические исследован.	Шаблонирование обсадной колонны
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
I	ДА	НЕТ	ДА	НЕТ	1,5 смены по 12 часов	НЕТ	НЕТ	НЕТ	-

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

Примечания: В данном техническом проекте нагнетательные скважины не проектируются.

Таблица 4.25. 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

Примечания: 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. Направление Ø 508,0 мм × 30 м. цементируется до устья для обеспечения сцепления между трубами и породой, устанавливается с целью предотвращения размыва устья при бурении секции Ø 339,7 мм и возврата восходящего потока бурового раствора из скважины в циркуляционную систему.
2. Кондуктор Ø 339,7 мм спускается на глубину 750 м и цементируется до устья. Кондуктор устанавливается с целью перекрытия верхних, неустойчивых пород. Устье скважины после спуска кондуктора оборудуется противовыбросовым оборудованием.
3. Техническая колонна Ø 244,5 мм спускается на глубину 2750 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.
4. Эксплуатационная колонна – хвостовик Ø 177,8 мм спускается в интервале 2600 – 3250 м по стволу с целью разобщения продуктивных и водоносных горизонтов и для добычи углеводородов. Цементируется до «головы» хвостовика.

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

Совмещенный график давлений приведен на рис. 5.1

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

Таблица 5.1. Характеристика и устройство шахтового направления

Характеристика трубы					Подготовка шахты или ствола, спуск и крепление направления
наружный диаметр, м	длина, м	марка (группа прочности) материала	толщина стенки, мм	масса, т	
1	2	3	4	5	7
508	30	K-55/J-55			приустьевой приямок с размерами 2.5 м х 2.5 м х 2 м до начала монтажа буровой установки

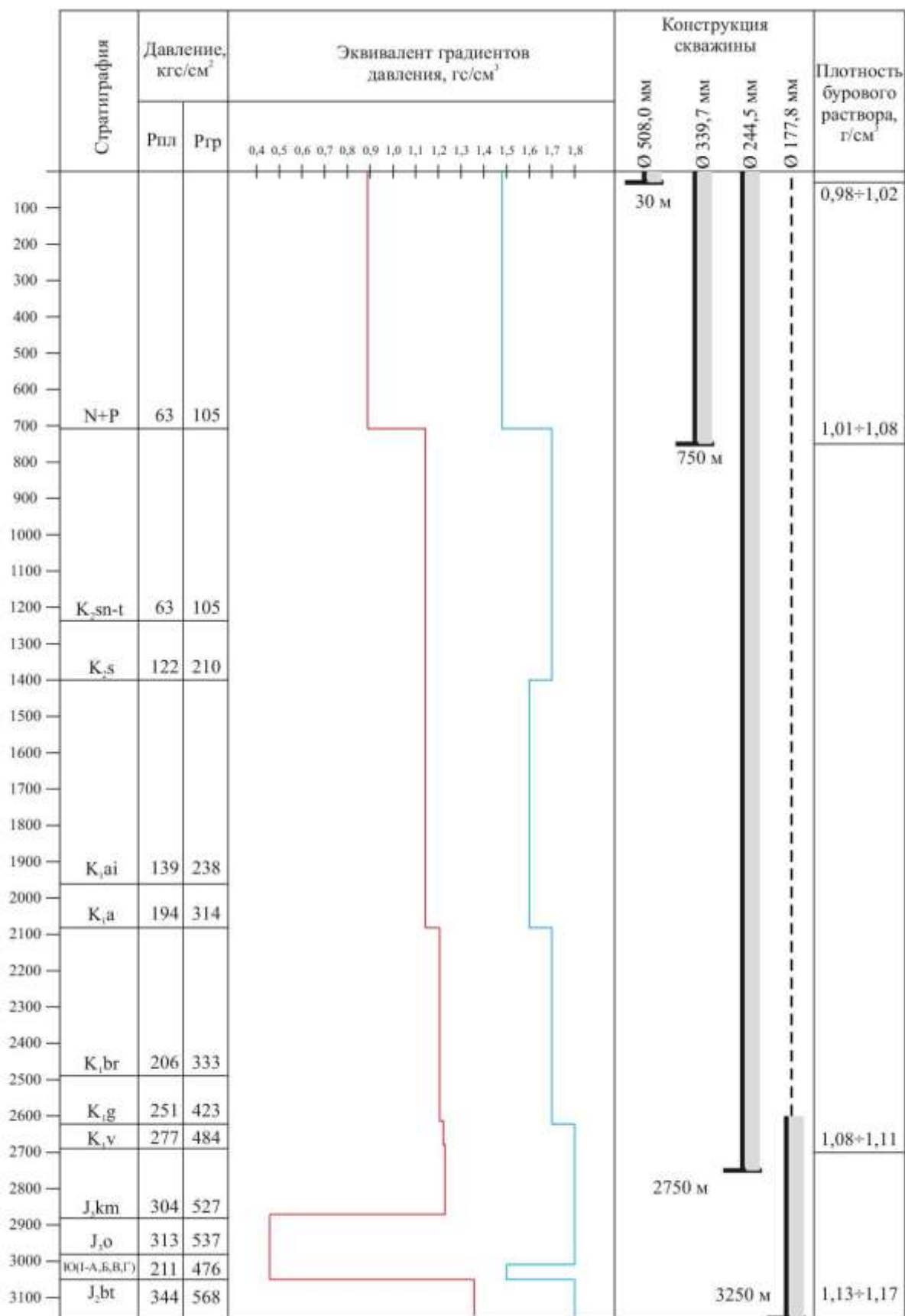


Рисунок 5-1. График совмещенных градиентов давлений

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
	Направление Ø 508 мм	0	30	660	0	Цементируется до устья. Спускается с целью перекрытия верхних неустойчивых и поглощающих горизонтов, для обеспечения обвязки устья скважины с циркуляционной системой.
1	Кондуктор Ø 339,7 мм	0	750	444,5	0	Перекрытие неустойчивых палеогеновых отложений склонных к размыву и осыпям и обеспечения опоры для устьевого оборудования и ПВО
2	Техническая колонна Ø 244,5 мм	0	2750	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 (хвостовик) Ø 177,8 мм	2600	3250	215,9	2600	Цементируется до «головы» хвостовика. Спускается с целью разобщения продуктивных и водоносных горизонтов и эксплуатации продуктивных горизонтов

Таблица 5.3. Характеристика раздельно спускаемых частей обсадных колонн

Номер в порядке спуска (табл. 5.2, гр. 1)	Раздельно спускаемые части												
	номер в порядке спуска (табл. 5.2.	количество диаметров, шт.	номер одноразмерной части в порядке спуска	наружный диаметр, мм	интервал установки одноразмерно й части, м		ограничение на толщину стенки не более, мм	Соединения обсадных труб в каждой одноразмерной части					
								количество типов соединени й, шт.	номер в порядке спуска	условный код типа соединения (см. табл. 16.2)	максимальный наружный диаметр соединения, мм	интервал установки труб с заданных типом соединения, м	
					от (верх)	до (низ)						от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1	1	1	1	339,7	0	750	9,65	1	1	БАТРЕСС	365,12	0	750
2	1	1	1	244,5	0	2750	11.9	1	1	БАТРЕСС	269,88	0	2750
3	1	1	1	177,8	2600	3250	9,19	1	1	БАТРЕСС	194,46	2600	3250

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	Проведение мероприятий по предупреждению гидроразрыва пластов при выполнении технологических операций в скважине: - запрещается продолжение углубления скважины при появлении поглощения раствора и без выхода циркуляции; - не допускать превышения скорости спуска бурильных (обсадных) труб более установленных значений; - 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. В интервалах возможных поглощений бурового раствора необходимо предусмотреть ограничение скорости спуска бурильного инструмента, поддержание свойств бурового раствора в заданных пределах согласно табл. 7.1. На глубине кровли продуктивного пласта произвести промежуточную промывку скважины не менее 2 циклов и выравнивание параметров бурового раствора (для уменьшения гидравлических сопротивлений на пласт). В интервалах возможных проявлений после окончания бурения, перед подъемом бурильных труб для смены долота, необходимо предусмотреть промывку скважины в течение цикла. В интервалах возможных осыпей и обвалов необходимо поддержание ингибирующих свойств бурового раствора в заданных пределах
5	– Запрещается крепление долот ротором. – В случае возникновения затяжек инструмента в момент подъема, необходимо приостановить подъем, наверхнуть 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. – 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	В целях предотвращения открытого НГВП при вскрытии продуктивных и водонапорных горизонтов и дальнейшем углублении скважины: – плотность бурового раствора должна поддерживаться из расчета создания гидростатического давления в скважине, превышающего пластовое, и соответствовать проекту; – условная вязкость, статическое напряжение 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	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.
8	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.
9	При первых признаках поршневания подъем прекратить и произвести промывку и проработку скважины, снизить скорость подъема бурильной колонны.
10	По завершению процесса цементирования обсадных колонн, осуществлять ОЗЦ с герметизацией устья. 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.
11	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.
12	Проектом предусмотрено: – 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 репрессии на границе интервала, МПа		Допустимая гидродинамическая составляющая депрессии на границе интервала, кгс/см ²	
от (верх)	до (низ)	верхней	нижней	верхней	нижней
1	2	3	4	5	6
0	750	0	0,73	Депрессия в процессе бурения не предусматривается	
750	2750	0,73	1,35		
2750	3250	1,35	0,9		

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	
					минимально допустимый	максимально допустимый
				зенитный угол, град	интенсивность изменения зенитного угла, град/30 м	
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 Туркменой.

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 30 – 750 м

На глубине 750 м пластовое давление равно 6,6 МПа.

Расчетное значение плотности раствора составляет $0,97 \div 1,01$ г/см³

Максимальная плотность бурового раствора в интервале 1,08 г/см³

Интервал бурения 750 – 2750 м

На глубине 2750 м пластовое давление равно 24 МПа.

Расчетное значение плотности раствора составляет $1,08 \div 1,11$ г/см³

Максимальная плотность бурового раствора в интервале 1,17 г/см³

2 Интервал бурения 2750 – 3250 м

На глубине 3250 м пластовое давление равно 33 МПа.

Расчетное значение плотности раствора составляет $1,13 \div 1,17$ г/см³

Максимальная плотность бурового раствора в интервале 1,2 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	Пласти- ческая вязкость, мПа·с	рН
						10 с	10 мин			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
KCl полимерный	30	750	1,01÷1,08	45÷70	< 8	8÷20	10÷28	12÷30	< 25	9,0÷9,5
KCl полимерный	750	2750	1,08÷1,11	40÷60	< 5	4÷8	7÷15	12÷20	15÷25	9,0÷9,5
KCl полимерный	2750	3250	1,13÷1,17	30÷50	< 5	5÷10	10÷15	15÷25	10÷25	9,0÷10

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	Интервал, м		Название (тип) раствора	Плотность раствора, г/см ³	Название компонента	Содержание компонента в буровом растворе, кг/л/м ³
	от (верх)	до (низ)				
1	2	3	4	5	6	7
1	30	750	КСІ полимерный	1,01÷1,08	Вода волжская	0,95
					Каустическая сода	1,5
					Кальцинированная сода	1,5
					Полианионная целлюлоза низкой вязкости	7
					Биополимерный загуститель	0,5
					Комплексный ингибитор	20
					Полианионная целлюлоза высокой вязкости	3
					Бикарбонат натрия	1,5
					Модифицированный лигносульфонат	3
					КСІ	70
					NaCl	100
					Буровой детергент	2
2	750	2750	КСІ полимерный	1,08÷1,17	Вода волжская	0,95
					Каустическая сода	1,5
					Кальцинированная сода	1,5
					Полианионная целлюлоза низкой вязкости	7
					Бикарбонат натрия	1
					Полианионная целлюлоза высокой вязкости	3
					Модифицированный лигносульфонат	3
					Биополимерный загуститель	0,5
					KCL	70
					NaCL	100
					Комплексный ингибитор	10
					Вода волжская	0,95
3	2750	3250	КСІ полимерный	1,13÷1,17	Каустическая сода	1,5
					Кальцинированная сода	1,5
					Полианионная целлюлоза низкой вязкости	7
					Бикарбонат натрия	1
					Полианионная целлюлоза высокой вязкости	3
					Модифицированный лигносульфонат	3
					Биополимерный загуститель	0,5
					KCL	70
					NaCL	100
					Вода волжская	0,95

Номер интервала	Интервал, м		Название (тип) раствора	Плотность раствора, г/см ³	Название компонента	Содержание компонента в буровом растворе, кг/л/м ³
	от (верх)	до (низ)				
1	2	3	4	5	6	7
					Комплексный ингибитор	10
					Смазывающая добавка	30

