

ТОО «Разведка и добыча QazaqGaz»
ТОО «Проектный институт «OPTIMUM»

УТВЕРЖДАЮ:

**Заместитель Генерального директора
по производству**

ТОО «Разведка и добыча QazaqGaz»

Бакбергенов А.Ж.

« » 2023 г.



**ДОПОЛНЕНИЕ К ГРУППОВОМУ ТЕХНИЧЕСКОМУ ПРОЕКТУ НА
БУРЕНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ СКВАЖИН ГЛУБИНОЙ 2700 ± 250 м НА
МЕСТОРОЖДЕНИИ АНАБАЙ**

(в связи с изменением кострукции скважин)

Договор №788458/2022/1 от 08.12.2022 г.

**Генеральный директор
ТОО «Проектный институт «OPTIMUM»**



Б.К.Құрманов

г. Астана – 2023 г.

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Главный специалист СПСС



Асеев Г. В.

Старший специалист службы Г и Р



Косаманова А. К.

Специалист службы оформления проектов



Диортгесова М. И.

СОДЕРЖАНИЕ

РЕФЕРАТ	8
1. ОБЩАЯ ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА	9
2. ОСНОВАНИЕ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ	12
3. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ.....	13
4. ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА	15
4.1. Литолого-стратиграфическая характеристика разреза скважины	22
4.2. Нефтегазоводоносность по разрезу скважины	26
4.3. Возможные осложнения по разрезу скважины	29
4.4. Исследовательские работы.....	32
4.5. Работы по освоению скважины, сведения по эксплуатации.....	35
5. КОНСТРУКЦИЯ СКВАЖИНЫ	39
6. ПРОФИЛЬ СТВОЛА СКВАЖИНЫ.....	47
7. БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ.....	48
8. УГЛУБЛЕНИЕ СКВАЖИНЫ	57
9. КРЕПЛЕНИЕ СКВАЖИН	65
9.1. Обсадные колонны	65
9.2. Цементирование обсадных колонн.....	74
9.3. Оборудование устья скважины	80
10. ИСПЫТАНИЕ СКВАЖИНЫ	81
10.1. Испытание пластов в процессе бурения	81
10.2. Освоение горизонтов на продуктивность в эксплуатационной колонне	82
11. ДЕФЕКТОСКОПИЯ И ОПРЕССОВКА	85
12. СТРОИТЕЛЬНЫЕ И МОНТАЖНЫЕ РАБОТЫ.....	87
12.1. Подготовительные работы к бурению скважины (скважин)	88
12.2. Объемы строительных и монтажных работ для бурения скважины	89
13. ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТЬ БУРЕНИЯ СКВАЖИН	93
14. МЕХАНИЗАЦИЯ И АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ, СРЕДСТВА КОНТРОЛЯ И ДИСПЕТЧЕРИЗАЦИИ.....	94
15. ЛИКВИДАЦИЯ И КОНСЕРВАЦИЯ СКВАЖИН.....	97
15.1. Общие положения.....	97
15.2. Ликвидация скважины.....	97
15.3. Порядок организации работ по ликвидации скважины	98
15.4. Консервация скважины	100
16. Технология установки аварийного цементного моста	102
17. Техника безопасности, промышленная санитария и противопожарная техника	105
17.1. Общие положения.....	105
17.2. Классификация взрывоопасных зон	105
17.3. Пожарная безопасность на объектах	108
17.4. Организационные мероприятия по обеспечению пожарной безопасности	112
17.5. Основные требования и мероприятия по промышленной санитарии и гигиене труда.....	114
18. Мероприятия по безопасности ведения работ при бурение скважин	123
18.1. Общие положения.....	123
18.2. Порядок обеспечения промышленной безопасности при бурении скважин	123
18.3. Порядок обеспечения промышленной безопасности при креплении ствола скважины	125
18.4. Обустройство устья скважины.....	125
18.5. гидродинамические исследования и освоение скважин	126
19. Предупреждение нефтегазоводопроявлений и открытого фонтанирования	129
19.1. Общие положения.....	129
19.2. Подготовка, монтаж и эксплуатация устьевого оборудования и ПВО.....	130

19.3. Особенности предупреждения и ликвидация аварий, инцидентов на скважинах .	132
20. СПИСОК НОРМАТИВНО-СПРАВОЧНЫХ И ИНСТРУКТИВНО-МЕТОДИЧЕСКИХ МАТЕРИАЛОВ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ПРИ ПРИНЯТИИ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ И БУРЕНИИ СКВАЖИН	135
21. ОРГАНИЗАЦИЯ БУРЕНИЯ.....	137
21.1. СВЕДЕНИЯ О ВОДОСНАБЖЕНИИ.....	137
21.2. СВЕДЕНИЯ РАСХОДА ГСМ	138
21.3. СХЕМА ТРАНСПОРТИРОВКИ ГРУЗОВ И ВАХТ.....	139
ПРИЛОЖЕНИЯ	140

СПИСОК ТАБЛИЦ

Таблица 1.1 Основные проектные данные	9
Таблица 1.2 Общие сведения о конструкции скважины.....	10
Таблица 1.3 Дополнительные сведения для составления сметы	10
Таблица 1.4 Дополнительные сведения для составления смет.....	11
Таблица 1.5 Сведения об условиях эксплуатации скважины	11
Таблица 2.1 Список документов, которые являются основанием для проектирования	12
Таблица 3.1 Сведения о районе буровых работ	13
Таблица 3.2 Сведения о площадке строительства буровой	13
Таблица 3.3 Размеры отводимых во временное пользование земельных участков	13
Таблица 3.4 Источник и характеристики водо- и энергоснабжения, связи и местных стройматериалов	14
Таблица 3.5 Сведения о подъездных путях	14
Таблица 3.6 Сведения о магистральных дорогах и водных транспортных путях	14
Таблица 4.1 Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов	22
Таблица 4.2 Литологическая характеристика разреза скважины	23
Таблица 4.3 Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины.....	24
Таблица 4.4 Геокриологическая характеристика разреза скважины.....	25
Таблица 4.5. Нефтеносность	26
Таблица 4.6. Газоносность	26
Таблица 4.7. Водоносность	27
Таблица 4.8. Давление и температура по разрезу скважины.....	28
Таблица 4.9. Поглощение бурового раствора	29
Таблица 4.10. Осыпи и обвалы стенок скважины	29
Таблица 4.11. Нефтегазоводопроявления	30
Таблица 4.12. Прихватоопасные зоны	30
Таблица 4.13. Текучие породы	31
Таблица 4.14. Прочие возможные осложнения	31
Таблица 4.15. Отбор кернa, шлама и грунтов	32
Таблица 4.16. Геофизические исследования.....	33
Таблица 4.17. Прочие виды исследований.....	34
Таблица 4.18. Освоение скважины в эксплуатационной колонне	35
Таблица 4.19. Работы по перфорации эксплуатационной колонны при освоении	36
Таблица 4.20. Интенсификация притока пластового флюида или повышение приемистости пласта в нагнетательной скважине	37
Таблица 4.21. Дополнительные работы при освоении	37
Таблица 4.22. Данные по эксплуатационным объектам	37
Таблица 4.23. Дополнительные данные для определения продолжительности освоения скважины	38
Таблица 4.24. Данные по нагнетательной скважине	38
Таблица 4.25. Сведения об осложнениях по пробуренным скважинам – аналогам.....	38
Таблица 5.1. Характеристика и устройство шахтового направления.....	40
Таблица 5.2. Глубина спуска и характеристика обсадных колонн.....	42
Таблица 5.3. Характеристика раздельно спускаемых частей обсадных колонн	43
Таблица 5.4. Техничко-технологические мероприятия, предусмотренные при бурении скважины по проектной конструкции.....	44
Таблица 5.5. Максимально-допустимые гидродинамические давления в открытом стволе скважины при выполнении технологических операций.....	46
Таблица 6.1. Входные данные по профилю наклонно-направленной скважины	47
Таблица 6.2. Профиль ствола скважины	47
Таблица 7.1. Типы и параметры буровых растворов	49
Таблица 7.2. Компонентный состав бурового раствора и характеристики компонент.....	50
Таблица 7.3. Потребность бурового раствора и компонентов (товарный продукт) для его приготовления, обработки и утяжеления.....	52
Таблица 7.4. Потребность воды или компонентов для обработки бурового раствора при разбуривании цементных станков	54
Таблица 7.5. Потребность компонентов для обработки бурового раствора при спуске обсадных колонн.....	54
Таблица 7.6. Суммарная потребность компонентов бурового раствора на скважину	55
Таблица 7.7. Оборудование для приготовления и очистки буровых растворов	56

Таблица 8.1 Способы, режимы бурения, расширки (проработки) ствола скважины и применяемые КНБК ...	57
Таблица 8.2 Компоновка низа бурильных колонн (КНБК)	58
Таблица 8.3. Потребное количество элементов КНБК	60
Таблица 8.4 Бурильные трубы	60
Таблица 8.5. Конструкция бурильных колонн	61
Таблица 8.6. Характеристика и масса бурильных труб, УБТ по интервалам бурения	62
Таблица 8.7. Оснастка талевой системы	63
Таблица 8.8 Режим работы буровых насосов	63
Таблица 8.9. Распределение потерь давлений в циркуляционной системе буровой.....	63
Таблица 8.10. Гидравлические показатели промывки	64
Таблица 9.1. Способы расчеты наружных давлений и опрессовки обсадных колонн	65
Таблица 9.2. Распределение давлений по длине колонны	65
Таблица 9.3 Рекомендуемые типоразмеры обсадных труб	69
Таблица 9.4 Параметры обсадных труб	69
Таблица 9.5 Суммарная масса обсадных труб	70
Таблица 9.6. Технологическая оснастка обсадных колонн	71
Таблица 9.7 Режим спуска обсадных труб.....	72
Таблица 9.8. Опрессовка обсадных труб.....	73
Таблица 9.9. Общие сведения о цементировании обсадных колонн	74
Таблица 9.10. Характеристика жидкостей для цементирования	75
Таблица 9.11 Компонентный состав жидкостей для цементирования и характеристики компонентов.....	76
Таблица 9.12 Технологические операции при цементировании и режим работы цементировочных агрегатов (буровых насосов)	78
Таблица 9.13. Потребное для цементирования обсадных колонн количество цементировочной техники	79
Таблица 9.14. Потребное для цементирования обсадных колонн количество материалов	79
Таблица 9.15. Спецификация устьевого и противовыбросового оборудования (ПВО).....	80
Таблица 10.1 Продолжительность работы пластоиспытателя, спускаемого на трубах	81
Таблица 10.2 Продолжительность работы опробователя пластов, спускаемого на кабеле	81
Таблица 10.3. Параметры колонны насосно-компрессорных труб (НКТ)	82
Таблица 10.4. Характеристика жидкостей и составляющие их компоненты для установки цементных мостов	82
Таблица 10.5. Потребное количество цементировочной техники для установки цементных мостов.....	82
Таблица 10.6. Потребное количество материалов для установки цементных мостов	82
Таблица 10.7. Продолжительность подготовительных работ к опробованию (освоению) объектов в эксплуатационной колонне	83
Таблица 10.8. Продолжительность работы агрегатов при освоении объектов в эксплуатационной колонне	83
Таблица 10.9. Потребное количество материалов для проведения ГРП в эксплуатационной колонне	84
Таблица 10.10. Потребное количество материалов для опробования (освоения) скважины в эксплуатационной колонне	84
Таблица 11.1. Виды операций контроля и объемы работ по дефектоскопии бурильного инструмента, проводимые с применением передвижной дефектоскопической лаборатории ПКДЛ.....	85
Таблица 11.2. Перечень деталей бурового оборудования, подлежащих дефектоскопии	85
Таблица 11.3 Опрессовка оборудования и используемая техника	86
Таблица 12.1 Сварочные работы при монтаже бурового оборудования.....	88
Таблица 12.2 Объемы подготовительных работ к бурению скважины (скважин).....	88
Таблица 12.3 Перечень топографо-геодезических работ.....	88
Таблица 12.4 Объемы работ по комплекту бурового и силового оборудования	89
Таблица 12.5 Объемы работ под конструктивные узлы вышки и привышечных сооружений к комплекту ...	90
Таблица 12.6 Объемы работ по фундаментам под комплект (и вышку)	91
Таблица 12.7. Объем работ по перечню оборудования, включаемого при освоении первого и последующих объектов.....	92
Таблица 13.1 Продолжительность бурения скважины	93
Таблица 13.2 Продолжительность бурения и крепления по интервалам глубин.....	93
Таблица 14.1 Средства механизации и автоматизации.....	94
Таблица 14.2 Средства контроля.....	96
Таблица 14.3 Средства диспетчеризации.....	96
Таблица 17.1 Классификация основных сооружений и установок по взрыво - и пожароопасности.....	108
Таблица 17.2 Спецдежда, спецобувь и средства индивидуальной защиты.....	115

Таблица 17.3 Средства коллективной защиты от шума и вибраций	116
Таблица 17.4 Нормы освещённости	117
Таблица 17.5 Средства контроля воздушной среды	121
Таблица 17.6. Первичные средства пожаротушения	122
Таблица 20.1.Список литературы.....	135
Таблица 21.1. Расход ГСМ при бурении скважины.....	138
Таблица 0.1. Конструкция скважины.....	151
Таблица 0.2. Рецепттура бурового раствора и количество химических реагентов 1-ый интервал	151
Таблица 0.3. Параметры бурового раствора	152
Таблица 0.4. Рецепттура бурового раствора и количество химических реагентов 2-ой интервал.....	153
Таблица 0.5. Параметры бурового раствора.	153
Таблица 0.6. Рецепттура бурового раствора и количество химических реагентов 3-ий интервал.....	155
Таблица 0.7. Параметры бурового раствора	155
Таблица 0.8. Рецепттура бурового раствора и количество химических реагентов 4-ый интервал	157
Таблица 0.9. Пачка #2: объём: 10 – 20 м ³	158

СПИСОК ИЛЛЮСТРАЦИЙ

Рисунок 4.1 Обзорная карта района работ	19
Рисунок 4.2. Структурная карта по кровле продуктивного горизонта а) C ₁ v ₂ -A-1 б) C ₁ v ₂ -A-2 в) C ₁ v ₂ -A-3 (масштаб 1:25000).....	20
Рисунок 4.3. Геологический профиль по линии I-I.....	21
Рисунок 5.1. График совмещённых давлений.....	41
Рисунок 9.1. Распределение избыточных давлений (кондуктор)	66
Рисунок 9.2. Распределение избыточных давлений (промежуточная колонна).....	67
Рисунок 9.3. Распределение избыточных давлений (эксплуатационная колонна)	68

СПИСОК ПРИЛОЖЕНИЙ

Техническое задание
Протокол НТС
Схема расположения бурового оборудования при бурении скважин
Схема расположения обвязки устья при освоении скважин
Схема обвязки устья скважины противовыбросовым оборудованием при бурении скважин
Регламент на буровые растворы
Режимно-технологическая карта (РТК)
Геолого-технический наряд (ГТН)

РЕФЕРАТ

«Дополнение к групповому техническому проекту на бурение эксплуатационных скважин глубиной 2700 ± 250 м на месторождении Анабай» разработано в соответствии с «Инструкцией о составе, порядке разработки, согласования и утверждения проектно-сметной документации на строительство скважин на нефть и газ» (ВСН 39-86). Выполнен по форме и содержанию «Макета рабочего (технического) проекта на строительство скважин на нефть и газ» (РД 39-0148052-537-87).

СВОДНЫЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ, ИСХОДНЫЕ ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ, КОНСТРУКЦИЯ, БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ, БУРЕНИЕ, КРЕПЛЕНИЕ, ОСВОЕНИЕ, ОБЪЕМ РАБОТ ПО МОНТАЖУ БУРОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ, ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ И ПРОМЫШЛЕННАЯ САНИТАРИЯ, ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ, МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОХРАНЕ НЕДР

Объектом проектирования является корректировка «Группового технического проекта на бурение эксплуатационных скважин глубиной 2700 ± 250 м на месторождении Анабай».

Изменение конструкции скважин и сроков бурения направлено на снижение стоимости бурения скважин. На основании анализа пробуренных скважин было решено уменьшить глубину спуска промежуточной колонны с 1720 м до 1600 м. По результатам бурения поисковых скважин установлена возможность снижения проектных сроков бурения. Все корректировки выполнены с учётом «Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности» и других действующих нормативных документов по всем основным видам работ и охране окружающей среды.

Глубина спуска эксплуатационной и промежуточной колонны 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).

«Дополнение к групповому техническому проекту на бурение эксплуатационных скважин глубиной 2700 ± 250 м на месторождении Анабай», выполнен в соответствии с договором № 788458/2022/1 от 08.12.2022 г. между ТОО «Проектный институт «OPTIMUM» и ТОО «Разведка и добыча QazaqGaz».

1. ОБЩАЯ ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

Таблица 1.1 Основные проектные данные

п/п №	Наименование	Значение
1	Номера скважин, строящаяся по данному типовому проекту	№№ 13, 14, 15, 16
2	Площадь (месторождение)	Анабай
3	Расположение (суша, море)	Суша
4	Глубина Балтийского моря на точке бурения, м	-
5	Цель бурения и назначенные скважины	эксплуатационная, добыча газа
6	Проектный горизонт:	средневизейский (C ₁ v ₂)
7	Средняя проектная глубина (от уровня моря), м по вертикали по стволу	2700 -
8	Число объектов освоения: в колонне: в открытом стволе	1 -
9	Вид скважины (вертикальная, наклонно-направленная, кустовая)	Вертикальная
10	Тип профиля	-
11	Азимут бурения, град	-
12	Максимальный зенитный угол, град	-
13	Максимальная интенсивность изменения зенитного угла, град/10 м	-
14	Глубина по вертикали кровли продуктивного (базисного) пласта, м	2470
15	Отклонение от вертикали точки входа в кровлю продуктивного (базисного) пласта, м	-
16	Допустимое отклонение заданной точки входа в кровлю продуктивного (базисного) пласта от проектного положения (радиус круга допуска), м	50
17	Способ бурения	Роторный (или верхний привод), ВЗД
18	Вид привода	Дизельэлектрический
19	Вид монтажа (первичный, повторный)	повторный
20	Максимальная масса колонны, т: обсадной бурильной	70 96
21	Тип установки для бурения	ZJ 40 или аналоги грузоподъёмностью не менее 225 тонн
22	Тип установки для освоения	УПА 80/120 грузоподъёмностью не менее 80 тонн
23	Продолжительность цикла бурения скважин, сут.: в том числе:	83
	строительно-монтажные работы	6,0
	подготовительные работы к бурению	2,0
	бурение и крепление	42
	освоение всего:	33
	ГРП	12,0
	в эксплуатационной колонне:	21
24	Коммерческая скорость бурения, сут	1930

Таблица 1.2 Общие сведения о конструкции скважины

Название колонны	Диаметр, мм	Интервал спуска, м			
		по вертикали		по стволу	
		от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5	6
Направление	426,0	0	30	0	30
Кондуктор	323,9	0	400	0	400
Промежуточная колонна	244,5	0	1600	0	1600
Эксплуатационная колонна	168,3	0	2700	0	2700

Таблица 1.3 Дополнительные сведения для составления сметы

Мощность труборемонт- ных баз, площадок, тыс. м бурильных труб	Наличие тампонажной конторы или цеха (да, нет)	Время пребывания турбобура (электробура) на забое, %	Время механического бурения на воде, %	Дежурство, работа бульдозеров, автомашин на буровой, ч/сут	Форма оплаты труда буровой (сдельная, повременная, контрактная и тд)
1	2	5	6	7	8
-	По тендеру	-	-	Бульдозер – 12 часов	Контрактная

Таблица 1.4 Дополнительные сведения для составления смет

Содержание полевой лаборатории по контролю промывочной жидкости в интервале, м				Объем повторно используемого раствора, м ³	Отходы бурения (отработанный раствор, шлам, сточные воды) нефтепродукты, другие отходы	Объёмы отходов, м ³
При бурении		При освоении				всего
от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)			
1	2	3	4	12	13	14
0	2700	не предусматривается		-	ОБР	1603
					Шлам	1831
					Сточные воды	2696

Таблица 1.5 Сведения об условиях эксплуатации скважины

Данные о способах эксплуатации			Срок перевода скважины в нагнетательную от начала эксплуатации, год	Максимальные габаритные размеры спускаемых инструментов и приборов при освоении и эксплуатации скважины		Коррозия		Глубина установки пакера, м	Жидкость за НКТ	
Название (ФОНТАННЫЙ, ШГН ЭЦН, ГАЗЛИФТНЫЙ)	период от начала эксплуатации, год					вид (сероводородная, сульфидная и пр.)	активность пластового флюида, мм/год		тип	плотность г/см ³
	от	до								
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Фонтанный	В течении всего срока эксплуатации			2700	146	Общая коррозия	незначительная	*	Газ	0,712

Примечание: Глубина установки пакера будет уточняться в зависимости от интервала перфорации, по согласованию сНедропользователем.

2. ОСНОВАНИЕ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

Таблица 2.1 Список документов, которые являются основанием для проектирования

№ пп	Название документа (проект геолого-разведочных работ, технологические схемы (проект) разработки площадей (месторождений), задание на проектирование), номер, дата, должность, фамилия и инициалы лица, утвердившего документ
1	2
1	Проект разработки месторождения Анабай по состоянию на 01.07.2021 г.
2	Техническое задание к договору № 627713/2021/1 от 22.11.2021 г. на составление «Группового технического проекта на бурение эксплуатационных скважин глубиной 2700 м на месторождении Анабай»

3. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Таблица 3.1 Сведения о районе буровых работ

Наименование	Значение (текст, название, величина)
1	2
Площадь (месторождение)	Анабай
Блок (номер или название)	-
Административное расположение: Республика Область (край) Район	Казахстан Жамбылская Мойынкумский
Год ввода, г: месторождения в эксплуатацию площади в бурение	1973
Расположение (суша, море)	Суша
Температура воздуха, °С среднегодовая наибольшая летняя наименьшая зимняя	+ 15°С + 40°С - 30°С
Животный мир	паукообразными и парнокопытными (сайгаками, джейранами), а также волками, лисицами и зайцами.
Среднегодовое количество осадков, мм	180
Максимальная глубина промерзания грунта, м	0,8
Продолжительность отопительного периода в году, сут.	180
Продолжительность зимнего периода в году, сут.	122
Азимут преобладающего направления ветра, град	Северо-Западный.
Максимальная скорость ветра, м/с	18,0 м/с
Метеорологический пояс (при работе в море)	-
Количество штормовых дней (при работе в море)	-

Таблица 3.2 Сведения о площадке строительства буровой

Наименование	Значение (текст, названия, величина)
1	2
Рельеф местности	барханный
Состояние местности	полупустынная равнина
Толщина снежного покрова, см	30 (максимально на зиму)
Почвенного слоя	отсутствует
Растительный покров (гумус)	Ковыльно-полынная
Категория грунта	Вторая

Таблица 3.3 Размеры отводимых во временное пользование земельных участков

Назначение участка	Размер	Источник нормы отвода земель
1	2	3
Строительство буровой установки и размещение оборудования и техники для бурения эксплуатационной скважины.	3,5	Нормы отвода земель для нефтяных и газовых скважин, СН 459-74

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

Название вида снабжения: (ВОДОСНАБЖЕНИЕ: для бурения, для дизелей, питьевая вода, для бытовых нужд, ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЕ, СВЯЗЬ, МЕСТНЫЕ СТРОЙМАТЕРИАЛЫ) и т.д.	Источник заданного вида снабжения	Расстояние от источника до буровой, км	Характеристика водо и энергопривода, связи и стройматериалов
1	2	3	4
Водоснабжение:			
Техническая вода для бурения	м. Амангельды	51,5	Автотранспорт
Пресная вода: 1. Для котельной и хозяйственных нужд; 2. Для питьевых целей	п. Уланбель или г. Тараз	75 252	Автотранспорт
Энергоснабжение	Дизель электростанция	На буровой площадке	
Местные стройматериалы:			
а) грунт	Местный карьер	85	Автосамосвал
б) песчано-гравийная смесь	Местный карьер	85	Автосамосвал
Связь	Спутниковая, радиостанция,	-	Связь с головным офисом и представительством

Таблица 3.5 Сведения о подъездных путях

Протяженность, км	Характер покрытия (гравийное, из лесоматериалов и т.д.)	Ширина, м	Высота насыпи, см	Характеристика дороги
1	2	3	4	5
до 5 км	Песчано-гравийная смесь	6,0	20,0	временный

Примечание: Подъездные пути будут определены во время переезда станка.

Таблица 3.6 Сведения о магистральных дорогах и водных транспортных путях

Магистральные дороги			Водные транспортные пути		
наличие (ДА, НЕТ)	название	расстояние до буровой, км	наличие (ДА, НЕТ)	название	расстояние до буровой, км
1	2	3	4	5	6
да		252	нет	-	

Примечание: От города Тараз до месторождений Амангельды асфальтированная дорога 200 км. От м. Амангельды до скважины м. Анабай дорога с покрытием щебеночно гравийно-песчаной смеси- категории IV-В.

4. ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА

Исходные геологические данные для составления: Дополнение к групповому техническому проекту на бурение эксплуатационных скважин глубиной 2700 ± 250 м на месторождении Анабай.

Цель бурения: добыча газа

Проектная глубина: 2700 ± 250 м

Проектный горизонт: средневизейский (C_{1v2})

Старший специалист службы Г и Р

Косаманова А. К.

ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Площадь Анабай расположена в Мойынкумском районе Жамбылской области Республики Казахстан, в 210 км к северу от г. Тараз. Ближайшими населенными пунктами являются поселок Малый Камкалы (20 км) и поселок Уланбель в 60 км. на северо-западе от площади работ.

Географически месторождение Анабай находится в северо-восточной части песков Мойынкум, ограниченных с юго-запада предгорной равниной Малого Каратау.

Орографически район представлен полузакрепленными барханными песками с относительным превышением песчаных гряд до 20 м. Севернее от площади Анабай в 35 км. протекает река Чу, которая пересыхает летом. Абсолютные отметки рельефа местности в районе месторождения составляют +350 - +360 м и увеличиваются в районе г. Тараз до +600 м. Местность на всём протяжении равнинная, вздымающаяся к югу, в сторону Тянь-Шаня.

Источниками водоснабжения являются колодцы и артезианские скважины, пробуренные на водоносный горизонт верхнего мела с уровнем воды на глубине 130-200 м. Водоснабжение бурения обеспечивается за счёт водяных скважин.

На юго-западе, в 40-50 км, находится обустроенное месторождение Амангельды, с которым площадь работ связана грунтовой дорогой. Через месторождение проходит высоковольтная линия электропередач (ЛЭП) районного значения. Через Амангельды проходит шоссейная дорога, которая соединяет областной центр, город Тараз, с сёлами Акколь, Уюк, Уланбель.

Месторождение Амангельды связано с основным газопроводом Бухара – Алматы линией газопровода протяженностью 194 км.

Ближайшая железнодорожная станция разгрузок - станция Тараз.

Климат района резко-континентальный с сухим жарким летом (до +40 °С) и холодной (до -40 °С) малоснежной зимой, продолжительность отопительного сезона 178 суток (с 15 октября по 15 апреля). Господствующее направление ветров - северо-восточное.

В тектоническом отношении структура Анабай расположена в северо – восточной части Мойынкумского прогиба, в пределах Анабай – Малдыбайского вала.

Месторождение открыто в 1979 году бурением скважин № 1 и № 2.

Недропользователем является ТОО «Амангельды Газ», который имеет контракт на совмещенную разведку и добычу углеводородного сырья с Министерством нефти и газа Республики Казахстан (№ 611 от 12. 12. 2000 г.). На основании рекомендации Экспертной комиссии по вопросам недропользования (Протокол № 23/3 МЭ РК от 13.08.2021 года) Компетентным органом принято решение выдать разрешение ТОО «Амангельды Газ» на

закрепление участка добычи Анабай и подготовительного периода продолжительностью 3 года (Дополнение к контракту №17 от 13.10.2021 г.).

