

ТОО «КОМ-МУНАЙ»
ТОО «Проектный институт «ОПТИМУМ»

УТВЕРЖДАЮ:

Генеральный директор
ТОО «КОМ-МУНАЙ»
Абызбаев Г.А.



» 30.07. 2025 г.

**ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ «ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ
ПРОЕКТ НА ВОССТАНОВЛЕНИЕ ЛИКВИДИРОВАННОЙ
СКВАЖИНЫ G1 НА МЕСТОРОЖДЕНИИ КОМСОМОЛЬСКОЕ» (В СВЯЗИ
С УВЕЛИЧЕНИЕМ ПРОЕКТНОЙ ГЛУБИНЫ)**

Договор № К-2025-189

Генеральный директор
ТОО «Проектный институт «ОПТИМУМ»

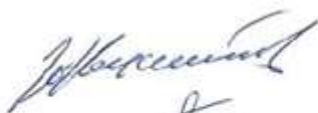


Құрманов Б.К.

Ақтау – 2025 г.

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Главный специалист СПСС



Кулиев Ю. М.

Старший специалист СПСС



Ержамалов Е.И.

Ведущий специалист службы Г и Р



Косаманова А. К.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ОГЛАВЛЕНИЕ	3
СПИСОК ТАБЛИЦ	5
СПИСОК ИЛЛЮСТРАЦИЙ	7
СПИСОК ПРИЛОЖЕНИЙ	7
РЕФЕРАТ	8
1. ОБЩАЯ ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА	10
2. ОСНОВАНИЕ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ	13
3. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ	14
4. ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА.....	16
4.1. Литолого-стратиграфическая характеристика разреза скважины	21
4.2. Нефтегазоводоносность по разрезу скважины	26
4.3. Возможные осложнения по разрезу скважины.....	29
4.4. Исследовательские работы	32
4.5. Работы по испытанию в эксплуатационной колонне и освоение скважины, сведения по эксплуатации	34
5. КОНСТРУКЦИЯ СКВАЖИНЫ.....	37
6. ПРОФИЛЬ СТВОЛА СКВАЖИНЫ	42
7. БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ.....	43
8. УГЛУБЛЕНИЕ СКВАЖИНЫ	51
8.1. Подготовительные работы к забуриванию дополнительного ствола.....	51
8.2. Установка цементного моста	51
8.3. Вырезание «ОКНА».....	51
9. КРЕПЛЕНИЕ СКВАЖИН	58
9.1. Обсадные колонны	58
9.2. Цементирование обсадных колонн	63
9.3. Оборудование устья скважины	68
10. ИСПЫТАНИЕ СКВАЖИНЫ.....	69
10.1. Испытание пластов в процессе бурения	69
10.2. Испытание горизонтов на продуктивность в эксплуатационной колонне.....	71
11 ДЕФЕКТОСКОПИЯ И ОПРЕССОВКА	74
12. СТРОИТЕЛЬНЫЕ И МОНТАЖНЫЕ РАБОТЫ.....	76
12.1. Подготовительные работы к строительству скважины (скважин).....	78
12.2. Объемы строительных и монтажных работ для бурения скважины.....	80
13. ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТЬ БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ.....	83
14. МЕХАНИЗАЦИЯ И АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ, СРЕДСТВА КОНТРОЛЯ И ДИСПЕТЧЕРИЗАЦИИ	84
15. ЛИКВИДАЦИЯ И КОНСЕРВАЦИЯ СКВАЖИН	87
15.1. Общие положения	87
15.2. Ликвидация скважины	88
15.3. Порядок организации работ по ликвидации скважины	88
15.4. Консервация скважины.....	90
16. ТЕХНОЛОГИЯ УСТАНОВКИ АВАРИЙНОГО ЦЕМЕНТНОГО МОСТА	92
17. ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ, ПРОМЫШЛЕННАЯ САНИТАРИЯ И ПРОТИВОПОЖАРНАЯ ТЕХНИКА	95
17.1. Общие положения	95
17.2. Классификация взрывоопасных зон.....	95
17.3. Порядок обеспечения пожарной безопасности при проведении работ по бурению и освоению скважин	99
17.4. Основные требования и мероприятия по промышленной санитарии и гигиене труда	102

18. МЕРОПРИЯТИЯ ПО БЕЗОПАСНОСТИ ВЕДЕНИЯ РАБОТ ПРИ БУРЕНИЕ	
СКВАЖИН.....	112
18.1. Общие положения	112
18.2. Порядок обеспечения промышленной безопасности при бурении скважин	113
18.3. Порядок обеспечения промышленной безопасности при креплении ствола	
скважины	114
18.4. Обустройство устья скважины.....	114
18.5. Испытание, гидродинамические исследования и освоение скважин	115
19. ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ НЕФТЕГАЗОВОДОПРОЯВЛЕНИЙ И ОТКРЫТОГО	
ФОНТАНИРОВАНИЯ	118
19.1. Общие положения	118
19.2. Подготовка, монтаж и эксплуатация устьевого оборудования и ПВО.....	119
20. СПИСОК НОРМАТИВНО-СПРАВОЧНЫХ И ИНСТРУКТИВНО-	
МЕТОДИЧЕСКИХ МАТЕРИАЛОВ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ПРИ ПРИНЯТИИ ПРОЕКТНЫХ	
РЕШЕНИЙ И БУРЕНИИ СКВАЖИН.....	122
21. ОРГАНИЗАЦИЯ БУРЕНИЯ	124
21.1. СВЕДЕНИЯ О ВОДОСНАБЖЕНИИ	124
21.2. СВЕДЕНИЯ РАСХОДА ГСМ.....	125
21.3. СХЕМА ТРАНСПОРТИРОВКИ ГРУЗОВ И ВАХТ	126
ПРИЛОЖЕНИЯ	127

СПИСОК ТАБЛИЦ

Таблица 1.1 Основные проектные данные.....	10
Таблица 1.2 Общие сведения о конструкции скважины	11
Таблица 1.3 Дополнительные сведения для составления сметы	11
Таблица 1.4 Дополнительные сведения для составления смет	11
Таблица 1.5 Сведения об условиях эксплуатации скважины.....	12
Таблица 1.6. Номера скважин, подлежащих ликвидации или консервации	12
Таблица 2.1 Список документов, которые являются основанием для проектирования	13
Таблица 3.1 Сведения о районе буровых работ.....	14
Таблица 3.2 Сведения о площадке для строительства скважины.....	14
Таблица 3.3. Источники и характеристики водо- и энергоснабжения связи и местных стройматериалов.	14
Таблица 3.4 Сведения о подъездных путях	15
Таблица 4.1 Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов	21
Таблица 4.2 Литологическая характеристика разреза скважины	22
Таблица 4.3 Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины	24
Таблица 4.4 Геокриологическая характеристика разреза скважины.....	25
Таблица 4.5. Нефтеносность.....	26
Таблица 4.6. Газоносность.....	26
Таблица 4.7. Водоносность.....	27
Таблица 4.8. Давление и температура по разрезу скважины	28
Таблица 4.9. Поглощение бурового раствора	29
Таблица 4.10. Осыпи и обвалы стенок скважины	29
Таблица 4.11. Нефтегазоводопроявления	30
Таблица 4.12. Прихватоопасные зоны.....	30
Таблица 4.13. Текучие породы.....	31
Таблица 4.14. Прочие возможные осложнения	31
Таблица 4.15. Отбор керна, шлама и грунтов.....	32
Таблица 4.16. Геофизические исследования.....	32
Таблица 4.17. Данные по испытанию (опробованию) пластов в процессе бурения.....	33
Таблица 4.18. Испытание продуктивных горизонтов (освоение скважины) в эксплуатационной колонне.....	34
Таблица 4.19 Работы по перфорации эксплуатационной колонны при испытании (освоении).....	34
Таблица 4.20. Интенсификация притока пластового флюида или повышение приемистости пласта в нагнетательной скважине	35
Таблица 4.21. Дополнительные работы при испытании (освоении)	35
Таблица 4.22 Данные по эксплуатационным объектам	35
Таблица 4.23. Дополнительные данные для определения продолжительности испытания (освоения) скважины.....	35
Таблица 4.24. Данные по нагнетательной скважине.....	36
Таблица 4.25. Сведения об осложнениях по пробуренным скважинам – аналогам	36
Таблица 5.1 Глубина спуска и характеристика обсадных колонн.....	38
Таблица 5.2 Характеристика раздельно спускаемых частей обсадных колонн	38
Таблица 5.3 Техничко-технологические мероприятия, предусмотренные при строительстве скважины по проектной конструкции	39