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 (от стола ротора), м		Коэффициент запаса	Название (тип) бурового раствора его компонентов	Норма расхода бурового раствора, м³/м и его компонентов, кг/м³ в интервале		Потребность бурового раствора в м³ и его компонентов, в кг			
от (верх)	до (низ)			величина	Поправочный коэффициент	на запас на поверхности	на исходный объем	на бурение интервала	суммарная в интервале
1	2	3	4	5	7	8	9	10	11
30	750	1	КСІ полимерный		0,2	93	40	186	319
			Вода	0,95		88,35	38	176,7	303,05
			Каустическая сода	1,5		139,5	60	279	478,5
			Кальцинированная сода	1,5		139,5	60	279	478,5
			Полианионная целлюлоза низкой вязкости	7		651	280	1302	2233
			Биополимерный загуститель	0,5		46,5	20	93	159,5
			Комплексный ингибитор	20		1860	800	3720	6380
			Полианионная целлюлоза высокой вязкости	3		279	120	558	957
			Бикарбонат натрия	1,5		139,5	60	279	478,5
			Модифицированный лигносульфонат	3		279	120	558	957
			КСІ	70		6510	2800	13020	22330
			NaCl	100		9300	4000	18600	31900
			Буровой детергент	2		186	80	372	638
750	2750	1	КСІ полимерный		0,2	194	101	281	382
			Вода	0,95			95,95	266,95	362,9
			Каустическая сода	1,5			151,5	421,5	573
			Кальцинированная сода	1,5			151,5	421,5	573
			Полианионная целлюлоза низкой вязкости	7			707	1967	2674
			Бикарбонат натрия	1			101	281	382
			Полианионная целлюлоза высокой вязкости	3			303	843	1146
			Модифицированный лигносульфонат	3			303	843	1146
			Биополимерный загуститель	0,5			50,5	140,5	191
			KCL	70			7070	19670	26740
			NaCL	100			10100	28100	38200
			Комплексный ингибитор	10			1010	2810	3820

Интервал (от стола ротора), м		Коэффициент запаса	Название (тип) бурового раствора его компонентов	Норма расхода бурового раствора, м³/м и его компонентов, кг/м³ в интервале		Потребность бурового раствора в м³ и его компонентов, в кг			
от (верх)	до (низ)			величина	Поправочный коэффициент	на запас на поверхности	на исходный объем	на бурение интервала	суммарная в интервале
1	2	3	4	5	7	8	9	10	11
2750	3250	2	КСІ полимерный		0,2	247	53	38	91
			Вода	0,95			50,35	36,1	86,45
			Каустическая сода	1,5			79,5	57	136,5
			Кальцинированная сода	1,5			79,5	57	136,5
			Полианионная целлюлоза низкой вязкости	7			371	266	637
			Бикарбонат натрия	1			53	38	91
			Полианионная целлюлоза высокой вязкости	3			159	114	273
			Модифицированный лигносульфонат	3			159	114	273
			Биополимерный загуститель	0,5			26,5	19	45,5
			KCL	70			3710	2660	6370
			NaCL	100			5300	3800	9100
			Комплексный ингибитор	10			530	380	910
			Смазывающая добавка	30			1590	1140	2730

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 ступени цементирувания	Название компонентов для обработки раствора	плотность, г/см ³	Норма расхода на обработку 1 м ³ раствора, кг/м ³	Количество, кг
1	2	3	4	5	6	7
1	Техническая колонна	1	Кальцинированная сода	2,5	0,7	130
2	Эксплуатационный хвостовик	1	Кальцинированная сода	2,5	0,7	197

Таблица 7.5. Суммарная потребность компонентов бурового раствора на скважину

Название компонентов бурового раствора	Потребность компонентов бурового раствора, кг			
	Номера колонны (см. табл.5.2.гр.1)			Суммарная на скважину
	1 (0-750)	2 (750-2750)	3 (2750-3200)	
1	2	3	4	5
Вода	303,05	362,9	86,45	763,4
Каустическая сода	478,5	573	136,5	1188
Кальцинированная сода	478,5	573	136,5	1188
Полианионная целлюлоза низкой вязкости	2233	2674	637	5544
Бикарбонат натрия	478,5	382	91	951,5
Полианионная целлюлоза высокой вязкости	957	1146	273	2376
Модифицированный лигносульфонат	957	1146	273	2376
Модифицированный полисахарид ксантановой камеди	159,5	191	45,5	396
KCL	22330	26740	6370	55440
NaCL	31900	38200	9100	79200
Комплексный ингибитор	6380	3820	910	11110
Смазывающая добавка			2730	2730
Буровой детергент	638			638

Таблица 7.6. Оборудование для приготовления и очистки буровых растворов

Название	Типоразмер или шифр	Количество, шт.	Использование очистных устройств		
			ступенчатость очистки: 1 - вибросито; 2 - 1+пескоотделитель; 3 - 2+илоотделитель	интервал, м	
				от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5	6
Вибросито	Derrick Flo-503	2	1) – вибросито	30	3250
Пескоотделитель	Derrick Flo-503	1	2) 1 + пескоотделитель		
Илоотделитель	Derrick2000	1	3) 2+ илоотделитель		
Центрифуга центробежным насосом	LW450×1000N	1			
Блок приготовления раствора, включающий:	гидроворонка	2			
	гидравлические перемешиватели	5			
	механические перемешиватели	8			

Примечание:

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

2. Возможно использование другого типа 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	Способ бурения	Условный номер КНБК (см. табл. 8.2)	Режимы бурения		
					осевая нагрузка, тс	скорость вращения, об/мин	расход бурового раствора, л/с
от (верх)	до (низ)						
1	2	3	4	5	6	7	8
30	750	Бурение	Роторный, верхний привод.	2	<8	30÷100	50÷60
750	2750	Бурение	Роторный, верхний привод, забойный двигатель.	3	<12	40÷80	50÷55
2750	3250	Бурение	Роторный, верхний привод, забойный двигатель	4	<12	80÷120	50÷55

Таблица 8.2. Компонировка низа бурильных колонн (КНБК)

Условный номер КНБК	Элементы КНБК (до бурильных труб)							
	номер по порядку	типоразмер, шифр	расстояние от забоя до места установки, м	Техническая характеристика			суммарная длина КНБК, м	суммарная масса КНБК, т
				наружный диаметр, мм	длина, м	масса, кг		
1	2	3	4	5	6	7	9	10
1	1	Долото 660,4 мм 3-х шарошечное;	0	203,2	0,7	600		
	2	Наддолотный переводник 203,2 мм ;	0,7	203,2	0,5	230		
	3	203,2 мм спиральное УБТ;	1,2	203,2	9,45	2015		
	4	Колонный стабилизатор 660,4 мм	10,65	660,4	2,4	1800		
	5	203,2 мм спиральное УБТ;	13,05	203,2	9,45	2015	22,5	6660
2	1	Долото 444,5 м, PDC	0	444,5	0,5	158		
	2	УБТ 203	0,5	203,0	24,0	5352		
	3	Калибратор 444,5 мм	24,5	444,5	1,0	480		
	4	УБТ 203	25,5	203,0	19,0	4237		
	5	УБТ 178	44,5	178,0	38,0	6198		
	6	ТБТ 127	82,5	127,0	76,0	5054	158,5	21,5
3	1	Долото 311,15 мм, PDC	0	311,2	0,4	75		
	2	УБТ 203	0,4	203,0	24,0	5352		
	3	Калибратор 311,15 мм	24,4	311,2	1,0	370		
	4	УБТ 178	25,4	178,0	76	12396		
	5	ТБТ 127	101,4	127,0	38	2527		
	6	ЯСС 165	139,4	165,0	5	640		
	7	ТБТ 127	144,4	127,0	19	1264	163	22,6
4	1	Долото 215,9 мм, PDC	0	215,9	0,2	40		
	2	УБТ 178	0,2	178,0	24,0	3914		
	3	Калибратор 215,9 мм	24,2	215,9	1,0	170		
	4	УБТ 178	25,2	178,0	76	12396		
	5	ТБТ 127	101,2	127,0	38	2527		
	6	ЯСС 165	139,2	165,0	5	640		
	7	ТБТ 127	144,2	127,0	19	1264	163,2	21,0
5	1	Долото 215,9 мм, PDC	0	215,9	0,2	40		
	2	ВЗД 172	0,2	172,0	8,6	1190		
	3	УБТ 178	8,8	178,0	76	12396		
	4	ТБТ 127	84,8	127,0	38	2527		
	5	ЯСС 165	122,8	165,0	5	640		
	6	ТБТ 127	127,8	127,0	19	1264	146,8	18,1

Примечания: 1. Фактическая КНБК при необходимости может быть изменена в зависимости от состояния ствола.

Таблица 8.3. Потребное количество элементов КНБК

Типоразмер, шифр или краткое название элемента КНБК	Вид технологической операции (бурение, отбор керна, расширка, проработка)	Интервал работ по стволу, м		Норма проходки	Потребное количество на интервал, шт. (для УБТ комплектов)
		от (верх)	до (низ)	величина, м	
1	2	3	4	5	6
Долото 660,4 мм 3-х шарошечное	Бурение, проработка	0	30		1
Долото 444,5 мм, PDC	Бурение, проработка	30	750	1000	1
Долото 444,5 мм, 3-х шарошечное.	Бурение, проработка	30	750	300	2
УБТ-203	Бурение, проработка	30	750		1 комплект
Стабилизатор	Бурение, проработка	30	750	1000	2
ЯСС	Бурение, проработка	30	750		1
ТБТ 127	Бурение, проработка	30	750		1 комплект
Долото 311,2 мм, PDC	Бурение, проработка	750	2750	750	1
Долото 311,2 мм, 3-х шарошечное.	Бурение, проработка	750	2750	250	3
УБТ 203	Бурение, проработка	750	2750		2
Калибратор 311,15 мм	Бурение, проработка	750	2750	1000	1
УБТ 178	Бурение, проработка	750	2750		1 комплект
ТБТ 127	Бурение, проработка	750	2750		1 комплект
ЯСС 165	Бурение, проработка	750	2750		1
Долото 215,9 мм, PDC	Бурение, проработка	2750	3250	750	1
Долото 215,9 мм, 3-х шарошечное.	Бурение, проработка	2750	3250	250	3
Калибратор 215,9 мм	Бурение, проработка	2750	3250	1000	1
УБТ 178	Бурение, проработка	2750	3250		1 комплект
ТБТ 127	Бурение, проработка	2750	3250	1000	1 комплект
ЯСС 165	Бурение, проработка	2750	3250		1
ВЗД 172	Бурение, проработка	2750	3250		1

Таблица 8.4. Рекомендуемые бурильные трубы

Обозначение бурильной трубы	Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Марка (группа прочности) материала	Тип замкового соединения	Количество труб, м
1	2	3	4	5	6
СБТ 127	127	9,19	G	NC-50	3250
СБТ 89	88,9	9,35	G	NC-38	700

Таблица 8.5. Конструкция бурильных колонн

Вид технологической операции (бурение скважины, спуск частей обсадной колонны, разбуривание цемента)	Интервал по стволу, м		Допустимая глубина спуска на клиньях, м	Номер секции бурильной колонны снизу вверх без КНБК	Характеристика бурильной трубы					Длина секции, м	Масса, т	
	от (верх)	до (низ)			Тип (шифр)	Наружный диаметр, мм	Марка (группа прочности) материала	толщина стенки, мм	тип замкового соединения		секци и	нараста ющая с учётом КНБК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Бурение	30	750	750	1	СБТ127	127	G	9,19	NC-50	582	18,2	46.6
Бурение	750	2750	2750	1	СБТ127	127	G	9,19	NC-50	2533	79,2	104.9
Бурение	2750	3250	3250	1	СБТ127	127	G	9,19	NC-50	3018	94,3	114.2
Проработка в обсадной колонне	2600	3250	3250	2	СБТ88,9	88,9	G	9,35	NC-38	3250	60	-

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

Названия обсадной колонны	Интервал, м		Характеристика бурильных труб, УБТ				Масса труб, т	
	от (верх)	до (низ)	тип (шифр)	наружный диаметр, мм	толщина стенки*, мм	тип замкового соединения	теоретическая	с плюсовым допуском
1	2	3	4	5	7	8	9	10
Кондуктор Ø 339,7 мм	30	750	УБТ209	209,3	76,2	NC-61	11,1	11,54
			СБТ127	127	9,19	NC-50	18,2	18,7
Техническая колонна Ø 244,5 мм	750	2750	УБТ209	209,3	76,2	NC-61	2,22	2,31
			УБТ203	203	79,4	NC-61	1,9	2,0
			УБТ-165	165	57,1	NC-50	2,8	2,9
			ТБТ127	127	25,4	NC-50	9,4	9,7
			СБТ127	127	9,19	NC-50	79,2	82,4
Эксплуатационный хвостовик Ø 177,8 мм	2750	3250	УБТ-165	165,1	57,1	NC-50	6,41	6,67
			СБТ127	127	9,19	NC-50	34,71	36,1
			СБТ88,9	88,9	9,35	NC-38	60	63