Структура Анабай впервые выявлена в 1967 году сейсморазведкой, далее детально изучено в период 1976-1977 года, и подготовлена к бурению детальными сейсморазведочными работами МОГТ в 1977 г.

Поисковое бурение проводилось на площади в 1978–1982 гг. По результатам бурения первых скважин установлены залежи газа в отложениях фаменского, нижневизейского, средневизейского и серпуховского ярусов. Однако промышленные притоки получены только из средневизейских (скв. № 1 и № 4) и фаменских (скв. №2) отложений.

Запасы газа поставленные на Государственном балансе в 1980г подсчитаны только по средневизейским отложениям по категории C_1 – и составили 3120 млн. м³.

В 2006 г. ЗАО НП «Запприкаспийгеофизика» был составлен отчет «Проведение сейсморазведочных исследований МОГТ-2D на месторождении Амангельды и площадях Анабай, Жаркум в Жамбылской области» по договору субподряда № 05-3601 от 27.10.2005 г.

В 2007 г. был выполнен «Проект доразведки месторождения Анабай» и утвержден в ЦКР при МЭиМР Республики Казахстан, в результате которого было предусмотрено бурение 4 разведочных скважин (2 независимые, 2 зависимые) с проектными глубинами 3700 м и проектным горизонтом D_3fm .

Проект остался не реализованным. На территории месторождения, после утверждения вышеназванного проекта, были проведены 3Д сейсмические работы.

В 2014 г. ТОО «МКБ-АЛ» подготовил отчет «Подсчет запасов газа и попутных компонентов месторождения Анабай (отложения средневизейского C_{1v2} и фаменского D_3fm ярусов)» по состоянию изученности на 02.01.2014 г. Отчет был представлен в ГКЗ РК для экспертизы. Отчет по подсчету запасов не стали утверждать, ввиду недостаточной изученности и вернули с рекомендациями провести доразведку месторождения.

На основании рекомендаций ГКЗ, недропользователем – ТОО «Амангельды Газ» было решено разработать «Проект оценки месторождения Анабай», который был согласован ЦКРиР и утвержден в КГиН МИР РК.

В 2019 г на основании письма недропользователя в Компетентный орган о продлении периода разведки Контрактной территории, был разработан «Проект разведочных работ по оценке месторождения Анабай (участок Анабай-Малдыбай)». Контракт продлен на 3 (три) года до 12 декабря 2021г.

В связи с завершением срока периода разведки, в 2021 году был составлен «Подсчет запасов газа и попутных компонентов месторождения Анабай» и утвержден ГКЗ РК.

Согласно Протоколу ГКЗ РК №2331-21-У от 02.07.2021 г. на Государственный баланс РК приняты геологические/извлекаемые запасы пластового газа в следующих количествах: C_1 – 3417/2379 млн.м³, C_2 – 4239/1857 млн.м³; из них запасы газа нижневизейских залежей равны по категории C_1 -1359/850 млн. м³ и C_2 - 4239/1857 млн. м³, запасы фаменской залежи оценены по категории C_1 и равны 2058/1529 млн.м³.

На основе «Подсчета запасов..» был составлен «Проект разработки месторождения Анабай», в котором рекомендуется бурение 8 проектных эксплуатационных скважин (№№ 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20). Из них 4 скважины (№№ 13, 14, 15, 16) относятся к I объекту (средневизейский горизонт, средней глубиной 2518-2664м.), и еще 4 скважины (№№ 17, 18, 19, 20) относятся к II объекту (фаменский горизонт, средней глубиной 3448-3604м.).

В данном проекте планируется бурение 4-х (№№13, 14, 15, 16) эксплуатационных скважин с проектной усредненной глубиной - 2700 м, проектным горизонтом – средневизейские отложения C_1v_2 .

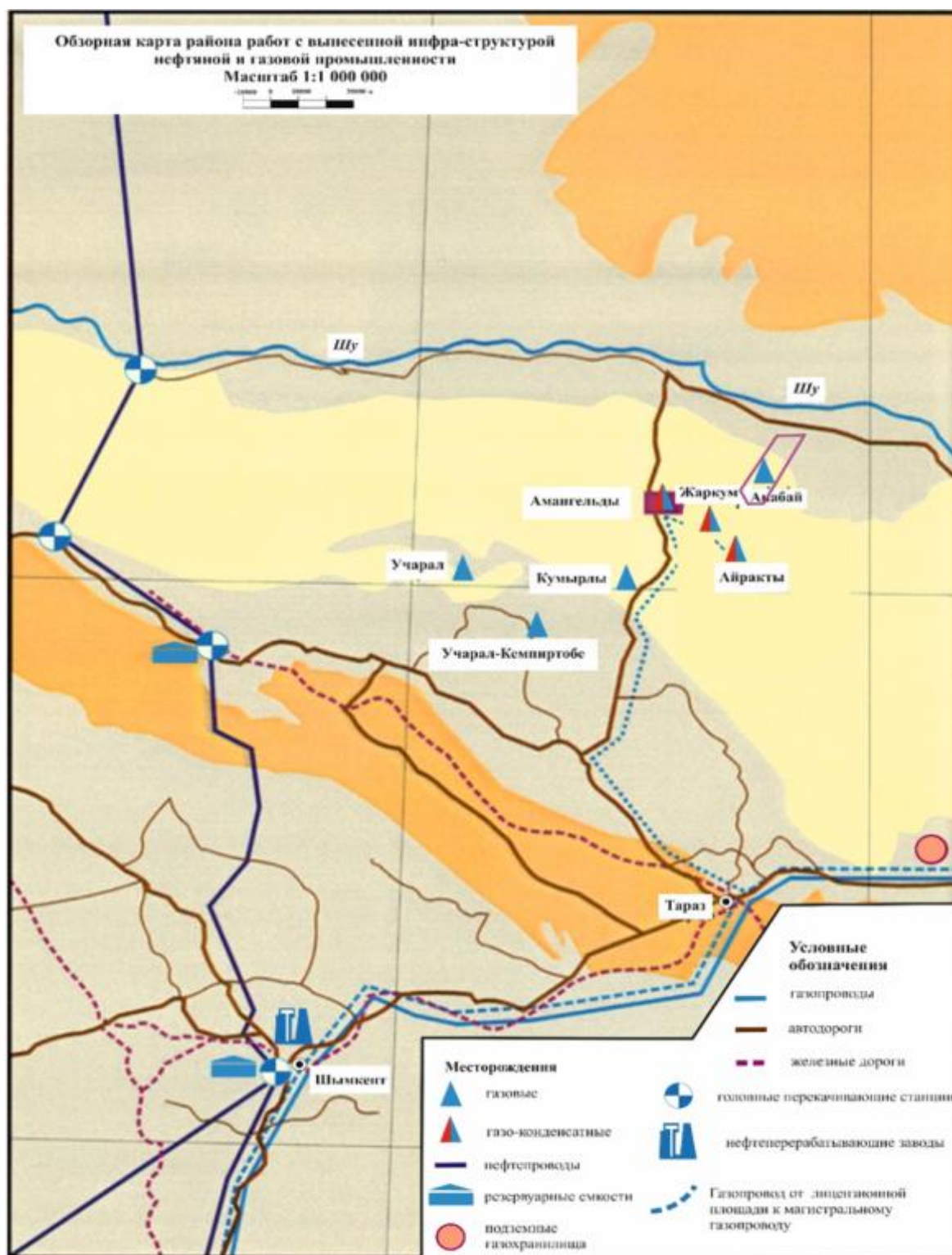


Рисунок 4.1 Обзорная карта района работ

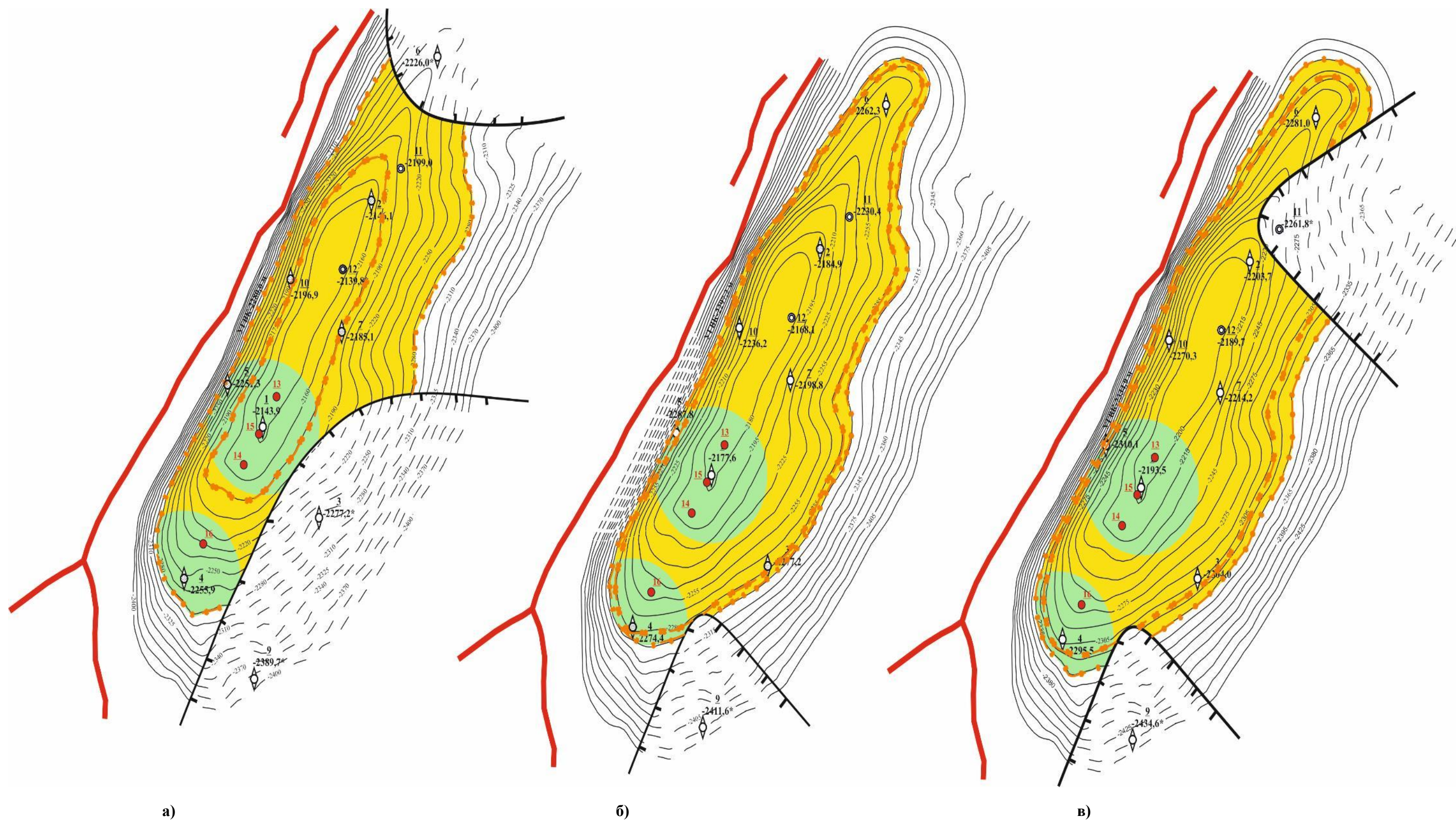


Рисунок 4.2. Структурная карта по кровле продуктивного горизонта а) C1v2-A-1 б) C1v2-A-2 в) C1v2-A-3 (масштаб 1:25000)

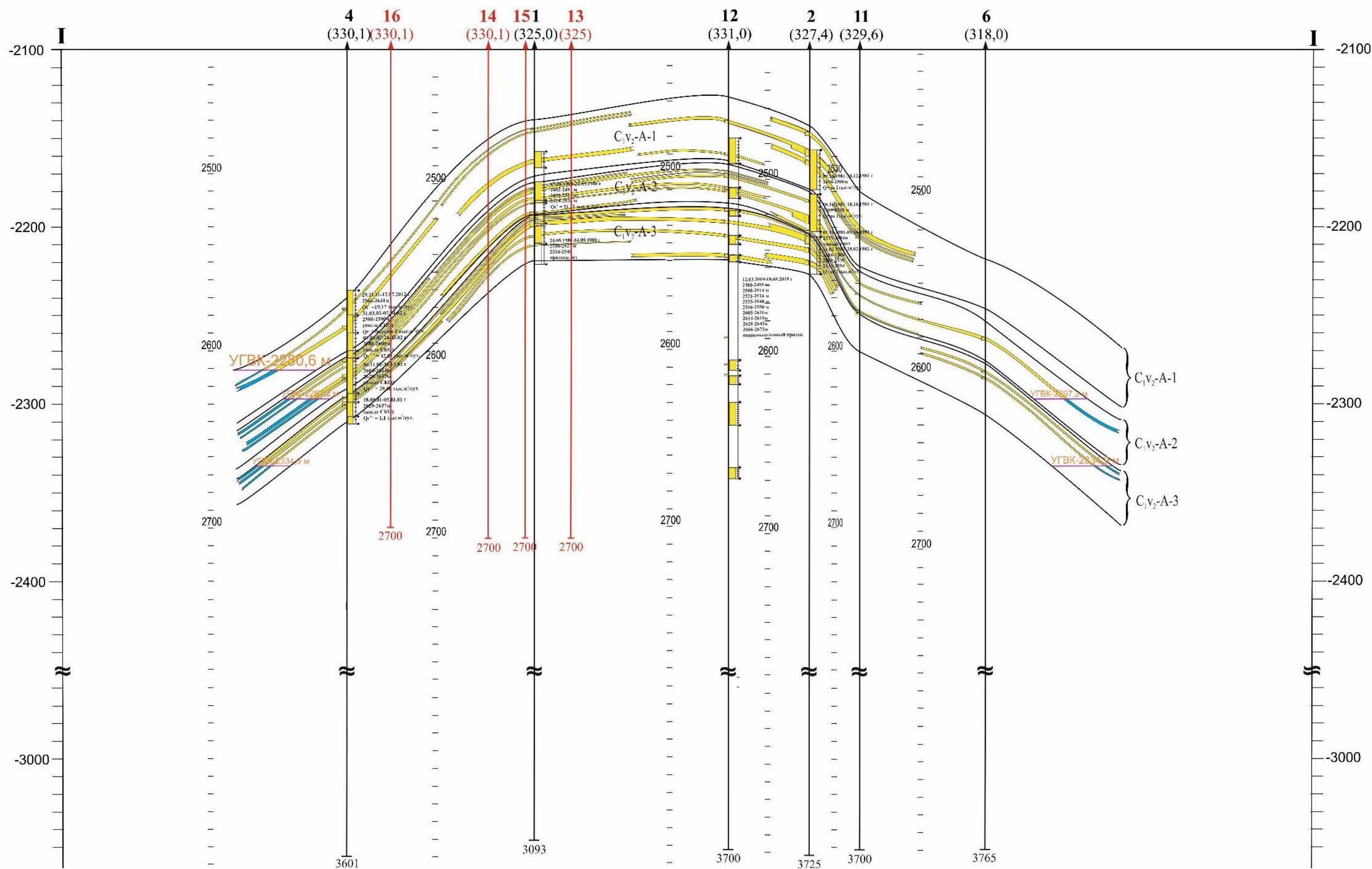


Рисунок 4.3. Геологический профиль по линии I-I

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. пад.	азимут	
1	2	3	4	5	6	7
0	140	Мезазой-кайнозой	Mz+Kz	0	0	1,33
140	620	Нижняя пермь подсолённая толща	P _{1пс}	0	0	1,15
620	1710	Средне-верхний карбон	C ₂₋₃	0	0	1,24
1710	2005	Средний карбон	C ₂	0	0	1,17
2005	2213	Серпуховский ярус нижнего карбона	C _{1sr}	4	15/160*	1,21
2213	2453	Верхневизейский ярус нижнего карбона	C _{1v3}	4	15/160	1,23
2453	2700	Средневизейский ярус нижнего карбона	C _{1v2}	4	15/160	1,15

Примечание: данные о стратиграфии взяты согласно технического задания для проектирования

Таблица 4.2 Литологическая характеристика разреза скважины

Стратиграфический горизонт	Интервал залегания, м		Горная порода		Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.д.)
	от (верх)	до (низ)	Краткое название	в интервале, %	
1	2	3	4	5	6
Мезазой-кайнозой	0	140	Суглинки	25	Пески светло-серые, разномерные, встречаются в виде прослоев и линз в глинах.
			Глины	70	Глины от желтого до коричневого, плотная.
			Пески	5	Алевриты красноватые с прослоями аргиллитов.
Нижняя пермь (подсоленая толща)	140	620	Песчаники	65	Песчаники кварц-полевошпатовые, контактово-поровые
			Алевриты	20	Алевриты красноватые с прослоями аргиллитов.
			Аргиллиты	15	Аргиллиты темно-серые редко зеленоватые.
Средне-верхний карбон	620	1710	Песчаники	70	Песчаники красноватые, контактово-поровые
			Алевриты	15	Алевриты красноватые с прослоями аргиллитов.
			Аргиллиты	15	Аргиллиты темно-серые редко зеленоватые.
Средний карбон	1710	2005	Песчаники	25	Песчаники красноватые, контактово-поровые
			Алевриты	25	Алевриты красноватые с прослоями аргиллитов.
			Аргиллиты	50	Аргиллиты темно-серые редко зеленоватые.
Серпуховский ярус нижнего карбона	2005	2213	Известняк	35	Известняки глинистые, часто с фауной брахиопод, мшанок и аргиллитов.
			Ангидриты	40	Ангидриты белый, мелкокристаллический, слаботрешиноватый.
			Песчаники	25	Песчаники мелкозернистые, тонкослоистые.
Верхневизейский ярус нижнего карбона	2213	2453	Аргиллиты	35	Аргиллиты темно-серые, редко зеленоватые.
			Известняк	45	Известняки глинистые, черные, с прослоями ангидритов, доломитов.
			Песчаники	20	Песчаники маломощные, повсеместно желваки ангидрита.
Средневизейский ярус нижнего карбона	2453	2700	Известняк	35	Известняки глинистые, черные, с прослоями ангидритов, доломитов.
			Песчаники	40	Песчаники мелка до грубозернистых на глинисто-кремнистом цементе.
			Аргиллиты	25	Аргиллиты темно-серые, с линзами и тонкими прослоями угля.

Таблица 4.3 Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины

Индекс страти- графичес- кого подраздел- ения	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плот- ность, г/см ³	Порис- тость, %	Про- ницае- мость, мкм ²	Глинистость, %	Карбонатность, %	Соленость, %	Сплошность породы	Твердость, кгс/мм ²	Расслоенность породы	Абразивность	Категория пород по промысловой классификации (мягкая, средняя и т.п.)	Коэффициент Пуассона	Модуль Юнга, Е х 10 ⁻⁴ , МПа	Гидратационное разуплотнение (набухание)
	от (верх)	до (низ)															
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Mz+Kz	0	140	Суглинки	1,75	-	-	-	-	-	-	10-30	-	-	M+C	-	-	-
			Глины	1,75	-	-	-	-	-	3		1	3		0,5	200	0,8
			Пески	1,75	26	300	18	2	-	1		2	6		0,27	500	0,16
P ₁ пс	140	620	Песчаники	1,90	-	-	-	-	-	1,5	54-181	2	6	C+T	0,27	500	0,16
			Алевролиты	1,93	-	-	-	-	-	1,5		2	6		0,3	400	0,21
			Аргиллиты	2,06	-	-	-	-	-	1,5		3	3		0,28	600	0,75
C ₂₋₃	620	1710	Песчаники	2,09	-	-	-	-	-	1,5	54-181	3	3	C+T	0,27	500	0,16
			Алевролиты	2,20	-	-	-	-	-	1,5		2	6		0,3	400	0,21
			Аргиллиты	2,26	-	-	-	-	-	1,5		2	6		0,28	600	0,75
C ₂	1710	2005	Песчаники	2,15	-	-	-	-	-	3,5	58-244	3	3	C+T+K	0,27	500	0,16
			Алевролиты	2,27	-	-	-	-	-	2,5		2	6		0,3	400	0,21
			Аргиллиты	2,31	-	-	-	-	-	3,5		3	3		0,28	600	0,75
C ₁ sr	2005	2213	Известняк	2,52	19	5	-	-	-	2,5	58-244	2	6	C+T+K	0,25	1200	0,16
			Ангидриты	2,35	-	-	-	-	-	3,5		3	3		0,28	600	0,21
			Песчаники	2,20	-	-	-	-	-	1,5		2	6,5		0,27	500	0,16
C ₁ v ₃	2213	2453	Аргиллиты	2,39	-	-	-	-	-	3,5	58-244	3	3	C+T+K	0,28	600	0,75
			Известняк	2,52	-	-	-	-	-	2,5		2	6		0,25	1200	0,16
			Песчаники	2,25	19	5	-	-	-	1,5		2	6,5		0,27	500	0,16
C ₁ v ₂	2453	2700	Известняк	2,53	19	5	-	-	-	2,5	58-244	2	6	C+T+K	0,25	1200	0,16
			Песчаники	2,30	-	-	-	-	-	1,5		2	6,5		0,27	500	0,16
			Аргиллиты	2,44	-	-	-	-	-	3,5		3	3		0,28	600	0,75
			Аргиллиты	2,60	-	-	-	-	-	3,5		3	3		0,28	600	0,75

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 стратиграфическ ого подразде ления	Интервал, м		Тип коллек- тора	Параметры нефти						Параметры растворенного газа					
	от (верх)	до (низ)		плотность, г/см ³		подвижно сть, Д на сП	содерж ание серы , % по весу	содерж ание параф ина, % по весу	Свободный дебит., м ³ /сут	газов ый факто р, м ³ / м ³	содержа ние серовод орода, %	содержа ние углекис лого газа, %	относит ельная по воздуху плотнос ть газа	коэффициен т	Давление насыщения в пластовых условиях.
				в пластовых условиях	после дегазац ии 20°C										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16

Примечание: Нефтеносные залежи по разрезу не ожидаются.

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.	Параметры конденсата	
	от (верх)	до (низ)		H ₂ S	He	CO ₂				в пластовых условиях г/см ³	на устье скважины кг/м ³
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
C _{1sr}	2005	2280	поровый	0,16	0,07	0,89	0,631	-	7,0	-	-
C _{1v2}	2470	2700	поровый	0,06	0,09	1,20	0,594	0,05	25	-	-

Примечание: Указанные интервалы газоносности будут уточняться фактическим вскрытым разрезом по согласованию с геологической службой Заказчика. Свойства и состав газа взяты из «Подсчета запасов...» по состоянию на 02.01.2021 г.

Таблица 4.7. Водоносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, г/см ³	Свободный дебит, м ³ /сут	Химический состав воды, мг/ л						Степень минерализации, мг-экв/л	Тип воды по Сулину СФН- сульфатно- натриевый; ХК-хлор- кальциевый; ХМ-хлор- магниевый	Относится к источнику питьевого водоснабжения (да или нет)
	от (верх)	до (низ)				анионы			катионы					
						Cl ⁻	SO ₄ ⁻	HCO ₃ ⁻	Na ⁺ +K ⁺	Mg ⁺⁺	Ca ⁺⁺			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Mz+Kz	80	140	Поровый	1,002	0	1331	712	177	955	77	160	4219,1	СФН	Да
Рпс	166	200	Поровый	1,002	5	1555	829	151	1441	43	200	4219,1	СФН	Да
C ₂	1431	1968	Поровый	1,156	5	130381	1235	116	59423	1216	20842	195840	ХЛК	Нет
C _{1V2}	2630	2655	Поровый	1,151	10	114091	615	48	46626	4496	24850	190726	ХЛК	Нет

Таблица 4.8. Давление и температура по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Градиент давления, кгс/см ² на м				Температура в конце интервала, градус
	от (верх)	до (низ)	пластового*	порового	гидроразрыва пород	горного	
1	2	3	4	5	6	7	8
Mz+Kz	0	140	0,100	0,100	0,175	0,179	19,40
P ₁ пс	140	620	0,110	0,110	0,175	0,198	43
C ₂₋₃	620	1710	0,113	0,113	0,175	0,201	54
C ₂	1710	2005	0,113	0,113	0,175	0,203	64
C ₁ sr	2005	2213	0,113	0,113	0,175	0,205	66,5
C ₁ v ₃	2213	2453	0,113	0,113	0,175	0,209	72
C ₁ v ₂	2453	2700	0,113	0,113	0,175	0,211	79

Примечание:* - градиент пластового давления взяты по фактическим данным скважины –аналога № 12

4.3. ВОЗМОЖНЫЕ ОСЛОЖНЕНИЯ ПО РАЗРЕЗУ СКВАЖИНЫ

Таблица 4.9. Поглощение бурового раствора

Стратиграфическое подразделение	Интервалы, м		Максимальная интенсивность поглощения, м ³ /час	Расстояние от устья скважины до статического уровня при его максимальном снижении, м	Потеря циркуляции (да, нет)	Градиент давления поглощения, кгс/(см ² •м)		Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)				При вскрытии	После изоляционных работ	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Mz+Kz	0	140	5÷8	-	нет	-	-	гидропроводность пласта

Таблица 4.10. Осыпи и обвалы стенок скважины

Индекс стратигра- фического подраздел- ения	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
Mz+Kz	0	30	Глинистый	1,0	-	-	1	Перекрытие обсадной колонны Проработка, промывка
C ₂₋₃	620	1710	Полимерный	1,41	-	10	1	
C _{1v3}	2370	2470	Полимерный	1,41	-	8	1	

Таблица 4.11. Нефтегазоводопроявления

Индекс стратиграфи- ческого подразделения	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
Mz+Kz	80	140	вода	1,002	1,002	при изменении параметров раствора против проектных значений, несоблюдение технологий операций	перелив раствора через устье при прекращении циркуляции
Рпс	166	200	вода	1,002	1,002		
C ₂	1431	1968	вода	1,156	1,156		
C _{1sr}	2005	2280	газ	0,631	0,631	при вскрытии газонасыщ.пластов	разгазирование бурового раствора, фонтанирование газом
C _{1v2}	2470	2630	газ	0,594	0,594	несоблюдение технологий операций при вскрытии газонасыщ.пластов	перелив раствора через устье при прекращении циркуляции
	2630	2655	вода	1,151	1,151		
	2655	2700	газ	0,594	0,594	при вскрытии газонасыщ.пластов	разгазирование бурового раствора, фонтанирование газом

Примечание: в графах 5,6 указаны относительные плотности газа

Таблица 4.12. Прихватопасные зоны

Индекс стратиграфические подразделения	Интервал, м		Раствор, при применении которого произошел прихват				Наличие ограничений на оставление инструмента без движения или промывки (да, нет)	Вид прихвата (от перепада давления, заклинки, сальникообразования и т.д.)	Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)	тип	плотность, г/см ³	водоотдача, см ³ / 30 мин и вязкость (УВ), с	смазывающие добавки (название)			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Mz+Kz+C ₂₋₃	140	1610	Глин	1,41	10	н/д	да	Сальникообразование	В результате осыпей возможно сальникообразование, возможны кавернообразования (в верхах), сужение ствола скважины
C _{1v3}	2370	2470	Глин	1,41	5	н/д	да		

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, грифонообразование	Характеристика (параметры) осложнения и условия возникновения
	от (верх)	до (низ)		
1	2	3	4	5
C ₂₋₃	620	1610	Искривление ствола	При вскрытии пород различной твердости или из-за высокого угла падения пласта
C ₂	1610	2005	Искривление ствола	При вскрытии пород различной твердости или из-за высокого угла падения пласта
C _{1sr}	2005	2213	Искривление ствола	При вскрытии пород различной твердости или из-за высокого угла падения пласта
C _{1v3}	2213	2453	Искривление ствола	При вскрытии пород различной твердости или из-за высокого угла падения пласта
C _{1v2}	2453	2700	Искривление ствола	При вскрытии пород различной твердости или из-за высокого угла падения пласта

4.4. ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЕ РАБОТЫ

Таблица 4.15 Отбор кернa, шламa и грунтово

Наименование стратиграфического подразделения	Условия отбора керна					Условия отбора шлама				Условия отбора грунтов			
	Интервал, м		Максимальная проходка за рейс, м	Минимальный диаметр, мм	Метраж отбора керна, м	Наименование стратиграфического подразделения	Интервал, м		Частота отбора шлама через, м	Наименование стратиграфического подразделения	Глубина отбора грунта , м	Тип бокового грунтоноса	Количество образцов пород, шт.
	от (верх)	до (низ)					от (верх)	до (низ)					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
C _{1v2}	2470	2475	5	100	5	C ₂₋₃ , C _{1v2}	400	2700	ч/з 10м	По результатам ГИС			
	2480	2490	10	100	10								
	2520	2530	10	100	10								
	2545	2550	5	100	5								

Примечание: Интервалы отбора керна, шлама и грунта корректируется геологической службой недропользователя по фактически вскрываемому разрезу. Будут уточнены по программе бурения скважин.