Таблица 5.4 Максимально-допустимые гидродинамические давления в открытом стволе скважины при выполнении технологических операций	41
Таблица 6.1. Входные данные по профилю наклонно-направленной скважины	42
Таблица 6.2. Профиль ствола скважины	42
Таблица 7.1. Типы и параметры буровых растворов	45
Таблица 7.2 Компонентный состав бурового раствора и характеристики компонент	46
Таблица 7.3 Потребность бурового раствора и компонентов (товарный продукт) для его приготовления, обработки и утяжеления	47
Таблица 7.4 Потребность воды или компонентов для обработки бурового раствора при разбуривании цементных станков	48
Таблица 7.5 Потребность компонентов для обработки бурового раствора при спуске обсадных колонн	48
Таблица 7.6 Суммарная потребность компонентов бурового раствора на скважину	49
Таблица 7.7 Оборудование для приготовления и очистки буровых растворов	50
Таблица 8.1 Способы, режимы бурения, расширки (проработки) ствола скважины и применяемые КНБК	54
Таблица 8.2 Компоновка низа бурильных колонн (КНБК)	54
Таблица 8.3. Потребное количество элементов КНБК	55
Таблица 8.4 Бурильные трубы	55
Таблица 8.5 Конструкция бурильных колонн	56
Таблица 8.6. Характеристика и масса бурильных труб, УБТ по интервалам бурения	56
Таблица 8.7. Оснастка талевой системы	56
Таблица 8.8 Режим работы буровых насосов	57
Таблица 8.9. Распределение потерь давлений в циркуляционной системе буровой	57
Таблица 8.10. Гидравлические показатели промывки	57
Таблица 9.1. Способы расчеты наружных давлений и опрессовки обсадных колонн	58
Таблица 9.2. Распределение давлений по длине колонны	58
Таблица 9.3 Рекомендуемые типоразмеры обсадных труб	60
Таблица 9.4 Параметры обсадных труб	60
Таблица 9.5 Суммарная масса обсадных труб	60
Таблица 9.6. Технологическая оснастка обсадных колонн	61
Таблица 9.7 Режим спуска обсадных труб	62
Таблица 9.8. Опрессовка обсадных труб натяжение эксплуатационной колонны	62
Таблица 9.9. Общие сведения о цементировании обсадных колонн	63
Таблица 9.10. Характеристика жидкостей для цементирования	63
Таблица 9.11 Компонентный состав жидкостей для цементирования и характеристики компонентов	64
Таблица 9.12 Технологические операции при цементировании и режим работы цементировочных агрегатов (буровых насосов)	65
Таблица 9.13. Схема обвязки и потребность в цементировочных агрегатах	66
Таблица 9.14. Потребность в смесительных машинах, цементовозах и автоцистернах	66
Таблица 9.15. Потребное для цементирования обсадных колонн количество цементировочной техники	67
Таблица 9.16. Потребное для цементирования обсадных колонн количество материалов	67
Таблица 9.17. Спецификация устьевое и противовыбросового оборудования (ПВО)	68
Таблица 10.1 Продолжительность работы пластоиспытателя, спускаемого на трубах	69
Таблица 10.2. Продолжительность работы опробователя пластов, спускаемого на кабеле	69
Таблица 10.3. Данные по испытанию (опробованию) пластов в процессе бурения	70

Таблица 11.0.1 Виды операций контроля и объемы работ по дефектоскопии бурильного инструмента, проводимые с применением передвижной дефектоскопической лаборатории ПКДЛ	74
Таблица 11.0.2. Опрессовка оборудования и используемая техника	75
Таблица 12.1 Сварочные работы при монтаже бурового оборудования	78
Таблица 12.2 Объемы подготовительных работ к бурению скважины (скважин)	78
Таблица 12.3 Перечень топографо-геодезических работ	79
Таблица 12.4. Спецификация буровой установки ZJ-50.....	80
Таблица 13.1 Продолжительность бурения скважины	83
Таблица 13.2 Продолжительность бурения и крепления по интервалам глубин	83
Таблица 14.1 Средства механизации и автоматизации.....	84
Таблица 14.2. Средства контроля.....	86
Таблица 14.3. Средства диспетчеризации	86
Таблица 17.1 Классификация основных сооружений и установок по взрыво - и пожароопасности	98
Таблица 17.2 Спецдежда, спецобувь и средства индивидуальной защиты	104
Таблица 17.3 Средства коллективной защиты от шума и вибраций	105
Таблица 17.4 Нормы освещённости.....	106
Таблица 20.1. Список литературы	122

СПИСОК ИЛЛЮСТРАЦИЙ

Рисунок 4-1. Обзорная карта района работ	18
Рисунок 4-2. Структурная карта по кровле коллектора продуктивного горизонта Ю-1-Г ..	20
Рисунок 4-3. Месторождение Комсомольское. Профильный разрез через скважину G1 подлежащей реконструкции	20
Рисунок 9-1. Распределение избыточных давлений (эксплуатационная колонна).....	59

СПИСОК ПРИЛОЖЕНИЙ

Приложение 1. Техническое задание	128
Приложение 2. НТС.....	132
Приложение 3. ГТС	133
Приложение 4. Схема расположения оборудования буровой установки ZJ-50.....	136
Приложение 5. Схема расположения установки XJ550 и оборудования ПКРС	137
Приложение 6. Схема обвязки устья ПВО.....	138
Приложение 7. ГТН.....	139

РЕФЕРАТ

Дополнение к проекту «индивидуальный технический проект на восстановление ликвидированной скважины G1 на месторождении Комсомольское» (в связи с увеличением проектной глубины) выполнен 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 согласно «Макету рабочего (технического) проекта на строительство скважин на нефть и газ» (РД 39-0148052-537-87).

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

Цель работы - Восстановление ликвидированной скважины.

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

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

Состояние скважины- Спущены и зацементированы следующие обсадные колонны:
-Направление Ø426мм-20м.

-Кондуктор Ø299,4мм-305м.

-Промежуточная колонна Ø219,1мм-2501м.

Скважина под эксплуатационную колонну пробурена до глубины 4458м и по геологической причине без спуска обсадной колонны была ликвидирована. При этом были установлены цементные мосты в интервалах: 2520-2435м; 3040-2970м; 3750-3550м. Планируется бурения бокового ствола через 219,1мм обсадную колонну с глубины 2450 м с отклонением от вертикали 100 м и спуск эксплуатационной колонны Ø 139,7мм до проектной глубины. Также предусматривается выбор компоновок низа бурильной колонны для вырезания «окна», подготовка ствола скважины к спуску Ø 139,7мм обсадной колонны, расчет Ø 139,7 мм эксплуатационной колонны на прочность, определение параметров бурового раствора, определение параметров цементного раствора при креплении скважин, расчет гидравлических потерь в циркуляционной системе, расчет продолжительности проводки скважин, мероприятия по охране недр и окружающей природной среды.

Параметры, указанные в данном техническом проекте, могут уточняться, меняться в ходе бурения скважин, в зависимости от фактического состояния ствола скважины, результатов ГИС в открытом стволе.

Дополнение к проекту «индивидуальный технический проект на восстановление ликвидированной скважины G1 на месторождении Комсомольское» (в связи с увеличением проектной глубины) в соответствии с договором № К-2025-189 от 10.07.2025г. между ТОО «Проектный институт «ОPTIMUM» и ТОО «КОМ-МУНАЙ».