Примечание: *Для УБТ внутренний диаметр

Таблица 8.7. Оснастка талевой системы

Интервал по стволу, м		Название технологической операции (бурение, спуск обсадной колонны)	Тип оснастки М ´ К	
от (верх)	до (низ)		М	К
1	2	3	4	5
0	3250	бурение, спуск обсадной колонны	4	5

Таблица 8.8. Режим работы буровых насосов

Интервал, м		Вид технологической операции (бурение, проработка, промывка и т.д.)	Тип буровых насосов	Количество насосов, шт.	Режим работы бурового насоса					Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
от (верх)	до (низ)				коэффициент использования гидравлической мощности	диаметр цилиндрических втулок, мм	допустимое давление, МПа	коэффициент наполнения	число двойных ходов в мин	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	11	12
30	750	Бурение	F1600	2	0,38	152,4	26	0,9	27,5	55
750	2750	Бурение	F1600	2	0,38	139,7	26	0,9	25	50
2750	3250	Бурение	F1600	2	0,43	139,7	26	0,9	17,5	35

Таблица 8.9. Распределение потерь давлений в циркуляционной системе буровой

Интервал, м		Вид технологической операции (см. табл. 8.9)	Давление на стоянке в конце интервала, МПа	Потери давлений (МПа) для конца интервала в				
от (верх)	до (низ)			элементах КНБК		бурильной колонне	кольцевом пространстве	обвязке буровой установки
				долоте (насадках)	забойном двигателе			
1	2	3	4	5	6	7	8	9
30	750	Бурение, проработка, промывка	10,22	2,7		6,6	0,32	0,6
750	2750	Бурение, проработка, промывка	12,1	2,4		8,6	0,5	0,6
2750	3250	Бурение, проработка, промывка	13,6	1,9		10,5	0,6	0,6

Таблица 8.10. Гидравлические показатели промывки

Интервал, м		Вид технологической операции (см. табл. 8.9)	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л /с·см ²	Схема промывки долота (центральная, периферийная, комбинированная)	Диаметр сопла на центрально м отверстии, мм	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность, срабатываемая на долоте, л.с.
от (верх)	до (низ)						количество	диаметр, мм		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
30	750	Бурение, проработка, промывка	0,46	0,042	Периферийная	-	3	17,5	59	234
750	2750	Бурение, проработка, промывка	0,79	0,066	Периферийная	-	6*	14,3	52	140
2750	3250	Бурение, проработка, промывка	1,47	0,096	Периферийная	-	6*	12,7	46	79

9 КРЕПЛЕНИЕ СКВАЖИН

9.1. Обсадные колонны

Таблица 9.1. Способы расчёты наружных давлений и опрессовки обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуске (см. табл. 5.2, гр. 1)	Номер раздельно спускаемой части колонны в порядке спуска (см. табл. 5.2, гр. 8)	Признаки: ДА, НЕТ			Опрессовочный агент		Рекомендуема я глубина установки пакеров для опрессовки (сверху вниз), м
		допустима ли поэтапная опрессовка	рекомендуется ли нести расчет наружного давления по		краткое название, тип, шифр (буровой раствор, вода, воздух и т.д.)	плотность (для газообразного агента - относительно воздуха) г/см ³	
			пластовому давлению	столбу бурового раствора			
1	2	3	4	5	6	7	8
1	1	нет	да	нет	буровой раствор	1,08	-
2	2	нет	да	нет	буровой раствор	1,11	-
3	3	нет	да	нет	вода	1,0	-

Таблица 9.2. Распределение давлений по длине колонны

Номер колонны в порядке спуска (см. табл. 5.2, гр. 1)	Название колонны	Распределение избыточных давлений по длине раздельно спускаемой части колонны					
		глубина, м		наружное, МПа		внутреннее, МПа	
		от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Кондуктор	0	750	0	4,6	7,5	8,2
2	Эксплуатационная колонна	0	2750	0	19,3	10,1	11,9
3	Эксплуатационный хвостовик	2600	3250	15,4	16,6	7,9	7,5

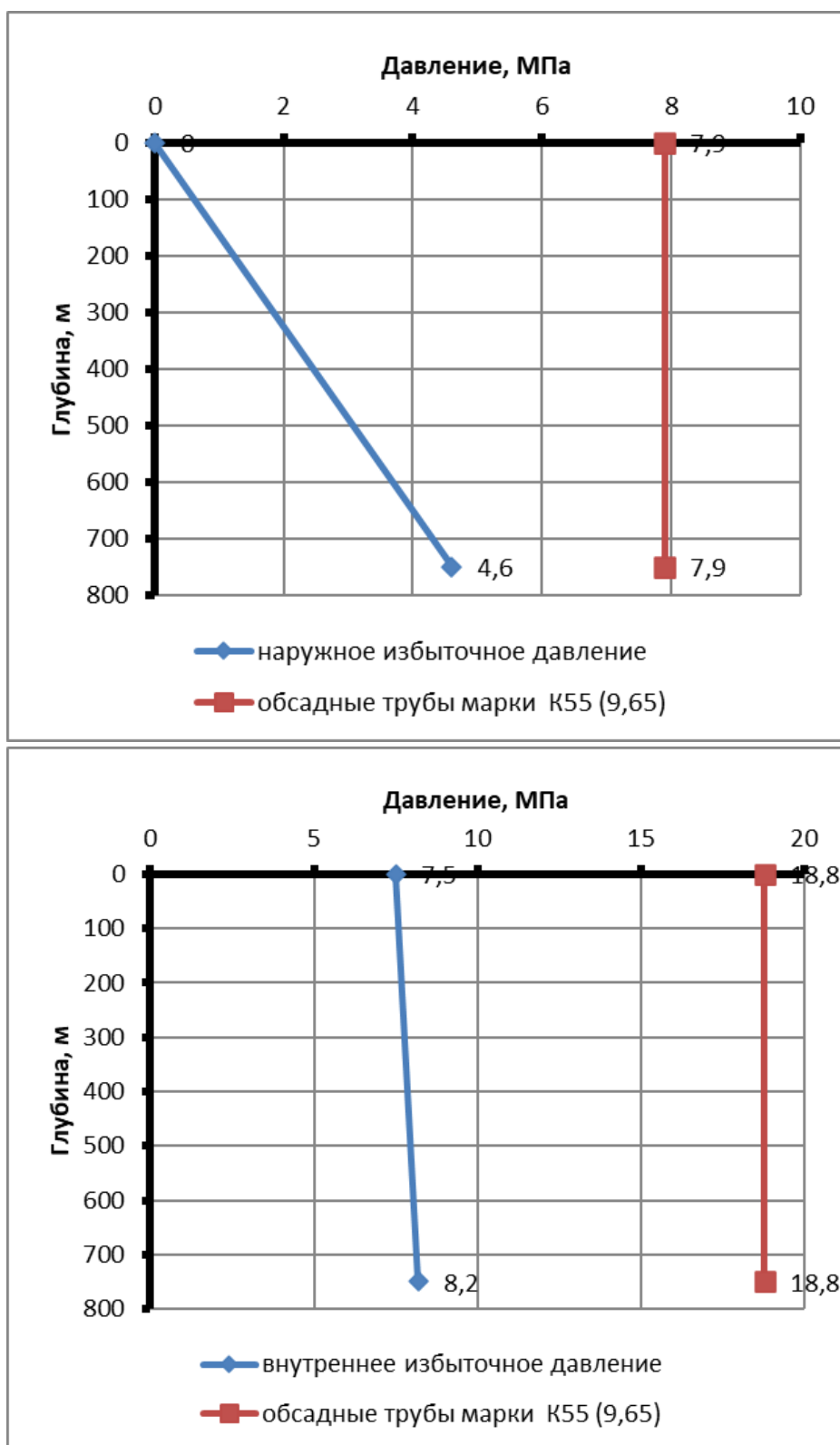


Рисунок 9-1. Избыточные давления интервала под кондуктор

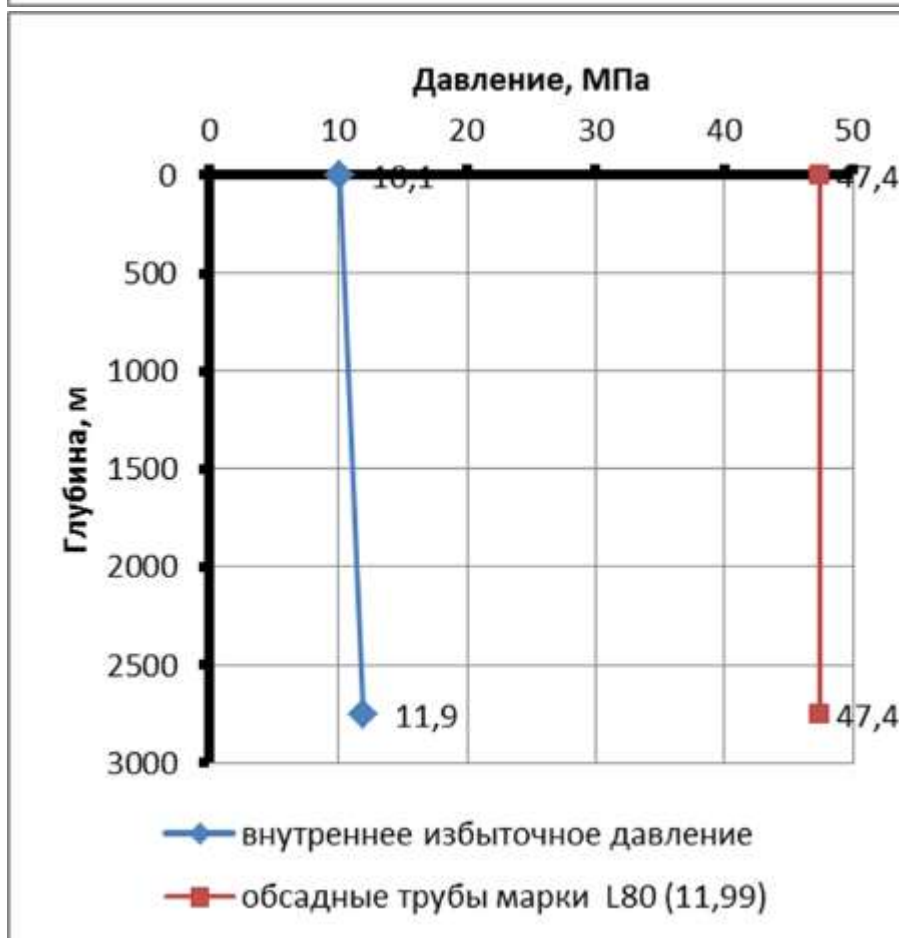
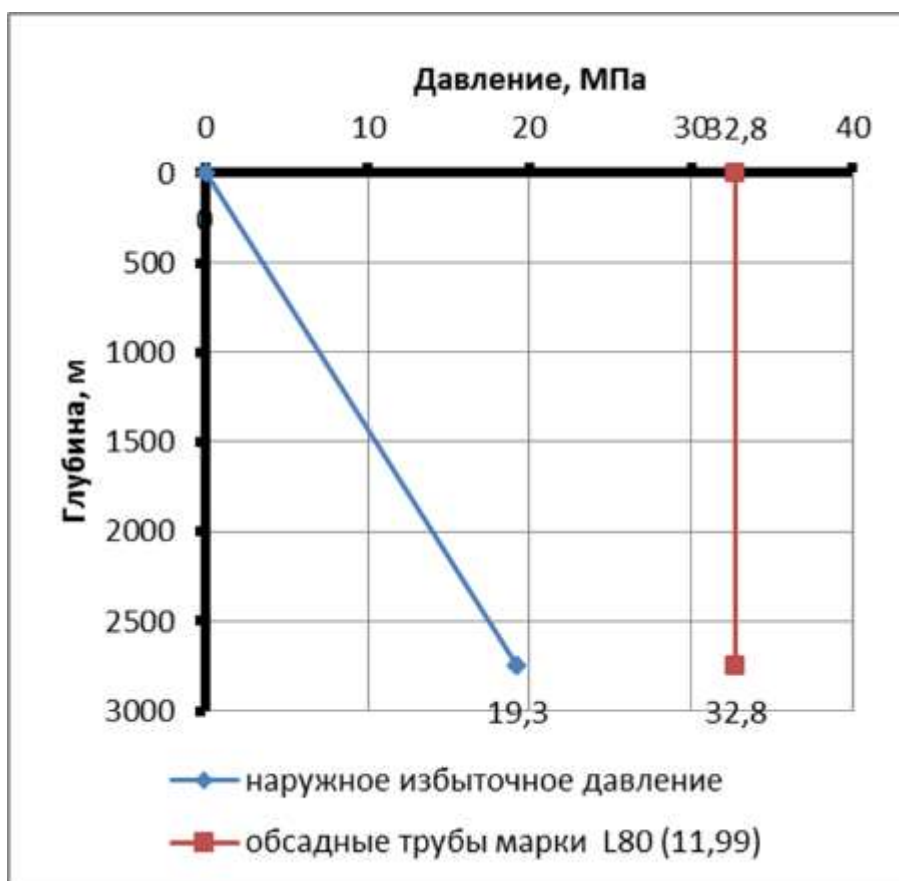