При проявлении и признаков углеводородов отбор керна производить до полного исчезновения признаков и отбор шлама производить через каждые 2 метров.

Таблица 4.16. Геофизические исследования

Наименование исследований	Масштаб вывода диаграмм	Замеры производятся в интервале, м		Примечание
		от (кровля)	до (подошва)	
1	2	3	4	5
КС, ПС, кавернометрия-профилеметрия, БК, РК (ГК, КНК(НГК)), АК, ГГКП, резистивиметрия, инклинометрия (через 200-250м), термометрия	1:500	30	400	
		400	1600	
		1600	2700	
БМК, МКЗ, ВИКИЗ, ИК, СГК (в отдельных скважинах), профилеметрия	1:200	2100	2700	
АКЦ, СГДТ	1:500	0	400	после спуска колонн
		0	1600	
		0	2700	
Геолого-технологические исследования скважин (ГТИ с датчиками H ₂ S)	1:200	400	2700	
ГИС - профиль притока (ГК, ЛМ, ТМ, БМ, ТА, РИ, ВЛ, РМ)	1:200	2200	2700	при освоении в обсаженной колонне в интервале перфорации

Примечание:

Виды исследований могут быть заменены на более информативные по согласованию.

Проведение геолого-технологических исследований скважин корректируется, по согласованию.

Объемы и методы Геофизических исследований будут корректироваться по согласованию в программе бурения а также по фактический вскрываемому разрезу.

Таблица 4.17 - Данные по 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 в процессе бурения не планируется.

Таблица 4.17. Прочие виды исследований

№№п/п	Название работы	Единица измерения	Объем работы
1	2	3	4
1	емкостно-фильтрационные свойства пород-коллекторов	Образец	3 обр. на 1 м керна
2	проницаемость по Клинкенбергу	Образец	3 обр. на 1 м керна
3	петрофизическое изучение свойств образцов пород. Определение коллекторских свойств пород	Образец	1 обр. на 1 м керна
4	водонасыщенность по Дину-Старку	Образец	1 обр. на 1 м керна
5	минералогический состав методом XRD	Образец	1 обр. на 1 м керна
6	петрографическое изучение пород, структуры пустотного пространства	Шлиф	1 шлиф на 1 м керна
7	определение физико-химических свойств и компонентный состав газа	Проба	2 пробы устьевых и 1 проба глубинный на 1 скважину

Примечание: Указанный объем лабораторных исследований будет уточнен недропользователем с учетом предложений подрядчика.

4.5. РАБОТЫ ПО ОСВОЕНИЮ СКВАЖИНЫ, СВЕДЕНИЯ ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ

Таблица 4.18. Освоение скважины в эксплуатационной колонне

Индекс стратиграфического подразделения залежи (пачки)	номера скважин	Номер объекта (снизу вверх)	Интервал залегания объекта, м		Интервал установки цементного моста, м		Тип конструкции продуктивного горизонта: открытый забой, фильтр, цемент, колонна	Тип установки для освоения): передвижная, стационарная	Пласт фонтанирующий (ДА, НЕГ)	Количество режимов (штуцеров) освоения, 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 освоение	
			от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)							Максимальное снижение уровня, м	Плотность жидкости, г/см ³
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
C ₁ V ₂ A-1 C ₁ V ₂ A-2 C ₁ V ₂ A-3	13,14,15 16	I	2470 2549	2556 2615	Ввод в экспл.		цемент, колонна	передвижная	да	6	3-11	Аэрация	-	1,02

Примечание: Интервалы объектов освоения определяются по результатам ГИС по согласованию. Будут уточняться в программе по освоению скважины.

Таблица 4.19 Работы по перфорации эксплуатационной колонны при освоении

Номер объект а	Перфорационная среда		Мощность перфорации , м	Вид перфорации	Типоразмер 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	1,22	75	Кумулятивная	«DYNAWELL», «PREDATOR» ЗПКО-114	16	1200 (75*16 зарядов)	25	да

Примечание:

1. Тип и параметры перфоратора могут быть изменены по согласованию. Будут уточняться в программе по освоению скважины;
2. Возможно применение перфорации на трубах;
3. Количество отверстий на 1 п./м. уточняются после проведения окончательного ГИС. Будут уточняться в программе по освоению скважины;
4. Плотность жидкости при перфорации будет уточнена по фактическим данным бурения и ГИС. Будут уточняться в программе по освоению скважины;

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
I	ГРП предусмотреть на водной (кислотной) основе	1	0,9	32,0	20		данные - табл. 4.19		

Примечание: Глубина установки пакера будет уточняться в зависимости от интервала перфорации, по согласованию. Будут уточняться в программе по подготовке скважины ГРП

Таблица 4.21 Дополнительные работы при 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
I	СПО пакера для проведения ГРП, освоение скважины после ГРП	операция	1	12

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	газ	-	122	-	30	91	2615	0,85	1,15

Таблица 4.23 Дополнительные данные для определения продолжительности освоения скважины

Номер объекта	Относится ли к объектам, которые (ДА, НЕТ)		Для эксплуатационных скважин предусмотрено (ДА, НЕТ)		Работа по освоению 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	газодинамические исследования в экспл. скважине	освоение, очистку и гидродинам. исследован.	шаблонирование обсадной колонны
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
I	нет	нет	да	да	две	да	нет	нет	да

Таблица 4.24 Данные по нагнетательной скважине

Индекс стратиграфического подразделения	Номер объекта (снизу вверх)	Интервал залегания объекта нагнетания, м		Название (тип) нагнетаемого агента (вода, нефть, газ, пар и т.д.)	Режим нагнетания					Пакер		Жидкость за НКТ	
		от (верх)	до (низ)		плотность жидкости, г/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		Индекс стратиграфического подразделения	Вид осложнения	Условия возникновения (тип, параметры бурового инструмента, 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 бурении скважин предусматривается следующая конструкция:

Направление \varnothing 426,0 мм х 30 м - цементируется до устья, устанавливается с целью предотвращения размыва устья при бурении под кондуктор и возврата восходящего потока бурового раствора из скважины в циркуляционную систему.

Кондуктор \varnothing 324,0 мм х 400 м - цементируется до устья. Кондуктор предусмотрен для перекрытия зоны поглощения, неустойчивых пород и водоносных горизонтов. Устье скважины после спуска кондуктора оборудуется противовыбросовым оборудованием.

Промежуточная колонна \varnothing 244,5 мм х 1600 м – цементируется до устья. Глубина спуска промежуточной колонны определена по условию предотвращения гидроразрыва пород под ее башмаком при закрытии скважины в случае открытого фонтанирования газом и водой. Спускается с целью перекрытия зоны осыпей и обвалов. Устье скважины после спуска промежуточной колонны оборудуется противовыбросовым оборудованием.

Эксплуатационная колонна \varnothing 168,3 мм х 2700 м – цементируется до устья. Спускается с целью разобщения продуктивных и водоносных горизонтов, а также добычи газа.

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 освоения скважин.

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 бурения скважин. В таблице 5.5 – максимально допустимые гидродинамические давления в открытом стволе при выполнении технологических операции в процессе бурения скважин.

Таблица 5.1 Характеристика и устройство шахтового направления

Характеристика трубы						Подготовка шахты или ствола, спуск и крепление направления
Наружный диаметр, м	Длина, м	Марка (группа прочности) материала	Толщина стенки, мм	Масса, т	ГОСТ, ОСТ, ТУ, МРТУ, МУ и т.д. на изготовление	
1	2	3	4	5	6	7
426	30	К-55	11	3,5		1. Устройство шахты 2,2 м х 2,5 м х 2 м. 2. Направление цементируется до устья, устанавливается с целью предотвращения размыва устья при бурении под кондуктор и возврата восходящего потока бурового раствора из скважины в циркуляционную систему.
Устройство шахты 2 м х 2 м х 1,5 м с железобетонным дном и стенок шахты толщиной не менее 15 см или железным листом толщиной 10мм						

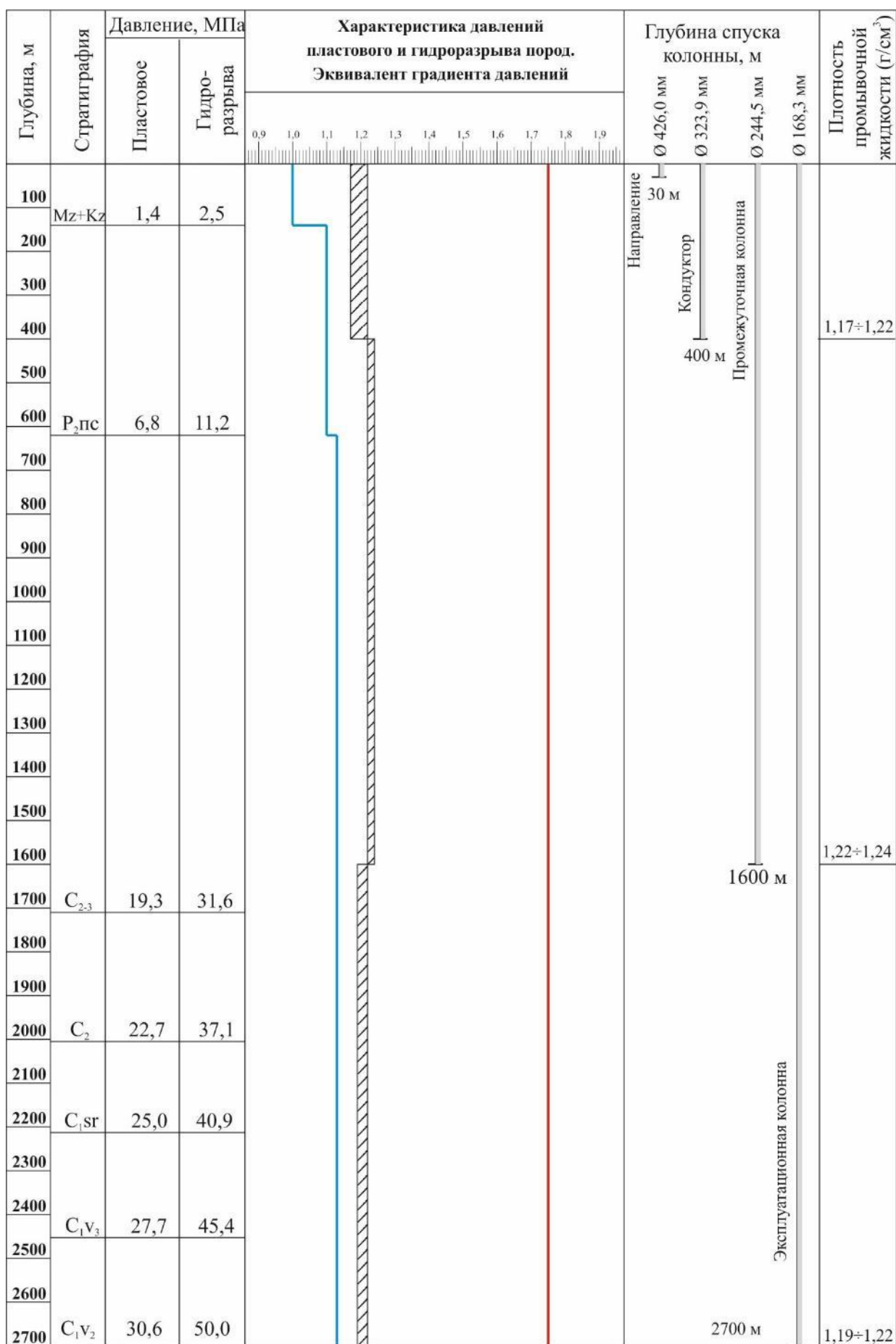


Рисунок 5.1. График совмещённых давлений

Таблица 5.2 Глубина спуска и характеристика обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска	Наименование колонны (направление, кондуктор, эксплуатационная колонна)	Интервал по стволу скважины (установка колонны или открытый ствол), м		Номинальный диаметр ствол скважины (долота) в интервале, мм	Расстояние от устья скважины до уровня подъема цементного раствора за колонной (от стола ротора), м	Интервал установки отдельно спускаемой части, м		Необходимость (причина) спуска колонны (в том числе в один прием или секциями), установки, надбавки смены или поворота секции
		от (верх)	до (низ)			от (верх)	до (низ)	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Кондуктор Ø 324,0 мм	0	400	393,7	0	0	400	Цементируется до устья, кондуктор спускается с целью перекрытия верхних неустойчивых и поглощающих горизонтов. Устье скважины после спуска кондуктора оборудуется противовыбросовым оборудованием.
2	Промежуточная колонна Ø 244,5 мм	0	1600	295,3	0	0	1600	Цементируется до устья, спускается с целью перекрытия поглощающих горизонтов, осей, предотвращения гидроразрыва пород в процессе ликвидации возможных нефтегазоводопроявлений при бурении под эксплуатационную колонну. Устье скважины после спуска промежуточной колонны оборудуется противовыбросовым оборудованием.
3	Эксплуатационная колонна Ø 168,3 мм	0	2700	215,9	0	0	2700	Цементируется до устья, спускается с целью разобщения продуктивных и водоносных горизонтов, а также добычи газа.

Примечание: Глубины спуска обсадных труб могут быть изменены по фактический вскрытому разрезу скважины, по согласованию. Будут уточнены в программе бурения и спуска обсадных колонн.

Таблица 5.3 Характеристика отдельно спускаемых частей обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска (табл. 5.2.гр. 1)	Раздельно спускаемые части						Соединения обсадных труб в каждой одноразмерной части					
	номер в порядке спуска (табл. 5.2.гр.8)	Коли- чество диаметро в, шт.	Номер одно- размерной части в порядке спуска	Наружный диаметр.м м	интервал установки одноразмерной части (от стола ротора), м		количеств о типов соединени й, шт.	номер в порядке спуска	условный код типа соединения	максимальны й наружный диаметр соединения, мм	интервал установки труб с заданным типом соединения, м	
					от (верх)	до (низ)					от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5	6	7	9	10	11	12	13	14
1	1	1	1	324,0	0	400	1	1	BTC	351	0	400
2	1	1	1	244,5	0	1600	1	1	Vam Top	269,9	0	1600
3	1	1	1	168,3	0	2700	1	1	Vam Top	187,71	0	2700

Примечание:

1. Возможно замена обсадных труб всех размеров и типов резьбы на более высокопрочные по согласованию. Будут уточнены в программе бурения.
2. Под эксплуатационную колонну возможно использование обсадных труб в стойком к сероводородно-коррозионному растрескиванию исполнении

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

№ пп	Наименование мероприятия или краткое описание	Причина проведения мероприятия
1	2	3
1	Проведение учебных тревог «Выброс», периодичность – 4 раза в месяц и перед вскрытием продуктивного пласта	Проверка действий буровой бригады в случае возможных газонефтеводопроявлений
2	Периодические функциональные проверки ПВО во время бурения – 2 раз в месяц и перед вскрытием продуктивного пласта	Проверка работоспособности ПВО
3	Предусмотреть при монтаже ПВО обвязку линии с газосепаратором для отделения газа из бурового раствора с последующим отводом на сжигание.	
4		
5	<p>Проведение мероприятий по предупреждению гидроразрыва пластов при выполнении технологических операций в скважине:</p> <ul style="list-style-type: none"> - запрещается продолжение углубления скважины при появлении поглощения раствора и без выхода циркуляции; - не допускать превышения скорости спуска бурильных (обсадных) труб более установленных значений (см. табл. 9.8); - строго следить за правильным восстановлением циркуляции раствора после спуска инструмента, при соблюдении параметров бурового раствора (см. табл. 7.1); - с целью предупреждения заклинивания и прихвата инструмента в случае потери диаметра необходимо проработать интервал предыдущего долбления. <p>В интервалах возможных поглощений бурового раствора необходимо предусмотреть ограничение скорости спуска бурильного инструмента, поддержание свойств бурового раствора в заданных пределах согласно табл. 7.1.</p> <p>На глубине кровли продуктивного пласта произвести промежуточную промывку скважины не менее 2 циклов и выравнивание параметров бурового раствора (для уменьшения гидравлических сопротивлений на пласт).</p> <p>В интервалах возможных проявлений после окончания долбления, перед подъемом бурильных труб для смены долота, необходимо предусмотреть промывку скважины в течение цикла.</p> <p>В интервалах возможных осыпей и обвалов необходимо поддержание ингибирующих свойств бурового раствора в заданных пределах (см. табл. 7.1).</p> <ul style="list-style-type: none"> – Запрещается крепление долот ротором. – В случае возникновения затяжек инструмента в момент подъема, необходимо приостановить подъем, навернуть ведущую трубу (квадрат), дать промывку и путем расхаживания и проворота ротором при промывке сбить сальник с долота. – Не оставлять инструмент в открытом стволе скважины без движения более 10 мин (уточняется технологической службой подрядчика). – Поддерживать в буровом растворе смазочные добавки в требуемых пределах. – Постоянно контролировать и регистрировать величину вращающего момента бурильной колонны, недопуская превышения установленной величины с помощью моментомера. – В случае интенсивного обвалообразования бурение прекратить, инструмент без движения не оставлять, производить промывку скважины с целью очистки ствола от обвалившейся породы. 	Предупреждение аварийных ситуаций и осложнений

№ пп	Наименование мероприятия или краткое описание	Причина проведения мероприятия
1	2	3
	<ul style="list-style-type: none"> – При спуске бурильного инструмента в скважину производить промежуточные промывки, при возникновении посадок обязательно. – В местах постоянных сужений ствола скважины производить спуск бурильного инструмента с проработкой, а подъем при наличии затяжек осуществлять с промывкой. – При изменении компоновки низа бурильной колонны или типа долота спуск инструмента в открытой части ствола скважины производить замедленно, а в местах посадок и интервалах постоянных сужений производить проработку. – Все резьбовые соединения УБТ при каждом спуске в скважину докреплять машинными ключами. – Смену положения рабочих соединений УБТ производить через 100 ч механического бурения – Смену положения рабочих соединений УБТ производить через 100 ч механического бурения при бурении до глубины 3000 м и через 30 ч при бурении свыше 2000 м. – Смену положения рабочих соединений бурильных труб производить через 10–15 долблений. При бурении в осложненных условиях и проведении аварийных работ частоту смены рабочих соединений увеличить до практически необходимой. – Если в процессе бурения возникли признаки слома бурильной колонны, ее негерметичности или разрушения долота, колонна бурильных труб должна быть поднята. – В процессе бурения все бурильные трубы и замки к ним, ведущие и утяжеленные трубы, центраторы, переводники и другие элементы бурильной колонны должны проверяться визуально (износ наружной поверхности, состояние резьбовых соединений) и, кроме того, методом опрессовки и дефектоскопии. Проверка производится в соответствующие сроки. – Для предупреждения искривления скважины в проекте предусмотрено: применение специальной КНБК, обеспечивающей необходимую жесткость низа бурильной колонны, нормальную проходимость по стволу, предотвращение заклинивания инструмента при СПО; – контроль параметров — кривизны и азимута с помощью инклиномера через 150–250 м проходки скважины; 	
	<ul style="list-style-type: none"> – увеличение объема бурового раствора в приемных емкостях при циркуляции; – перелив бурового раствора из скважины при прекращении циркуляции; – увеличение объема вытесняемого бурового раствора из скважины при спуске бурильной колонны по сравнению с объемом спущенных бурильных труб; – уменьшение объема заливаемого в скважину бурового раствора при подъеме бурильной колонны по сравнению с объемом извлеченных бурильных труб. <p>В целях предотвращения открытого газонефтеводопроявления при вскрытии продуктивных и водонапорных горизонтов и дальнейшем углублении скважины;</p> <ul style="list-style-type: none"> – плотность бурового раствора должна поддерживаться из расчета создания гидростатического давления в скважине, превышающего пластовое, и соответствовать проекту; – условная вязкость, статическое напряжение сдвига бурового раствора должны поддерживаться на минимально допустимом уровне, исходя из требований проекта; – на буровой необходимо иметь запас бурового раствора соответствующих свойств в количестве, равном двум объемам скважины; 	Предупреждение газонефтеводопроявлений

№ пп	Наименование мероприятия или краткое описание	Причина проведения мероприятия
1	2	3
	<p>– 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;</p> <p>– устье скважины должно быть оборудовано ПВО в соответствии с утвержденной схемой.</p> <p>Перед подъемом бурильной колонны из скважины со вскрытыми продуктивными горизонтами необходимо тщательно промыть скважину (не менее 1 цикла) и выровнять буровой раствор с доведением его показателей свойств до норм, установленных техническим проектом, промывку производить с периодическим вращением бурильного инструмента.</p> <p>Устье скважины должно быть оборудовано приспособлением для долива. При подъеме инструмента из скважины производить непрерывный долив бурового раствора, поддерживая его уровень у устья скважины. Для непрерывного долива необходимо установить емкость объемом 20–25 м³ под буровой раствор, используемый для долива скважины. Запрещается производить подъем бурильного инструмента из скважины при наличии сифона или поршневания.</p> <p>При первых признаках поршневания подъем прекратить и произвести промывку и проработку скважины.</p> <p>При длительных простоях (более 15 суток) бурящейся скважины вскрытые продуктивные горизонты должны быть изолированы цементным мостом. При появлении признаков газонефтеводопроявления необходимо принять экстренные меры в соответствии с действующими инструкциями, немедленно сообщить руководству буровой организации.</p> <p>В случае вынужденных простоев бурильная колонна должна быть спущена до башмака последней обсадной колонны и устье скважины герметизировано превентором. При этом необходимо периодически производить промывку скважины со спуском бурильных труб до забоя. Периодичность промывок определяется технологической службой бурового предприятия.</p> <p>В проекте предусмотрено:</p> <ul style="list-style-type: none"> – организовать службу супервайзера на буровой; – службу контроля (круглосуточно) и регулирование параметров бурового раствора; – обеспечить буровую газокаротажной станцией. <p>При вскрытии продуктивного горизонта необходимо уменьшить вес и длину КНБК до минимального значения,</p>	

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

Интервал, м		Допустимая гидродинамическая составляющая репрессии на границе интервала, кгс/см ²		Допустимая гидродинамическая составляющая депрессии на границе интервала, кгс/см ²	
от (верх)	до (низ)	верхней	нижней	верхней	нижней
1	2	3	4	5	6
По условию предупреждения гидроразрыва					
0	400	0	23	Депрессия в процессе бурения не предусматривается	
400	1600	21	105	В процессе освоения	
1600	2700	108	233	100	100

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		
от (верх)	до (низ)	зенитный угол, град	интенсивность изменения зенитного угла, град/100 м	максимально допустимый интенсивность искривления на 30 м	при входе а продуктивный пласт	
					минимально допустимый	максимально допустимый
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	
от (верх)	до (низ)		в начале интервала	в конце интервала	за интервал	общее	интервала	общее
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Скважины вертикальные								

7. БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ

Плотность бурового раствора по интервалам бурения определена исходя из горно-геологических условий бурения скважины в соответствии с требованиями «Правил 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 1200м включительно), но не более 1,5 МПа (15 кгс/см²);

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

3) 4-7% - для скважин глубиной более 2500 м, но не более 3,5 МПа (35 кгс/см²).

$$\rho_{бр} = 10 \cdot \Delta_{пл} \cdot k$$

$\Delta_{пл}$ - наибольший градиент пластового давления в интервале (табл. 4.8, геологической части проекта)

k - коэффициент превышения гидростатического давления столба бурового раствора над пластовым

Плотность бурового раствора принимаем:

Интервал 0 – 400 м: $\rho_{бр} = 1,17 \div 1,22$ г/см³

Интервал 400 – 1600 м: $\rho_{бр} = 1,22 \div 1,24$ г/см³

Интервал 1600 – 2700 м: $\rho_{бр} = 1,19 \div 1,22$ г/см³

При необходимости (возникновение осыпей и обвалов) возможно увеличение плотности бурового раствора.

В случае возникновения проявлений, ступенчато увеличить плотность бурового раствора до прекращения осложнений, при этом не вызывая поглощения.

Для предупреждения значительного поступления рассола в пласт, в результате высокой его фильтрации, рассол необходимо загущать специальными загущающими полимерами типа BARAZAN D. Для недопущения образования эмульсии использовать неионогенные ПАВ - АКТАFLO-S.

Состав перфорационной жидкости плотностью 1,22 г/см³, в кг на 1м³.

Наименование компонента	Назначение	Расход, кг/л/м ³
1	2	3
Вода техническая	основа жидкости освоения	918
CaCl ₂	для плотности 1.22 г/см ³	293
BARAZAN-D	загуститель	5,0
BARASCAV-D	поглотитель CO ₂	1,42
AKTAFLO-S	НПАВ	0,5

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	Прочность геля (фунтов/100 футов ²) через		корка, мм	рН	Пластическая вязкость, сП	Динамическое напряжение сдвига, фунтов/100 футов ²
						10 сек	10 мин				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Бентонитовый	30	400	1,17÷1,22	40÷55	6÷8	2÷6	3÷10	< 0,6	8,0÷9,0	Как можно ниже	8÷18
Ингибированный полимерный раствор	400	1600	1,22÷1,24	45÷55	5÷7	4÷8	6÷12	< 0,6	9,5÷10,5	Как можно ниже	12÷25
Ингибированный полимерный раствор	1600	2700	1,19÷1,22	40÷45	3÷5	4÷8	6÷12	< 0,6	9÷10,5	20÷25 или как можно ниже	12÷25

Примечание: В случае обнаружения осложнений (газопроявления), связанных с устойчивостью стенок скважины, допускается утяжеление бурового раствора по согласованию с Недропользователем. Параметры бурового раствора могут корректироваться в ходе бурения по согласованию с Заказчиком.

Перед вскрытием продуктивного горизонта буровой раствор должен быть заменен на свежеприготовленный раствор.