1. ОБЩАЯ ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

Таблица 1.1 Основные проектные данные

п/п №	Наименование	Значение
1	Номера скважин, строящихся по данному типовому проекту	№ (G-1)
2	Площадь (месторождение)	Комсомольское
3	Расположение (суша, море)	Суша
4	Глубина Балтийского моря на точке бурения, м	-
5	Цель бурения и назначение скважины	Добыча нефти из среднеюрских отложений
6	Проектный горизонт:	J ₂ (среднеюрский)
7	Средняя проектная глубина (от уровня моря), м по вертикали по стволу	3850 3864
8	Число объектов испытания: в колонне: в открытом стволе	1
9	Вид скважины (вертикальная, наклонно-направленная, кустовая)	Боковой ствол
10	Тип профиля	3-х интервальный
11	Азимут бурения, град	-
12	Максимальный зенитный угол, град	8,03
13	Максимальная интенсивность изменения зенитного угла, град/10 м	1,0
14	Допустимое отклонение заданной точки входа в кровлю продуктивного (базисного) пласта от проектного положения (радиус круга допуска), м	20
15	Способ бурения	Роторный, ВЗД
16	Вид привода	Дизель-электрический
17	Вид монтажа (первичный, повторный)	Первичный / повторный
18	Тип буровой установки	ZJ-50
19	Максимальная масса колонны, т: обсадной бурильной	112,1 84
20	Тип установки для испытаний	XJ 550
21	Продолжительность цикла бурения скважин, сут.:	51
	в том числе:	
	строительно-монтажные работы	7
	подготовительные работы к бурению	4
	бурение и крепление.	35
	освоение всего:	5
	подготовительные работы перед испытанием	-
	в эксплуатационной колонне:	5

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
Эксплуатационная	139,7	0	3850	0	3864

Таблица 1.3 Дополнительные сведения для составления сметы

Мощность труборемонтных баз или площа- док, тыс. м буриль- ных труб	Наличие тампонаж- ной конторы или цеха (ДА, НЕТ)	Среднегодовое количе- ство буровых станков		Время пребы- вания турбо- бура (электро- бура) на забое, %	Время механи- ческого буре- ния на воде, %	Дежурство работа бульдозера, трактора, ч/сут.	Форма оплаты труда буровой бригады (СДЕЛЬНАЯ, ПОВРЕМЕННАЯ)	Категория УБР (УРБ)	Кoeffици- ент оборачивае- мости бу- рильных труб, %
		в бурении и испытании	в том числе в турбин- ном бурении						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
-	-	3	-	-	-	по заявке	сдельная	первая	-

Таблица 1.4 Дополнительные сведения для составления смет

Содержание полевой лаборато- рии по контролю промывоч- ной жидкости в интервале, м				Дополнительные рабочие для приготовления утяжелителей и обработки бурового раствора				Дополнительные рабо- чие			Объем повторно ис- пользуемого раствора, м³	Отходы буре- ния (отрабо- танный рас- твор, шлам, сточные воды) нефтепро- дукты, другие отходы	Объёмы отходов, т			
													всего	В том числе подле- жит		
														вывозу	захо- роне- нию	сборы
от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)	количество	Число смен ра- боты в сутки	слесарей	Электро- монтёров	Число смен ра- боты в сутки	12	13	14	15	16	17
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	-	ОБР Шлам Сточные воды		-	-	-
Не предусматривается				по контракту				по контракту			-	ОБР Шлам Сточные воды		-	-	-

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
Естест. фонтанирование, станок качалка, Штанговый глубинный насос, винтовой насос, Эл. погружной насос, газлифт, насос гидравлический/струйный	В течении всего срока эксплуатации		не планируется	3864	118,7	Общая коррозия	незначительная*		Вода с хим. реагентами	1,02

Таблица 1.6. Номера скважин, подлежащих ликвидации или консервации

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

2. ОСНОВАНИЕ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

Таблица 2.1 Список документов, которые являются основанием для проектирования

№ пп	Название документа (проект геолого-разведочных работ, технологические схемы (проект) разработки площадей (месторождений), задание на проектирование), номер, дата, должность, фамилия и инициалы лица, утвердившего документ
1	2
1	«Дополнение к проекту «индивидуальный технический проект на восстановление ликвидированной скважины G1 на месторождении Комсомольское» (в связи с увеличением проектной глубины)» основан согласно «Авторскому надзору к проекту разработки месторождения Комсомольское», осуществляется с целью выполнения работ по восстановлению ранее ликвидированной разведочной скважины G-1 проектный горизонт – среднеюрские отложения (Ю-I (А, Б, В, Г)), проектная глубина-3850 м
2	Техническое задание выданное ТОО «КОМ-МУНАЙ» на разработку «Индивидуальный технический проект на восстановление ликвидированной скважины Г-1 (G-1) на месторождении Комсомольское»
3	Договор № К-2025-189 от 10.07.2025г. между ТОО « КОМ-МУНАЙ» и ТОО «Проектный институт «OPTIMUM» на разработку «Дополнение к проекту «индивидуальный технический проект на восстановление ликвидированной скважины G1 на месторождении Комсомольское» (в связи с увеличением проектной глубины)»

3. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Таблица 3.1 Сведения о районе буровых работ

Наименование	Значение (текст, название, величина)
1	2
Площадь (месторождение)	Комсомольское
Административное расположение:	
Республика	Казахстан
Область	Мангистауская
Район	Мангистауский
Температура воздуха, °С	
среднегодовая	
наибольшая летняя	+45
наименьшая зимняя	-40
Среднегодовое количество осадков, мм	130-150
Максимальная глубина промерзания грунта, м	1,5-2,0
Продолжительность отопительного периода в году, сут.	158
Продолжительность зимнего периода в году, сут.	126
Азимут преобладающего направления ветра, град	45-135
Наибольшая скорость ветра, м/с	18
Рельеф местности	Равнина
Состояние местности	
Толщина, см	
снежного покрова	10-15
почвенного слоя	
Растительный покров	бедная
Категория грунта	

Таблица 3.2 Сведения о площадке для строительства скважины

Назначение участка	Размер, га	Источник нормы отвода земель
1	2	3
Строительства скважины и размещение оборудования и техники для бурения разведочной скважины, где могут быть вскрыты газовые пласты.	3,5	Сборник норм отвода земель для строительства линейных сооружений. СН 459-74 «Нормы отвода земель для нефтяных и газовых скважин».

Таблица 3.3. Источники и характеристики водо- и энергоснабжения связи и местных стройматериалов.

Название вида снабжения: (водоснабжения: для бурения, 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 Питьевая вода	Привозная вода из ближайшего населенного пункта.	30	Автоцистернами
Энергоснабжение	Дизель генераторы буровой установки	Буровая	Низковольтная ЛЭП
Стройматериалы	Местный карьер	-	Автосамосвал
Связь	Радиотелефон, радиостанция, мобильная связь	-	Связь с офисом

Таблица 3.4 Сведения о подъездных путях

Протяженность, км	Характер покрытия (гравий- ное, из лесоматериалов и т.д.)	Ширина, м	Высота насыпи, см	Характеристика дороги
1	2	3	4	5

4. ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА

Исходные геологические данные для составления: «Дополнение к проекту «индивидуальный технический проект на восстановление ликвидированной скважины G1 на месторождении Комсомольское» (в связи с увеличением проектной глубины)».

Цель проекта: добыча нефти из среднеюрских отложений.

Проектная глубина: 3850 м.

Проектный горизонт: J₂ (среднеюрский)

ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

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

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

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

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

По административному делению месторождение находится в Мангистауском районе Мангистауской области.

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

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

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

В климатическом отношении район работ относится к северной части пустынь с резко континентальным аридным климатом. В наиболее жаркое время температура воздуха достигает временами до плюс 35 °С плюс 45 °С, тогда как зимой опускается до минус 40 °С. Летом постоянно дуют сильные ветры, преимущественно западного и юго-западного направлений, достигающие иногда ураганной силы. Осадки в летнее время выпадают весьма редко. В осенне-зимний период количество атмосферных осадков значительно возрастает. Растительный мир крайне скуден и представлен лишь полынью и верблюжьей колючкой.