Рисунок 9-2. Избыточные давления интервала под эксплуатационную колонну

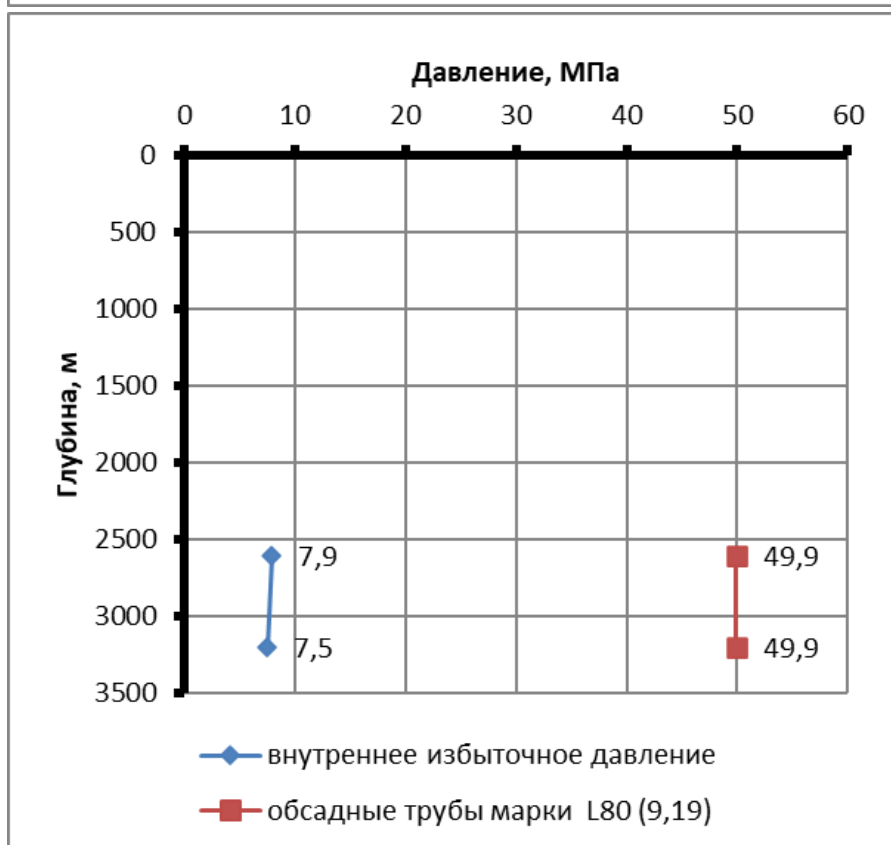
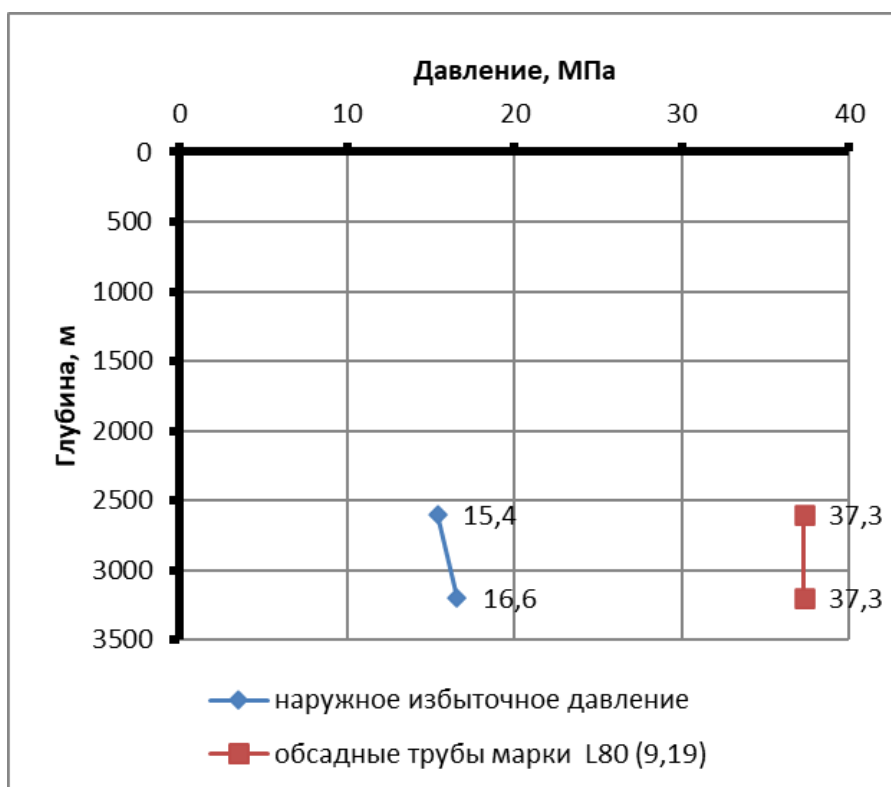


Рисунок 9-3. Избыточные давления интервала под эксплуатационный хвостовик

Таблица 9.3. Рекомендуемые типоразмеры обсадных труб

Характеристики обсадных труб					Рекомендуется к использованию: ДА, НЕТ
Наружный диаметр, мм (см. табл. 5.3 , гр. 5)	производство: отечественное, импортное	условный код типа соединения (см. табл. 5.3 , гр. 11 и табл. 17.2, гр. 4)	марка (группа прочности) труб	толщина стенки, мм	
1	2	3	4	5	6
508,0	импортное	БАТРЕСС	J-55	11,1	да
339,7	импортное	БАТРЕСС	K55/J55	9,65	Да
244,5	импортное	БАТРЕСС	L80	11,99	Да
177,8	импортное	БАТРЕСС	L80	9,19	Да

Таблица 9.4. Параметры обсадных труб

Номер колонны в порядке спуска (см. табл. 5.2 , гр. 1)	Номер раздельно спускаемой части колонны в порядке спуска (см. табл. 5.2 , гр. 8)	Номер разнo-прочной секции труб в раздельно опускаемой части колонны (снизу-вверх)	Интервал установки равнопрочной секций, м		Длина секций, м	Масса секции, т	Нарастающая масса, т	Характеристика обсадной трубы				Коэффициенты запаса прочности при		
								номинальный наружный диаметр, мм	код типа соединения (см. табл. 16.2 гр. 2, 4)	марка (группа прочности) материала труб	толщина стенки, мм	избыточности давления		растяжении
			от (верх)	до (низ)								наружном	внутреннем	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1	1	1	0	750	750	59,0	59,0	339,7	БАТРЕСС	K-55/J55	9,65	1,7	2,3	6,5
2	1	1	0	2750	2750	188,9	188,9	244,5	БАТРЕСС	L-80	11,99	1,4	4,0	2,6
3	1	1	2600	3250	650	24.8	24.8	177,8	БАТРЕСС	L-80	9,19	1,1	5,9	12,0

Таблица 9.5. Суммарная масса обсадных труб

Характеристика трубы		Масса труб с заданной характеристикой, т		
код типа соединения	условное обозначение трубы по ГОСТ 632-80;условное обозначение муфты по ГОСТ 632-80	теоретическая	с плюсовым допуском	с нормативным запасом
1	2	3	4	5
БАТРЕСС	339,7 x K55/9,65	59,0	61,9	64,99
БАТРЕСС	244,5 x L80/11,9	188,9	198,4	208,3
БАТРЕСС	177,8 x L80/9,19	24.8	26.04	27.34

Таблица 9.6. Технологическая оснастка обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Элементы технологической оснастки колонны			Суммарное на колонну
		наименование, шифр, типоразмер	интервал установки, м		количество, шт.
			(верх)	до (низ)	
1	2	3	4	5	6
1	Кондуктор	Башмак–БКМ-311	750		1
		Обратный клапан ЦКОД-311	726		1
		Жесткие центраторы - ЖЦ	0	30	2
		Пружинные центраторы – ПЦ	0	750	30
2	Техническая колонна	Башмак–БКМ-245	2750		1
		Обратный клапан ЦКОД-245	2726		1
		Жесткие центраторы - ЖЦ	0	750	2
		Пружинные центраторы – ПЦ	0	2750	70
3	Эксплуатационный хвостовик	Башмак–БКМ-178	3200		1
		Обратный клапан ЦКОД-178	3176		1
		Пружинные центраторы – ПЦ	2600	3250	15
		Подвеска хвостовика	2600		1

Примечание:

- Иметь 1 запасной комплект подвески хвостовика
- 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
- Для улучшения качества цементирования возможна установка муфты ступенчатого цементирования (МСЦ)
- 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

Обсадная колонна		Тип, шифр инструмента для спуска (элеватор, спайдер, спайдер-элеватор)	Средства смазки и уплотнения резьбовых соединений		Интервал глубины с одинаковой допустимой скоростью спуска труб, м		Допустимая скорость спуска труб, м/с	Допустимая глубина спуска труб на клиньях, м	Промежуточные промывки		
номер в порядке спуска	название колонны		шифр или название	ГОСТ, ОСТ, МУ, ТУ, МРТУ и т.д. на изготовление	от (верх)	до (низ)			глубина, м	продолжительность, мин	расход, л/с
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	Кондуктор	элеватор, спайдер-элеватор	Р-402	ТУ 38-101-786	0	400	0,4-0,6	750	300	1 цикл	40
		элеватор, спайдер-элеватор			400	750	0,4-0,3		600	1 цикл	40
2	Техническая колонна	элеватор, спайдер-элеватор	Р-402	ТУ 38-101-786	0	900	0,4-0,6	2750	300	1 цикл	35
		элеватор, спайдер-элеватор			900	2600	0,3-0,5		750	1 цикл	35
		элеватор, спайдер-элеватор			2600	2750	0,25-0,2		1500	1 цикл	35
3	Эксплуатационный хвостовик	элеватор, спайдер-элеватор	Р-402	ТУ 38-101-786	0	1000	0,7-0,5	3250	1000	1 цикл	25
		элеватор, спайдер-элеватор			1000	2750	0,5-0,3		1500	1 цикл	25
		элеватор, спайдер-элеватор			2750	3250	0,25-0,2		2750	1 цикл	25

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

Таблица 9.8. Опрессовка обсадных труб натяжение эксплуатационной колонны

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Натяжение эксплуатационной колонны, тс	Плотность жидкости для опрессовки, г/см ³		Давление на устье скважины при опрессовке, МПа	
			раздельно спускаемой части	цементного кольца	раздельно спускаемой части	цементного кольца
1	2	3	4	5	6	7
1	кондуктор	-	1,05		7,5	
2	техническая колонна	6,9	1,11	1,17	9,5	1,8
3	эксплуатационный хвостовик	-	1,09	-	6,0	-

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		Данные о каждой ступени цементирования			
			от (верх)	до (низ)	высота цементного стакана, м	название порции тампонажного раствора	интервал глубины цементирования, м	
							от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Кондуктор	прямой	0	750	10	Тампонаж-1, облегчённый (1,5г/см ³)	0	400
						Тампонаж-2, утяжелённый (1,85г/см ³)	400	750
2	Техническая колонна	прямой	0	2750	10	Тампонаж-1, облегчённый (1,4г/см ³)	0	1350
						Тампонаж-2, утяжелённый (1,9г/см ³)	1350	2750
3	Эксплуатационная колонна (хвостовик)	прямой	2600	3250	10	Тампонажный (1,9г/см ³)	2600	3250

Примечание:

- объём порции и плотность тампонажного цемента для цементирования колон будет уточняться на основе информации при бурении интервала и ГИС.
- возможно двухступенчатое цементирование с использованием МСЦ после уточнения данных в процессе бурения при низких значениях давления гидроразрыва.