Таблица 7.2 Компонентный состав бурового раствора и характеристики компонент

Номер интервала с одинаковым долевым составом бурового раствора	Интервал, м		Название (тип) раствора	Плотность раствора, г/см ³	Смена раствора для бурения интервала	Название компонентов	Содержание компонентов в буровом растворе, кг(л)/м ³
	от (верх)	до (низ)					
1	2	3	4	5	6	7	8
1	0	30	Бентонитовый раствор	1,05÷1,20		Вода	0,95
						Каустическая сода	1,5
						Кальцинированная сода	1,5
						ХимПак Н	7
2	30	400	Полимерный ингибированный раствор	1,17÷1,22	нет	Вода	0,95
						Каустическая сода	1,5
						Кальцинированная сода	1,5
						ХимПак Н	7
						Lema BIOXAN	0,5
						Ингидол SIL	20
						Хим Пак В	3
						Бикарбонат натрия	1,5
						Poly Mud S	3
						KCL	70
						NaCL	100
						Сидерит	100
3	400	1600	Полимерный ингибированный раствор	1,22÷1,24	нет	Вода	0,95
						Каустическая сода	1,5
						Кальцинированная сода	1,5
						ХимПак Н	7
						Рас LV	6
						Бикарбонат натрия	1
						Хим ПАК В	3
						Poly Mud S	3
						Lema BIOXAN	0,5
						KCL	70
						NaCL	100
						Сидерит	100
						Ингидол SIL	10

Номер интервала с одинаковым долевым составом бурового раствора	Интервал, м		Название (тип) раствора	Плотность раствора, г/см ³	Смена раствора для бурения интервала	Название компонентов	Содержание компонентов в буровом растворе, кг(л)/м ³
	от (верх)	до (низ)					
1	2	3	4	5	6	7	8
4	1600	2700	Полимерный ингибированный раствор	1,19÷1,22	да	Вода	0,95
						Каустическая сода	1,5
						Кальцинированная сода	1,5
						ХимПак Н	7
						Рас LV	6
						Бикарбонат натрия	1
						Хим ПАК В	3
						Poly Mud S	3
						Lema BIOXAN	0,5
						KCL	70
						NaCL	100
						Сидерит	100
						Ингидол SIL	10
						Лубрикон	30

Примечание:

- Перед вскрытием продуктивного горизонта буровой раствор полностью заменяется на заново приготовленный свежий раствор
- По согласованию с недропользователем типы буровых растворов и их компонентный состав могут быть изменены на раствор улучшающий качество проводки скважины. Будут уточняться в программе по буровым растворам
- Буровому подрядчику необходимо иметь в наличии паспорта безопасности химической продукции и сертификаты (применяемой для приготовления и обработки бурового раствора (химреагентами) от завода-изготовителя.
- При обнаружении сероводорода буровой раствор обрабатывается реагентами-нейтрализаторами, выполняются мероприятия по безопасности.

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

Интервал (от стола ротора), м		Коэффициент запаса	Название (тип) бурового раствора его компонентов	Норма расхода бурового раствора, м ³ /м и его компонентов, кг/м ³ в интервале			Потребность бурового раствора в м ³ и его компонентов, в кг			
от (верх)	до (низ)			величина	источник	Поправочный коэффициент	на запас на поверхности	на исходный объем	на бурение интервала	суммарная в интервале
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
0	30	1,5	Глинистый раствор		СЭСН РД, местные нормы	0,4	9	40	64	104
			Вода	0,95				38	60,8	98,8
			Каустическая сода	1,5				60	96	156
			Кальцинированная сода	1,5				60	96	156
			ХимПак Н	7				280	448	728
30	400	1,5	Полимерный ингибированный		СЭСН РД, местные нормы	0,2	73	64	213	350
			Вода	0,95			69,35	60,8	202,35	332,5
			Каустическая сода	1,5			109,5	96	319,5	525
			Кальцинированная сода	1,5			109,5	96	319,5	525
			ХимПак Н	7			511	448	1491	2450
			Lema BIOXAN	0,5			36,5	32	106,5	175
			Ингидол SIL	20			1460	1280	4260	7000
			Хим Пак В	3			219	192	639	1050
			Бикарбонат натрия	1,5			109,5	96	319,5	525
			Poly Mud S	3			219	192	639	1050
			KCL	70			5110	4480	14910	24500
			NaCL	100			7300	6400	21300	35000
			Сидерит	100			7300	6400	21300	35000
			Ингидол ДТ	2			146	128	426	700
400	1600	1,5	Полимерный ингибированный		СЭСН, местные нормы	0,2	112	39	216	367
			Вода	0,95			106,4	37,05	205,2	348,65
			Каустическая сода	1,5			168	58,5	324	550,5
			Кальцинированная сода	1,5			168	58,5	324	550,5
			ХимПак Н	7			784	273	1512	2569
			Рас LV	6			672	234	1296	2202
			Бикарбонат натрия	1			112	39	216	367
			Хим ПАК В	3			336	117	648	1101
			Poly Mud S	3			336	117	648	1101
			Lema BIOXAN	0,5			56	19,5	108	183,5
			KCL	70			7840	2730	15120	25690
			NaCL	100			11200	3900	21600	36700

Интервал (от стола ротора), м		Коэффициент запаса	Название (тип) бурового раствора его компонентов	Норма расхода бурового раствора, м ³ /м и его компонентов, кг/м ³ в интервале			Потребность бурового раствора в м ³ и его компонентов, в кг			
от (верх)	до (низ)			величина	источник	Поправочный коэффициент	на запас на поверхности	на исходный объем	на бурение интервала	суммарная в интервале
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
			Сидерит	100			11200	3900	21600	36700
			Ингидол SIL	10			1120	390	2160	3670
1600	2700	2	Полимерный ингибированный		СЭСН, местные нормы		207	95	84	386
			Вода	0,95			0,2	90,25	79,8	366,7
			Каустическая сода	1,5			196,65	142,5	126	579
			Кальцинированная сода	1,5			310,5	142,5	126	579
			ХимПак Н	7			310,5	665	588	2702
			Рас LV	6			1449	570	504	2316
			Бикарбонат натрия	1			1242	95	84	386
			Хим ПАК В	3			207	285	252	1158
			Poly Mud S	3			621	285	252	1158
			Lema BIOXAN	0,5			621	47,5	42	193
			KCL	70			103,5	6650	5880	27020
			NaCL	100			14490	9500	8400	38600
			Сидерит	100			20700	9500	8400	38600
			Ингидол SIL	10			20700	950	840	3860
			Лубрикон	30			2070	2850	2520	11580

Примечание: Возможно использование аналогичных химических реагентов по согласованию, компонентные составы будут уточняться в программе по буровым растворам.

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

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Номер раздельно спускаемой части колонны в порядке спуска	Номер ступени цементирования	Название компонентов для обработки раствора	Характеристика компонента				Норма расхода на обработку 1 м ³ раствора кг/м ³	Количество, кг
					плотность, г/см ³	влажность, %	содержание вещества в товарном продукте (жидкости), %	Сорт		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Кондуктор	1	1	Кальцинированная сода	2,5		91	1-11	0,7	165
2	Промежуточная колонна	1	1	Кальцинированная сода	2,5		91	1-11	0,7	250

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

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

Примечание: Дополнительная обработка раствора перед спуском обсадных колонн будет уточняться в программе по буровым растворам по согласованию с Недропользователем.

Таблица 7.6 Суммарная потребность компонентов бурового раствора на скважину

Название компонентов бурового раствора	Потребность компонентов бурового раствора, кг				Суммарная на скважину
	Номера интервала				
	1 (0-30)	2 (30-400)	3 (400-1600)	4 (1600-2700)	
1	2	3	4	5	
Вода	98,8	332,5	348,65	366,7	1146,65
Каустическая сода	156	525	550,5	579	1810,5
Кальцинированная сода	156	525	550,5	579	1810,5
ХимПак Н	728	2450	2569	2702	8449
Бикарбонат натрия		525	367	386	1278
Хим ПАК В		1050	1101	1158	3309
Poly Mud S		1050	1101	1158	3309
Lema BIOXAN		175	183,5	193	551,5
KCL		24500	25690	27020	77210
NaCL		35000	36700	38600	110300
Ингидол SIL		7000	3670	3860	14530
Лубрикон				11580	11580
Ингидол ДТ		700			700
Сидерит		35000	36700	38600	110300

Примечание: Типы буровых растворов и компонентный состав могут быть изменены, на раствор улучшающий качество проводки скважины, по согласованию. Будут уточнены в программе по буровым растворам.

Таблица 7.7 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; 4-3+центрифуга	интервал, м от (верх) до (низ)
1	2	3	4	5
Вибросито	Swaco/Derrick	3	2-1+ пескоотделитель	30
Пескоотделитель	CSCN	1	2-1+ пескоотделитель	
Илоотделитель	SV-ML	1	2-1+ пескоотделитель+ илоотделитель (при необходимости)	
Вакуумный дегазатор		1		
Газовый сепаратор		1		
Центрифуга центробежным насосом	LW 450*842NA			
Блок приготовления раствора, включающий:	гидроворонка	2		
	гидравлические перемешиватели	5		2700
	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 техническими характеристиками для приготовления и очистки бурового раствора от выбуренной породы, по согласованию, будут уточнены в программе бурения.

8. УГЛУБЛЕНИЕ СКВАЖИНЫ

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

Интервал по вертикали, м		Вид технологической операции	Способ бурения	Условный номер КНБК	Режим бурения			Скорость выполнения технологической операции, м/ч
от (верх)	до (низ)				осевая нагрузка, тс	скорость вращения, об/мин	расход бурового раствора, л/с	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0	30	Бурение	роторный	1	с навеса	50÷80	35÷40	15,0
30	400	Бурение	роторный	2	10÷12	100-120	42÷54	10÷12
400	1600	Бурение	роторный, ВЗД; ВП*	3	12÷14	100÷120	37÷42	5÷6
1600	2700	Бурение	роторный, ВЗД; ВП	4	8÷10	100÷120	28÷32	5÷6
2470	2700	Отбор керна	роторный	5	5÷8	65÷75	20÷28	6÷8

Примечание: ВП – верхний привод

Проходка с отбором керна:

2470 - 2475 м

2480 - 2490 м

2520 - 2530 м

2545 - 2550 м

Режимы бурения будут уточнены в программе бурения исходя из применяемого бурового оборудования и инструмента

Таблица 8.2 Компоновка низа бурильных колонн (КНБК)

Условный номер КНБК	Элементы КНБК (до бурильных труб)						суммарная длина КНБК, м	суммарная масса КНБК, кг
	номер по порядку	типоразмер, шифр	расстояние до глубины установки, м	техническая характеристика				
				наружный диаметр, мм	длина, м	Масса		
1	2	3	4	5	6	7	9	10
1	1	Долото Ø 490 мм	0	490	0,4	300		
	2	Переводник	0,4	229	0,59	132		
	3	УБТ Ø 229 мм	0,99	229	18,28	5337,8	19	6
2	1	Долото Ø 393,7 мм	0	393,7	0,35	180		
	2	УБТ Ø 229 мм	0,35	229	18,3	5337,8		
	3	КЛС 394	18,63	394	0,51	149		
	4	УБТ Ø 203 мм	19,14	203	9,45	2107,4		
	5	Переводник	28,59	203	0,38	84,74		
	6	УБТ Ø 178 мм	28,97	178	75,6	12398	105	20,3
3	1	Долото Ø 295,3 мм	0	295,3	0,35	93		
	2	ВЗД-240	0,35	240	8,5	1900		
	3	УБТ Ø 203 мм + MWD	8,85	203	9,45	2107,4		
	4	КЛС 295,3	18,3	295,3	1,6	356,8		
	5	УБТ Ø 203 мм	19,9	203	9,45	2107,4		
	6	Переводник	29,35	203	0,38	84,74		
	7	УБТ Ø 178 мм	29,73	178	56,7	9298,8		
	8	УБТ Ø 165 мм	86,43	165	18,9	2570,4		
	9	ЯСС	105,33	165	5,6	680		
	10	УБТ Ø 165 мм	110,93	165	28,35	3855,6	139	23
4	1	Долото Ø 215,9 мм	0	215,9	0,25	43		
	2	ВЗД-172	0,25	172	8,6	1190		
	3	УБТ Ø 178 мм + MWD	8,85	178	9,45	1549,8		
	4	Переводник	18,3	178	0,3	49,2		
	5	КЛС 215,9	18,6	215,9	1,0	164		
	6	Переводник	19,6	178	0,4	65,6		
	7	УБТ Ø 178 мм	20	178	75,6	12398		
	8	УБТ Ø 165 мм	95,6	165	18,9	2570,4		
	9	ЯСС	114,5	165	5,6	680		
	10	УБТ Ø 165 мм	120,1	165	18,9	2570,4	139	21

Условный номер КНБК	Элементы КНБК (до бурильных труб)							
	номер по порядку	типоразмер, шифр	расстояние до глубины установки, м	техническая характеристика			суммарная длина КНБК, м	суммарная масса КНБК, кг
				наружный диаметр, мм	длина, м	Масса		
1	2	3	4	5	6	7	9	10
5		Бур гол Ø 215,9/100 мм	0	215,9	0,3	25		
	1	КОС СК-178/100	0,3	178	20,4	2900		
	2	УБТ Ø 178 мм	20,7	178	85,05	13948		
	3	ЯСС	105,75	165	5,6	680		
	4	УБТ Ø 165 мм	111,35	165	18,9	2570,4	130,25	20,1

Примечание:

- Применять компоновку с системой MWD с глубины 400 м до 2700 м.
- При разбурировании цементных стаканов и проработке возможно использование трёхшарошечных долот.
- Фактическая КНБК при необходимости может быть изменена по согласованию в зависимости от состояние ствола скважины, будет уточнена в программе бурения.
- Типы используемых долот при необходимости может быть изменен согласно режима бурения, по согласованию.
- Возможно включение в КНБК ЯССа по согласованию
- КНБК уточняется в соответствии с программой бурения сервисной компании, по согласованию

Таблица 8.3. Потребное количество элементов КНБК

Типоразмер, шифр или краткое название элемента КНБК	Вид технологической операции (бурение, отбор керна, расширка, проработка)	Интервал работ по стволу, м		Потребное количество на интервал, шт. (для УБТ комплектов)
		от (верх)	до (низ)	
1	2	3	4	6
Долото Ø 490 мм PDC	Бурение, проработка	0	30	1
УБТ Ø 229 мм		0	30	1
Долото Ø 393,7 мм, PDC	Бурение, проработка	30	400	1
КЛС 394		30	400	1
УБТ Ø 229 мм		30	400	1
УБТ Ø 203 мм		30	400	1
УБТ Ø 178 мм		30	400	1
Долото Ø 295,3 мм PDC		400	1600	2
КЛС 295,3	Бурение, проработка	400	1600	1
УБТ Ø 203 мм		400	1600	1
УБТ Ø 178 мм		400	1600	1
УБТ Ø 165 мм		400	1600	1
Долото Ø 215,9 мм, PDC		1600	2700	3
КЛС 215,9	Бурение, проработка	1600	2700	1
УБТ Ø 178 мм		1600	2700	1
УБТ Ø 165 мм		1600	2700	1
Бур гол Ø 215,9/100 мм		2470	2700	2
КОС СК-178/100	Отбор керна	2470	2700	1
УБТ Ø 178 мм		2470	2700	1
УБТ Ø 165 мм		2470	2700	1
		2470	2700	1

Таблица 8.4 Бурильные трубы

Обозначение бурильной трубы	Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Марка (группа прочности) материала	Тип замкового соединения	Количество труб, м
1	2	3	4	5	6
СБТ	127	9,19	G	NC-50	2700

Таблица 8.5. Конструкция бурильных колонн

Вид технологической операции	Интервал по стволу, м		Допустимая глубина спуска на клиньях, м	Номер спуска бурильной колонны снизу вверх без КНБК	Характеристика бурильной трубы					Длина секции, м	Масса, тн		КЗП трубы на:	
	от (верх)	до (низ)			тип (шифр)	наружный диаметр, мм	марка (группа прочности) материала	толщина стенки, мм	тип замкового соединения		секции	нарастающая с учетом КНБК	фактический	выносливость
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Бурение	30	400	400	1	СБТ	127	G	9,19	NC 50	495	14,9	35,2	4,79	3,5
Бурение	400	1600	1600	1	СБТ	127	G	9,19	NC 50	1461	43,8	63,8	1,96	3,5
Бурение	1600	2700	2700	1	СБТ	127	G	9,19	NC 50	2561	76,8	97,8	1,59	6,9

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

Название обсадной колонны	Интервал, м		Характеристика бурильной трубы					Длина труб на интервал е, м	Масса труб, тн		
	от (верх)	до (низ)	тип (шифр)	наружный диаметр, мм	марка (группа прочности) материала	толщина стенки, мм	тип замкового о соеди- нения		теорети- ческая	с плюсо- вым допуском	с норма- тивным запасом
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Направление Ø 426мм	0	30	УБТ Ø 229 мм	229	40XH2MA	79	6 ⅝ FH	18,28	5,3	5,6	5,8
Кондуктор Ø 323,9 мм	30	400	УБТ Ø 229 мм	229	40XH2MA	79	6 ⅝ FH	-	5,3	5,6	5,8
			УБТ Ø 203 мм	203	40XH2MA	66	5 ½ FH	9,45	2,1	2,2	2,3
			УБТ Ø 178 мм	178	40XH2MA	53,5	NC 50	75,6	12,4	13,0	13,5
			СБТ Ø 127 мм	127	G	9,19	NC 50	295	8,6	9,0	9,4
Промежуточная колонна Ø 244,5 мм	400	1600	УБТ Ø 203 мм	203	40XH2MA	66	5 ½ FH	9,45	4,2	4,4	4,6
			УБТ Ø 178 мм	178	40XH2MA	53,5	NC 50	-	9,3	9,8	10,2
			УБТ Ø 165 мм	165	40XH2MA	47	NC 46	47,25	6,4	6,7	7,0
			СБТ Ø 127 мм	127	G	9,19	NC 50	1285	45,8	48,1	50,1
Эксплуатационная колонна Ø 168,3 мм	1600	2700	УБТ Ø 178 мм	178	40XH2MA	53,5	NC 50	28,35	13,9	14,6	15,2
			УБТ Ø 165 мм	165	40XH2MA	47	NC 46	-	5,1	5,4	5,6
			СБТ Ø 127 мм	127	G	9,19	NC 50	980	28,9	30,4	31,8

Примечания: Характеристики КНБК могут быть изменены в зависимости от состояния ствола скважины по согласованию, будут уточнены в программе бурения.

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	2700	Бурение, спуск обсадной колонны	4	5

Таблица 8.8 Режим работы буровых насосов

Интервал, м		Название технологической операции (бурение, проработка, промывка и т.д.)	Тип буровых насосов	Количество насосов	Режим работы буровых насосов						Суммарная производительность насосов, л/с
от (верх)	до (низ)				коэффициент использования гидравлической мощности	диаметр цилиндрических втулок, мм	допустимое давление, МПа	коэффициент наполнения	число двойных ходов в мин	Производительность, л/с	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
0	30	Бурение	F-1300	1	0,9	178	240	1,0	90	34,0	34,0
30	400	Бурение	F-1300	2	0,9	178	240	1,0	70	26,33	52,7
400	1600	Бурение	F-1300	2	0,9	165	280	1,0	70	22,83	45,7
1600	2700	Бурение	F-1300	1	0,9	165	280	1,0	77	25	25

Таблица 8.9. Распределение потерь давлений в циркуляционной системе буровой

Интервал, м		Вид технологической операции	Давление на стояке в конце интервала, кгс/см ²	Потери давлений (кгс/см ²) для конца интервала в				
от (верх)	до (низ)			элементах КНБК		бурильной колонне	кольцевом пространстве	обвязке буровой установки
				долоте (насадках)	забойном двигателе			
1	2	3	4	5	6	7	8	9
30	400	Бурение	49	44		1,8	0,03	2,9
400	1600	Бурение	141	51	7,5	31,6	0,5	6,5
1600	2700	Бурение	130	68	9,5	44	3	6

Таблица 8.10. Гидравлические показатели промывки

Интервал, м		Вид технологической операции	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с·см ²	Схема промывки долота (центральная, периферийная, комбинированная)	Диаметр сопла на центральном отверстии, мм	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность, срабатываемая на долоте, кВт
от (верх)	до (низ)						кол-во	диаметр, мм		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
0	30	Бурение	0,25	0,018	Периферийная		3	15,9	84	271,3
30	400	Бурение	0,56	0,043	Периферийная		3	19,1	91	487,4
400	1600	Бурение	0,94	0,067	Периферийная	-	3	17,5	93	563,5
1600	2700	Бурение	1,25	0,070	Периферийная		3	12,7	97	281,1

9. КРЕПЛЕНИЕ СКВАЖИН

9.1. ОБСАДНЫЕ КОЛОННЫ

Таблица 9.1. Способы расчеты наружных давлений и опрессовки обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска	Номер раздельно спускаемой части колонны в порядке спуска	Признаки: ДА, НЕТ			Опрессовочный агент		Рекомендуемая глубина установки пакеров для опрессовки (сверху вниз), м
		допустима ли позтапная 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
2	1	нет	да	нет	буровой раствор	1,20	-
3	1	нет	да	нет	буровой раствор	1,24	-
4	1	нет	да	нет	вода	1,01	-

Таблица 9.2. Распределение давлений по длине колонны

Номер колонны в порядке спуска (см. табл.гр.1)	Название колонны	Номер отдельно спускаемой части колонны в порядке спуска (см. табл.5.2.гр.8)	Распределение избыточных давлений по длине отдельно спускаемой части колонны					
			глубина, м		наружное, кгс/см ²		внутреннее, кгс/см ²	
			от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5	6	7	8	9
2	Кондуктор	1	0	400	0	44	75	79
3	Промежуточная колонна	1	0	1600	0	72	299	322
4	Эксплуатационная колонна	1	0	2700	0	305	299	272

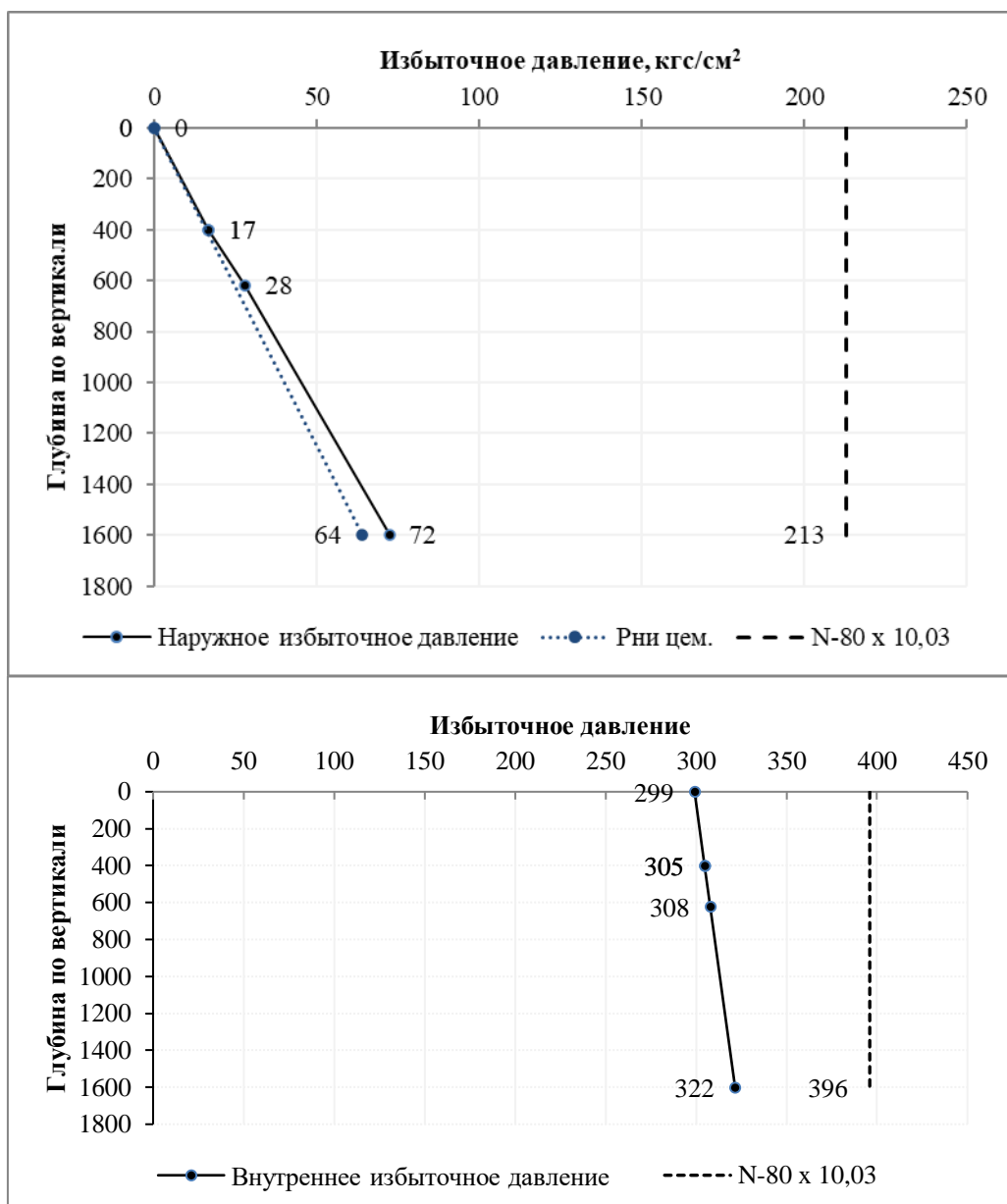


Рисунок 9.2. Распределение избыточных давлений (промежуточная колонна)

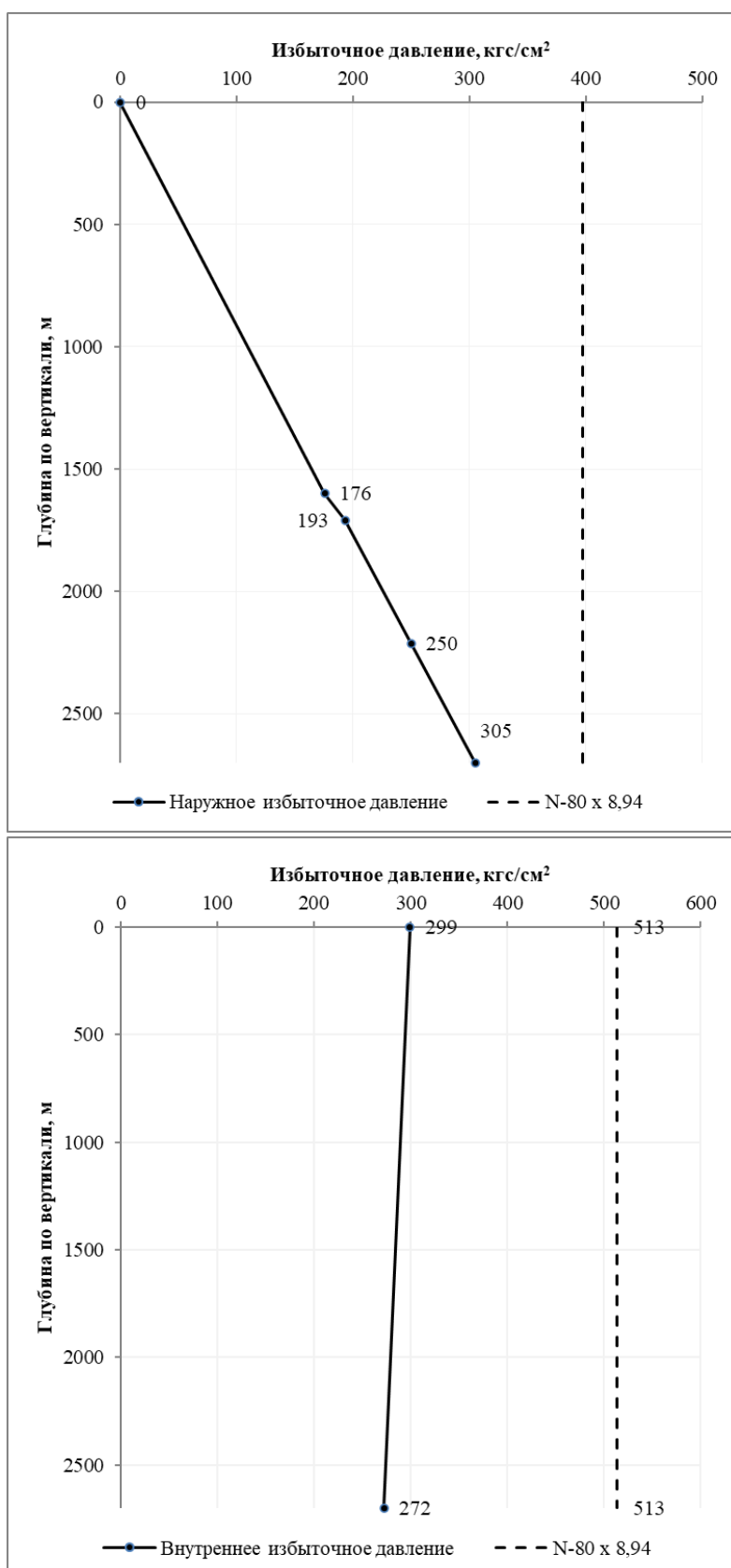


Рисунок 9.3. Распределение избыточных давлений (эксплуатационная колонна)

Таблица 9.3 Рекомендуемые типоразмеры обсадных труб

Характеристики обсадных труб					Рекомендуется к использованию: ДА, НЕТ
наружный диаметр, мм	производство: отечественное, импортное	условный код типа соединения (см. табл.5.3.гр.11 и 16.2.гр.4)	марка (группа прочности труб)	толщина стенки, мм	
1	2	3	4	5	6
426	импортное	BTC	K-55	11	да
323,9	импортное	BTC	K-55	9,5	да
244,5	импортное	Vam Top	N-80	10,03	да
168,3	импортное	Vam Top	N-80	8,94	да

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

Таблица 9.4 Параметры обсадных труб

Номер колонны в порядке спуска	Номер раздельно-спускаемой части колонны в порядке спуска	Номер равнопрочной секции труб в раздельно-спускаемой части колонны (сверху вниз)	Интервал установки равнопрочной секции, м		Длина секции, м	Масса секции, тн	Нарастающая масса, тн	Характеристика обсадной трубы				КЗП при		
			от (верх)	до (низ)				Номинальный наружный диаметр, мм	код типа соединения	марка (группа прочности) материала труб	толщина стенки, мм	избыточном давлении		растяжении
												наружном	внутреннем	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
2	1	1	0	400	400	30,40	30,40	323,9	BTC	K-55	9,5	1,95	2,47	11,68
3	1	1	0	1600	1600	92,80	92,80	244,5	Vam Top	N-80	10,03	2,95	1,23	4,39
4	1	1	0	2700	2700	94,77	94,77	168,3	Vam Top	N-80	8,94	1,30	1,71	1,40

Примечание: Возможно замена обсадных труб всех размеров и типов резьбы на более высокопрочные по согласованию, будут уточнены в программе бурения и спуска обсадных колон.