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

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

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

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

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

В пределах контрактной территории запасы **нефти**:

- по категории C_1 – 10866/4698 тыс.т, по категории C_2 – 1488/324;

- **растворенного газа** по категории C_1 - 1796/777 млн. m^3 , по категории C_2 – 246/54 млн. m^3 .

Данные запасы легли в основу при составлении Проекта разработки.

Данный «Индивидуальный технический проект ...» основан согласно «Авторскому надзору к проекту разработки месторождения Комсомольское», осуществляется с целью выполнения работ по реконструкции скважины методом бурения бокового ствола скважины G1 проектным горизонтом – среднеюрские отложения (Ю-I (А, Б, В, Г)), проектная глубина-3850м.

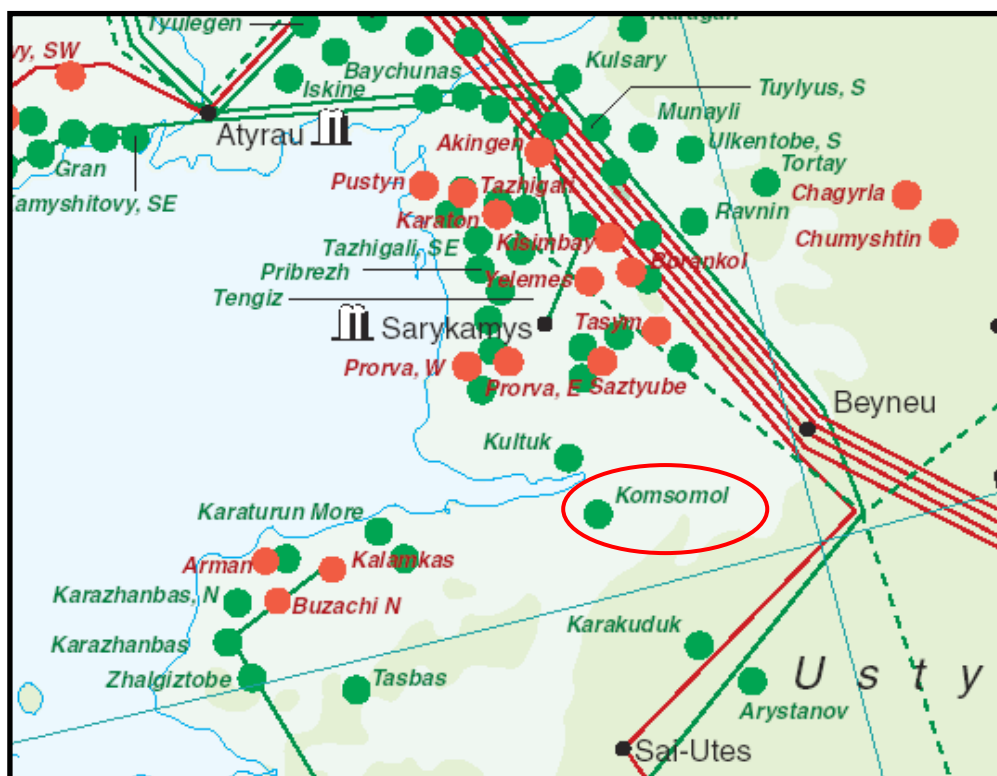


Рисунок 4-1. Обзорная карта района работ

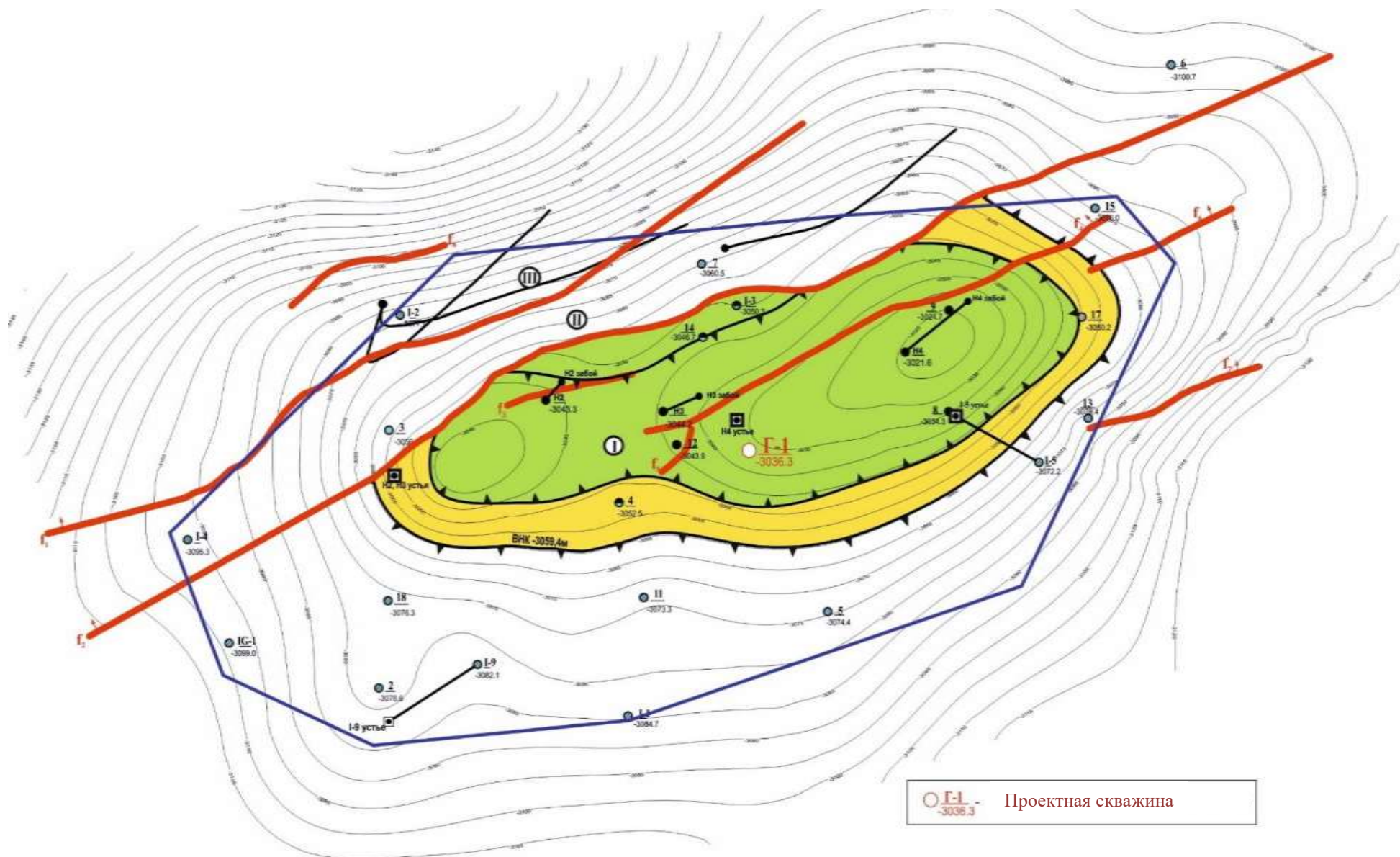


Рисунок 4-2. Структурная карта по кровле коллектора продуктивного горизонта Ю-1-Г