Таблица 9.10. Характеристика жидкостей для цементированния

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Номер ступени (снизу-вверх)	Характеристика жидкости (раствора)			
			тип или название	объем порции, м ³	плотность, г/см ³	Время ОЗЦ, ч
1	2	4	5	6	7	11
1	Кондуктор	1	Буфер	5	1,01	
			Тампонаж-1	29	1,4	24
			Тампонаж-2	33,5	1,85	
			Продавочная жидкость	59,7	1,05	
2	Техническая колонна	1	Буфер	5	1,01	
			Тампонаж-1	52,8	1,4	24
			Тампонаж-2	62,3	1,9	
			Продавочная жидкость	104,5	1,09	
3	Эксплуатационная колонна (хвостовик)	1	Буфер	5	1,01	
			Тампонажный	11,2	1,9	48
			Продавочная жидкость	36,4	1,0	

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 5,3 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	Кондуктор	буфер	Вода	1,0	1000
			Буферная композиция		6л /м ³
		тампонаж 1	ПЦТ1-G	3,15	807,0
			Вода		742,44
			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
			Наполнитель для облегченных цементных растворов		0,05-2,5 % от исходной массы цемента
		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	1,09	
2	Техническая 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

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
		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 (хвостовик)	буфер	Вода	1,0	1000
			Буферная композиция		6 л/м ³
		тампонажная	ПЦТ1-G		1242,00
			Вода		
			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	

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 цементиловочных агрегатов (буровых насосов)

Номер колонны в порядке спуска	Номер ступени цементирования (снизу-вверх)	Наименование технологической операции	Тип или название жидкости	Тип (шифр) агрегата или бурового насоса	Режим работы агрегатов (буровых насосов)			Время операции, мин	
					суммарная производительность агрегатов (буровых насосов) л/с	давление на устье скважины в конце цементирования, МПа	объем порции в данном режиме м³	в данном режиме	нарастающее от начала затворения до момента «стоп»
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	1	закачка	Буфер	ЦА-320	10	4	5	8	8
		закачка	Тампонаж-1		16		29	30	39
		закачка	Тампонаж-2		16		33,5	35	73
		сброс пробки	Буровой раствор		-			5	78
		продавка			16		57,7	60	139
		продавка			8		2	4	143
		опрессовка			10			5	148
2	1	закачка	Буфер	ЦА-320	10	14	5	8	8
		закачка	Тампонаж-1		18		52,8	49	57
		закачка	Тампонаж-2		18		62,3	58	115
		сброс пробки	Буровой раствор		-			5	120
		продавка			18		104,5	97	217
		продавка			8		2	4	221
		опрессовка			10			5	226
3	1	закачка	Буфер	ЦА-320	10	11	5	8	8
		закачка	Тампонаж		10		11,2	19	27
		сброс пробки	Буровой раствор		-			5	32
		продавка			10		34,4	57	89
		продавка			8		2	4	94
		опрессовка			10			5	99

Примечание:

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

Таблица 9.13. Потребное для цементирования обсадных колонн количество цементировочной техники

Таблица №1. Потребное для цементирования оборудования колонны при методе цементирования техники							
№№п/п	Название или шифр	Потребное количество					Суммарное на скважину
		Номера колонны					
		1		2		3	
		1порция	2порция	1порция	2порция		
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Цементировочный агрегат	3	3	4	4	3	18
2	Установка смесительная	2	2	2	2	2	11
4	Осреднитель	1	1	1	1	1	5
5	БМ+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 цементирования обсадных колонн количество материалов

№п /п	Название или шифр	Единица измерения	Потребное количество, кг						Суммарное количество на скважину
			Номера колонн						
			1		2		3		
			направление	кондуктор		эксплуатационная		хвостовик	
1 порция	2 порция	1 порция		2 порция					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	цемент класса G	т	4,9	54,164	30,775	43,085	88,632	14,8	236,356
2	Вода	м³	3,1	26,4	15	21	43,2	8,2	116,9
3	Расширяющая добавка	кг/л		2708,2	1538,75	2154,25	4431,6	740	11572,8
4	Поликарбоксилатный пластификатор	кг/л		54,164	30,775	43,085	88,632	14,8	231,456
5	Понизитель фильтрации	кг/л		54,164	30,775	43,085	88,632	14,8	231,456
6	Кольматирующая добавка	кг/л		32,4984	18,465	25,851	53,1792	8,88	138,8736
7	Пеногаситель	кг/л		54,164	30,775	43,085	88,632	14,8	231,456
8	Замедлитель схватывания	кг/л				62,0424	62,0424	10,36	134,4448
9	Наполнитель для облегченных растворов	кг/л		812,46		646,275			1458,735
10	Вода буфер	м³		5		5		5	15
11	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 K=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 обвязки 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.	Допустимое рабочее давление, кгс/см ²
Номер в порядк е спуска	название						
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Кондуктор Ø 339,7 мм	45	7,5	ОП 45-350/80х35	ГОСТ13862-2003		350
				Спаренный ППГ 2-350х35(2FZ35-35)		2	350
				Универсальный ПУГ 350х35 (FH35-35)		1	350
2	Техническая колонна Ø 244,5 мм	45	10,1	ОП45-350/80х35	ГОСТ13862-2003		350
				Спаренный ППГ 2-350х35 (2FZ35-35)		2	350
				Универсальный ПУГ350х35(FH35-35)		1	350
3	Эксплуатационная колонна Ø 177,8 мм	45	10,3	ОКК1 35-245х340	ТУ-26-02-1146-93	1	350
				АФК1-80/65х35	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			диа-метр, мм	длина, м
			испы-тателей пластов	пакеров								
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13

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

Таблица 10.3. Продолжительность работы опробователя пластов, спускаемого на кабеле

Номер объекта	Интервал залегания объекта, м		Тип опробователя	Испытание объекта			Источник норм времени
				количество отбираемых проб, шт.	продолжительность работы, сут	количество выездов отряда, шт.	
	от (верх)	до (низ)					
1	2	3	4	5	6	7	8

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

10.2. Испытание горизонтов на продуктивность в эксплуатационной колонне

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

Номер лифтовой колонны НКТ	Номер секции труб в лифтовой колонне (снизу- вверх)	Интервал установки секции, м		Характеристика трубы					Длина секции, м	Масса секции, т		Коэффициент запаса прочности		
		от (верх)	до (низ)	номинальный наружный диаметр, мм	тип	марка (группа прочности) стали	толщина стенки, мм	теорети- ческая масса 1 м		теоретическая	плюсового допуска	на растя- жение	на избыточное давление	
													наружное	внутреннее
1	1	0	3250	73	EUE	L-80	5,5	9,52	3250	30,5	31,7	>1,3	>1,15	>1,32

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				
	название	плотность, г/см³						влажность, %	сорт	удельный расход на 1 м³ раствора, кг/м³		
											от (верх)	до (низ)
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 цементирующей 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 вызов притока	10

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 процесса, операции по испытанию и интенсификации притока	Название или шифр	Продолжительность, час	Итого, час
1	2	3	4
Опрессовки фонтанной арматуры, выкидных линий трапной установки Опрессовки устья скважины после установки превентора Промывка скважины перед подъемом колонны НКТ Долив скважины при подъеме НКТ Промывка скважины после перфорации Смена перфорационной жидкости на техническую воду Понижение уровня жидкости в скважине с помощью компрессора Задавка скважины водой	ЦА-320М	30	30

Таблица 10.10. Потребное количество материалов для испытания (освоения) скважины в эксплуатационной колонне

Номер объекта	Название или шифр	ГОСТ, ОСТ, ТУ, МРТУ, МУ и т.д. на изготовление	Единица измерения	Потребное количество
1	2	3	4	5
I	вода		м ³	63

Таблица 10.11. Отработка газовых (газоконденсатных) объектов на факел

Номер объекта	Продолжительность, ч	Расход газа, м	Диаметр штуцера, мм
1	2	3	4

Примечание: выход нефтяного флюида на поверхность не производится. После спуска НКТ устанавливается ФА. Станок освоения убирается. После обустройства, скважина подключается к трубопроводу.

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/высадок				+	+	+
7	Инспекция методом УЗК для участков, зажимаемых клиньями/высадок					+	+
8	Инспекция методом визуального осмотра соединений	+	+	+	+	+	+
9	Инспекция методом контроля размеров 1		+	+			
10	Инспекция методом контроля размеров 2				+	+	+
11	Инспекция методом контроля соединений черным светом				+	+	+
12	Ультразвуковой контроль по всей длине 2						+
13	Прослеживаемость						+

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

Категория 1: Категория 1 применима к неглубоким стандартным скважинам в развитых районах. При возникновении неисправностей в буровой колонне, издержки вследствие отказа оборудования настолько 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
Эксплуатационная	Эксплуатационная колонна с колонной головкой ОКК2-210-178 х 245 х 339.7	3864	ЦА-320 М*	1	13,0	ЕНВБ&112	1,53
	Фонтанная арматура АФК3-80/65х210 с эксплуатационной колонной	3864	ЦА-320 М	1	13,0	ЕНВи&17	1,45

Примечания:

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

Таблица 11.3. Опрессовка оборудования и используемая техника

Название обсадной колонны	Название контролируемого объекта	Глубина	Используемая для выполнения операции техника		Максимальное давление, создаваемое агрегатом при опрессовке, МПа
			Тип (шифр)	количество, шт.	
1	2	3	4	5	6
Кондуктор	Кондуктор после цементирования	750	ЦА-320	1	7,5
	Опрессовка цементного кольца	753	ЦА-320	1	0,1
Техническая колонна	Эксплуатационная колонна после цементирования	2750	ЦА-320	1	10,1
	Опрессовка цементного кольца	2753	ЦА-320	1	0,1
Эксплуатационный хвостовик	Эксплуатационная колонна после цементирования совместно с колонной головкой	3250	ЦА-320	1	10,3
	Фонтанная арматура	3250	ЦА-320	1	10,3

12 СТРОИТЕЛЬНЫЕ И МОНТАЖНЫЕ РАБОТЫ

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 сконструировано 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.

12.1. Подготовительные работы к строительству скважины (скважин)

Таблица 12.1. Сварочные работы при монтаже бурового оборудования

Наименование работ	Потребность на весь объем	
	электросварочный агрегат, маш/час	электроды кг
Спускные линии Монтаж циркуляционной системы Обвязка емкостей для запаса воды Обвязка емкостей для запаса топлива Обвязка оборудования водопроводом Обвязка оборудования воздухопроводом Обвязка оборудования паропроводом Выкидная линия бурового насоса Выкидная линия Ø = 406 мм Контур заземления Всего вторичный монтаж	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 траншей (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	К-27	1
2	Заготовка вех и кольев		
3	Перенесение в натуру и закрепление на местности местоположения скважины		
4	Определение координат устья скважины методом теодолитного хода		
5	Определение координат устья скважины		
6	Определение азимута		
7	Ведение полевой документации		
8	Камеральная обработка материалов		
9	Переезды на участке работ		

12.2. Объемы строительных и монтажных работ для бурения скважины

Таблица 12.4. Спецификация буровой установки ZJ-50

№/№	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 м ³		шт.	2
18	Приемная емкость V = 130 м ³		шт.	3
19	Промежуточная емкость V = 50 м ³		шт.	1
20	Резервная емкость V = 120 м ³		шт.	2
21	Емкость для воды V = 160 м ³		шт.	1
22	Емкость для высоковязкого раствора V = 28 м ³		шт.	1
23	Шламонакопитель V = 40 м ³		шт.	2
24	Доливная ёмкость V = 10 м ³		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

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

Таблица 12.5. Спецификация оборудования, включаемого при испытании (освоении) первого и последующих объектов XJ550

№/№	Наименование оборудование	Тип	Ед. изм.	Кол-во
6	7	8	9	10
1	Буровая установка	XJ550	компл.	1
2	Генератор основного агрегата 485 кВт	CAT3412	шт	1
3	Лебедка	SJPMEC	компл.	1
4	Вышка	SJPMEC, “K”	компл.	1
5	Дизельный двигатель для буровой N = 1310 кВт	CAT3512B	шт.	1
6	Кронблок 120 тонн	SJPMEC TC-120	компл.	1
7	Крюк	SJPMEC DG-120	компл.	1
8	Вертлюг	SJPMEC XSL160	компл.	1
9	Талевый блок	SJPMEC YC-120	шт.	1
10	Крюкоблок	SJPMEC DG-120	шт.	1
11	Верхний привод	DQ50BC	компл.	1
12	Буровой насос	F-800	шт.	2
13	Емкости для раствора, общий объём V = 155 м ³		шт.	5
14	Емкости для раствора №1 V = 25 м ³		шт	1
15	Емкости для раствора №2 V = 25 м ³		шт	1
16	Емкости для раствора №3 V = 35 м ³		шт	1
17	Емкости для раствора №4 V = 35 м ³		шт	1
18	Емкость для тех. воды V = 35 м ³		шт.	1
19	Вибросито - 1шт.	Derick--2000	компл.	1
20	Песко - Илоотделитель	Derrick Flo-503	компл.	1
21	Линия манифольда		компл.	1
22	Дизель 582кВ 45-75л/ч	KT38-P780	шт.	1
23	Блок генератор 120кВ 25-45л/ч	TD720GE	шт.	1

№/№	Наименование оборудование	Тип	Ед. изм.	Кол-во
6	7	8	9	10
24	Блок генератор 223кВ 30-50л/ч	TD1210G	шт.	1
25	Ёмкость для дизтоплива V = 40 м ³		шт	1
26	Дегазатор		шт	1
27	Газосепаратор с обвязкой трубопроводом	YQF-142psi	шт	1
28	Освещение		компл.	1
29	Линия отвода		м	100

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
73	14	4	45	10	-	10

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	Направление	1,0	0	30		2	
2	Кондуктор	3,0	30	750		7	
3	Техническая колонна	3,0	750	2750			18
4	Хвостовик	3,0	2750	3250	8		
	ИТОГО:	10,0	0	3250	35		