Таблица 9.5 Суммарная масса обсадных труб

Характеристика трубы		Масса труб с заданной характеристикой, тн		
код типа соединения	условное обозначение трубы и/или муфты по ГОСТ 632-80	теоретическая	с плюсовым допуском	с нормативным допуском
1	2	3	4	5
BTC	324 x 9,5 –К-55	30,40	31,92	33,52
VAM TOP	244,5 x 10,03 - N-80	92,80	97,44	102,31
VAM TOP	168,3 x 8,94 – N-80	94,77	99,51	104,48

Таблица 9.6. Технологическая оснастка обсадных колонн

Номер колон-ны в поряд-ке спуска	Название колонны	Элементы технологической оснастки колонны				Суммарные на колонну
		наименование, шифр, типоразмер	масса элементов, кг	интервал установки по стволу, м		количество, шт
				от (верх)	до (низ)	
1	2	3	4	5	6	7
1	Направление Ø 426 мм	426 мм направляющий башмак тип БКМ-426	125		30	1
		Обратный клапан тип ЦКОД.1-426	115		20	1
		Пробка продавочная тип ПРП-Ц	65	-	-	1
2	Кондуктор Ø 323,9 мм	324 мм направляющий башмак тип БКМ-324	85		400	1
		Обратный клапан тип ЦКОД. 1-324	89		380	2
		324 мм центраторы тип ЦЦ	19	0	380	16
		Пробка продавочная тип ПРП-Ц	25	-	-	2
3	Промежуточная колонна Ø 244,5 мм	245мм направляющий башмак тип БКМ-245	53		1600	1
		Обратный клапан тип ЦКОД. 1-245	52		1580	2
		245мм центраторы тип ЦЦ	15	0	1600	55
		турболизаторы ЦТ-245	15	0	1600	35
		Пробка продавочная тип ПРП-Ц	23			2
4	Эксплуатационная колонна Ø 168,3мм	168 мм направляющий башмак тип БКМ-168	20		2700	1
		Обратный клапан тип ЦКОД. 1-168	20		3680	2
		168 мм пентраторы** тип ЦЦ	9			95
		168 мм скребки*** тип СК	1	2000	2600	45
		168 мм турбулизаторы**** тип ЦТ	1	2000	2600	55
		Муфта ступенчатого цементирования тип МСЦ-168	165		1600	1
		Пробка продавочная ПРП-Ц	10	-	-	1

Примечания:

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

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

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

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

Таблица 9.7 Режим спуска обсадных труб

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Тип, шифр инструмента для спуска (элеватор, спайдер, спайдер-элеватор)	Средства смазки и уплотнения резьбовых соединений		Интервал глубины с одинаковой допустимой скоростью спуска труб, м		Допустимая скорость спуска труб, м/с	Допустимая глубина спуска труб на клиньях, м	Периодичность долива колонны, мин	Промежуточные промывки		
			шифр или название	ГОСТ, ОСТ, ТУ, МРТУ, МУ и т. д. на изготовление	от (верх)	до (низ)				глубина, м	продолжительность, мин	расход, л/с
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	Кондуктор Ø 323,9 мм	Спайдер-элеватор	P-2МВП	ТУ 38-101708-78	0	400	0,4-0,3	400		250	1 цикл	45
2	Промежуточная Ø 244,5 мм	Спайдер-элеватор	P-2МВП	ТУ 38-101708-78	0	350	0,7-0,5	1600		350	1 цикл	35
					350	1600	0,4-0,3			650	1 цикл	35
										950	1 цикл	35
										1600	1 цикл	35
3	Эксплуатационная Ø 168,3 мм	Спайдер-элеватор	P-2МВП	ТУ 38-101708-78	0	2700	0,3-0,5	2700		1670	1 цикл	25
										2020	1 цикл	25
										2370	1 цикл	25
										2700	1 цикл	25

Примечания:

- При необходимости долива обсадных колонн максимально допустимая высота незаполненной части при четырехкратном запасе прочности составит
- кондуктор - 150 м,
- промежуточная колонна - 350м,
- эксплуатационная - 700 м,
- Количество и глубины промежуточных промывок следует уточнить по фактическому состоянию ствола скважины по согласованию. Будут уточнены в программе по спуску обсадных колонн.

Таблица 9.8. Опрессовка обсадных труб

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Плотность жидкости для опрессовки, г/см ³		Давление на устье скважины при опрессовке, МПа	
		раздельно-спускаемой части	цементного кольца	раздельно-спускаемой части	цементного кольца
1	2	3	4	5	6
1	Кондуктор Ø 323,9 мм	1,19	-	7,5	-
2	Промежуточная Ø 244,5мм	1,24	1,22	28	11
3	Эксплуатационная Ø 168,3 мм	1,01	-	28	-

Примечание:

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

9.2. ЦЕМЕНТИРОВАНИЕ ОБСАДНЫХ КОЛОНН

Таблица 9.9. Общие сведения о цементировании обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Способ цементирования (прямой, ступенчатый, обратный)	Данные по отдельно спускаемой части колонны			Данные о каждой ступени цементирования					
			номер в порядке спуска	интервал установки, м		глубина установки муфты для ступенчатого цементирования, м	номер ступени цементирования	высота цементного стакана, м	название порции тампонажного раствора	интервал глубины цементирования, м	
				от (верх)	до (низ)					от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	Кондуктор	прямой	1	0	400	-		24	Тампонажный (1,55 г/см ³)	0	300
									Тампонажный (1,85 г/см ³)	300	400
2	Промежуточная	прямой	1	0	1600	*		24	Тампонажный (1,52 г/см ³)	0	400
									Тампонажный (1,82 г/см ³)	400	1600
3	Эксплуатационная	Двух ступенчатый	1	0	2700	1550	1	24	Тампонажный (1,85г/см ³)	0	1550
							2		Тампонажный (1,80г/см ³)	1550	2700

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

Таблица 9.10. Характеристика жидкостей для цементирования

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Номер ступени (снизу-вверх)	Характеристика жидкости (раствора)			Время ОЗЦ, ч
			тип или название	объем порции, м ³	плотность, г/см ³	
1	2	4	5	6	7	11
1	Направление	1	Буфер	2	1,0	24
			Тампонажный	4,0	1,80	
			Продавочная жидкость	2,6	1,07	
2	Кондуктор	1	Буфер	6,0	1,0	24
			Тампонажный 1	17	1,55	
			Тампонажный 2	18	1,85	
			Продавочная жидкость	43	1,19	
3	Промежуточная	1	Буфер	8,0	1,0	24
			Тампонажный 1	16	1,52	
			Тампонажный 2	32	1,82	
			Продавочная жидкость	63	1,24	
4	Эксплуатационная	1	Буфер	12,0	1,0	48
			Тампонажный	22	1,85	
			Продавочная жидкость	48	1,22	
		2	Буфер	10,0	1,0	
			Тампонажный	28	1,85	
			Продавочная жидкость	28	1,22	

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. Будут уточнены в программе по цементированию.

Таблица 9.11 Компонентный состав жидкостей для цементирования и характеристики компонентов

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Номер ступени (снизу-вверх)	Тип или название жидкости для цементирования	Название компонента	Норма расхода компонента, кг/м ³ , л/м ³	Примечание
1	2	4	5	6	7	
1	Направление	1	буфер	Вода	1000	
			Тампонажный	ПЦТ I-G-CC-1	1230	
				CaCl ₂	24,0	
				Вода	590	
2	Кондуктор	1	буфер	Вода	1000	
			Тампонажный 1	ПЦТ III-ОБ5-50	1000	
				CaCl ₂	27,6	
				Вода	690	
			Тампонажный 2	ПЦТ I-G-CC-1	1230	
				CaCl ₂	18,45	
				Вода	590,5	
3	Промежуточная	1	буфер	Вода	1000	
				WellFix Spacer B-1	1%	Буферная композиция
			Тампонажный 1	ПЦТ III-ОБ5-50	1000	
				Wellfix FL-1	2,0	понижитель фильтрации
				Wellfix RD -50	86,8	расширяющая добавка
				Wellfix RTD-2	2,00	замедлитель схватывания
				WellFix L	0,4-22,0% к объёму тампонажного раствора	газблокатор
				Вода	690	
			Тампонажный 2	ПЦТ I-G-CC-1	1350,00	
				Wellfix FL-1	0,1-0,6% к массе сухого цемента	понижитель фильтрации
				Wellfix P-130	0,02 – 0,2% от массы смеси	пластификатор
				Wellfix RTD-2	концентрация подбирается индивидуально	замедлитель схватывания
				WellFix L	0,4-22,0% к объёму тампонажного раствора	газблокатор
				Вода	612,50	
4	Эксплуатационная	1	буфер	Вода	1000	
				WellFix Spacer B-1	1%	Буферная композиция
			Тампонажный	ПЦТ I-G-CC-1	1242,00	
				Wellfix FL-1	0,1-0,6% к массе сухого цемента	понижитель фильтрации
				WellFix Def	0,1-0,3% от веса цемента	пеногаситель

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Номер ступени (снизу-вверх)	Тип или название жидкости для цементирования	Название компонента	Норма расхода компонента, кг/м ³ , л/м ³	Примечание
1	2	4	5	6	7	
				Wellfix RD-50	5-8 % к массе сухого цемента	расширяющая добавка
				Wellfix RTD-2	концентрация подбирается индивидуально	замедлитель схватывания
				Wellfix Arma	0,5-2,0	кольматирующая добавка
				Wellfix P-130	0,02 – 0,2% от массы смеси	пластификатор
				WellFix L	0,4-22,0% к объёму тампонажного раствора	газблокатор
				Вода	600	
		2	буфер	Вода	1000	
				WellFix Spacer B-1	1%	Буферная композиция
			Тампонажный	ПЦТ I-G-CC-1	1240	
				Wellfix FL-1	1,00,1-0,6% к массе сухого цемента	понижитель фильтрации
				Wellfix P-130	0,02 – 0,2% от массы смеси	пластификатор
				WellFix Def	0,1-0,3% от веса цемента	пеногаситель
				Wellfix RD-50	5-8 % к массе сухого цемента	расширяющая добавка
				Wellfix Arma	0,5-2,0	кольматирующая добавка
				WellFix L	0,4-22,0% к объёму тампонажного раствора	газблокатор
				Вода	600	

Примечание: Количество реагентов и рецептура тампонажной смеси уточняется по результатам лабораторного анализа. Будут уточнены в программе по цементированию;

Применять добавки для улучшения сцепления цемента с породой и стенками обсадной колонны по согласованию;

Таблица 9.12 Технологические операции при цементировании и режим работы цементируемых 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	SJ	10	1,3	2	3,3	3,3
		закачка	Тампоная		7		5	11,9	15,2
		продавка			10		5,2	8,7	23,9
2	1	закачка	Буфер	SJ	10	2,5	6	10	10
		приготовление	Тампоная 1		7		17	20,0	30,0
		приготовление и закачка	Тампоная 1		7		17	40,5	70,5
		приготовление и закачка	Тампоная 2		7		18	42,9	113,3
		сброс пробки	Буровой раствор		-			10	123,3
		продавка			20		40	33,3	156,7
		продавка			6		3	8,3	165,0
		закачка			Буфер		10	7,5	8
приготовление и закачка	Тампоная 1	12	15	20,8	34,2				
приготовление и закачка	Тампоная 2	12	35	48,6	82,8				
сброс пробки	Буровой раствор	-		5	87,8				
продавка		22	60	45,5	133,2				
продавка		8	3	6,3	139,5				
4	1	закачка	Буфер	SJ	10	10	12	20,0	20,0
		приготовление и закачка	Тампоная		9		22	40,7	60,7
		сброс пробки			-			10	70,7
		продавка	Буровой раствор		18		45	41,7	112,4
		продавка	Буровой раствор		5		2	6,7	119,1
	2	закачка	Буфер	10	5,4	10	16,7	16,7	
		приготовление и закачка	Тампоная	8		28	58,3	75,0	
		сброс пробки				-	10	85,0	
		продавка	Буровой раствор	15		25	27,78	112,8	
		продавка	Буровой раствор	10		3	5,00	117,8	

Примечание: Применять двухнасосные цементирующие агрегаты с системой затворения и осреднения

Таблица 9.13. Потребное для цементированния обсадных колонн количество цементирующей техники

Номер колонны в порядке спуска	Интервал, м		Потребное количество ЦА			
	от (верх)	до (низ)	основных			
			тип	всего	в том числе для	
					закачки	продавки
1	2	3	4	5	6	7
1	0	30	SJ	1	1	
2	0	400	SJ	1	1	
3	0	1600	SJ	1	1	1
4	0	2700	SJ	1	1	1

Таблица 9.14. Потребное для цементированния обсадных колонн количество материалов

№№ п/п	Название или шифр	Единица измерения	Потребное количество							Суммарное количество на скважину
			Номера колонн							
			направление	1		2		3		
				кондуктор		промежуточная		эксплуатационная		
			1 порция	2 порция	1 порция	2 порция	1 ступень	2 ступень		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	ПЦТ I-G-CC-1	кг	6150		22140		43200	27324	34720	133534
2	ПЦТ III-ОБ5-50	кг		17000		16000				33000
3	CaCl ₂	кг	120	469,2	332,1					921,3
4	Wellfix FL-1	кг				32	86,4	54,56	28	200,96
5	WellFix Def	кг						54,648	69,44	124,09
6	Wellfix RD-50	кг				1385,6		1909,6	1120	4415,20
7	Wellfix RTD-2	кг				32	64	54,56		150,56
8	Wellfix Arma	кг						54,56	28	82,56
9	Wellfix P-130	кг					8,64	55	28	91,64
10	WellFix L	кг				1600	3200	2200	2800	9800
11	WellFix Spacer B-1	кг				80		120	100	300
12	Вода	м ³	4,95	17,73	10,629	19,04	19,6	25,2	16,8	113,95

Примечание: Рекомендуется иметь 10-30% запас материалов сверх расчетного, на случай непредвиденных обстоятельств. Допускается использование химических реагентов аналогичного действия других фирм-производителей. Количество воды, цемента и химических реагентов для обработки тампонажных растворов и буферных жидкостей взято с учетом коэффициента К = 1.1, учитывающего потери материалов при перетаривании. Зависимости от состояния ствола объемы закачиваемого цемента могут быть изменены. Дополнительно будут уточнены в программе по цементированию.

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, кгс/см ²		Типоразмер, шифр или название устанавливаемого устьевого и ПВО оборудования	ГОСТ, ОСТ, ТУ, МРТУ, МУ и т. д. на изготовление	Количество, шт	Допустимое рабочее давление, МПа	Масса, тн	
п/п	название		после установки	перед вскрытием напорного горизонта					единицы	суммарная
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Кондуктор Ø 323,9 мм	45	75		ПУГ 13 ⁵ / ₈ " x 5000psi	ГОСТ 13862 – 2003	1	35,0	6,27	6,27
					2ППГ 13 ⁵ / ₈ " x 5000psi	ГОСТ 13862 -2003	1	35,0	6,4	6,4
					ОКК2 35-140x245x324	ГОСТ 30196 -2001	1	35,0	3,73	3,73
2	Промежуточная колонна Ø 244,5 мм	45	280	110	ПУГ Hydril-11"x 5000psi	ГОСТ 13862-2003	1	35,0	3,1	3,1
					2ППГ- 2FZ -11" x 5000psi	ГОСТ 13862 -2003	1	35,0	4,3	4,3
3	Эксплуатационная колонна Ø 168,3 мм	-	280		АФК6 – 65x35	ГОСТ 13846-2003	1	35,0	3,1	3,1

Примечание: Колонная головка ОКК2 35-168x245x324 монтируется на устье скважины в соответствии с инструкцией завода-изготовителя без применения сварных соединений. Будут уточнены в программе по бурению.

10. ИСПЫТАНИЕ СКВАЖИНЫ

10.1. ИСПЫТАНИЕ ПЛАСТОВ В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ

Таблица 10.1 Продолжительность работы пластоиспытателя, спускаемого на трубах

Объект испытания		Вид операции (опробование, испытание, испытание с геофизическими исследованиями)	Затраты времени на испытание							Суммарное время по всем объектам, сут	
для буровой организации				для геофизической организации							
номер	глубина нижней границы, м		нормативное время, ч			всего на объект, сут.	нормативное время, ч		всего на объект, сут	для буровой организации	для геофизической организации
		проработка по нормам ЕНВ	промывка	испытание (опробование)	ожидание притока по табл. 21 СНВ на ПГИ		испытание (опробование) по табл. 2, 21 СНВ на ПГИ				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12

Примечание: Испытания пластов пластоиспытателем в процессе бурения производиться не будет

Таблица 10.2 Продолжительность работы опробователя пластов, спускаемого на кабеле

№ скважины	Интервал залегания объекта, м		Тип опробователя	Испытание объекта	
	от (верх)	до (низ)		количество отбираемых проб, шт.	продолжительность работы, сут
1	2	3	4	5	6
-	-	-	-	-	-

Примечание: Работы опробователя пластов, спускаемого на кабеле производиться не будут.

10.2. ОСВОЕНИЕ ГОРИЗОНТОВ НА ПРОДУКТИВНОСТЬ В ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННЕ

Таблица 10.3. 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, тн			КЗП		
		от (верх)	до (низ)	номинальный наружный диаметр, мм	тип	марка (группа прочности) стали	толщина стенки, мм	теоретическая масса, кг/м		теоретическая	с учетом		на растяжение	На избыточное давление	
											плюсового допуска	запаса при спуске при наличии в скважине H ₂ S		наружное	внутреннее
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1	1	0	2700	73	высаженные	E	5,5	9,67	2700	26	27	-	1,78	>1,15	>1,32

Примечание:

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

Таблица 10.4. Характеристика жидкостей и составляющие их компоненты для установки цементных мостов

Номер объекта опробования	Интервал установки моста, м		Характеристика жидкостей					
	от (верх)	до (низ)	название или тип	объем порции, м ³	плотность, г/см ³	составляющие компоненты		удельный расход на 1 м ³ раствора, кг/м ³
						название	плотность, г/см ³	
1	2	3	4	5	6	7	8	9

Примечание: цементные мосты не устанавливаются – скважины добывающие

Таблица 10.5. Потребное количество цементировочной техники для установки цементных мостов

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

Примечание: цементные мосты не устанавливаются – скважины добывающие

Таблица 10.6. Потребное количество материалов для установки цементных мостов

Номер объекта	Название или шифр	Единицы измерения	Потребное количество
1	2	3	4

Примечание: цементные мосты не устанавливаются – скважины добывающие

Таблица 10.7. Продолжительность подготовительных работ к опробованию (освоению) объектов в эксплуатационной колонне

Название процесса, операции по испытанию (освоению) и интенсификации	Номера таблиц по сснв на 3 или местные нормы	Продолжительность, сут	
		процесса (операции) по объектам, сут	суммарная по объекту
1	2	3	
ПЗР перед опробованием	ССНВ табл.22, п.3	1,5	1,5
Шаблонировка эксплуатационной колонны	ССНВ табл.22, п.13	2,1	2,1
Перфорация обсадной колонны	ССНВ таб.25, графа 8	3,0	3,0
Вызов притока, опробование	ССНВ таб.22, графы 6	5,3	5,3
Опробование, очистка ПЗП	ССНВИ табл 17	9,1	9,1
СПО для установки пакера до ГРП, распаковка после ГРП	ССНВ таб.22, графы 14	2,0	2,0
Гидравлический разрыв пласта	ССНВ таб.24, графа 6	3,0	3,0
Работа после интенсификации притока из пласта, опробование	ССНВ таб.26, гр. 8 и Табл. А, гр. 7	7,0	7,0
Итого		33	33

Примечание:

1. Процесс операции по освоению и интенсификации притока может корректироваться с учетом программы опробования сервисной компании, согласованной с «Заказчиком».
2. Добываемая продукция от устьев скважин по индивидуальным газопроводам, заложенным на глубину ниже глубины промерзания грунта, под буферным давлением поступает на ГСП, где производится поочередный поскважинный замер дебитов газа и предварительная подготовка. Далее газ по межпромысловому газопроводу Ø 219 x7 мм, рассчитанному на рабочее давление 7,5 МПа, протяжённость 38 км будет направляться до точки врезки на месторождении Жаркум в газопровод «Айрақты-Жаркум-Амангельды» с прокачкой до УКПГ «Амангельды».

Таблица 10.8. Продолжительность работы агрегатов при освоении объектов в эксплуатационной колонне

Номер объекта	Название процесса, операции по освоению и интенсификации	Используемые агрегаты при выполнении работ	Кол-во вызовов	Источник норм времени	Продолжительность работы, ч
1	2	3	4	5	6
1	Опрессовка ФА на устье скважины	ЦА-320	1	Сметные нормы времени на работу и дежурство спецтехники	1,50
	Опрессовка устья скважины после установки противовыбросовой задвижки	ЦА-320	1		1,50
	Смена тех. воды на перфорационную жидкость	ЦА-320	1		6,0
	Подготовительные работы перед опробованием (освоением)	ЦА-320	1		8,0
	Смена перфорационной жидкостью (буровой раствор) на техническую воду	ЦА-320	1		6,0
	Промывка скважины после перфорации для очистки забоя	ЦА-320	1		36
	Глушения скважины перед установки пакера и дежурство при СПО для установки пакера до ГРП	ЦА-320	1		72
Итого на работу:					131

Примечание: По усмотрению Заказчика, продолжительность опробования одного объекта может быть изменена. Допускается применение аналогичных агрегатов

Таблица 10.9. Потребное количество материалов для проведения ГРП в эксплуатационной колонне

Название или шифр	Концентрация	Единица измерения	Итого	Единица измерения
2	3	4	5	6
Гель	10	л\м ³	1839	л
Сшиватель	10	л\м ³	1743	л
Breaker	2	кг\м ³	344	кг

Примечание: Будут уточнены в программе по проведению ГРП.

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

Номер объекта	Название или шифр	Единица измерения	Потребное количество
1	2	3	4
1	Перфорационная жидкость	м ³	144
	Вода техническая (основа перфорационной жидкости)	м ³	132
	CaCl ₂ (для поддержания плотности 1,22 г/см ³)	т	42
	BARAZAN-D (загуститель)	кг	72
	BARASCAV-D (поглотитель CO ₂)	кг	200
	AKTAFLO-S (НПАВ)	кг	72
	Вода техническая для замены перфорационной жидкости на воду	м ³	48

Примечание: Будут уточнены в программе работ по освоению.

11. ДЕФЕКТОСКОПИЯ И ОПРЕССОВКА

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

Название обсадной колонны	Глубина скважины при проведении операции, м	Время механического бурения между очередными проверками, сут.	Тип контролируемых труб и УБТ	Количество контролируемых концов, шт	Вид операции дефектоскопии: трубные резьбы СБТ, зона сварного шва, УБТ и переводники, толщинометрия ЛБТ	Норма времени на контроль одной трубы по ЕНВ, мин	Продолжительность дефектоскопии по ЕНВ, час
1	2	3	4	5	6	7	8
Промежуточная колонна Ø 244,5 мм	1600	45	СБТ Ø 127	226	Трубные резьбы, зона сварного шва УБТС, переводники,	2,4	4,5
		30	УБТ Ø 203	20		2,4	0,4
		30	УБТ Ø 178	10		2,4	0,2
Эксплуатационная колонна Ø 168,3 мм	2700	45	СБТ Ø 127	462	Трубные резьбы, зона сварного шва УБТС, переводники,	2,4	9,2
		30	УБТ Ø 178	8		2,4	0,2
		30	УБТ Ø 165	34		2,4	0,7

Примечание:

1. Периодичность проверки дефектоскопией элементов бурильной колонны принята по таблице 4.1 (стр. 200) РД 39-13-90.

Таблица 11.2. Перечень деталей бурового оборудования, подлежащих дефектоскопии

1	2	3
Талевый блок	Щеки, нижняя серьга, кронштейн для подвески серьги	раз в год
Крюк	Крюк, боковые рога, штроп, карманы корпуса	раз в год
Крюкоблок	Щеки, крюк, боковые рога, карманы корпуса крюка	раз в год
Вертлюг	Штроп, карманы корпуса, переводники	раз в год
Элеваторы	Проушины, штроп, корпус элеватора	раз в год
Спайдер	То же	раз в год
Штропа	По всей длине	раз в год
Манифольд	Замер толщины стенок в местах изменения направления потока жидкости	раз в год
Буровая лебедка Краны конечных выключателей	Тормозные ленты, ручка лебедки	раз в 6 мес
Машинные ключи	Рукоятка, траверса, удержка, челюсти	раз в 6 мес
Верхний привод	По всей длине	раз в год

Таблица 11.3 Опрессовка оборудования и используемая техника

Название обсадной колонны	Название или номер контролируемого объекта	Глубина скважины при проведении операции, м	Используемая при проведении операции техника		Максимальное давление, создаваемое при опрессовке, кгс/см ²	Источник норм времени	Продолжительность проведения операций, час
			тип (шифр)	количество (шт)			
1	2	3	4	5	6	7	8
Кондуктор Ø 323,9 мм	Кондуктор совместно с ПВО	400	ЦА-320М	1	75,0	ЕНВБ§ 109	1,35
	Цементное кольцо и горные породы	400	ЦА-320М	1	-	ЕНВБ§ 112	1,53
Промежуточная Ø 244,5 мм	Промежуточная совместно с ПВО	1600	ЦА-320М	1	280	ЕНВБ§ 109	1,35
	Цементное кольцо и горные породы	1600	ЦА-320М	1	110	ЕНВБ§ 112	1,53
Эксплуатационная Ø 168,3 мм	Эксплуатационная колонна с колонной головкой ОКК2 35х168х245х324	2700	ЦА-320М	1	280	ЕНВБ§ 112	1,35
	Фонтанной арматурой АФК6 – 65 х35	2700	ЦА-320М	1	280	ЕНВБ§ 112	1,35

Примечания: * - Допустимо применение опрессовочных агрегатов других типов с соответствующими рабочими давлениями. Будут уточнены в программе бурения.

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

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 %.