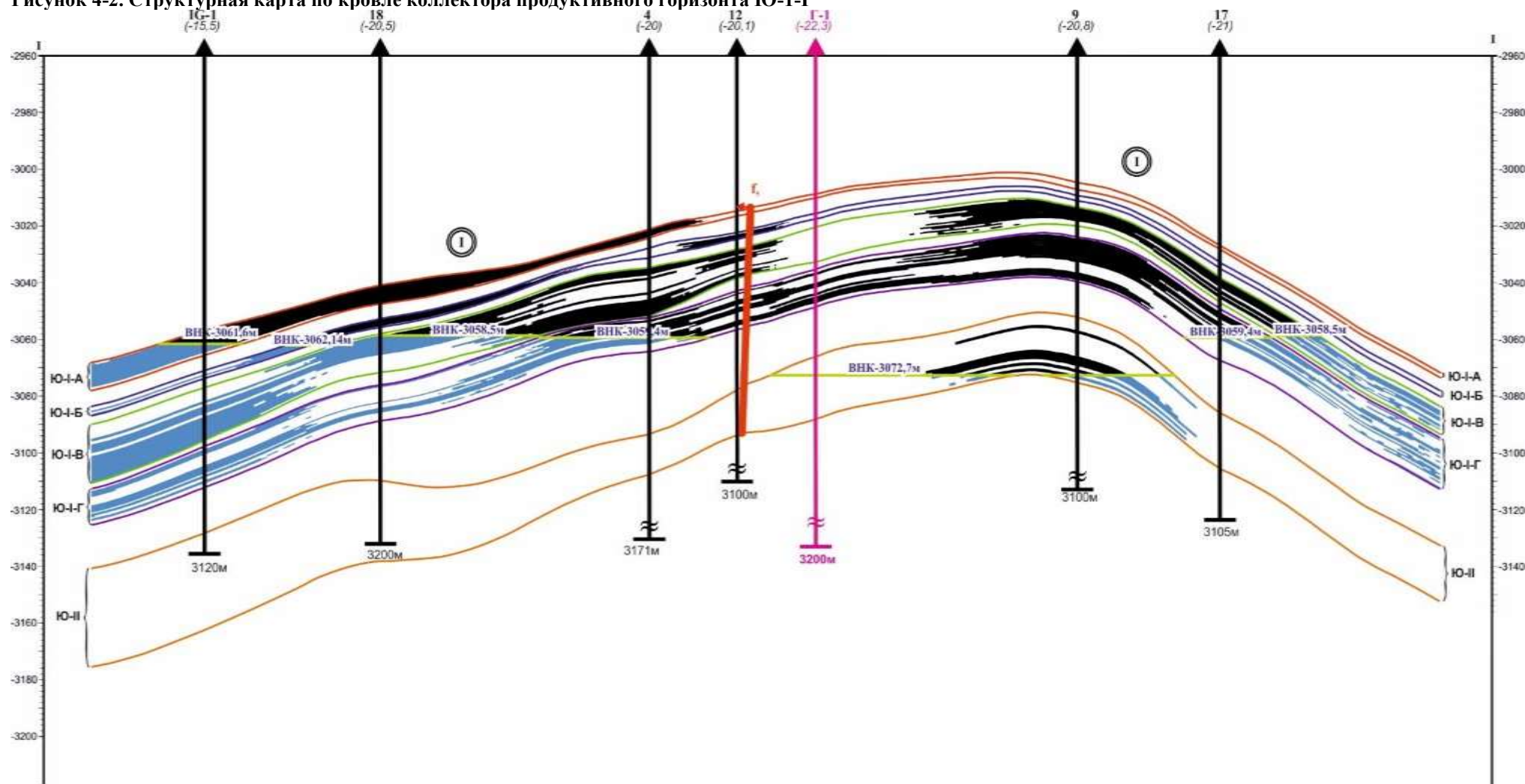


Рисунок 4-3. Месторождение Комсомольское. Профильный разрез через скважину G1 подлежащей реконструкции

4.1. ЛИТОЛОГО-СТРАТИГРАФИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЗРЕЗА СКВАЖИНЫ

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

Глубина залегания от стола ротора, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания пластов, град.		Коэффициент ка- вернозности в ин- тервале
от (верх)	до (низ)	название	индекс	угол падения	азимут	
1	2	3	4	5	6	7
0	725	Неоген + Палеоген	N+P	горизонтально		1,25
725	1215	Сенон- туронский ярус верхнего мела	K ₂ sn-t	5	15	1,15
1215	1370	Сеноманский ярус верхнего мела	K ₂ s	5	15	1,15
1370	1947	Альбский ярус нижнего мела	K ₁ al	5	20	1,10
1947	2055	Аптский ярус нижнего мела	K ₁ a	5	20	1,10
2055	2465	Барремский ярус нижнего мела	K ₁ br	5	-	1,5
2465	2598	Готеривский ярус нижнего мела	K ₁ g	5	-	1,15
2598	2665	Валанжинский ярус нижнего мела	K ₁ v	5	-	1,15
2665	2898	Кимериджский ярус верхней юры	J ₃ km	3-7	-	1,15
2898	2963	Оксфордский ярус верхней юры	J ₃ o	3-7	-	1,15
2963	3024	Келловейский ярус средней юры	J ₂ k	3-7	-	1,5
3024	3036	Продуктивный пласт А	Ю-IA	3-7	-	1,5
3036	3041	Продуктивный пласт Б	Ю-IB	3-7	-	1,5
3041	3059	Продуктивный пласт В	Ю-IV	3-7	-	1,5
3059	3085	Продуктивный пласт Г	Ю-IG	3-7	-	1,5
3085	3242	Батский ярус средней юры	J ₂ bt	3-7		1,5
3242	3678	Байосский ярус средней юры	J ₂ b	3-7		1,5
3678	3850	Ааленский ярус средней юры	J ₂ a	3-7		1,5

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
N+P	0	725	Супеси	30	Суглинки, супеси и пески бурые с обломками коренных пород.
			Пески	30	Прослой песков зеленовато-серые, мелкозернистые, рыхлые.
			Глины	10	Глины серые, алевроитистые, тонкослоистые, плотные.
			Алевролиты	20	Алевролиты серые до светло-серых, с зеленоватыми и красноватыми оттенками, разной зернистости, глинистые и карбонатные.
			Мергели	10	Мергели зеленовато-серые, тонкомикрозернистые, крепкие.
K _{2sn-t}	725	1215	Мергели	55	Мергели светло-серые, зеленовато-серые, слюдистые, глинистые, плотные, с остатками фауны, чешуи рыб, с ходами илоедов, с прослоями тонкопелитоморфного писчего мела.
			Мел	45	
K _{2s}	1215	1370	Глины	45	Представлены неравномерным переслаиванием глин и алевролитов с преобладанием последних в средней части, а первых - в нижней и верхней частях.
			Алевролиты	55	
K _{1al}	1370	1947	Алевролиты	40	Алевролиты разной зернистости светло-серые, рыхлые и крепкосцементированные, глинистые, иногда карбонатные.
			Глины	40	Глины серые, алевроитистые, тонкослоистые, плотные.
			Песчаники	20	Песчаники темно-серые, мелкозернистые, рыхлые и крепкосцементированные, глинистые, иногда карбонатные.
K _{1a}	1947	2055	Алевролиты	55	Алевролиты серые, разнозернистые, глинистые, иногда карбонатные.
			Глины	45	Глины темно-серые, алевроитистые, тонкослоистые.
K _{1br}	2055	2465	Песчаники	30	Песчаники светло-серые до серых, с зеленоватыми и красноватыми оттенками, мелкозернистыми, глинистые и карбонатные
			Алевролиты	30	Алевролиты серые до светло-серых, с зеленоватыми и красноватыми оттенками, разной зернистости, глинистые и карбонатные.
			Глины	40	Глины коричневые с сероватыми, буроватыми оттенками реже зеленовато-серые, алевроитистые и алевроитовые, местами известковистые, комковатые и тонкослоистые.
K _{1g}	2465	2598	Песчаники	25	Песчаники серые, с зеленоватым оттенком, мелкозернистые, плотные, пористые.
			Алевролиты	25	Алевролиты зеленовато-серые, часто также пористые
			Глины	50	Глины темно-серые с зеленоватым оттенком, алевроитистые, плотные.
K _{1v}	2598	2665	Песчаники	25	Песчаники зеленовато-серые, мелкозернистые, плотные, крепкие
			Алевролиты	25	Алевролиты зеленовато-серые, крупнозернистые, плотные.
			Глины	25	Глины темно-серые до серых, с зеленоватым оттенком.
			Известняки	25	Известняки серые и светло-серые, неравномерно доломитизированные.
J _{3km}	2665	2898	Глины	30	Глины зеленовато-серые, местами алевроитистые, плотные.
			Мергели	40	Мергели зеленовато-серые, тонкомикрозернистые, крепкие.