14 МЕХАНИЗАЦИЯ И АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ, СРЕДСТВА КОНТРОЛЯ И ДИСПЕТЧЕРИЗАЦИИ

Таблица 14.1. Средства механизации и автоматизации

№ пп	Наименование приспособлений и устройств	Шифр	Технические условия
1	2	3	4
1	Лебедка вспомогательная или безопасная шпилевая катушка с направляющим роликом.	БУ	1 шт.
2	Грузоподъемное устройство (кран, тельфер) с комплектом тарированных грузозахватных приспособлений	Приемный мост	1к-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	1шт.
7	Механизм для крепления и перепуска неподвижной ветви талевого каната	БУ	1 к-т
8	Приспособление для правильной навивки талевого каната на барабан лебедки (успокоитель типа УТК-1 и др.)	ВА	1 шт.
9	Люлька передвижная типа	ВБ	1 к-т
10	Ролик предохранительный для якорного каната на втором поясе вышки	ВБ	1 шт.
11	Приспособление для установки ведущей трубы в шурф	БУ	1 к-т
12	Инструмент для замера износа замковых соединений бурильных труб	БУ	1 к-т
13	Устройство для безопасного выброса бурильных труб (желоб и т.п.)	БУ	1 к-т, (при отсутствии в комплекте приемного моста)
14	Приспособление для очистки от глинистого раствора труб при подъеме их из скважин	БУ	1 к-т
15	Предохранительное устройство против падения бурильных свечей в направлении привышечного сарая и приемного моста	БА	2 к-т
16	Система обогрева в зимнее время (паровой котел, электроколорифер и т.п.) подсвечника, подставки для бурильщика, ПВО	БУ	1 к-т
17	Крючок для подвески штропов	БУ	1 шт
18	Механизированный ключ буровой с приспособлениями для регулировки его высоты подвески	БУ	1 к-т
19	Пневматический раскрепитель бурильных труб	БУ	1 к-т
20	Машинные ключи с моментомером	БУ	1 к-т
21	Приспособление для завинчивания и отвинчивания долот	БУ	1 шт.
22	Блокирующие устройства, исключающие вращение ротора при поднятых клиньях ПКР, а также произвольное открывание дверей кожуха лебедки с ее приводом	БУ	по одному комплекту
23	Сигнальное или переговорное устройство между постом бурильщика, люлькой верхового рабочего и насосным отделением	БУ	1 шт.
24	Камера и мониторы: Для слежения работы верхового рабочего Зона рабочий площадкой Зона лебедки Зона буровых насосов		
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 съёмник 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 (съёмные 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 бурильных трубах в открытом стволе определяется целесообразность спуска эксплуатационной колонны. По этим же критериям определяется целесообразность ликвидации или консервации скважины.

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

15.2. Ликвидация скважины

Технологические и технические решения по ликвидации скважины.

Основным решением по ликвидации скважины является установка цементных мостов с учетом горно-геологических особенностей разреза. Высота цементных мостов и места их установки в скважине определены в соответствии «Правилами консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана».

Рассматриваемые варианты ликвидации скважины:

Вариант 1. Скважина доведена до проектной глубины, спущена эксплуатационная колонна, произведено испытание, получены промышленные притоки углеводородов - в этом случае скважина консервируется на период работ по обустройству, а после расконсервации переводится в категорию добывающих. После истощения промышленных запасов углеводородов скважина подлежит ликвидации, как достигшая нижнего предела дебитов, установленных технологической схемой разработки или инструкцией по обоснованию нижнего предела рентабельности эксплуатационных скважин, разработанной и утвержденной в установленном порядке.

Вариант 2. Скважина доведена до проектной глубины, по результатам испытаний проектных нефтегазоносных горизонтов в открытом стволе оказалась в неблагоприятных геологических условиях (отсутствуют нефтегазонасыщенные коллекторы) в этом случае

скважина подлежит ликвидации без спуска эксплуатационной колонны по геологическим причинам.

Устанавливаются ликвидационные цементные мосты при спущенной эксплуатационной колонне, а также без нее:

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

15.3. Порядок организации работ по ликвидации скважины

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

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

При установке цементных мостов предусматриваются следующие технологические особенности:

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

Последовательность работ по установке и испытанию мостов на прочность:

- перевод скважины на буровой раствор, применявшийся при бурении с проектными параметрами, выравнивание его по всему циклу;
- демонтаж фонтанной арматуры и монтаж на устье скважины противовыбросового оборудования, предусмотренного проектом;
- установка башмака заливочной колонны на заданной глубине;
- закачка цементного раствора;
- закачка продавочной жидкости в объеме по расчету;
- подъем заливочных труб до установленной проектом и планом верхней границы цементного моста;
- герметизация устья скважины превентором и подготовка к обратной промывке буровым насосом (цементировочным агрегатом).

- срезка моста и обратная промывка с контролем выходящего раствора в объеме «продавочная жидкость + буфер №2», вымыв с контролем излишек цементного раствора.

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

- разгерметизация устья;
- подъем 2-3 свечей заливочных труб (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 оборудовании ствола ликвидируемой скважины считается завершённым.

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:

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

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;

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

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

При наличии избыточного давления ΔP_n начала поглощения после остановки циркуляции.

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

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

заливочные трубы устанавливаются на глубине $l_3 = l_m$,
где g - ускорение свободного падения, м/с^2 .

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

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

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

Установка баритовой пробки при ликвидации газонефтеводопроявлений в скважине.

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

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

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

При $h_6 < 30$ м по (Л.5) принимается $h_6 = 30$ м.

Объемы тампонажного раствора $V_{\text{ц}}$, м^3 , и продажной жидкости $V_{\text{п}}$, м^3 , для установки цементного моста рассчитываются по уточненным формулам:

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

$$V_{\text{п}} = V_3 - \frac{V_3}{l_3}H - V_3(C_1 + C_3) - V_{6_2}$$

где:

V_3 - объем заливочных труб, м^3 ;

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

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

$$V_{6_2} = V_{6_1} \frac{d_1^2}{D^2 - d_2^2}, \text{м}^3$$

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

где:

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

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

16 ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ, ПРОМЫШЛЕННАЯ САНИТАРИЯ И ПРОТИВОПОЖАРНАЯ ТЕХНИКА

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»

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 легковоспламеняющиеся жидкости;
- наземных и подземных резервуаров с легковоспламеняющимися жидкостями или горючими газами;
- эстакад для слива и налива легковоспламеняющихся 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 легковоспламеняющихся газов, а также каналы, шахты, где возможны выходы и накопления паров нефти или горючего газа, огороженные подпорторные пространства буровых установок;
- открытые пространства радиусом 1,5 м вокруг открытых технических устройств, содержащих нефть, буровой раствор, обработанный нефтью, нефтяные газы или другие легковоспламеняющиеся вещества, вокруг устья скважины, а также вокруг окончания труб, отводящие попутные и другие легковоспламеняющиеся газы;
- пространства внутри открытых и закрытых технологических устройств и емкостей, содержащих нефть, буровой раствор, обработанный нефтью, нефтяные газы, другие легковоспламеняющиеся вещества;
- закрытые помещения для хранения шлангов для перекачки легковоспламеняющихся 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 легковоспламеняющихся 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-Т1	2
	Вибросито	зона 2	ПА-Т1	2
	Машинно-насосный блок	зона 2	ПА-Т1	2
	Емкости для дизтоплива	зона 1-2	ПА-Т1	3
	Емкости для смазочного и отработанного масла	зона 1-2	ПА-Т3	3
	Емкости для нефти	зона 1-2	ПА-Т3	2
	Котельная	зона 1	ПА-Т3	2
	Электростанция	зона 1	ПА-Т3	2

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, исключающим 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-нефтеводопроявлений, 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.

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 (высечно-лебедочный блок, силовое насосное помещение, циркуляционная система, противовыбросовое оборудование, место зарядки прострелочных и взрывных аппаратов, операторная, склад взрывчатых материалов) следует применять газоразрядные источники света, для подсобных и административных помещений - лампы накаливания

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

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

Показатель ослепленности для производственных помещений не должен превышать значений, указанных в таблице 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	Барабан	В	X	75	75	-	-	-

Рабочие места	Рабочая поверхность, на которой нормируется освещенность	Плоскость формирования освещенности: Г - горизонтальная, В - вертикальная	Разряд и подразряд зрительной работы	Рабочее освещение				
				При лампах накаливания	При газоразрядных лампах	Показатель ослепленности, не более, %	Доп. указания	Аварийное освещение Освещенность, лк
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Автоматический ключ буровой (АКБ)	Челюсть	В	VIIIA	30	75	-	-	-
Подсвечник	Место установки свеч	Г	X	30	30	-	-	-
Путь движения талевого блока	Талевый блок	В	X	30	30	-	-	-
Механизм спуска и подъема бурильных труб (МСП)	Механизм захвата	Г	IX	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	Место замера уровня раствора	В	VIII В	75	75	-	-	-

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

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

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

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

Показатель ослепленности для производственных помещений не должен превышать значений, указанных в таблице 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 вибросита, 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 ежедневно проверяют состояние безопасности рабочих мест, оформляют записи в вахтовом журнале. Площадка обеспечивается знаками безопасности, освещением и ограждением опасной зоны.

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

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

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

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

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

Для раннего обнаружения ГНВП должен осуществляется 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 цементировочных агрегатов, цементно-смесительных машин, станции контроля цементирования устанавливаются расстояния:

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

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

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

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

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

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 цементировочных агрегатов;
- 4) готовность населения, проживающего в СЗЗ, к действиям в случае аварийного выброса.

Свабирование скважин производится при наличии герметизирующего устройства, предотвращающего разлив жидкости, возникновения 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 цементирующего агрегата, автомашины, ответственного лица, связь буровой (предприятием).

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

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

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

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

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

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

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 основной и вспомогательные пульта.

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

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

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

На стенке перед каждым штурвалом водостойкой краской указываются:

- 1) стрелки, указывающие направление вращения штурвала на закрытие и открытие;
- 2) цифры, указывающие число оборотов штурвала до полного закрытия;
- 3) метка, совмещение которой с меткой на валу штурвала соответствует закрытию превентора;
- 4) величина давления опрессовки колонны;
- 5) диаметр установленных плашек и порядковый номер превентора снизу вверх.

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

Результат опрессовки оформляется актом.

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

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

Опрессовка оформляется соответствующим актом.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Выкидные линии превенторов изготавливаются из бесшовных труб равного проходного сечения.

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

Линия глушения должна иметь сброс в емкость.

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

Обвязка технической колонны с ПВО выполняется с помощью колонной головки.

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, противофонтанной 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;

б) 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 бурильных 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 противовыбросовое. 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:

$$3 \frac{\text{м}^3}{\text{сут}} \cdot 45 \text{ сут} \frac{158 \text{ сут}}{365 \text{ сут}} = 58 \text{ м}^3$$

20.2. 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	49	1060,376	3,1811
Цементировочный агрегат ЦА-320М	ЯМЗ-236НЕ2	1	169	197	0,591	10	7,990	0,0240
Резервный генератор	Cummins QXS15G8	1	477	257	0,771	49	144,165	0,4325
испытание скважины								
Установка для освоения (испытания)	С-15	1	403	228	0,684	10	22,052	0,066
Цементировочный агрегат ЦА-320М	ЯМЗ-236НЕ2	1	169	197	0,591	1,25	0,999	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

20.3. СХЕМА ТРАНСПОРТИРОВКИ ГРУЗОВ И ВАХТ

Таблица 20.2. Маршруты транспортировки грузов и вахт

Пункты		Расстояние, км	Вид транспорта
отправления	назначения		
Актау	Месторождение	350	автобус

Приложения

Приложение 1. Техническое задание

ТОО «КОМ-МУНАЙ»

KOM-TND-PRJ-25-035

K-2025-185

ПРИЛОЖЕНИЕ А
ОБЪЕМ УСЛУГ

№	Наименование закупаемых Услуг	Един. Изм.	Кол- во	Место оказания услуг	Срок оказания услуг	Гарантированное минимальное обязательство Исполнителя по ВЦ вкупаемых услугах, выраженные в процентах (от 0%до 100%)
1	Разработка индивидуальных технических проектов на строительство скважин на месторождении Комсомольское	услуга	2	Республика Казахстан, Мангистауская область, Мангистауский район, месторождение Комсомольское	В течение 190 календарных дней с даты подписания Договора обеими Сторонами на основании Заказа на Услуги	100%

Объем услуг / Функциональные, технические, качественные и эксплуатационные характеристикикупаемых ТРУ

ОПИСАНИЕ РАСПОЛОЖЕНИЯ

ТОО «КОМ-МУНАЙ» разрабатывает нефтяное месторождение Комсомольское. Нефтяное месторождение Комсомольское расположено в 387 км северо-западнее города Актау. Производственные объекты месторождения Комсомольское расположены в Мангистауском районе Мангистауской области. Пункт сбора и приема нефти (ПСПН) является частью разработки месторождения Комсомольское и располагается на расстоянии 84 км от месторождения через Сор Кайдак. Ближайшими поселениями к объектам Комсомольского являются поселок Акшымырау на расстоянии 84 км и поселок Кызан на расстоянии 100 км от месторождения Комсомольское. Поселок Сай-Утес находится в 30 км от ПСПН.