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 тн. на дизельном или дизельэлектрическом приводе с достаточным уровнем механизации работ.

$$Q_{\text{МАХ}}_{\text{БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ}} = 98 \text{ т}$$

$$Q_{\text{МАХ}}_{\text{ОБСАДНОЙ КОЛОННЫ}} = 94 \text{ т}$$

$$Q_{\text{МАХ}}_{\text{БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ}} \times 1,4 = 98 \times 1,4 = 137,2 \text{ т}$$

Данным критерия подходит буровая установка ZJ-40 или аналоги грузоподъемностью не менее 225 тн.

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

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

Система приготовления, циркуляции и приготовления бурового раствора исключает загрязнение почвы буровым раствором и химическими реагентами, используемыми для обработки бурового раствора и обеспечивает высокую очистку бурового раствора от выбуренной породы. В холодное время буровая обогревается электрическим паровым котлом.

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

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

Монтаж и размещение бурового оборудования производится с использованием:

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

12.1. ПОДГОТОВИТЕЛЬНЫЕ РАБОТЫ К БУРЕНИЮ СКВАЖИНЫ (СКВАЖИН)

Сварочные работы при монтаже бурового оборудования

Таблица 12.1 Сварочные работы при монтаже бурового оборудования

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

Таблица 12.2 Объемы подготовительных работ к бурению скважины (скважин)

№ п/п	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Ед. измерения	Количество
1	2	3	4
1	Планировка площадки механизированным способом		
	при монтаже/при демонтаже	10000 м ²	1
2	Рытье траншей экскаватором глубиной 1 м с обратной засыпкой бульдозером	100 м	3
3	Рытье 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	13, 14, 15, 16	4
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 Объемы работ по комплекту бурового и силового оборудования

№/№	Наименование оборудование	Ед. изм.	Кол-во
1	2	3	4
1	Дизельные генераторы САТ С3512, N – 1020 кВт	шт.	1
2	Вышка буровая JJ225/38W	Компл.	1
3	Кронблок TC225	шт.	1
4	Крюкоблок YG225	шт.	1
5	Буровая лебедка JC28K;	шт.	1
6	Буровой насос	шт.	2
7	Аппарель (основание) в сборе	Компл.	1
8	Основание под вышку DZ225/9-S	шт.	1
9	Роторная площадка (подсвечник)	шт.	1
10	Приемный мост	Компл.	1
11	Наклонный мост	шт.	1
12	Стеллажи для укладки бурильных труб	шт.	6
13	Эвакуационный мост	шт.	1
14	Емкости для раствора, общий объем $V = 582 \text{ м}^3$	шт.	5
15	Емкость № для тех. воды $V = 100 \text{ м}^3$	шт.	1
16	Шламонакопитель 40 м^3	шт.	2
17	Доливная ёмкость 20 м^3	шт.	1
18	Вибросито -2 шт.	Компл.	1
19	Песко - Илоотделитель	Компл.	1
20	Центрифуга	Компл.	1
21	Вакуумный дегазатор	шт.	1
22	Энергоблок	Компл.	1
23	Желобная система для раствора	шт.	1
24	Линия манифольда	шт.	3
25	Основной Пульт ПВО	шт.	1
26	Блок дросселирования	шт.	1
27	Блок глушения	шт.	1
28	Газосепаратор	шт.	1
29	Линия выкидная	метр	200
30	Ёмкость для масла 5 м^3	шт.	1
31	Ёмкость для дизтоплива 40 м^3	шт.	1
32	Экологическая емкость ПВО 2 м^3	шт.	2

Примечание: буровая установка оборудуется системой верхнего привода (ВП)

Таблица 12.5 Объемы работ под конструктивные узлы вышки и привышечных сооружений к комплекту

п/п	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Единицы измерения	Количество
1	2	3	4
1	Обшивка балкона верхового рабочего синтетической тканью	балкон	1
2	Обшивка рабочей площадки металлическими щитами или синтетической тканью	площадка	1
3	Обшивка подвышечного основания синтетической тканью	осн	1
4	Сарай (навес для бур. насоса с приводом 8 м×4,0 м×2,6 м (каркас металл., обшивка синтетической тканью	сарай	1
5	Сарай для котельной 2,5 м×4 м×3 м обтянут синтетической тканью	-"-	1
6	Лестницы на буровой установке согласно схеме:	-"-	-"-
6.1	- для прохода на рабочую площадку со стороны приемного моста	лестница	1
6.2	- для прохода с рабочей площадки на поверхность земли	-"-	1
6.3	- для прохода с платформы на поверхность земли	-"-	2
6.4	- для прохода с циркуляционной системы на поверхность земли	-"-	2

Примечание: *- Монтаж помещений, электромонтаж и обвязка трубопроводами указанных объектов производится до начала бурения скважины.

Таблица 12.6 Объемы работ по фундаментам под комплект (и вышку)

п/п	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Единицы измерения	Количество
1	2	3	4
1*	Фундамент из железобетонных плит 3 м×1,5 м×0,2 м под	плита	
1.1	выщечное основание	-"	7
1.2	автоплатформу	-"	8
1.3	емкости циркуляционной системы	-"	8
1.4	блок приготовления бурового раствора	-"	5
1.5	буровой насос и привод к нему	-"	6
1.6	энергоблок	-"	5
2	Фундамент из железобетонных блоков 2 м×1 м×0,6 м под КПБ-3	-"	4
3	Изоляция синтетической пленкой площадок под выщечным блоком, блоком		
	приготовления раствора, насосами	м ²	100

Примечание: *- Допускается сооружать фундаменты из других плит с аналогичной несущей способностью

Таблица 12.7. Объем работ по перечню оборудования, включаемого при освоении первого и последующих объектов

п/п	Наименование работ(с указанием шифра или характеристики)	Единицы измерения	Количество
1	2	3	4
1	Газосепаратор с обвязкой трубопроводом	к-т	1
2	Выкидная линия НКТ Ø73мм для отработки скважины	шт	10
3	Ц/бежный насос с электромотором N-30 кВт	шт	1
4	Задвижки Ø 80мм высокого давления на линиях	шт	15
5	Фундамент из ж/б плит 6м х 2 м х 0,2 м под емкости	шт	6
6	Фундамент ж/б плит под ц/бежный насос 3м х 2м х 0,2м	шт	1
7	Агрегат УПА-60//80	к-т	1
8	Привод механизмов - Двигатель ЯМЗ	к-т	1
9	Талевая система – С устройством перепуска талевого каната 3х4	к-т	1
10	Буровой ротор (с карданным приводом) – Р-250	к-т	1
11	Устройство оттяжек с якорями к мачте УПА-60/80	шт	4
12	Дизельгенератор	к-т	1
13	Прожектор	шт	4
14	Трапные установки высокого и низкого давлений	атм	-"-

13. ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТЬ БУРЕНИЯ СКВАЖИН

Таблица 13.1 Продолжительность бурения скважины

Продолжительность цикла бурения скважин, сут.						
Всего	в том числе					
	строительно-монтажные работы	подготовительные работы	бурение и крепление	освоение в колонне		
				всего	гидро-разрыв пласта	в эксплуатационной колонне
1	2	3	4	5	6	7
83	6,0	2,0	42	33,0	12	21,0

Примечание: Заказчик, исходя из условий проводки скважины, может изменить продолжительность операций при бурения 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		1,0	
2	Кондуктор	2,0	30	400		4,0	
3	Промежуточная колонна	3,0	400	1600	10		
4	Эксплуатационная колонна	4,0	1600	2700	17		
	ИТОГО:	10,0	0	2700	32		

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

продолжение таблицы 14.1

23	Сигнальное или переговорное устройство между постом бурильщика, люлькой верхового рабочего и насосным отделением	БУ	1 шт.
24	Камера и мониторы (с выводом через интернет на пульт заказчика): Для слежения работы верхового рабочего Зона рабочих 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
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 уровни безопасности труда.

Таблица 14.2 Средства контроля

№ пп	Наименование, а также тип , вид, шифр и т.д.	Количество, шт.
1	2	3
1	Электронный индикатор веса	1
2	Индикатор силы на машинных ключах	1
3	Измеритель крутящего момента ротора ИМР-2	1
4	Пульт контроля за процессом бурения ПБК-7	1
5	Манометр буровой геликсный МБГ-7	4
6	Комплект приборов для измерения параметров бурового раствора	1

Таблица 14.3 Средства диспетчеризации

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

15. ЛИКВИДАЦИЯ И КОНСЕРВАЦИЯ СКВАЖИН

15.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Проектные технологические и технические решения по ликвидации и консервации скважин предусматривают обеспечение промышленной безопасности, сохранение скважины на весь период эксплуатации, обеспечение безопасности жизни и здоровья людей, охрану окружающей природной среды.

Скважина может быть, законсервирована или ликвидирована по завершению бурения 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 опробованию продуктивных горизонтов. Ликвидация и консервация скважины должны производиться с учетом фактических условий бурения 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 опробование, 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 опробования проектных нефтегазоносных горизонтов в открытом стволе оказалась в неблагоприятных геологических условиях (отсутствуют нефтегазонасыщенные коллекторы) в этом случае скважина подлежит ликвидации без спуска эксплуатационной колонны по геологическим причинам.

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

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

15.3. ПОРЯДОК ОРГАНИЗАЦИИ РАБОТ ПО ЛИКВИДАЦИИ СКВАЖИНЫ

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

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

При установке цементных мостов предусматриваются следующие технологические особенности:

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

Последовательность работ по установке и испытанию мостов на прочность:

- перевод скважины на буровой раствор, применявшийся при бурении с проектными параметрами, выравнивание его по всему циклу;

- демонтаж фонтанной арматуры и монтаж на устье скважины противовыбросового оборудования предусмотренного проектом;

- установка башмака заливочной колонны на заданной глубине;

- закачка цементного раствора;

- закачка продавочной жидкости в объеме по расчету;

- подъем заливочных труб до установленной проектом и планом верхней границы цементного моста;

- герметизация устья скважины превентором и подготовка к обратной промывке буровым насосом (цементирующим агрегатом).

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

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

- разгерметизация устья;

- подъем 2-3 свечей заливочных труб (30-80м выше глубины срезки моста) и герметизация устья;

- стоянка на ОЗЦ – не менее 24 часов и подъём заливочной колонны;

- спуск инструмента для нащупывания цементного моста;

- испытание моста на прочность разгрузкой;

- испытание моста на герметичность опрессовкой.

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

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

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

Вокруг устья скважины оборудуется площадка размером 1х1х1м с ограждением. На ограждении устанавливается металлическая табличка с указанием номера скважины, месторождения, название компании Недропользователя и даты окончания бурения, а также надпись.

После проведения ликвидационных работ через 6 месяцев и далее один раз в год должен проводиться контроль давлений в трубном и межколонном пространствах, а также окружающего воздуха с оформлением соответствующих актов.

После завершения работ по оборудованию устья ликвидируемой скважины производятся работы по зачистке территории отведенного участка земли и технический этап рекультивации. Составляется акт на рекультивацию земельного отвода, один экземпляр которого хранится в деле скважины, другой передается землепользователю.

После завершения всех работ по ликвидации скважины составляется акт на выполненные работы за подписью исполнителей заверяется печатью и подписью руководства Недропользователя .

15.4. КОНСЕРВАЦИЯ СКВАЖИНЫ

Технологические и технические решения по консервации скважины

Консервация скважины на период обустройства предусматривается после окончания бурения со спущенной эксплуатационной колонной при наличии промышленных залежей углеводородов. Срок консервации предусмотренный проектом - свыше 1 года.

После проведения комплекса работ по освоению скважины, получения положительного результата по продуктивности, принятия решения о консервации, скважина глушится. Скважина заполняется раствором.

Предусматривается установка цементного моста высотой 30 м и с подошвой моста на 10 м выше верхних отверстий перфорации. Порядок работ при установке консервационного моста аналогичен описанному выше порядку при установке ликвидационных мостов.

НКТ поднимается над цементным мостом не менее чем на 10 м или извлекается из колонны. Верхняя часть скважины в трубном НКТ и затрубном пространствах, заполняется дизельным топливом в качестве незамерзающей жидкости прямой и обратной циркуляцией

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

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

16. Технология установки аварийного цементного моста

Для мостов при ликвидации поглощений или флюидопроявлений в процессе углубления скважины требования к типу цемента по статической температуре и коррозионной стойкости не обязательны.

Высота цементного моста H , м принимается равной наибольшей величине, рассчитанной по формулам:

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

где:

Q - максимальная заданная механическая нагрузка на мост при освоении на несущую способность, кН;

D - осредненный диаметр скважины в интервале установки моста, м;

ΔP - максимальная депрессия (репрессия) на мост при освоении 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:

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

где:

l_3 - глубина установки заливочных труб, м;

l_m - проектная глубина подошвы моста, м;

h - глубина статического уровня по данным бурения, м;

H - проектная высота цементного моста, м;

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

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

При наличии избыточного давления ΔP_n начала поглощения после остановки циркуляции.

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

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

заливочные трубы устанавливаются на глубине $l_3 = l_m$,

где g - ускорение свободного падения, м/с².

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

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

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

Установка баритовой пробки при ликвидации газонефтеводопроявлений в скважине.

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

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

где ΔP_e - 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 $V_{ц}$, м³, и продавочной жидкости $V_{п}$, м³, для установки цементного моста рассчитываются по уточненным формулам:

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

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

где:

V_3 - объем заливочных труб, м³;

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

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

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

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

где:

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

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

17. Техника безопасности, промышленная санитария и противопожарная техника

17.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Бурение и освоение строящихся по данному групповому рабочему проекту скважин должно осуществляться при условии строгого выполнения требований «Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности»

Для создания безопасных условий труда при бурении 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 бурении скважины каждая строящаяся буровая должна быть обеспечена первичными средствами пожаротушения и нормативно-технической документацией по пожарной безопасности.

Для организации безопасного ведения работ при бурении скважин инженерно-технический и рабочий персонал должен быть обеспечен нормативно-технической документацией по безопасности труда. Инженерно-технические работники должны быть обеспечены всей действующей нормативно-технической документацией по безопасности труда.

Расследование и учёт несчастных случаев на производстве ведётся в соответствии с Приказом Министра здравоохранения и социального развития Республики Казахстан от 28 декабря 2015 года № 1055. «Об утверждении форм по оформлению материалов расследования несчастных случаев, связанных с трудовой деятельностью 1.15.2 Пожарная безопасность»

17.2. КЛАССИФИКАЦИЯ ВЗРЫВООПАСНЫХ ЗОН

Согласно п. 443 «Правил обеспечения промышленной безопасности...» при выборе электрооборудования и электроаппаратуры для объектов нефтегазового комплекса следует руководствоваться следующей классификацией взрывоопасных зон:

Зона 0 - пространство, в котором постоянно или в течение длительного периода времени присутствует взрывоопасная смесь воздуха или газа, в. ч. зоны В-1 и В-1г (по ПУЭ №230 от 20.03.2015), расположенные в помещениях, в которых выделяются горючие газы или пары легковоспламеняющихся жидкостей в таком количестве с такими свойствами, что

они могут образовывать с воздухом взрывоопасные смеси при нормальных режимах работы, а также пространства у наружных установок:

- технологических установок, содержащих горючие газы и легко воспламеняющиеся жидкости;
- наземных и подземных резервуаров с легко воспламеняющимися жидкостями или горючими газами;
- эстакад для слива и налива легко воспламеняющихся жидкостей;
- открытых нефтеловушек, прудов, отстойников;
- пространства у проемов за наружными ограждающими конструкциями помещений с взрывоопасными смесями классов В1 и В 1а, а также устройств выброса воздуха из вытяжной вентиляции.

Помещения и пространства:

- закрытые помещения, в которых установлены открытые технические устройства, аппараты, емкости или имеются выходы для паров нефти и легко воспламеняющихся газов, а также каналы, шахты, где возможны выходы и накопления паров нефти или горючего газа, огороженные подпорные пространства буровых установок;
- открытые пространства радиусом 1,5 м вокруг открытых технических устройств, содержащих нефть, буровой раствор, обработанный нефтью, нефтяные газы или другие легко воспламеняющиеся вещества, вокруг устья скважины, а также вокруг окончания труб, отводящие попутные и другие легко воспламеняющиеся газы;
- пространства внутри открытых и закрытых технологических устройств и емкостей, содержащих нефть, буровой раствор, обработанный нефтью, нефтяные газы, другие легко воспламеняющиеся вещества;
- закрытые помещения для хранения шлангов для перекачки легко воспламеняющихся жидкостей.

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

Помещения и пространства:

- закрытые помещения, в которых установлены закрытые технологические устройства, оборудование, аппараты, узлы регулирующих, контролирующих, отключающих устройств, содержащие нефть, буровой раствор, обработанный нефтью,

горючие газы, где образование взрывоопасных смесей возможно только в случае поломки или неисправности оборудования.

Закрытые помещения насосных для сточных вод.

-открытые пространства:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

-пространства вокруг агрегата для ремонта скважин.

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

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

Буровая установка и привышечные сооружения имеют характеристику среды по взрывной, взрывопожарной опасности и по группам производственных процессов, приведенную в таблице 18.2

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

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

17.3. ПОЖАРНАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ НА ОБЪЕКТАХ

Аварийная электростанция

Аварийная электростанция с приводом от ДВС размещена в специальном блоке, который должен быть построен из трудно сгораемых материалов. В помещении, предназначенном для ДВС, запрещается хранить топливо и обтирочный материал. Топливные резервуары для ДВС расположены на расстоянии более 55 м от наружных стен зданий и сооружений буровой. Топливопровод имеет 2 запорных устройства, одно из которых расположено у топливных резервуаров, а другое - у дизельного помещения на расстоянии не менее 5 м от его укрытия внешней стороны. Топливные емкости должны иметь обваловывание, достаточное для предотвращения разлива топлива и масла на территории буровой и под агрегатные помещения во время их перекачки.

Выхлопные газы ДВС должны удаляться на расстояние не менее 15 м от устья скважины и не менее чем на 1,5 м выше конька крыши приводного блока (при вертикальной прокладке выхлопного трубопровода). Выхлопные трубы оборудованы искромаслоуловителями, а схема отводов выхлопных газов исключает их попадание на рабочие места буровой. В местах прохода через стены, пол, крышу помещений выхлопные трубы монтируются в герметизирующих устройствах, изготовленных из негорючих материалов с пределом огнестойкости не менее 0,75 часа.

Жилые, бытовые и административные помещения

Жилые, бытовые и административные вагон-дома располагаются на расстоянии не менее 70 м от устья скважины.

До вскрытия продуктивного пласта в производственных помещениях и в рабочих зонах наружных установок, где возможно выделение взрывоопасных паров и газов, организуется постоянный контроль воздуха. Периодичность контроля воздуха перед вскрытием и при бурении продуктивного пласта не реже чем раз в смену, а при газопроявлении скважины, не реже, чем через 2 часа (рабочая площадка, машинно-насосный блок).

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

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

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

Промыслово-геофизические работы

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

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

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

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

После установки на рабочих площадках и до полного окончания работ на скважине металлические кузова каротажного подъемника и лаборатории должны быть заземлены. Заземление должно осуществляться путем присоединения отдельных заземляющих проводников от подъемника и лаборатории к заземляющему устройству скважины. После окончания работ все источники электропитания должны быть отключены.

Запрещается при проведении промыслово-геофизических работ пользоваться открытым огнем при отоплении задвижек, труб, фланцев и других деталей устьевой арматуры и геофизического оборудования. В случае замерзания ролика, отводной линии или другого оборудования отогревать его следует паром или горячей водой.

При газовом каротаже при высоких газопоказаниях приборов, дежурный оператор должен немедленно предупредить буровую бригаду о возможности газового выброса, а в случае его возникновения принять меры к отводу станции в безопасное место.

Освоение скважины

Обвязка устья фонтанирующей скважины, ее коммуникации (емкости, амбары и пр.) должны быть подготовлены к приему продукции скважины до перфорации эксплуатационной колонны. Не допускается устройство стока газоконденсата в общие амбары и ловушки по открытым канавам. Прострелочно-взрывные работы в скважине следует производить в присутствии геолога бурового предприятия. Перед прострелочно-взрывными работами противовыбросовое устьевое оборудование тщательно проверяется и опрессовывается на давление, равное пробному фонтанной арматуры. После установки на устье противовыбросовое оборудование вновь опрессовывается на расчетное давление. Результаты опробования оформляются актом.

Сборку фонтанной арматуры производят полным комплектом шпилек с прокладками, предусмотренными техническими нормами на постановку арматуры.

В процессе освоения фонтанной скважины спускать и поднимать насосно-компрессорные трубы разрешается только при наличии около скважины задвижки с переводной катушкой и патрубком или установленного малогабаритного превентора, соответствующих максимальному давлению, ожидаемому на устье скважины. В случае нефтегазопроявлений в скважине, а также в случае аварийного отключения освещения в темное время суток при спуске или подъеме труб следует немедленно установить на устье указанную задвижку и прекратить дальнейшие работы, либо герметизировать устье скважины при помощи малогабаритного превентора. Устье скважины герметизируется при длительных остановках.

При освоении скважины с помощью передвижного компрессора, последний устанавливается на расстоянии не менее 25 м от устья скважины с подветренной стороны.

Согласно «Правил обеспечения промышленной безопасности...» использование воздуха для снижения уровня жидкости при вызове притока запрещается.

Запрещается после вызова притока закрывать выкидную линию скважины, пока не будет извлечена вся аэрированная жидкость.

Во время освоения на всех дорогах, проходящих вблизи скважины или ведущей к ней, на расстоянии не менее 250 м (в зависимости от направления и силы ветра) выставляются посты и устанавливаются знаки, запрещающие проезд, курение и разведение огня.

При продувке скважины и замерах двигателя буровой установки и находящиеся около скважины автомобили и тракторы должны быть заглушены, а топки котлов - потушены.

У места установки пожарных гидрантов устанавливается световой или флуоресцентный указатель с нанесенным буквенным индексом «ПГ», цифровыми значениями расстояния в метрах от указателя до гидранта и внутренним диаметром трубопровода в мм.

В зимнее время пожарные гидранты необходимо утеплять во избежание замерзания.

Пожарные гидранты следует не реже, чем через 6 месяцев подвергать техническому обслуживанию и проверять на работоспособность посредством спуска с регистрацией результатов проверки в специальном журнале.

Любые закрытые помещения, имеющие сообщение с взрывоопасными зонами классов 0 и 1 (двери, окна, вентиляционные отверстия и т.п.), считаются взрывоопасными. Класс их взрывоопасности соответствует классу взрывоопасности сообщаемой зоны.

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

Емкости ГСМ, буровая площадка

Топливные емкости для хранения ГЖ и ЛВЖ размещаются на площадке, имеющие более низкие отметки высот, чем отметки основных производств и жилого поселка. Площадка имеет обваловывание, достаточное для предотвращения разлива топлива и масла на территории буровой в случае аварии.

Сливные и наливные трубопроводы должны подвергаться регулярному осмотру и предупредительному ремонту. Обнаруженная в сливно-наливных устройствах течь должна

быть немедленно устранена. Если это невозможно, неисправная часть должна быть отключена.

Для защиты от вторичных проявлений молний и разрядов статического электричества вся металлическая аппаратура, резервуары, сливно-наливные устройства и т.п., расположенные как внутри помещений, так и вне должны быть заземлены.

Заземляющие устройства, предназначенные для защиты персонала от поражения током промышленной частоты или для молниезащиты, используются и для отвода статистического электричества.

Одиночные емкости, аппараты и агрегаты присоединяются к общей цепи с помощью отдельного ответвления.

Категорически запрещается налив в резервуары, цистерны и тару ЛВЖ и ГЖ свободно падающей струей. Закачка и налив производятся только под уровень жидкости в емкости.

Проверять заземление с помощью приборов необходимо не реже одного раза в год и после каждого ремонта оборудования.

При строительстве буровой в лесных массивах предусматривается полностью очищать от деревьев и кустарников площадь в радиусе не менее 30 м от скважины. В течение пожароопасного сезона необходимо содержать территорию буровой очищенной от древесного хлама и других легковоспламеняющихся материалов.

Противопожарные мероприятия при ликвидации нефтяного выброса и открытого фонтана при бурении нефтяных и газовых скважин следует производить в соответствии с «Инструкцией по организации и безопасному ведению работ при ликвидации открытых газовых и нефтяных фонтанов».

17.4. ОРГАНИЗАЦИОННЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ ПОЖАРНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ

Проектом предусматривается выполнение требований «Правила пожарной безопасности».

Проектом предусматривается использование буровой установки, объектов обеспечения (дизельной электростанции, склада ГСМ, блока приготовления и очистки раствора), открытых стоянок для тампонажной и каротажной техники.

Буровая, в том числе здания силового блока и МНО, в котором расположены приёмные ёмкости бурового раствора и открытые желоба, оборудуются системой автоматической пожарной сигнализации с установкой датчиков и выводом сигнала на пульт бурильщика и приточно-вытяжной вентиляцией с автоматическим включением от

стационарных газоанализаторов при концентрации углеводородов в воздухе помещения выше ПДВК (предельно допустимых взрывобезопасных концентраций).

В блоке очистки, емкостном и насосном блоках предусмотрен автоматический сигнализатор газа типа АСГ-1.

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

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

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

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

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

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

Расход воды для буровой установки должен быть не менее 20 л/с при давлении 0,4...0,5 МПа, с установкой соответствующего насоса.

На буровой должна находиться инструкция для «боевого расчёта» бригады, с указанием конкретных действий каждого члена буровой вахты на случай пожара. Обучение практическим навыкам производится на тренировках, проводимых по специальному плану.

17.5. 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 бурении 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 17.2 Спецодежда, спецобувь и средства индивидуальной защиты

п/п	Наименование	ГОСТ, ТУ	Потребность, комплект	
			Буровая бригада	Бригада освоения
1	2	3	4	
1	Костюм брезентовый или костюм х/б с в/о пропиткой	ГОСТ 12.4.039-78	На каждого члена бригады	
2	Сапоги кирзовые	ГОСТ 5394-74(3)	На каждого члена бригады	
3	Рукавицы брезентовые	ГОСТ 12.4.010-75	На каждого члена бригады	
4	Костюм зимний	ГОСТ 17222-71	На каждого члена бригады	
5	Валенки	ГОСТ 18724-80	На каждого члена бригады	
6	Каска защитная «Труд»	ОСТ 39-124-82	На каждого члена бригады	
7	- подшлемник под каску «Труд» в зимнее время	ТУ 17-08-149-81	На каждого члена бригады	

п/п	Наименование	ГОСТ, ТУ	Потребность, комплект	
			Буровая бригада	Бригада освоения
1	2	3	4	
8	Полушубок	ГОСТ 4432-71	На каждого члена бригады	
9	Предохранительный пояс верхового	ВТУ 40-70 исполн. ВР	2	-
10	Пояс монтажный	ВТУ 40-70 исполн. ВМ	-	2
11	Монтажные когти и монтажные пояса	-	2	-
12	Сумка брезентовая для инструмента (работа на высоте)	-	-	-
13	Противошумы (НИАТ, МИОТ, ХН)	ТУ 1-01-0201-79		
14	Виброгасящие коврики под ноги (пульта бурильщика, АКБ)	-	2	-
15	Щиток-маска электросварщика	-	1	-
16	Очки защитные для газосварщика	-	-	-
17	Очки открытые (ОЗО)	-	6	-
18	Очки закрытые (ОЗЗ)	-	6	-
19	Подставка диэлектрическая с ковриком		6	-
20	Диэлектрические перчатки (резиновые)	-	2	-
21	Монтерский инструмент		эл/монтер	-
22	Инвентарная спецодежда для работы с кислотами и др.	-	5	-
23	Респираторы противопылевые «Лепесток»	ГОСТ 1274.028-76	На каждого члена бригады	
24	Медицинская аптечка	-	1	1

Таблица 17.3 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 17.4 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 зрительно й 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 и прострелочных	Место зарядки	Г	V г	75	100	-	-	-

Рабочие места	Рабочая поверхность, на которой нормируется освещенность	Плоскость формирования освещенности: Г - горизонтальная, В - вертикальная	Разряд и подразряд зрительно й 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 блок - баланса От подвешенного 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	-	-	-

Средства контроля воздушной среды

Места установки газоанализатора на площадке буровой - на расстоянии 0,5 метра от обшивок на высоте 0,7 метра от пола, справа и слева от приемного моста, напротив стола ротора; на площадке буровой - вплотную к переднему кожуху буровой лебедки; в насосном сарае - у клапанных коробок каждого бурового насоса, на расстоянии 0,7 метра от поверхности вибростыа; в рабочей зоне подвышенного основания - у преентора в радиусе 1 метра от оси скважины с подветренной стороны; в культбудке - на расстоянии 0,7 метра от пола и на расстоянии 0,5 метра от стены, противоположной входной двери.