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
			Известняки	30	Известняки серые, до светло-серых, тонкомикрозернистые, иногда доломитовые, плотные.
J _{3o}	2898	2963	Глины	40	Глины зеленовато-серые, местами алевроитистые, плотные.
			Мергели	60	Мергели зеленовато-серые, тонкомикрозернистые, крепкие
J _{2k} - Ю-IA	2963	3024	Песчаники	30	В разрезе келловейского яруса средней юры на месторождении выделено два продуктивных горизонта: Ю-I и Ю-II. В Ю-I горизонте выделено 4 продуктивных пласта (А, Б, В и Г), уверенно отделяющихся друг от друга глинистыми разделами. Породы-коллекторы представлены средне-мелкозернистыми, серыми, темно-серыми, средне- и крепкоцементированными песчаниками, серыми, разномзернистыми, полимиктовыми, среднесцементированными алевролитами. Участками породы трещиноватые. В песчаниках цемент ангидритовый, кварцевый, реже карбонатный, реже сульфидный контактово-порового типа. В алевролитах цемент ангидритовый, кварцевый, редко карбонатный контактово-порового и базального типа.
Ю-IB	3025	3036	Алевролиты	30	
Ю-IV	3041	3059	Глины	20	
Ю-IG	3059	3085	Аргиллиты	20	
J _{2bt}	3085	3242	Глины	45	Глины темно-серые, до черных, известковистые, плотные, с включениями детрита и обугленных растительных остатков.
			Алевролиты	25	Алевролиты серые, до темно-серых, разной зернистости, плотные.
			Песчаники	30	Песчаники серые, мелкозернистые, плотные и слабопористые.
J _{2b}	3242	3678	Глины	50	Глины темно-серые, плотные, известковистые с включениями детрита и обугленных растительных остатков.
			Песчаники	25	Песчаники серые, мелкозернистые, средне- и крепкоцементированные, плотные и слабо пористые, с остатками обугленного растительного детрита.
			Алевролиты	25	Алевролит серый, редко зеленовато-серый, разной зернистости, плотный.
J _{2a}	3678	3850	Песчаники	100	Представлен двумя пачками песчаных пород, которые характеризуются отрицательной аномалией ПС.

Таблица 4.3 Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины

Стратиграфический горизонт	Интервал, м		Горная порода	Плотность, г/см ³	Пористость, %	Проницаемость, мкм ²	Карбонатность, %	Абразивность	Классификация пород по твердости (мягкая, средняя, твердая)
	от (верх)	до (низ)							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
N+P	0	725	Супеси	-	-	0,1-1	-	I	Мягкие
			Пески	1,4	15	0,1-1	-		
			Глины	1,6	13-29	0,001	-		
			Алевrolиты	2,1	-	0,1-1	-		
			Мергели	2,0	-	-	-		
K ₂ sn-t	725	1215	Мергели	2,0	25	-	25	-	Мягкие, Средние
			Мел	2,57	-	-	-		
K ₂ s	1215	1370	Глины	1,9	-	0,001	-	I	Мягкие, Средние
			Алевrolиты	2,40	15	-	-		
K ₁ al	1370	1947	Алевrolиты	2,40	15	-	-	IV-I	Мягкие, Средние
			Глины	1,9	-	0,001	-		
			Песчаники	2,2	13-29	-	-		
K ₁ a	1947	2055	Алевrolиты	2,45	-	-	-	IV-I	Средние
			Глины	1,9	10	0,001-0,01	-		
			Песчаники	2,2	20	0,1-1	-		
K ₁ br	2055	2465	Песчаники	2,3	6	0,1-1	-	III-I	Средние
			Алевrolиты	2,2	-	-	-		
			Глины	1,6	6,0	0,001	-		
K ₁ g	2465	2598	Песчаники	2,45	13-29	-	-	IV-I	Средние
			Алевrolиты	2,55	-	-	-		
			Глины	1,6	6,0	0,001-0,01	-		
K ₁ v	2598	2665	Песчаники	2,65	13-29	0,1-1	-	V-I	Средние Твердые
			Алевrolиты	2,20	-	-	-		
			Глины	1,6	20,2	0,001-0,1	-		
			Известняки	2,60	до 33	-	30		
J ₃ km	2665	2898	Глины	1,1	8,0	0,001-0,1	-	V-I	Средние, Твердые
			Мергели	2,0	-	-	25		
			Известняки	2,65	До 33	0,01-0,1	30		
J ₃ o	2898	2963	Глины	1,6	20,3	0,001-0,1	-	-	Средние
			Мергели	2,1	-	-	25		

Продолжение таблицы 4.3

Стратиграфический горизонт	Интервал, м		Горная порода	Плотность, г/см ³	Пористость, %	Проницаемость, мкм ²	Карбонатность, %	Абразивность	Классификация пород по твердости (мягкая, средняя, твердая)
	от (верх)	до (низ)							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
J ₂ k - Ю-IA	2963	3036	Песчаники	2,65	13-29	0,1-1	-	I	Средние
Ю-IB	3036	3041	Алевролиты	2,65	-	-	-		
Ю-IB	3041	3059	Глины	1,6	6,0-50	0,001-0,1	-		
Ю-IG	3059	3085	Аргиллиты	2,3	-	-	-	II	средние, твердые
J ₂ bt	3085	3242	Глины	1,6	6,0	0,001-0,01	-	IV-I	средние, твердые
			Алевролиты	2,69	10	-	-		
			Песчаники	2,67	13-29	0,1-1	-		
J ₂ bt	3242	3678	Глины	1,6	6,0	0,001-0,01	-	IV-I	средние, твердые
			Алевролиты	2,69	10	-	-		
			Песчаники	2,67	13-29	0,1-1	-		
J ₂ a	3678	3850	Песчаники	2,72	5-10	0,1-1	-	IV-I	твердые

Таблица 4.4 Геокриологическая характеристика разреза скважины

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

Примечание: В разрезе проектной скважины многолетнемерзлые породы отсутствуют.

4.2. НЕФТЕГАЗОВОДОНОСНОСТЬ ПО РАЗРЕЗУ СКВАЖИНЫ

Таблица 4.5. Нефтеносность

Индекс стратигра- фического подразделе- ния (про- дуктивные пласты)		Интервал, м		Тип коллектора	Параметры нефти						Параметры растворенного газа					
					плотность, г/см ³		кинемати- ческая вяз- кость при 20°С, мм ² /с	Содер- жание серы, % по весу	Со- дер- жание пара- фина, %по весу	Максимальный дебит, т/сут	Газо- вый фак- тор,м ³ / м ³	Со- дер- жа- ние серово- дорода, %	Содер- жание угле- кисло- го газа, %	Отно- ситель- ная по воздуху плот- ность газа	Кэф- фициент сжи- маемости	Давле- ние насы- щения в плас- товых усло- виях, МПа
		в пла- стовых усло- виях	после дегаза- ции 20°С													
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Ю-I	A	2995	3035	поро- вый	0,6738	0,7847	3,64	0,17	7,57	50,1	165,31	отс	1,28	1,150	2,11	12,56
	B	3037	3041													
	B	3045	3059													
	Г	3062	3085													

Примечание: параметры нефти и растворенного газа взяты из «Пересчета запасов нефти и растворенного газа месторождения Комсомольское» по состоянию на 01.06.2014г.