ЦЕЛЬ ЗАКУПА

Разработка индивидуальных технических проектов на строительство скважин К-26НН и К-27 на месторождении Комсомольское.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ НА РАЗРАБОТКУ ИНДИВИДУАЛЬНОГО ТЕХНИЧЕСКОГО ПРОЕКТА НА СТРОИТЕЛЬСТВО НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОЙ СКВАЖИНЫ К-26НН НА МЕСТОРОЖДЕНИИ КОМСОМОЛЬСКОЕ

Разработка индивидуального технического проекта на строительство наклонно-направленной скважины К-26НН на месторождении Комсомольское, включая разделы ОВОС (оценка воздействий на окружающую среду), промышленной безопасности и другие обязательные разделы.

Проведение государственной экспертизы проектов, согласование проектов с контролирующими органами в установленном порядке и утверждение компетентными органами в соответствии с требованиями нормативно-технических документов.

Подготовила: Исмухамбетова Диляра

ТОО «КОМ-МУНАЙ»
Сатыл алу барлау
Отдел закупок
Procurement department

Страница 25 и 50

Подготовка необходимых документов, организация и проведение общественных слушаний. 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 дня до проведения общественных слушаний за счет собственных средств, размещение объявления о проведении общественных слушаний на досках объявлений.

Разработка технической части технического проекта – 45 календарных дней.

Процесс получения согласований и разрешений – 145 календарных дней.

Общее время на разработку и согласований технического проекта – 190 календарных дней.

Алгоритм разработки и согласования проекта Исполнителем:

1. Разработка технического проекта
2. Разработка ОВОС
3. Согласование уполномоченным органом в области промышленной безопасности
4. Получение заключения по Скринингу
5. Загрузка материалов для общественных слушаний
6. Организация и проведение общественных слушаний (в том числе подготовка и подписание протокола, обеспечение фото и видео фиксации)
7. Получение заключения Экологической Экспертизы
8. Разработка паспортов отходов, указанных в проекте (по требованию Заказчика)
9. Получение отдельного экологического разрешения на воздействие по ст.122 ЭК РК на период строительства (без разработки проектов НДС/НДС, ПУО, ППЭК).

Основные исходные геолого-технические данные по месторождению Комсомольское:

Тип скважины: наклонно-направленный ствол

Количество скважин: 1 (одна).

Назначение скважины: эксплуатационная.

Проектный горизонт: юрский

Проектная глубина по стволу: ± 3200 м (+/-150)/ по вертикали: ± 3208 м.

ГТИ – геолого-техническая станция будет установлена.

Отбор керна: не предусмотрен.

Наличие сероводорода: отсутствует.

Промыслово-геофизические исследования: дефектоскопия технической колонны планируются. ГК,

сопротивление, акустический, нейтронный, кавернометрия, инклинометрия,

Способ бурения: роторный, забойный двигатель, телеметрия MWD.

Планируемая дата забурки: 01.05.2026

Планируемая дата окончания бурения: 14.06.2026

Количество дней на бурение скважины: 45 календарных дней

Статус: Строительство новой НН скважины на площадке скважин Г-8 и I-5.

Планируемая предварительная конструкция скважин на месторождении Комсомольское:

Секция колонн	Диаметр, мм (дюйм)	Толщина стенки, мм	Верх	Низ, м	Марка стали
Направление	508 мм	10	От устья	30	J55
Кондуктор	339,7 мм	12	От устья	750	K55
Техническая колонна	244,5 мм	10	От устья	2750	L80
Эксплуатационная колонная (хвостовик)	177,8 мм	9,2	От устья	3200	L80

Примечание: Все обсадные трубы изготовлены по стандарту API 5CT

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ НА РАЗРАБОТКУ ПРОЕКТА НА СТРОИТЕЛЬСТВО
ВЕРТИКАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ К-27 НА МЕСТОРОЖДЕНИИ КОМСОМОЛЬСКОЕ**

Разработка индивидуального технического проекта на строительство вертикальной скважины К-27 на месторождении Комсомольское, включая разделы ОВОС (оценка воздействий на окружающую среду), промышленной безопасности и другие обязательные разделы.

Проведение государственной экспертизы проектов, согласование проектов с контролирующими органами в установленном порядке и утверждение компетентными органами в соответствии с требованиями нормативно-технических документов.

Подготовка необходимых документов, организация и проведение общественных слушаний. 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 дня до проведения общественных слушаний за счет собственных средств, размещение объявления о проведении общественных слушаний на досках объявлений.

Разработка технической части технического проекта – 45 календарных дней.

Процесс получения согласований и разрешений – 145 календарных дней.

Общее время на разработку и согласований технического проекта – 190 календарных дней.

Алгоритм разработки и согласования проекта Исполнителем:

1. Разработка технического проекта
2. Разработка ОВОС
3. Согласование уполномоченным органом в области промышленной безопасности
4. Получение заключения по Скринингу
5. Загрузка материалов для общественных слушаний
6. Организация и проведение общественных слушаний (в том числе подготовка и подписание протокола, обеспечение фото и видео фиксации)
7. Получение заключения Экологической Экспертизы
8. Разработка паспортов отходов, указанных в проекте (по требованию Заказчика)
9. Получение отдельного экологического разрешения на воздействие по ст.122 ЭК РК на период строительства (без разработки проектов ИДВ/ИДС, ПУО, ППЭК).

Основные исходные геолого-технические данные по месторождению Комсомольское:

Тип скважины: вертикальный ствол

Количество скважин: 1 (одна).

Назначение скважины: эксплуатационная.

Проектный горизонт: юрский

Проектная глубина по стволу: ± 3200 м (± 150) / по вертикали: ± 3208 м.

ГТИ – геолого-техническая станция будет установлена.

Отбор керна: предусмотрен.

Наличие сероводорода: отсутствует.

Промыслово-геофизические исследования: дефектоскопия технической колонны планируются. ГК, сопротивление, акустический, нейтронный, кавернометрия, инклинометрия,

Способ бурения: роторный, забойный двигатель, телеметрия MWD.

Планируемая дата забурки: 25.02.2026

Подготовила: Исмухамбетова Диляра

ТОО «КОМ-МУНАЙ»
Satymaly Banisi
Office manager
Production department

Страница 27 из 50

Планируемая дата окончания бурения/ликвидации: 11.04.2026
 Количество дней на бурение скважины: 45 календарных дней
 Статус: Строительство новой скважины на новой площадке.

На скважине планируется отбор керна. Таблица интервалов отбора керна.

Скважина	Пласт	Кровля	Подошва	Толщина
K27	J1A	2984	2986	2
K27	J1B	2989	2991	2
K27	J1C	2994	3002	8
K27	J1D	3015	3023	8

Планируемая предварительная конструкция скважин на месторождении Комсомольское:

Секция колонн	Диаметр, мм (дюйм)	Толщина стенки, мм	Верх	Низ, м	Марка стали
Направление	508 мм	10	От устья	30	J55
Кондуктор	339,7 мм	12	От устья	750	K55
Техническая колонна	244,5 мм	10	От устья	2750	L80
Эксплуатационная колонная (хвостовик)	177,8 мм	9,2	От устья	3200	L80

Примечание: Все обсадные трубы изготовлены по стандарту API 5CT

ТРЕБОВАНИЯ К СОСТАВУ И СОДЕРЖАНИЮ ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ

При проектировании строительства скважин руководствоваться нормативными документами в области рационального и комплексного использования недр и охраны недр, требованиями промышленной безопасности РК.

1. Предусмотреть проведение оценки воздействия и полное сопровождение проекта согласно параграфу 3 главы 7 Экологического Кодекса РК от 2 января 2021 года № 400-VI ЗРК;
2. Заполнить Заявление на скрининг с загрузкой на портал;
3. Организовать распространение объявлений о проведении общественных слушаний на казахском и русском языках не менее чем в одной газете и посредством не менее чем одного теле- или радиоканала;
4. Разместить объявления на досках, оповещение акимата и ДЭМО о проведении общественных слушаний;
5. Разработать презентационный материал для общественных слушаний на казахском и русском языках;
6. Организовать проведение общественных слушаний с выездом на места проведения общественных слушаний, организовать фото и видео фиксацию, подготовить и подписать протокол общественных слушаний;
7. Получить согласование проекта от Заказчика;
8. Получить Разрешение на воздействие на период проведения проектируемых работ.

Требования к Исполнителю:

Наличие государственной лицензии и аттестатов Республики Казахстан:

- лицензия на работы и услуги в сфере углеводородов/ приложение к лицензии: подвид(ы) лицензируемого вида деятельности (составление технических проектных документов для

месторождений углеводородов/ составление базовых проектных документов для месторождений углеводородов и анализа разработки месторождений углеводородов);

- лицензия на проектную деятельность;

- лицензия на выполнение работ и оказание услуг в области охраны окружающей среды.

Наличие аттестата на право проведения работ в области обеспечения промышленной безопасности с правом проведения экспертизы в области промышленной безопасности.

Наличие инженерно-технического персонала, привлекаемого для оказания данного вида услуг, с профессиональным образованием в области запрашиваемой проектной деятельности, в области запрашиваемых лицензируемых видов проектной деятельности.

Наличие административно-производственного здания или помещений, соответствующих для выполнения проектной деятельности, рабочих мест, организованных в соответствии с безопасными условиями труда.

Наличие программного обеспечения для проектирования профиля и конструкции скважин, проведения инженерных расчетов в бурении, расчетов по экологии и природоохранной деятельности.

Наличие подтверждающих документов о прохождении подготовки, переподготовки специалистов, работников по вопросам промышленной безопасности.

Условия мобилизации/демобилизации персонала Исполнителя при оказании Услуг:

Исполнитель самостоятельно производит сбор необходимой информации путём командирования специалистов на месторождение.

Исполнитель за свой счёт обеспечивает проезд специалистов до месторождения.

В случае посещения месторождения Сотрудники Исполнителя должны иметь при себе удостоверения о прохождении обучения по БиОТ и промышленной безопасности, а также копии ежегодного медицинского осмотра.

Исполнитель самостоятельно обеспечивает свой персонал средствами индивидуальной защиты, питанием и проживанием (возмещает питание и проживание).

Исполнитель обязан согласовывать разработанные документы с уполномоченным лицом Заказчика до передачи документов на согласование в государственные контролирующие органы.

Представитель Исполнителя должен присутствовать во время приемочной комиссии перед бурением каждой скважины.

Исполнитель должен быть готов к мобилизации своего персонала на месторождения Заказчика для проведения изысканий в рамках выполнения своих обязательств в течение 1-2 дней с даты получения Заказа на услуги.

Количество экземпляров проектной документации, передаваемой Заказчику:

3 (три) экз. в бумажном виде и электронные версии проектов для каждой скважины.

ГТН - 2 (два) экз. в бумажном виде в формате А-3 и 1 (один) в электронном виде.

ТРЕБОВАНИЯ К РАБОТАМ ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ ЗАДАНИЮ

1. Требование к транспортным средствам

Все автотранспортные средства, используемые для оказания услуг, должны отвечать требованиям Процедур, Положений и Инструкций Заказчика по обеспечению безопасности дорожного движения и ПДД РК.

Каждое автотранспортное средство должно оснащаться: трехточечными ремнями безопасности для всех посадочных мест, огнетушителем, аптечкой первой помощи, треугольным отражающим знаком аварийной остановки, противоткатными упорами в количестве не менее 2 штук, буксировочным

тросом, запасным колесом, домкратом и соответствующими инструментами для замены колес, а также фонарем и светоотражающим жилетом.

Все автотранспортные средства должны иметь действующий государственный технический осмотр и иметь страховой полис (ГПО) для владельцев транспортных средств.

Для ведения работ/услуг по взрыво-пожаро-опасных зонах Заказчика, автотранспортные средства должны быть оборудованы заводскими искропламегасителями и не должны быть оснащены газобаллонным оборудованием.

2. Средства Индивидуальной Защиты

Исполнитель должен обеспечить своих работников СИЗ в соответствии с оказываемой услугой по данному ОУ.

3. Требования к персоналу:

Исполнитель обязан предоставить квалифицированный персонал для оказания услуг по Договору в соответствии с законами Республики Казахстан и несет ответственность за соблюдение правовых норм и стандартов Заказчика по охране здоровья и технике безопасности.

Персонал Исполнителя должен соответствовать следующим квалификационным требованиям:

- наличие действующего обучения по Охране Труда и Промышленной безопасности;
- наличие действующего обучения по пожарно-техническому минимуму;
- наличие обязательного медицинского осмотра, пройденного не более года назад;
- для водителей наличие действительного удостоверения на право управления транспортным средством соответствующей категории;
- Исполнитель несет полную ответственность за наличие у него, а также за получение всех необходимых разрешений и допусков для своего персонала.