Контроль воздушной среды переносными газоанализаторами производится:

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

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

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

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

Тип газоанализатора выбирает Подрядчик.

Средства контроля воздушной среды представлены ниже в таблице 1.15.5.

Таблица 17.5 Средства контроля воздушной среды

Наименование, а также тип, вид, шифр и т.п.	Количество, шт.	Место установки датчиков и стационарного газоанализатора
1	2	3
Газоанализатор-универсальный для контроля ПДК вредных веществ (сероводород, окись углерода, окись азота и др.) переносной или его аналог	1	сито, выкидная линия, направ-ляющий патрубков, пол буровой, шурф, отстойник, штуцерный манифольд

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.

Таблица 17.6. Первичные средства пожаротушения

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

18. Мероприятия по безопасности ведения работ при бурение скважин

18.1. Общие положения

Бурение скважины может быть начато только при наличии утвержденного проекта, разработанного согласно «Правилам обеспечения промышленной безопасности...», законодательных актов и нормативных документов.

Согласно «Правилам обеспечения промышленной безопасности...» буровое предприятие совместно с проектными организациями должно разрабатывать меры по предупреждению аварий и осложнений при бурении скважин.

Проект учитывает требования «Правил обеспечения промышленной безопасности...», опыт проводки скважин на соседних месторождениях и ближайших площадях с аналогичными геолого-техническими условиями.

Изменения и отклонения от проекта, дополнения к нему допускаются по согласованию между Заказчиком и Проектировщиком. Согласно ст. 78 ЗРК «О гражданской защите», при внесении изменений в проектную документацию проведение повторного согласования с уполномоченным органом в области промышленной безопасности обязательно.

Принимаемые решения не должны снижать надежность объекта и безопасность работ. Исключения составляют лишь аварийные ситуации, когда решение об отклонении от проекта принимает руководство бурового предприятия с последующим уведомлением Заказчика и проектной организации.

Контроль за исполнением проекта возлагается на Недропользователя, который при необходимости может привлекать проектную организацию (согласно договора).

Принятая проектом конструкция скважин обеспечивает условия безопасного ведения работ без аварий и осложнений на всех этапах бурения и эксплуатации.

Конструкция устья скважин и колонной головки обеспечивает контроль за возможными флюидопроявлениями за обсадными колоннами и возможность аварийного глушения скважин.

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

18.2. Порядок обеспечения промышленной безопасности при бурении скважин

Бурение скважины может быть начато при законченной монтажом буровой установке и приемке ее комиссией, назначенной приказом по предприятию. В работе комиссии принимает участие представитель территориального подразделения уполномоченного органа в области промышленной безопасности. Уведомление о дате

работы комиссии направляется в территориальный уполномоченный орган в области промышленной безопасности за 5 дней до начала работы комиссии.

Запас бурового раствора должен обеспечивать 2 кратный объем скважины.

Готовность к пуску оформляется актом ввода в эксплуатацию буровой установки

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

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

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

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

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

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

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

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

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

18.3. ПОРЯДОК ОБЕСПЕЧЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ КРЕПЛЕНИИ СТВОЛА СКВАЖИНЫ

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

Не допускается приступать к спуску обсадной колонны в скважину, осложненную поглощениями бурового раствора с одновременным флюидопроявлением, осыпями, обвалами, затяжками и посадками 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 1,5 кратно и выдержкой не менее 5 минут.

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

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

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

18.4. ОБУСТРОЙСТВО УСТЬЯ СКВАЖИНЫ

До установки оборудования на устье скважины производится опрессовка на давление, предусмотренное паспортом, а после окончания монтажных работ на устьевой площадке производится испытание и опрессовка устьевого оборудования скважины на

давление опрессовки эксплуатационной колонны, с участием АСС, с составлением акта приемки. Время опрессовки не менее 10 минут.

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

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

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

18.5. ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ И ОСВОЕНИЕ СКВАЖИН

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

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

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

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

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

- 1) эксплуатационная колонна прошаблонирована, опрессована совместно с колонной головкой и превенторной установкой, герметична при максимально ожидаемом давлении на устье скважины;
- 2) устье с превенторной установкой, манифольдный блок и выкидные линии оборудованы и обвязаны в соответствии со схемой;
- 3) установлены сепаратор и емкости для сбора флюида.
- 4) после принятия мер по устранению дефектов, в случаях установления негерметичности устья, эксплуатационной и промежуточных колонн, наличия межпластовых перетоков и межколонного давления, несоответствие цементирования.

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

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

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

Фонтанная арматура до установки на устье скважины опрессовывается на величину пробного давления, а после установки - на давление, равное давлению опрессовки эксплуатационной колонны. Фонтанная арматура соединяется с двумя продувочными отводами, направленными в противоположные стороны.

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, возникновение ГНВП и ОФ, выполнения условий безопасности.

В комплекс работ по освоению 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.

Перед подключением к наземным промысловым объектам, скважина обрабатывается на амбарную емкость с целью удаления раствора для заканчивания скважины, и снижения содержащихся твердых частиц и воды в пробах флюида, отбираемых на штуцерном манифольде.

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

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

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

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

19. Предупреждение нефтегазоводопроявлений и открытого фонтанирования

19.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

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

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

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

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

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

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

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

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

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

19.2. ПОДГОТОВКА, МОНТАЖ И ЭКСПЛУАТАЦИЯ УСТЬЕВОГО ОБОРУДОВАНИЯ И ПВО

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

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

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

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

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

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

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

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

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

На стенке перед каждым штурвалом водостойкой краской указываются:

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

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

Результат опрессовки оформляется актом.

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

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

Опрессовка оформляется соответствующим актом.

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

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

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

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

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

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

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

После проведения работ по глушению скважины путем вымывания пластового флюида с противодавлением на устье 250 кгс/см^2 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.

19.3. ОСОБЕННОСТИ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ И ЛИКВИДАЦИЯ АВАРИЙ, ИНЦИДЕНТОВ НА СКВАЖИНАХ

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

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

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

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

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

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

Для ликвидации ГНВП и ОФ привлекаются АСС.

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

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

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

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

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

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

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

В целях предупреждения аварий:

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

При обнаружении ГНВП буровая вахта герметизирует устье скважины, канал 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.

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

Таблица 20.1.Список литературы

№№ п/п	Фамилия и инициалы, название, издательство, город, год издания	Номера разделов
1	2	3
1	ВСН 39-86. Инструкция о составе, порядке разработки, согласования и утверждения проектно-сметной документации на строительство скважин на нефть и газ. М.: ВНИИОЭНГ, 1987	1-21
2	РД 39-0148052-537-87. Макет рабочего проекта на строительство скважин на нефть и газ. М., ВНИИБТ, 1987 г.	1-21
3	Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности (с изменениями и дополнениями от 22.11.2019 г.)	18,19
4	Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр, утверждены <u>приказом</u> Министра энергетики Республики Казахстан от 15 июня 2018 года № 239	5-10
5	СанПиН «Санитарно – эпидемиологические требования по установлению санитарно – защитной зоны производственных объектов», утвержденный приказом Министра национальной экономики РК от 20.03.2015 г № 237..	17
6	Правила консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана от 22 мая 2018 года № 200.	15
7	Инструкция по испытанию обсадных колонн на герметичность. (АООТ «ВНИИТнефть»). Москва, 1999 г.	9
8	Инструкция по расчету бурильных колонн. (АООТ «ВНИИТнефть»). Москва, 1997 г.	8
9	Инструкция по расчету колонн насосно-компрессорных труб. (АООТ «ВНИИТнефть»). Москва, 1998 г.	10
10	Инструкция по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин. (АООТ «ВНИИТнефть»). Москва, 1997 г.	9
11	Инструкция по безопасности производства работ при восстановлении бездействующих нефтегазовых скважин методом строительства дополнительного наклонно-направленного или горизонтального ствола скважины. РД 08-625-03	7-10
12	РД 39-013-90. Инструкция по эксплуатации бурильных труб. Куйбышев, ВНИИТнефть, 1990.	8
13	Правила пожарной безопасности в нефтегазодобывающей промышленности ППБС РК-10-98.	17
14	Трубы нефтяного сортамента под редакцией Сарояна М.:Недра, 1976	9
15	Трубы обсадные, насосно-компрессорные, бурильные и трубы для трубопроводов нефтяной и газовой промышленности. ГОСТ Р 54918 - 2012 (ISO/TR 10400:2007)	8, 9
16	Трубы стальные бурильные для нефтяной и газовой промышленности. ГОСТ Р 54383 - 2011 (ИС011961:2008)	8
17	Трубы стальные, применяемые в качестве обсадных или насосно-компрессорных труб для скважин в нефтяной и газовой промышленности ГОСТ Р 53366 – 2009 (ИС0 11960:2004)	9, 10
18	Справочник по креплению нефтяных и газовых скважин под редакцией Булатова. М.: Нелра, 1981	9
19	Спутник буровика. Справочник К. Иогансен. М.: Недра, 1986	5-9
20	Оборудование противовыбросовое. Типовые схемы, основные параметры общие технические требования к конструкции, ГОСТ 13862-2003	9, 11
21	Арматура фонтанная и нагнетательная. Типовые схемы, основные параметры общие технические требования к конструкции, ГОСТ 13846-2003	9, 11
22	Установки буровые комплектные для эксплуатационного и глубокого разведочного бурения основные параметры ГОСТ 16293-89 (СТ СЭВ 2446-88)	12
23	Правила ведения ремонтных работ в скважинах РД 153-39-023-97	10
24	Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые. М.: ЦБНТ ГК СССР, 1987	7-10

25	Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин. М.: НИИтруда, 1987	10, 13
26	СНИП IV-2-82 том.10 сборник 49 «Скважины на нефть и газ».	13
27	Сборник типовых инструкций по безопасному ведению работ для рабочих буровых бригад. А.: МНП РК, 1995	18
28	Правила выдачи разрешений на сжигание сырого газа в факелах. Приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 25 апреля 2018 года № 140	10
29	Кодекс Республики Казахстан "О НЕДРАХ И НЕДРОПОЛЬЗОВАНИИ"	1-10
30	Закон Республики Казахстан «О гражданской защите»	18

21. ОРГАНИЗАЦИЯ БУРЕНИЯ

21.1. СВЕДЕНИЯ О ВОДОСНАБЖЕНИИ

Принимаем воды котельной установкой - 3 м³/сут.

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

Продолжительность работы котельной установки – время бурения и крепления скважины.

Следовательно, общий расход потребления воды котельной установкой составит:

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

21.2. СВЕДЕНИЯ РАСХОДА ГСМ

Таблица 21.1. Расход ГСМ при бурении скважины

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-генераторы	CAT C3512	1	1020	223	0,668	44	239,77	0,72
Цементировочный агрегат SJ	CAT C15	1	328	227	0,681	10	17,87	0,05
работы по проведению ГРП								
Насосный агрегат KTGJ70-12	CAT C15	4	328	227	0,702	3	21,443	0,066
Установка смесительная MC-600	CAT 3406	2	420	209	0,627	3	12,640	0,038
освоение скважины								
Установка для освоения	ЯМЗ-6581.10-06	1	294	200	0,600	21,0	29,635	0,089
Цементировочный агрегат ЦА-320М	ЯМЗ-236HE2	1	169	197	0,591	5,46	4,361	0,013
Дизельная электростанция АД-200	ЯМЗ-6503.10	1	229	204	0,612	33,0	36,999	0,111

Примечание

Удельный расход масла составляет 0,3% от расхода топлива

Продолжительность работы агрегатов при операциях по креплению – [Таблица 13.2 Продолжительность бурения и крепления по интервалам глубин]

Продолжительность работы сварочного агрегата – [Таблица 12.1 Сварочные работы при монтаже бурового оборудования]

Продолжительность работы цементировочного агрегата при работах при освоении – [Таблица 10.8. Продолжительность работы агрегатов при освоении объектов в эксплуатационной колонне]

21.3. СХЕМА ТРАНСПОРТИРОВКИ ГРУЗОВ И ВАХТ

Таблица 3.1 - Маршруты транспортировки грузов и вахт

Пункты		Расстояние, км	Вид транспорта	
отправления	назначения			
Тараз	Месторождение	252	автобус	

ПРИЛОЖЕНИЯ

СОГЛАСОВАНО

Главный геолог
ТОО «Разведка и добыча QazaqGaz»

Рзиева З.А.
«__» _____ 2022 года.

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель генерального директора
по производству

ТОО «Разведка и добыча QazaqGaz»
Бакбергенов А.Ж.
«__» _____ 2022 года.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ

на разработку ДОПОЛНЕНИЯ К ГРУППОВОМУ ТЕХНИЧЕСКОМУ ПРОЕКТУ НА
БУРЕНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ СКВАЖИН ГЛУБИНОЙ 2700 ± 250 м НА
МЕСТОРОЖДЕНИИ АНАБАЙ

(в связи с изменением конструкции скважин и продолжительности бурения.)

1. Основная задача выполняемых Работ:

Корректировка группового технического проекта на бурение эксплуатационных скважин средней глубиной 2700м (± 250 м) на месторождении Анабай в связи с изменением конструкции скважин и продолжительности бурения.

2. Объемы выполняемых Работ:

2.1. Разработка Дополнения к групповому техническому проекту на бурение эксплуатационных скважин средней глубиной 2700м (± 250 м) на месторождении Анабай в Мойынкумском районе Жамбылской области.

2.2. Произвести оценку воздействия на окружающую среду в соответствии с требованиями Экологического кодекса РК от 02.01.2021 года № 400-VI с разработкой необходимой документации и получения положительного заключения экологической экспертизы.

3. Описание и требуемые технические и качественные характеристики выполняемых Работ:

3.1. Работы должны выполняться в соответствии с действующими нормативно-правовыми актами Республики Казахстан:

- «Кодекс о недрах и недропользовании» от 27 декабря 2017 года №125-VI ЗРК; (с изменениями и дополнениями);
- «Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр», утвержденные Приказом Министра Энергетики Республики Казахстан от 15 июня 2018 года №239 (с изменениями и дополнениями);
- «Экологический кодекс Республики Казахстан» от 2 января 2021 года №400-VI (с изменениями и дополнениями);
- Закон РК «О гражданской защите» от 11 апреля 2014 года №188-V ЗРК; (с изменениями и дополнениями);
- «Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности», утвержденные Приказом Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 30 декабря 2014 года №355 (с изменениями и дополнениями);

3.2. Характеристика объекта проектирования:

3.2.1. Общие данные:

№ п/п	Наименование	Значение (текст, название, величина)
1.	Основание для проектирования	Проект разработки месторождения Анабай.
2.	Месторасположение объекта	Республика Казахстан, Жамбылская область, Мойынкумский район, месторождение Анабай.
3.	Наименование предприятия	ТОО «Разведка и добыча QazaqGaz»
4.	Стадийность проектирования	Одностадийное - групповой технический проект на бурение эксплуатационных скважин месторождения Анабай.
5.	Вид проекта	Групповой
6.	Наименование объектов (скважин)	№№13, 14, 15, 16
7.	Назначение скважины	Добыча газа
8.	Особенности расположения	Суша, барханно-песчаная местность
9.	Географические координаты устья:	В соответствии с проектом «Проект разработки месторождения Анабай».
10.	Проектная глубина, м	Скважины средней глубиной 2700 м (± 250 м)
11.	Проектный горизонт	Средневизейский (C _{1v2})
12.	Вид профиля скважин	Вертикальный
13.	Конструкция скважин	Рассмотреть вариант конструкции; 426 мм x 50 м 324 мм x 600 м. 245 мм x 1600 м. 168,3 мм x 2700 м.
14.	Проходка с отбором керна, м	средневизейская залежь -30 м.
15.	Число объектов испытания: - в колонне - в процессе бурения	В соответствии с проектом «Проект разработки»
16.	Тип буровой установки	Определить проектом
17.	Тип установки для испытания скважин: - первый объект - последующие объекты	Определить проектом Определить проектом
18.	Вид строительства	Первичный
19.	Способ бурения	Определить проектом
20.	Комплекс ГИС	В соответствии с проектом «Проект разработки»
21.	Мероприятия по интенсификации	Проведение гидравлического пласта (ГРП)
22.	Нормы на механическое бурение	Временные местные
23.	Нормы расхода материалов	Временные местные
24.	Организация работ	Круглосуточный режим работы
25.	Водоснабжение: - основное - резервное	Водозаборная скважина м/р Амангельды
26.	Способ строительства (безамбарное)	Определить объемы и расходы на утилизацию отходов бурения (шлама)
27.	Продолжительность цикла бурения скважин, сут.: в том числе:	Определить проектом
	строительно-монтажные работы	Определить проектом
	подготовительные работы к бурению	Определить проектом
	бурение и крепление	Определить проектом
	испытание всего:	Определить проектом
	ГРП	Определить проектом
	в эксплуатационной колонне:	Определить проектом

3.2.2. Стратиграфический разрез:

Название	Индекс	Интервал залегания, м
Мезозой-кайнозой	Mz + Kz	0-140 м
Пермь	Рпс	140-620 м
Средне-верхний карбон	C ₂₋₃	620-1710 м
Средний карбон	C ₂	1710-2005 м
Серпуховский ярус нижнего карбона	C _{1sr}	2005-2213 м
Верхневизейский ярус нижнего карбона	C _{1v3}	2213-2453 м
Средневизейский ярус нижнего карбона	C _{1v2}	2453-2700 м

3.2.3. Геологические условия проводки скважин:

Интервал	Индекс	Литология	Категория буримости пород
0-140 м	Mz+Kz	Слабцементированные пески, глины и алевролиты	I
140-620 м	Рпс	Переслаивание песчаников, аргиллитов и алевролитов	II
620-1710 м	C ₂₋₃	Переслаивание красноцветных песчаников, аргиллитов и алевролитов. Песчаники и алевролиты полимиктовые, сцементированные глинисто-карбонатным цементом порового типа.	III
1710-2005 м	C ₂	Переслаивание красноцветных песчаников, аргиллитов и алевролитов.	IV
2005-2213 м	C _{1sr}	Известняки, доломиты и черные сульфатизированные плотные, тонкослоистые аргиллиты	IV
2213-2453 м	C _{1v3}	Переслаивание темно-серых глинистых известняков и черных известковистых аргиллитов с маломощными прослоями песчаников и ангидрита мощностью до 2 м.	V
2453-2700 м	C _{1v2}	В верхней части темно-серые известняки с прослоями аргиллитов, доломитов. В средней части переслаивание окремненных песчаников, аргиллитов, черных, темно-серых известняков. В нижней части переслаивание темно-серых глинистых известняков и черных известковистых аргиллитов. В основании залегает пласт ангидрита мощностью до 5 м.	V

3.2.4. Газоносность:

Индекс стратиграфического подразделения	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
C _{1sr}	2005	2280	газ	0,737	0,737	При вскрытии газонасыщенных пластов	Разгазирование бурового раствора, фонтанирование газом
C _{1v2}	2470	2700	газ	0,784	0,784	При вскрытии газонасыщенных пластов	Разгазирование бурового раствора, фонтанирование газом

3.2.5. Водоносность:

- В интервале 80-140 м. тип коллектора поровый, плотность 1,10 г/см³.
- В интервале 2630-2655 м. – возможен приток пластовой воды.

3.2.6. Интервалы возможных осложнений:

Интервал	Возможные осложнения
0-140 м.	Возможны поглощения.
140-2040 м	Возможны кавернообразования (в верхах), частично сужение ствола скважины и обвалы стенок.
2040-2700 м	Возможны газопроявления, значительное кавернообразование и частичное сужение ствола, водопроявление.

3.2.7. Давление и температура по разрезу скважины:

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м (по вертикали)		ГРАДИЕНТ ДАВЛЕНИЯ								Температура в конце интервал, градус
			Пластового		Порового		Гидроразры ва пород		горного		
			кгс/см на м.		кгс/см² на м.		кгс/см2 на м.		кгс/см2 на м.		
	от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Mz+Kz	0	140	0	0,100	0	0,100	0	0,175	0	0,179	19,40
P1nc	140	620	0,100	0,110	0,100	0,110	0,175	0,180	0,179	0,198	32,34
C2-3	620	1710	0,110	0,113	0,110	0,113	0,180	0,185	0,198	0,201	62,32
C2	1710	2005	0,113	0,113	0,113	0,113	0,185	0,185	0,201	0,203	70,43
C1sr	2005	2213	0,113	0,113	0,113	0,113	0,185	0,185	0,203	0,205	76,15
C1v3	2370	2453	0,113	0,113	0,113	0,113	0,185	0,185	0,205	0,209	82,75
C1v2	2453	2705	0,113	0,114	0,113	0,114	0,185	0,185	0,209	0,211	89,68

Приложения к проекту:

- Схема расположения бурового оборудования при бурении скважин;
- Схема обвязки устья скважины противовыбросовым оборудованием при бурении скважин;
- Схема обвязки устья скважины при испытании (освоении) скважины;
- Режимно-технологическая карта (РТК);
- Геолого-технический наряд (ГТН);
- Регламент на буровые растворы.
- Регламент работ по креплению скважин.

4. Сроки выполняемых Работ:

4.1. Общий срок выполнения Работ: в течение 180 календарных дней со дня подписания Договора.

5. Гарантии:

5.1. Исполнитель в рамках авторского надзора за бурением скважины выдает рекомендации по ликвидации осложнений при их возникновении и производит корректировку проектных решений при необходимости.

5.2. Исполнитель обязан устранить замечания, возникшие в процессе согласования с

государственными органами.

6. Порядок приема-сдачи выполняемых Работ:

6.1. Результаты выполненных Работ принимаются по акту приема сдачи после одобрения проекта на заседании научно - технического совета (НТС) Заказчика. После одобрения на НТС Заказчика проект направляется на согласование в государственные органы.

6.2. Проект со всеми согласованиями государственных органов передается по акту приема-сдачи проекта Исполнителем Заказчику в четырех экземплярах в форматах **.doc, .xls, .pdf, .cdr, .jpeg** со всеми приложениями. (три – на бумажном носителе; один – на электронном носителе (диск CD-RW)).

За дополнительной информацией обращаться в ТОО «Разведка и добыча QazaqGaz», г. Астана, тел.: 8-7172-79-84-66.

Начальник ОГ и Р

Заместитель начальника ОГ и Р



Сапаев Ж.Е.

Кулназаров С.Б.

ПРОТОКОЛ № 1220

совместного научно-технического совещания ТОО «Разведка и добыча
QazaqGaz» и ТОО «Проектный институт «OPTIMUM»

г. Астана

«20» 12 2022

Присутствовали:

от ТОО «Разведка и добыча QazaqGaz»:

Бакбергенов А. Ж.	- Заместитель Генерального директора по производству, Председатель НТС;
Рзиева З.А.	- Главный геолог;
Сапаев Ж.Е.	- Начальник отдела геологии и разработки;
Джетмеков Д.К.	- Начальник производственно-технического отдела;
Рахимбергенов Ш.Б.	- Руководитель ОПБ, ОТ, ООС и ИСМ;
Кулназаров С.Б.	- Заместитель начальника отдела геологии и разработки
Тулেকешев А.К.	- Главный специалист отдела геологии и разработки, секретарь

от ТОО «Проектный институт «OPTIMUM»

- Аманжолов А. К. - Руководитель службы проектирования строительства скважин;
- Асеев Г. В. - Главный специалист службы проектирования строительства скважин.

Повестка дня:

Рассмотрение «Дополнение к групповому техническому проекту на бурение эксплуатационных скважин глубиной 2700 ± 250 м на месторождении Анабай».

Выступил с докладом Асеев Г. В.

«Дополнение к групповому техническому проекту на бурение эксплуатационных скважин глубиной 2700 ± 250 м на месторождении Анабай», составлено ТОО «Проектный институт «OPTIMUM» в соответствии с договором №788458/2022/1 от 08.12.2022 г.

Рассматриваемое дополнение составлено в связи с корректировкой «Группового технического проекта на бурение эксплуатационных скважин глубиной 2700 ± 250 м на месторождении Анабай». Корректировка касается изменения конструкции скважин и сроков бурения и направлена на снижение стоимости бурения скважин

Групповой технический проект на бурение эксплуатационных скважин на месторождении Амангельды, разработан в соответствии с «Инструкцией о составе, порядке разработки, согласования и утверждения проектно-сметной документации на строительство скважин на нефть и газ». Выполнен по форме и содержанию «Макета рабочего (технического) проекта на строительство скважин на нефть и газ» (РД 39-0148052-537-87).

Приведены все расчеты, необходимые для бурения скважины. Приведены мероприятия по охране труда, технике безопасности, охране окружающей среды и недр.

Техническим проектом предусмотрено бурение эксплуатационных проектных скважин № 13, 14, 15, 16 глубиной 2700 ± 250 м на газоконденсатном месторождении Анабай.

Бурение скважин будет осуществляться буровыми установками грузоподъемностью не ниже 225 т.

Проектный горизонт - средневизейский (C_{1v2}), проектная глубина - 2700 м. Продолжительность цикла бурения скважины 83 суток, с учетом строительно-монтажных работ - 6 суток, подготовительные работы к бурению - 2 суток, бурение и крепление - 42 суток, испытания в эксплуатационной колонне - 33 суток. Способ бурения вертикальной скважины - роторный (или верхний привод), ВЗД.

Конструкция скважин в части надежности, технологичности и безопасности обеспечивает условия охраны недр и окружающей природной среды, в первую очередь, за счет прочности и долговечности крепи скважин, герметичности обсадных колонн и перекрываемых ими кольцевых пространств, а также изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга, от проницаемых пород.

В соответствии с геологическими условиями месторождения Анабай предусмотрена следующая конструкция эксплуатационных скважин:

- направление - $\varnothing 426$ мм (0-30 м);
- кондуктор - $\varnothing 324$ мм (0-400 м);
- техническая колонна - $\varnothing 244,5$ мм (0-1600 м);
- эксплуатационная колонна - $\varnothing 168,3$ мм (0-2700 м).

Программа по буровым растворам разработана с учетом всех осложнений, которые могут возникнуть при бурении скважин.

Принимая во внимание вышеперечисленное, бурение в интервале 0 - 400 м. предлагается производить бентонитовым раствором плотностью $1,17 \div 1,22$ г/см³, в интервале 400-1600 м. полимерным ингибированным раствором плотностью $1,22 \div 1,24$ г/см³ и в интервале 1600-2700 м. ингибированными полимерным раствором $1,19 \div 1,22$ г/см³ соответственно, также перед вскрытием продуктивного пласта при глубине 2420 м. (уточняется в ходе бурения) полностью заменить полимерный ингибированный раствор в скважине на свежий полимерный ингибированный раствор с минимальной водоотдачей.

В обсуждении изложенных материалов приняли участие: Бакбергенов А. Ж., Рзиева З.А., Джетмеков Д. К., Сапаев Ж. Е., Рахимбергенов Ш.Б., Кулназаров С.Б., Тулекешев А. К.

После обмена мнениями научно-технический совет

РЕШИЛ:

1. Принять «Дополнение к групповому техническому проекту на бурение эксплуатационных скважин глубиной 2700 ± 250 м на месторождении Анабай»
2. Направить проект на дальнейшее рассмотрение в государственные контролирующие органы

Председатель НТС

Секретарь



Бакбергенов А. Ж.

Тулекешев А. К.