Таблица 4.6. Газоносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м (по вертикали)		Тип коллектора	Состояние	Содержание в % по объему		Относительная по воздуху плотность газа	Коэффициент сжимаемости в пластовых условиях	Свободный дебит, тыс.м ³ /сут газ	Плотность газоконденсата, г/см ³		Фазовая проницаемость, м ²
	от (верх)	до (низ)			H ₂ S	CO ₂				в пластовых условиях	на устье скважины	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13

Примечание: чисто газовые горизонты отсутствуют

Таблица 4.7. Водоносность

Индекс страти- графиче- ского подразде- ления	Интервал, м*		Тип кол- латора	Плот- ность, г/см³	Сво- бод- ный дебит, м³/сут	Химический состав воды, мг/дм³, мг-экв/дм³, % экв.						Сте- пень мине- рали- зации, г/дм³	Тип воды по Сулину СФН-суль- фатно- натрие- вый; ХК- хлор-каль- циевый; ХМ-хлор- магниевый	Относится к источнику питьевого водоснабже- ния (да или нет)
	От (верх)	До (низ)				анионы			катионы					
						Cl⁻	SO₄⁻⁻	HCO₃	Na⁺+K⁺	Mg⁺⁺	Ca⁺⁺			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Р	182	224	поровый	1,074	1,3	59312,2 1672,60 49,98	10,7 0,22 0,01	31,7 0,52 0,02	21060,9 96,15 27,38	6053,9 497,6 14,87	5199,1 259,44 7,75	91,7	ХК	нет
K₁al-K₂s	1230	1960	поровый	1,092		79924,0 2256,86 49,94	2,5 0,05 0,00	107,8 1,77 0,04	41315,8 1797,24 39,83	1946 160 4	6012,0 300,0 6,6	128,4	ХК	нет
Ю-I, А+Б+В+Г	3085	3140	поровый	1,124		130278,8 3673,86 49,95	40,0 0,83 0,01	149,1 2,45 0,03	67730 2946,26 40,68	1390,0 114,26 1,58	15230 760,0 11,8	194,3	ХК	нет
J₂a	3678	3850	поровый	1,142		121000,0 3412,20 47,12	40,0 0,83 0,01	-	67730 2946,26 40,68	2006,4 164,93 2,24	15400 768,5 10,6	205,6	ХК	нет

Таблица 4.8. Давление и температура по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Градиент давления, кгс/см ² на м*				Температура в конце интервала градус
	от (верх)	до (низ)	пластового	порового	гидроразрыва пород	горного давления	
1	2	3	4	5	6	7	8
N+P	0	725	0,088	0,089	0,148	0,209	34
K ₂ sn-t	725	1215	0,088	0,099	0,173	0,223	52
K ₂ s	1215	1370	0,099	0,099	0,17	0,223	61
K _{1a} l	1370	1947	0,099	0,099	0,16	0,224	72
K _{1a}	1947	2055	0,099	0,099	0,16	0,224	82
K ₁ br	2055	2465	0,102	0,102	0,17	0,226	89
K ₁ g	2465	2598	0,102	0,102	0,17	0,228	97
K ₁ v	2598	2665	0,103	0,103	0,18	0,229	100
J ₃ km	2665	2898	0,104	0,104	0,18	0,229	104
J ₃ o	2898	2963	0,105	0,105	0,18	0,23	106
J ₂ k	2963	3024	-	-	-	-	-
Ю-IA	3024	3036	0,056	0,056	0,163	0,231	106
Ю-IB	3036	3041	0,059	0,059	0,152	0,231	106
Ю-IB	3041	3059	0,062	0,062	0,158	0,232	106
Ю-IG	3059	3085	0,065	0,065	0,138	0,232	110
J ₂ bt	3085	3242	0,109	0,109	0,180	0,232	110
J ₂ b	3242	3678	0,110	0,110	0,181	0,232	111
J _{2a}	3678	3850	0,111	0,111	0,182	0,232	112

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

4.3. ВОЗМОЖНЫЕ ОСЛОЖНЕНИЯ ПО РАЗРЕЗУ СКВАЖИНЫ

Таблица 4.9. Поглощение бурового раствора

Стратиграфические подразделения	Интервалы, м		Максимальная интенсивность поглощения, м³/час	Расстояние от устья скважины до статического уровня при его максимальном снижении, м	Потеря циркуляции (да, нет)	Градиент давления поглощения, кгс/(см²·м)		Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)				При вскрытии	После изоляционных работ	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
N+P-K ₂ sn-t	693	1224	5÷10	-	нет	1,37	1,45	в интервале 709,79-2696,6 поглощения в известняках верхнего мела
K ₁ g-K ₁ v	2660	2665						
K ₁ v-J ₃ o	2665	2963						
J ₂ k-J ₂ bt	2963	3200						низкое пластовое давление из-за истощения пласта

Таблица 4.10. Осыпи и обвалы стенок скважины

Индекс стратигра- фического подразде- ления	Интервал, м		Буровые растворы, применявшиеся ранее				Время до начала осложнения, сут	Мероприятия по ликвидации последствий (проработка, про- мывка и т.д.).
	от (верх)	до (низ)	тип рас- твора	плот- ность, г/см³	дополнительные данные по рас- твору, влияющие на устойчи- вость пород			
					условная вяз- кость, сек	Водоотдача, см³/30м		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
N+P	0	725		1200		<4÷6	10	то же

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

Таблица 4.11. Нефтегазоводопроявления

Индекс стратиграфического подразделения (пачки)	Интервал, м*		Вид проявляемого флюида (вода, нефть, конденсат, газ)	Плотность смеси при проявлении для расчета избыточных давлений, г/см ³		Условия и характер проявлений	Характер проявления (в виде пленок нефти, пузырьков газа, перелива воды, увеличения водоотдачи и т.п.)
	от (верх)	До(низ)		трубное	затрубное		
1	2	3	4	5	6	7	8
P	182	224	вода	1,074	1,074	При изменении параметров раствора против проектных значений, несоблюдение технологий операций	перелив раствора через устье при прекращении циркуляции
K _{1al} -K _{2s}	1230	1960	вода	1,092	1,092		снижение плотности раствора, перелив раствора через устье при прекращении циркуляции
Ю-I (А+Б+В+Г)	2995	3083	нефть	0,7847	0,7847		
	3085	3140	вода	1,124	1,124		
J _{2a}	3678	3850	вода	1,142	1,142		

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
K _{2s} -K _{1v}	1368	2665	Полимерный	1,18÷1,12	<4÷6		да	Сальникообразования, заклинки, затяжки	Превышение фильтрации, недостаточная гидромониторная очистка забоя
J _{3km}	2665	2898							
J _{2b} -J _{2a}	3242	3850							

Таблица 4.13. Текучие породы

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

Примечание: В разрезе проектных скважин текучие породы не ожидаются.

Таблица 4.14. Прочие возможные осложнения

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

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

4.4. ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЕ РАБОТЫ

Таблица 4.15. Отбор керна, шлама и грунтов

№№ скважины	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	Интервал, м			Частота отбора шлама через, м	Глубина отбора грунта, м	Тип бокового грунта	Количество образцов пород, шт.
		от (верх)	до (низ)				Наименование стратиграфического подразделения	от	до				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14

Примечание:

Таблица 4.16. Геофизические исследования

Наименование исследований	Замеры производятся			Примечание
	на забое, м	в интервале, м		
		от	до	
1	2	3	4	5
ГК, ПС, ТМ, кавернометрия (профилеметрия в 2х плоскостях), резистивиметрия, нейтронный каротаж (НК), плотностной каротаж (ГГК-П), фотоэффект, акустический каротаж (АК), микробоковой каротаж (МБК), многозондовый индукционный каротаж (ИК), БК (Боковой каротаж ближний и дальний зонды), инклинометрия	1:200	2250	3808	
ГК*, АКЦ, ФКД, ЛМ до устья	1:500	0	2250	Исследования в обсаженном стволе
		2250	3850	

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

*-ГК с перекрытием каротажа верхней секции для привязки

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

Индекс стратиграфического подразделения	Испытание (опробование) пластоиспытателем на трубах			Опробование пластоиспытателем на кабеле		
	интервал, м		количество циклов промывки после проработки	интервал, м		количество проб, шт.
	от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)	
1	2	3	4	5	6	7
Ю-I (Г)	3055	3075	2			