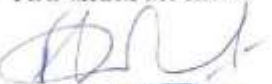
4. Мобилизация

Для получения разрешения на мобилизацию персонала и оборудования для выполнения работ по Объему Работ, Исполнитель должен предоставить Заказчику необходимую документацию для проверки на соответствие требованиям ПЭБОТ Заказчика.

5. Требования к Исполнителю:

Исполнитель полностью несет ответственность за риск, который связан с нанесением ущерба здоровью и гибелью своих работников.

ТОО «КОМ-МУНАЙ»



Абызбаев А.А.
Генеральный директор

Дата подписания: 09.07.2025



ТОО «Проектный институт «OPTIMUM»



Курмынов Б.К.
Генеральный директор

Дата подписания: 09.07.2025



Подготовила: Исмухамбетова Дилара



Страница 30 и 50

Приложение 2. НТС

ПРОТОКОЛ НТС ТОО «Проектный институт «OPTIMUM».

г. Актау

«22» 08 2025 г.

Присутствовали:

Председатель НТС: Карайдарова А.Н.

Члены комиссии: Асеев Г.В., Кулиев Ю.М., Бекешова Ж.Б.

Секретарь: Курмамбасва М.

ПОВЕСТКА ДНЯ:

Рассмотрение проекта «Индивидуальный технический проект на строительство вертикальной скважины К-27 на месторождении Комсомольское».

СЛУШАЛИ: Сообщение Кулиева Ю.М. о выполнении проекта «Индивидуальный технический проект на строительство вертикальной скважины К-27 на месторождении Комсомольское» 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 № К-2025-185 от 08.07.2025г. между компаниями ТОО «КОМ-МУНАЙ» и ТОО «Проектный институт «OPTIMUM».

2. Техническое задание на составление проекта «Индивидуальный технический проект на строительство вертикальной скважины К-27 на месторождении Комсомольское».

3. Проект разработки месторождения Комсомольское по состоянию на 01.01.2020 г.

Целью проекта является строительство вертикальной скважины для добычи нефти из среднеюрских отложений.

Проект предусматривает строительство эксплуатационной скважины следующей конструкции:

Направление Ø 508 мм – 30 м

Кондуктор Ø 339,7 мм – 750 м

Техническая колонна Ø 244,5 мм – 2750 м по стволу

Эксплуатационный хвостовик Ø 177,8 мм – (2600 – 3250) м по стволу

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.

При составлении конструкции принималось во внимание, что интервал бурения секции эксплуатационного хвостовика является потенциальным интервалом поглощения промывочной жидкости вследствие истощения продуктивного пласта.

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., Бекешова Ж.Б.

После обмена мнениями, НТС постановило:

1. Проект «Индивидуальный технический проект на строительство вертикальной скважины К-27 на месторождении Комсомольское» 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:

Курмамбасва М.

ПРОТОКОЛ

совместного заседания геолого – технического совета ТОО «Ком-Мунай»
и ТОО «Проектный институт «OPTIMUM».

г. Актау

«19» 08 2025 г.

Присутствовали:

от ТОО «КОМ-МУНАЙ»:

Джордж Попеску' — технический директор ТОО «Ком-Мунай»

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;

Косаманова А. К. — ведущий специалист службы геологии и разведки;

Повестка дня:

Рассмотрение «Индивидуальный технический проект на строительство вертикальной скважины К-27 на месторождении Комсомольское».

СЛУШАЛИ: Сообщение Кулиева Ю.М. о выполнении проекта «Индивидуальный технический проект на строительство вертикальной скважины К-27 на месторождении Комсомольское» в срок.

Проект выполнен в полном объеме, в соответствии с техническим заданием «Заказчика» и отвечает правилам и другим нормативным документам, действующим в Республике Казахстан. Основанием и базовым проектом для разработки технического проекта является «Проект разработки месторождения Комсомольское по состоянию на 01.01.2020г.»

Целью проекта является строительство вертикальной скважины для добычи нефти из среднеюрских отложений.

Проект предусматривает строительство эксплуатационной скважины следующей конструкции:

Направление Ø 508 мм – 30 м

Кондуктор Ø 339,7 мм – 750 м

Техническая колонна Ø 244,5 мм – 2750 м по стволу

Эксплуатационный хвостовик Ø 177,8 мм – (2600 – 3250) м по стволу

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

При составлении конструкции принималось во внимание, что интервал бурения секции эксплуатационного хвостовика является потенциальным интервалом поглощения промывочной жидкости вследствие истощения продуктивного пласта.

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: Джордж Попеску, Карайдарова А.Н., Асеев Г. В.

После обмена мнениями, геолого-техническое совещание постановило:

1. Принять проект «Индивидуальный технический проект на строительство вертикальной скважины К-27 на месторождении Комсомольское».
2. Направить проект на дальнейшее рассмотрение в государственные контролирующие органы.

Подписи:

Джордж Попеску

Карайдарова А.Н.

Асеев Г. В.

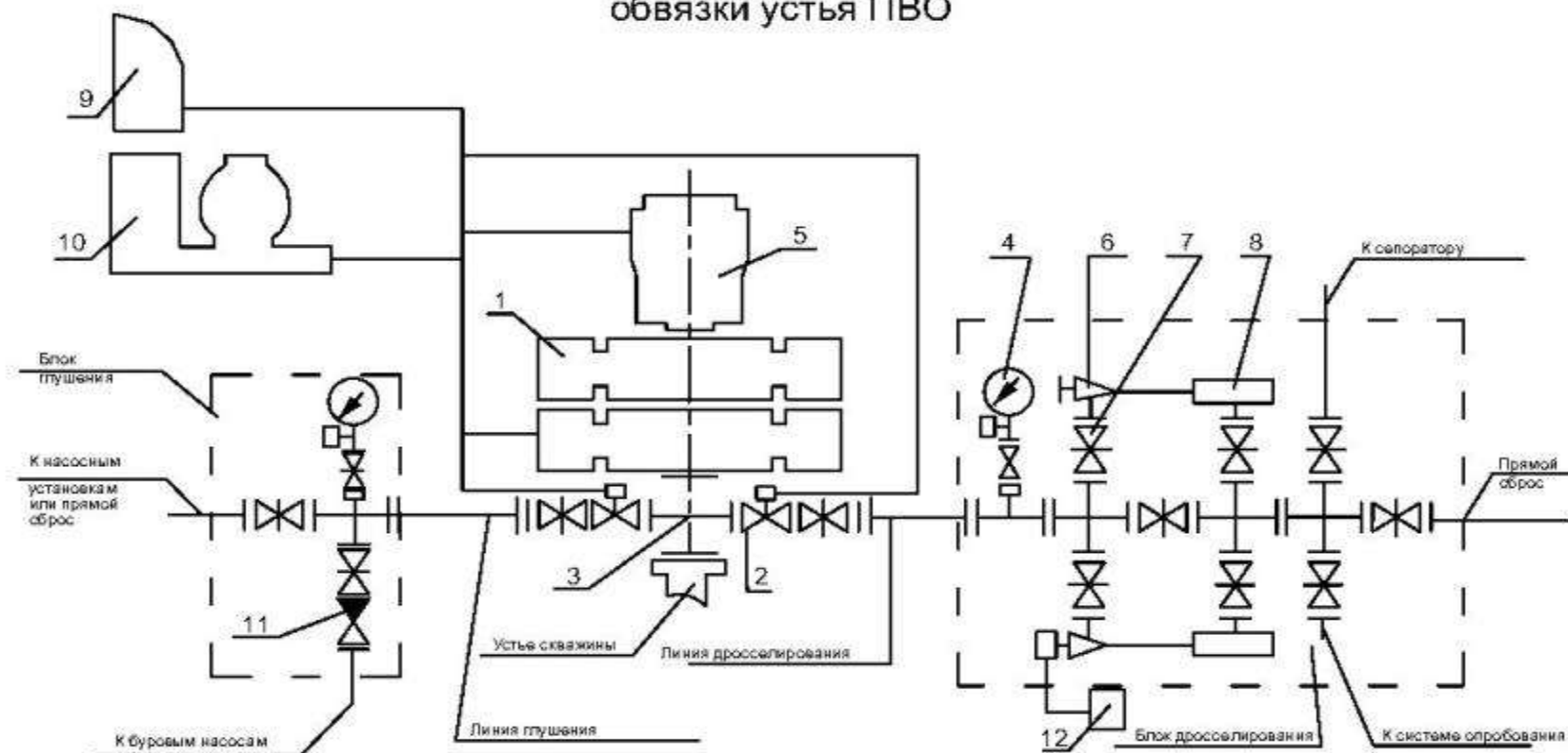
Кулиев Ю.М.

Косаманова А. К.

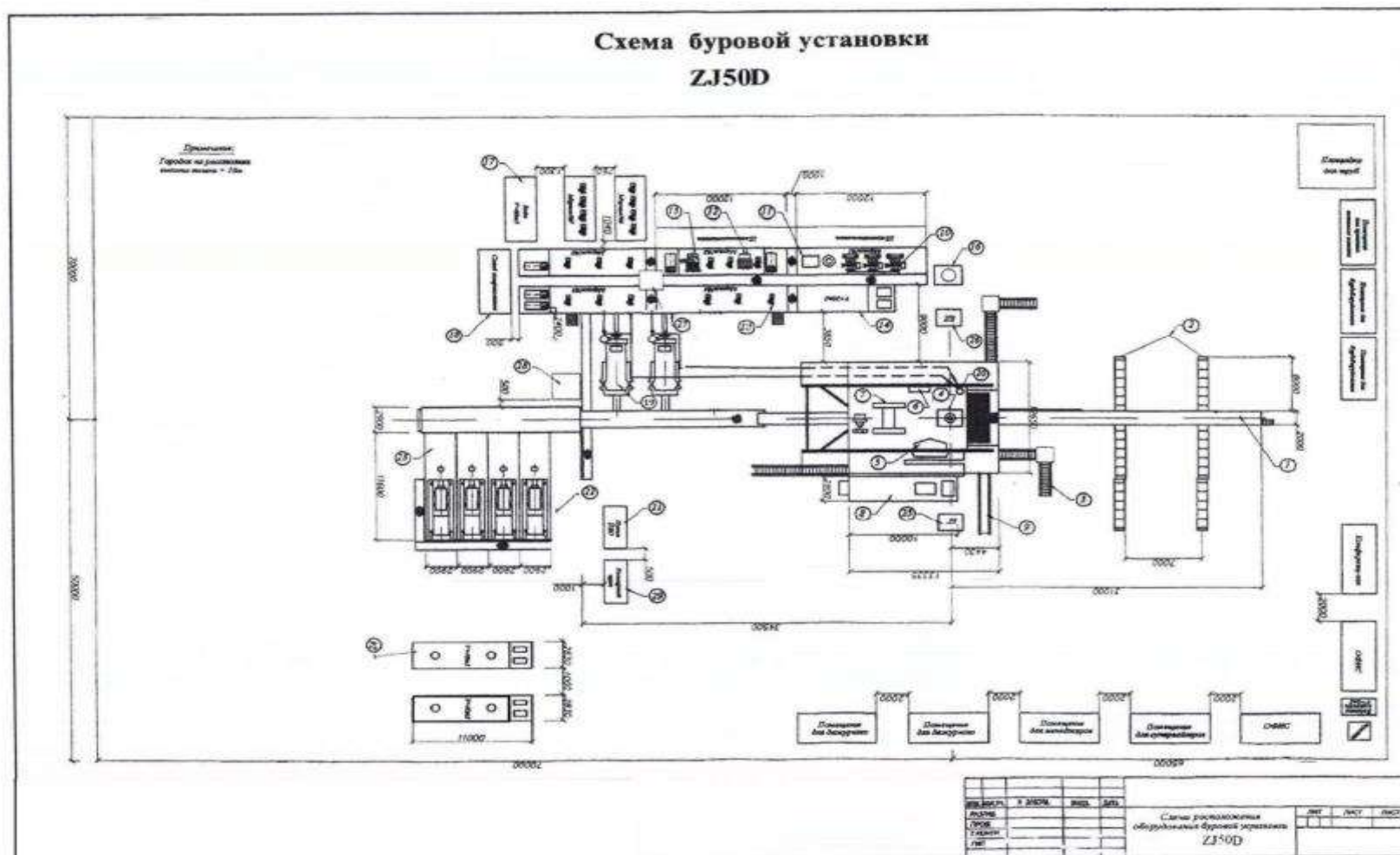


Приложение 4. Схема обвязки устья ПВО

СХЕМА обвязки устья ПВО



Приложение 5. Схема расположения оборудования буровой установки ZJ-50



Приложение 6. Схема расположения установки ХJ550 и оборудования ПКРС

Согласовано:
Суперинтендант по проекту КРС
Салахият Рахметулла
_____ 2021г.

Схема расположения установки ХJ550 и оборудования ПКРС на месторождении Комсомольское

Утверждаю:
Директор "КапРемСервис"
Темиртасов З.Г.
_____ 2021г.