СХЕМА РАСПОЛОЖЕНИЯ ОБОРУДОВАНИЯ БУРОВОЙ УСТАНОВКИ "ЗЛ50" НА МЕСТОРОЖДЕНИИ АНАБАЙ

Примечание:

1. Расстояние от устья до вагончиков должно превышать высоту вышки не менее чем на 10 м.
2. Расстояние от концов отводов до всех коммуникаций и сооружений должно быть не менее 100 м.
3. Отводы должны крепиться надежными креплениями к специальным опорам.
4. Котельная монтируется на переднем блочном основании вместе с укрытием и питательными емкостями.
5. Паровые коллекторы монтируются в насосном блоке, на буровой площадке и в емкостях приготовления раствора и циркуляционной системы.

Условное обозначение	Наименование
—	всасывающая линия
—	нагнетательная линия
—	линия подачи ГСМ
—	линия пневмосистемы
—	линия подачи тех. воды

Типовая схема обвязки устья скважины при освоении скважин

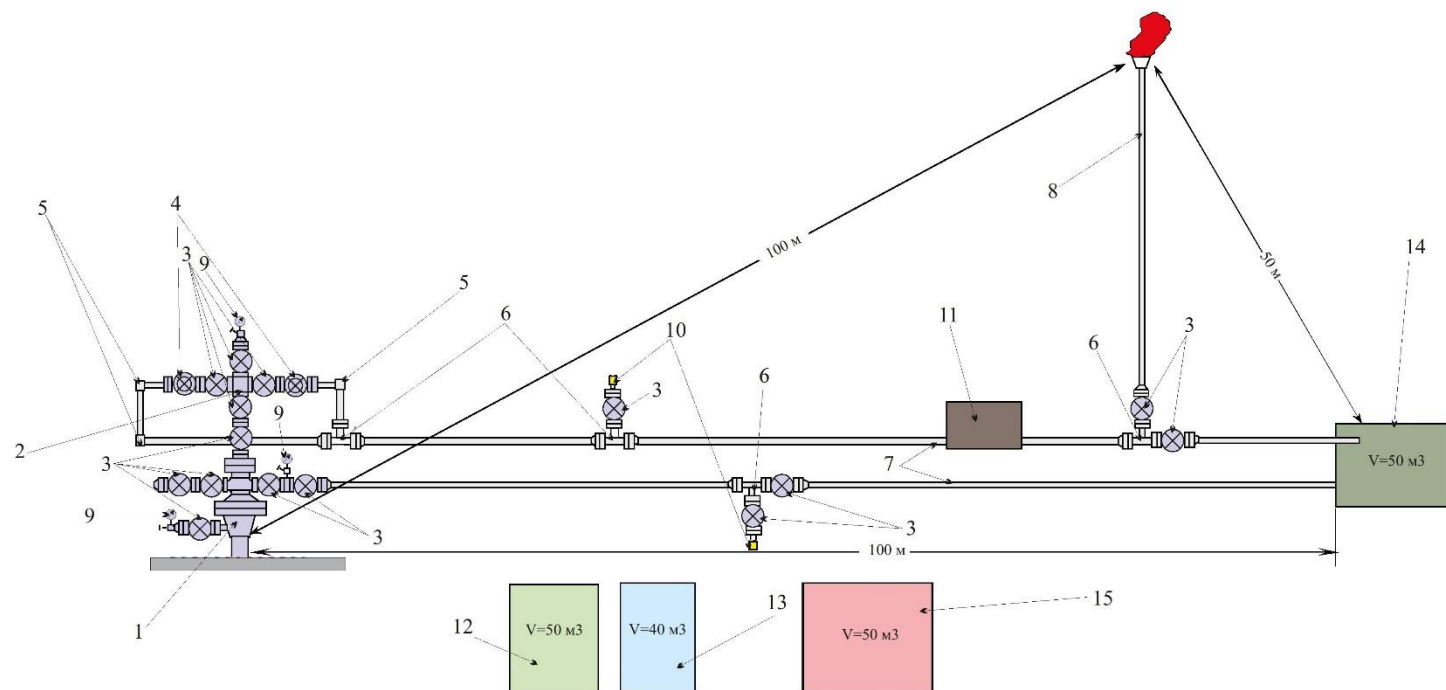
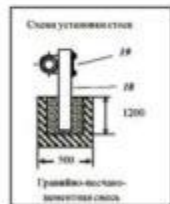
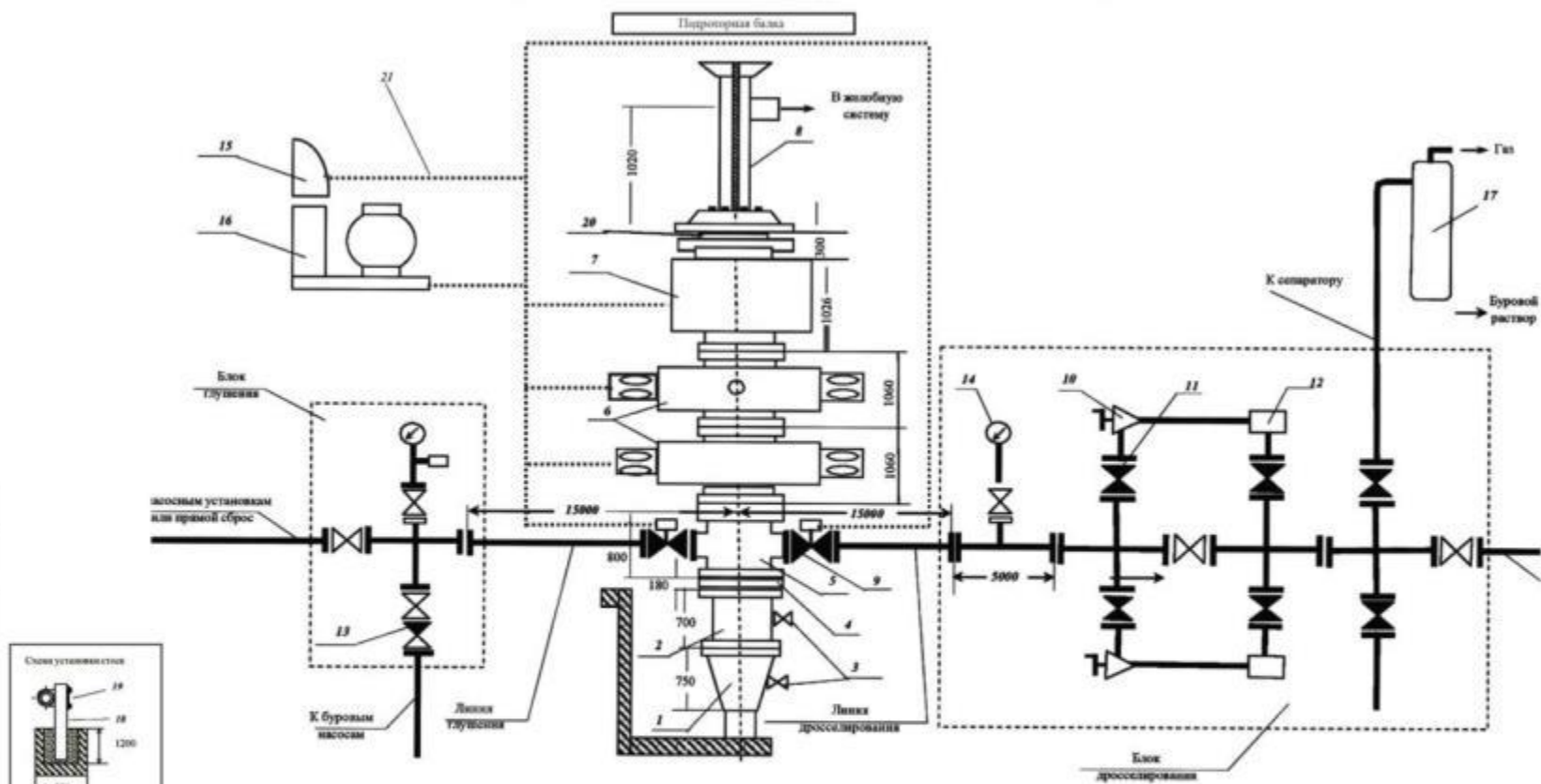


Схема обвязки устья скважины ПВО при бурении скважины на месторождении Анабай



- Технические условия:
- Обвязка устья скважины протектированным оборудованием принята по типовому проекту № 4 (ГОСТ 13862-90 "Оборудование протектированное").
 - Для обвязки устья используется стандартное оборудование. Как исключение допускается изготовление отдельных узлов и деталей по техническим условиям, утвержденным в установленном порядке.
 - Сливная воронка должна быть съемной и при необходимости свободно демонтироваться с устья.
 - Манометры должны содержать устройство для продувки его сжатым воздухом. Длина выходящих линий должна быть не менее 100 мм.
 - Крепление выходящих линий к стойкам производится при помощи хомутов через 5-10 м и не более 0,5 м от конца выхода.
 - После монтажа ПВО на устье производится его опрессовка совместно с тех. колонной на давление, указанное в тех. проекте на строительство скважины. Выходящие линии опрессовываются давлением в 100 кг/см².
 - Основной путь управления ПВО устанавливается на расстоянии не менее 10 м от устья скважины в удобном и безопасном месте.
 - Высочайший - непосредственно возле устья скважины.
 - Вокруг устья скважины делается площадка из твердого покрытия во всем радиусе устьевого оборудования.
 - При вскрытии коллектора, пластовый нефтью и газом, один шаровый кран устанавливается между рабочей трубой и ее предохранительным переключением, который является запорным.
 - Запорный кран должен быть постоянно открыт.
 - Запорный кран должен быть постоянно закрыт.

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Месторождение Анабай	Станд.	Лист	Листов
ГИП						РП	3	
Выполнил								
Проверил								
Н.контр.								

Схема обвязки устья скважины ПВО при бурении скважины на месторождении Анабай

Формат А3

РЕГЛАМЕНТ НА БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ

Таблица 0.1. Конструкция скважины

Название колонны	Диаметр, мм	Интервал спуска, м			
		по вертикали		по стволу	
		от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5	6
Направление	426,0 мм	0	30	0	30
Кондуктор	324 мм	0	400	0	400
Промежуточная колонна	244,5 мм	0	1600	0	1600

ИНТЕРВАЛ I: СТОЛ СКВАЖИНЫ 490 мм. Длина интервала: 0 - 30 м

Интервал 490 мм должен быть пробурен вертикально вниз на глубину 30 м. Обсадная колонна 426 мм должна быть спущена на глубину 30 м и зацементирована до поверхности. Спускается с целью перекрытия верхних неустойчивых и поглощающих горизонтов.

- Емкости необходимо тщательно очистить вместе с приемными линиями до поверхностного оборудования и насосов буровой установки до начала смешивания.
- Предварительно приготовленная бентонитовая смесь для бурового раствора должна быть подготовлена путем гидратации бентонита в пресной воде, с обработкой кальцинированной содой для удаления остаточной жесткости до уровня < 400 частей на миллион (ppm). С помощью каустической соды необходимо поднять уровень pH до 8,5. Суспензию необходимо гидратировать как можно дольше, но не менее чем в течение 8 часов.

Таблица 0.2. Рецепт бурового раствора и количество химических реагентов 1-ый интервал

Наименование	Назначение	Концентрация (кг/л) /м ³	Единица измерения	Количество
Каустическая сода	Регулятор щелочности	1,5	25кг/меш	2
Кальцинированная сода	Регулятор жесткости	1,5	25 кг/меш	2
ХимПак Н	Полианионная целлюлоза низкой вязкости, понизитель фильтрации	7	25 кг/меш	11

ИНТЕРВАЛ II: СТОЛ СКВАЖИНЫ 393,7 мм. Длина интервала: 30 - 400 м

Интервал 393,7 мм должен быть пробурен вертикально вниз на глубину 400 м. Кондукторная обсадная колонна 323,9 мм должна быть спущена на глубину 400 м и зацементирована до устья. Колонна спускается с целью перекрытия верхних неустойчивых и поглощающих горизонтов. Устье скважины после кондуктора оборудуется ПВО. Система бурового раствора: бентонитовый раствор. Буровой раствор, рекомендуемый для начала бурения этого интервала - 1,20 г/см³.

Предполагаемые проблемы ствола скважины: прихватопасные зоны, поглощение бурового раствора

Таблица 0.3. Параметры бурового раствора

Характеристика	Значение
Плотность бурового раствора, г/см ³	1,17÷1,22
Вязкость по воронке Марша, сек/кварта	40-55
Пластичная вязкость, сП	минимально возможное
Предельное динамическое напряжение сдвига (ПДНС), фунтов/100 футов ²	8-18
Прочность геля 10 сек., фунтов/100 футов ²	2-6
Прочность геля 10 мин., фунтов/100 футов ²	3-10
рН	8,0 - 9,0
Водоотдача, измеряемая по методике API (АНИ), мл/30 мин	6-8

- Емкости необходимо тщательно очистить вместе с приемными линиями до поверхностного оборудования и насосов буровой установки до начала смешивания.
- Заменить бентонит на кальций карбонат
- Поддерживать не высокие значения рН в данном интервале на уровне 8,0-9,0, чтобы избежать возможного нарушения слоя глин и избежать растрескивания пород.
- Бентонитовая суспензия может быть введена в систему для увеличения вязкости по воронке Марша и реологических свойств.
- Необходимо использовать ситовые панели на виброситах с размерами не менее 80 меш.

Таблица 0.4. Рецепт бурового раствора и количество химических реагентов 2-ой интервал

Наименование	Назначение	Концентрация кг/л / м ³	Единица измерения	Количество
Каустическая сода	Регулятор щелочности	1,5	25 кг	11
Кальцинированная сода	Регулятор жесткости	1,5	25 кг	11
Хим Пак Н	Полианионная целлюлоза низкой вязкости, понизитель фильтрации	7	25 кг	53
Lema BIOXAN	Биополимерный загуститель, Модификатор реологии	0.5	25 кг	4
Ингидол SIL	Комплексный ингибитор	20	215 л	18
Хим Пак В	Высоковязкая полианионная целлюлоза, контроль фильтрации	3	25 кг	23
Бикарбонат натрия	Контроль. Цем.загр.	1,5	25 кг	11
Poly Mud S	Разжижитель	3	25 кг	23
KCL	Ингибитор глинистых сланцев	70	800 кг	17
NaCL	Техническая соль	100	1000 кг	19
Сидерит	Утяжелитель	100	1 000 кг	19
Ингидол ДТ	Буровой детергент	2	30кан	13

Примечание: могут быть использованы аналоги химических реагентов, не уступающие по качеству и технологическим свойствам заявленным продуктам.

ИНТЕРВАЛ III: СТОЛ СКАЖИНЫ 295,3 мм ДЛИНА ИНТЕРВАЛА: 400 – 1600 м

Интервал 295,3 мм должен быть пробурен вертикально вниз на глубину 1600 м. Обсадная колонна спускается с целью перекрытия поглощающих горизонтов, предотвращения гидроразрыва пород в процессе ликвидации возможных нефтегазоводопроявлений при бурении под эксплуатационную колонну. Устье скважины после спуска промежуточной колонны оборудуется ПВО. Для бурения данной секции будет использован ингибированный полимерный раствор.

Предполагаемые проблемы ствола скважины: затяжки, посадки, сальникообразования, сужение ствола скважины

Таблица 0.5. Параметры бурового раствора.

Характеристика	Значение
Плотность бурового раствора, г/см ³	1,24
Вязкость по воронке Марша, сек/кварта	45-55
Пластичная вязкость, сП	минимально возможное
Предельное динамическое напряжение сдвига (ПДНС), фунтов/100 футов ²	12-25
Прочность геля 10 сек., фунтов/100 футов ²	4-8
Прочность геля 10 мин., фунтов/100 футов ²	6-12
рН	9,0-10,5
Водоотдача, измеряемая по методике API (АНИ), мл/30 мин	5-7
МВТ (испытание краской «метиленовая голубая»), кг/м ³	<42

Рекомендуется, чтобы буровой раствор, сохраненный после бурения предыдущего интервала, использовался в качестве основы для подготовки первоначального объема бурового раствора для данного интервала. Это позволит снизить стоимость бурового раствора. Кроме того, наличие бентонита в сохраненном буровом растворе обеспечит

образование надлежащей фильтрационной корки, защищающей от проницаемых пород, на начальном этапе бурения этого интервала, что поможет в уменьшении потерь на фильтрацию и риски дифференциального прихвата. Если значение MBT (испытания краской "метиленовая синяя") сохраненного бурового раствора слишком высоко, его необходимо снизить.

- Дальнейшее пополнение объема ствола скважины и объема по мере углубления скважины должно быть выполнено без добавлений бентонита.
- Хорошие показатели параметров контроля твердой фазы необходимы для того, чтобы получить максимальную выгоду от применения полимеров, содержащихся в системе. Необходимо осуществлять контроль затрат и вести точный учет всех буровых флюидов, поступающих в систему. Для этого рекомендуется использовать водомерный счетчик, но при его отсутствии, необходимо вести строгий учет добавлений флюидов.
- Следует контролировать значения MBT (испытания краской "метиленовая голубая") на уровне между 14 кг/м³ бентонитового эквивалента (5 частей на миллиард (ppb)) и 42 кг/м³ бентонитового эквивалента (15 частей на миллиард (ppb)). Если значение MBT является слишком низким, то использование полимеров не будет эффективным методом в обеспечении контроля водоотдачи из-за отсутствия надлежащей фильтровальной корки. При высоких значениях концентрации глин, реологические свойства будет сложно контролировать. В таком случае, можно добавить разжижитель.
- Если значение MBT стало слишком высоким, то будет необходимо разбавить систему всем количеством полимерного раствора, чтобы восстановить реологические свойства. Это должно быть выполнено путем регулярного сброса раствора на пескоотделителе. Это более эффективный и экономичный метод, чем выполнение небольших добавлений и известен как "сброс и разбавление". Следует подчеркнуть, что правильный инженерный подход - это избегать накопления катионообменной емкости, всегда вводя только недиспергированные флюиды.
- Использование лигносульфонатов следует избегать. Увеличение значения вязкости приведет к отложениям твердых частиц или загрязнению раствора карбонатами. Эти проблемы можно эффективно решать без применения лигносульфонатов.
- Водоотдача бурового раствора должна контролироваться на уровне 5-7 мл/30мин., при измерении при температуре окружающей среды и давлении 100 фунтов на квадратный дюйм (psi). Водоотдача контролируется посредством применения полианионной целлюлозы (РАС).

- Для правильной очистки бурового раствора рекомендуется использовать вибрационные сита с размером ячейки от 80 до 100 меш (если есть возможность, допускается установка сеток с размером ячейки 120-140 меш).

Таблица 0.6. Рецепт буроого раствора и количество химических реагентов 3-ий интервал

Наименование	Назначение	Концентрация кг/л / м ³	Единица измерения	Количество
Каустическая сода	Регулятор щелочности	1,5	25 кг	17
Кальцинированная сода	Регулятор жесткости	1,5	25 кг	17
ХИМПАК Н	Низковязкая полианионная целлюлоза, контроль фильтрации	7	25 кг	80
Рас LV	Низковязкая полианионная целлюлоза, контроль фильтрации	6	25 кг	69
Бикарбонат натрия	Контроль. Цем.загр.	1	25 кг	12
Хим ПАК В	Высоковязкая полианионная целлюлоза, контроль фильтрации	3	25 кг	34
Poly Mud S	Разжижитель	3	25 кг	34
Lema BIOXAN	Биополимерный загуститель, модификатор реологии	0,5	25 кг	6
KCL	Ингибитор глинистых сланцев	70	800 кг	25
NaCL	Техническая соль	100	1000 кг	29
Сидерит	Утяжелитель	100	1000 кг	29
Ингидол SIL	Комплексный ингибитор	10	215 л	13

Примечание: могут быть использованы аналоги химических реагентов, не уступающие по качеству и технологическим свойствам заявленным продуктам.

ИНТЕРВАЛ IV: СТВОЛ СКВАЖИНЫ 215,9 мм. ДЛИНА ИНТЕРВАЛА: 1600 - 2700 м

Интервал 215,9 мм должен быть пробурен вертикально вниз на глубину 2700 м. Обсадная колонна спускается с целью разобщения водоносных и продуктивных горизонтов, а также добычи газа. Для бурения данного интервала будет использоваться ингибированный полимерный раствор.

Предполагаемые проблемы ствола скважины: нефтегазоводопроявления затяжки, посадки, сальникообразования, сужение ствола скважины

Таблица 0.7. Параметры бурового раствора

Характеристика	Значение
Плотность бурового раствора, г/см ³	1,22
Вязкость по воронке Марша, сек/кварта	40 - 45
Пластичная вязкость, сП	минимально возможное
Предельное динамическое напряжение сдвига (ПДНС), фунтов/100 футов ²	12-25
Прочность геля 10 сек., фунтов/100 футов ²	4-8
Прочность геля 10 мин., фунтов/100 футов ²	6-12
рН	9,0-10,5
Водоотдача, измеряемая по методике API (АНИ), мл/30 мин	3-5
МВТ (испытание краской "метиленовая голубая"), кг/м ³	<35

Примечание: перед вскрытием продуктивного горизонта буровой раствор полностью заменяется на заново приготовленный свежий раствор

Процедуры

- Рекомендуется, чтобы буровой раствор, сохраненный после бурения предыдущего интервала, использовался в качестве основы для подготовки первоначального объема бурового раствора для данного интервала. Это позволит снизить стоимость бурового раствора. В приготовлении новых порций бурового раствора рекомендуется не использовать хлорид натрия (чтобы снизить общую минерализацию жидкой фазы бурового раствора).
- Хорошие показатели параметров контроля твердой фазы необходимы для того, чтобы получить максимальную выгоду от применения полимеров, содержащихся в системе. Необходимо осуществлять контроль затрат и вести точный учет всех буровых флюидов, поступающих в систему. Для этого рекомендуется использовать водомерный счетчик, но при его отсутствии, необходимо вести строгий учет добавлений флюидов.
- Следует контролировать значения MBT (испытания краской "метиленовая голубая") на уровне ниже 35 кг/м³ бентонитового эквивалента (15 частей на миллиард (ppb)). При высоких значениях концентрации глин, реологические свойства будет сложно контролировать. В таком случае, можно добавить разжижитель. Также высокое содержание коллоидной фазы в буровом растворе может привести к ухудшению коллекторных свойств продуктивного пласта.
- Если значение MBT стало слишком высоким, то необходимо разбавить систему всем количеством полимерного раствора, чтобы восстановить реологические свойства. Это должно быть выполнено путем регулярного сброса раствора на пескоотделителе. Это более эффективный и экономичный метод, чем выполнение небольших добавлений и известен как "сброс и разбавление". Следует подчеркнуть, что правильный инженерный подход - это избегать накопления катионообменной емкости, всегда вводя только недиспергированные флюиды.

Использования лигносульфонатов следует избегать. Увеличение значения вязкости приведет к отложениям твердых частиц или загрязнению раствора карбонатами. Эти проблемы можно эффективно решать без применения лигносульфонатов.

Водоотдача бурового раствора должна контролироваться на уровне 3-5 мл/30мин., при измерении при температуре окружающей среды и давлении 100 фунтов на квадратный дюйм (psi). Водоотдача контролируется посредством применения полианионной целлюлозы (PAC).

- В случае потерь на фильтрацию будет использоваться материал, SUPERSEALER (или другой доступный материал для ликвидации поглощений) при добавлении 2-4 мешков в час напрямую с верхней части активной емкости.
- Для правильной очистки бурового раствора следует использовать вибрационные сита с размером ячейки от 120 до 140 меш.

Таблица 0.8. Рецепттура бурового раствора и количество химических реагентов 4-ый интервал

Наименование	Назначение	Концентрация кг/л / м ³	Единица измерения	Количество
Каустическая сода	Регулятор щелочности	1,5	25 кг	11
Кальцинированная сода	Регулятор жесткости	1,5	25 кг	11
ХИМПАК Н	Низковязкая полианионная целлюлоза, контроль фильтрации	7	25 кг	53
Рас LV	Низковязкая полианионная целлюлоза, контроль фильтрации	6	25 кг	46
Бикарбонат натрия	Контроль. Цементного загрязнения	1	25 кг	8
Хим ПАК В	Высоковязкая полианионная целлюлоза, контроль фильтрации	3	25 кг	23
Poly Mud S	Разжижитель	3	25 кг	23
Lema BIOXAN	Биополимерный загуститель, модификатор реологии	0,5	25 кг	4
KCL	Ингибитор глинистых сланцев	70	800 кг	17
NaCL	Техническая соль	100	1000 кг	19
Сидерит	Утяжелитель	100	1000 кг	19
Ингидол SIL	Комплексный ингибитор	10	215 л	9
Лубрикон	Смазывающая добавка	30	200л	29

Примечание: могут быть использованы аналоги химических реагентов, не уступающие по качеству и технологическим свойствам заявленным продуктам.

ПРОЦЕДУРЫ ОБРАБОТКИ РАСТВОРА В СЛУЧАЕ ОСЛОЖНЕНИЙ В СТВОЛЕ СКВАЖИНЫ.

ПОГЛОЩЕНИЕ БУРОВОГО РАСТВОРА

Рекомендованный набор материалов по борьбе с поглощениями: MCF SEALRB (F,M,C)

При подтверждении поглощений внутри скважины необходимо снизить скорость подачи насоса, удельный вес и/или вязкость если процесс бурения позволяет. Нужно добавлять материал по борьбе с поглощениями каждый час, комбинируя химреагенты по борьбе с поглощениями. Если интенсивность поглощений не прекращается, нужно приготовить отдельную пачку раствора с материалом наполнителем.

Пачка #1: объём: 10-15 м³

MCF SEAL RB F	50
MCF SEAL RB M	100

ПОГЛОЩЕНИЯ КРУПНЫЕ В ПРЕДЕЛАХ ОТ 3000 ЛИТРОВ/ЧАС И ВЫШЕ

При подтверждении поглощений внутри скважины необходимо снизить скорость подачи насоса, удельный вес и/или вязкость если процесс бурения позволяет. Закачать в скважину Пачку №2. Вторая пачка должна покрывать по возможности весь открытый ствол скважины и должна содержать комбинированный набор материалов-наполнителей.

Таблица 0.9. Пачка #2: объём: 10 – 20 м³

MCF SEAL RB F	150
MCF SEAL RB M	150

Пачка #2 должна быть закачана и вдавлена в пласт. Следует проводить эту операцию с повышенной осторожностью, чтобы не превысить максимально допустимое давление на пласт и не повредить его.

При наличии в компоновке инструмента телеметрии, следует прокачивать пачку при нормальной скорости подачи и на подходе к прибору снизить подачу. Это действие должно отключить прибор и позволить пачке пройти его без вероятности его повреждения. Следует заранее обсудить прокачку такого раствора через прибор с Оператором инструмента телеметрии и Супервайзером по Бурению.

НАЛИПАНИЕ ПОРОДЫ НА ДОЛОТЫ

Для предотвращения налипания выбуренной породы на долото необходимо использовать буровой детергент LEMA PAV. Добавлять продукт стоит при каждом наращивании непосредственно в трубы, а также в активную ёмкость при циркуляции. Продукт LEMA PAV снижает тенденцию налипания глины на КНБК и, соответственно, уменьшает скручивающие и осевые нагрузки на колонну. Это способствует увеличению мощности на буровом долоте и, соответственно, улучшению скорости бурения. LEMA PAV является слабым пенообразователем и не вызывает проблем со вспениванием. LEMA PAV является высоко активным ПАВ и используется, главным образом, в растворах на основе пресной или морской воды для бурения верхней части ствола скважины.

ПРИХВАТ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ

Чтобы избежать дифференциального прихвата, рекомендуется следующее:

- держать водоотдачу ниже <5 см³/30минут.
- сокращать время при наращивании бурильных труб

- после наращивания необходимо осуществлять вращение бурильной колонны без циркуляции.
- всегда расхаживать/вращать буровую колонну (1 одиночную трубу/час чтобы уменьшить риск размыва стенок ствола скважины).
- вращать буровую колонну с меньшими оборотами (10 – 30) во время проверки циркуляции.