Примечание: методы испытания пластов в процессе бурения могут быть пересмотрены

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

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

Индекс стратиграфического подразделения (пачки), номер скважины			Номер объекта (снизу вверх)	Интервал залегания объекта, м*		Интервал установки цементного моста, м*		Тип конструкции продуктивного горизонта: открытый забой, фильтр, цементная колонна	Тип установки для испытания (освоения): передвижная, стационарная	Пласт фонтанирующий (ДА, НЕТ)	Количество режимов (штуцеров) испытания, шт.	Диаметр штуцеров, мм	Последовательный перечень операций вызова притока или освоения нагнетательной скважины: смена раствора на воду (РАСТВОР-ВОДА), смена раствора на нефть (РАСТВОР-НЕФТЬ), смена воды на нефть (ВОДА-НЕФТЬ), аэрация (АЭРАЦИЯ), понижение уровня компрессорами (КОМПРЕССОР)	Опорожнение экс. колонны при освоении	
				От (верх)	До (низ)	От (верх)	До (низ)							Максимальное снижение уровня, м	Плотность жидкости, г/см ³
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Ю- I	G1	Г	I	3055 (по верт)	3075	Ввод в эксплуатацию		цементная колонна	передвижная	НЕТ	-	-	смена гл. раствора на воду (РАСТВОР-ВОДА)	-	1,092

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

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

Номер объекта	Перфорационная среда		Мощность перфорации, мм	Вид перфорации	Тип и размер перфоратора*	Количество отверстий на 1 м. шт.	Количество одновременно спускаемых зарядов, шт.	Количество спусков перфоратора раз	Спуск перфоратора на НКТ
	вид	плотность, г/см ³							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
I	Бур. раствор	1,15	1100	Кумулятивный		20	400 (20*20)	7	нет

Примечание:

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

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

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

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

Таблица 4.21. Дополнительные работы при испытании (освоении)

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

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

Таблица 4.22 Данные по эксплуатационным объектам

Номер объекта	Плотность жидкости в колонне, г/см ³		Пластовое давление на период поздней эксплуатации, кгс/см ²	Максимальный динамический уровень при эксплуатации, м	Установившаяся при эксплуатации температура, °С		Данные по объекту, содержащему свободный газ		Заданный коэффициент запаса прочности на смятие в фильтровой зоне
	на период ввода в эксплуатацию	на период поздней эксплуатации			в колонне на устье скважины	в эксплуатационном объекте	Длина столба газа по вертикали, м	Коэффициент сжимаемости газа в стволе скважины	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
I	0,7847	1,142	268	-	-	20,0	-	-	1,15

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

Но-	Относится ли к объектам, которые (ДА, НЕТ)	Для эксплуатационных скважин предусмотрено (ДА, НЕТ)	Работа по испытанию проводится в	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	одну, полторы, две или три смены	вызов притока в нагнетательной скважине	гидрогазодинамические исследования в экспл. скважине	освоение, очистку и гидродинам. исследования	шаблонирование обсадной колонны
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
I	ДА	НЕТ	ДА	НЕТ	1,5 смены по 12 часов	НЕТ	НЕТ	НЕТ	-

Таблица 4.24. Данные по нагнетательной скважине

Индекс стратиграфического подразделения	Номер объекта (снизу вверх)	Интервал залегания объекта нагнетания, м		Название (тип) нагнетаемого агента (ВОДА, НЕФТЬ, ГАЗ, ПАР и т.д.)	Режим нагнетания				
		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
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10

Примечания: в данном техническом проекте нагнетательные скважины не проектируются.

Таблица 4.25. Сведения об осложнениях по пробуренным скважинам – аналогам

Площадь	Интервал осложнения, м		Индекс стратиграф. подразделения	Вид осложнения	Характеристика осложнения
	от (верх)	до (низ)			
1	3	4	5	6	7

Примечания: сведения об осложнениях по пробуренным скважинам - аналогам приведены в таблицах осложнений: №№4.9-4.14

5. КОНСТРУКЦИЯ СКВАЖИНЫ

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

Направление (спущено и зацементировано) Ø 426 мм × 20 м, зацементирован до устья. Спускается с целью предотвращения размыва устья скважины и обвязки с циркуляционной системой.

Кондуктор (спущен и зацементирован) Ø 299,4 мм спущен на глубину 305 м и зацементирован до устья. Спускается с целью перекрытия меловых водоносных и поглощающих горизонтов.

Промежуточная колонна (спущена и зацементирована) Ø 219,1 мм спущена в интервале 0-1740,59 м с толщиной стенки $\delta=8$ мм, в интервале 1740,59-2501 м. с толщиной стенки $\delta=11$ мм. Спускается с целью предотвращения гидроразрыва пород в процессе ликвидации возможных нефтегазоводопроявлений при бурении под эксплуатационную колонну. После цементажа промежуточной колонны и установки колонной головки, устье скважины оборудуется ПВО.

Скважина под эксплуатационную колонну пробурена до глубины 4458 м и по геологическим причинам, без спуска обсадной колонны была ликвидирована. При этом были установлены цементные мосты в интервалах: 2520-2435м; 3040-2970м; 3750-3550м.

Планируется бурение бокового ствола через 219,1 мм обсадную колонну с глубины 2450 м и отклонением от вертикали 184 м. Спуск эксплуатационной колонны Ø 139,7 мм до проектной глубины с последующим цементированием колонны до устья.

Таблица 5.1 Глубина спуска и характеристика обсадных колонн

Наименование обсадной колонны	Интервал установки, м		Диаметр, мм		Ограничения на толщину стенки, мм	Расстояние от устья до уровня цемента, м	Причина спуска колонны
	верх	низ	долота	колонны			
1	2	3	4	5	6	7	8
Направление (существующая)	0	20	-	426	-	0	Зацементирован до устья. Спускается с целью предотвращения размыва устья скважины и обвязки с циркуляционной системой.
Кондуктор (существующая)	0	305	-	299,4	-	0	Зацементирован до устья. Спускается с целью перекрытия меловых водоносных и поглощающих горизонтов.
Промежуточная колонна (существующая)	0	2501	-	219,1	-	0	Зацементирован до устья. Спускается с целью предотвращения гидроразрыва пород в процессе ликвидации возможных нефтегазоводопроявлений при бурении под эксплуатационную колонну.
Боковой ствол	0	3864	152/175 (бицентричное)	139,7	9,2	0	Цементируется до устья. Спускается для изоляции вскрываемого разреза, разобщения и разведки продуктивных горизонтов.

Таблица 5.2 Характеристика раздельно спускаемых частей обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска (табл. 5.2.гр. 1)	Раздельно спускаемые части												
	номер в порядке спуска	Количество диаметров, шт.	Номер одно размерной части в порядке спуска	Наружный диаметр. мм	интервал установки одноразмерной части, м		толщина стенки, мм	Соединения обсадных труб в каждой одноразмерной части					
					От (верх)	До (низ)		кол-во типов соединений, шт.	номер в порядке спуска	условный код типа соединения	максимальный наружный диаметр соединения, мм	интервал установки труб с заданным типом соединения, м	
												от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
4	1	1	1	139,7	0	3864	9,2	1	1	BTC	153,67	0	3864

Примечание: Возможна замена обсадных труб всех размеров и типов резьбы на более высокопрочные по усмотрению «Заказчика».

* ВТС - резьбовое соединение обсадных труб и муфт с трапецидальной резьбой.

Таблица 5.3 Техничко-технологические мероприятия, предусмотренные при строительстве 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	Проведение мероприятий по предупреждению гидроразрыва пластов при выполнении технологических операций в скважине: - запрещается продолжение углубления скважины при появлении поглощения раствора и без выхода циркуляции; - не допускать превышения скорости спуска бурильных (обсадных) труб более установленных значений (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. В интервалах возможных поглощений бурового раствора необходимо предусмотреть ограничение скорости спуска бурильного инструмента, поддержание свойств бурового раствора в заданных пределах согласно табл. 7.1. На глубине кровли продуктивного пласта произвести промежуточную промывку скважины не менее 2 циклов и выравнивание параметров бурового раствора (для уменьшения гидравлических сопротивлений на пласт). В интервалах возможных проявлений после окончания долбления, перед подъемом бурильных труб для смены долота, необходимо предусмотреть промывку скважины в течение цикла. В интервалах возможных осыпей и обвалов необходимо поддержание ингибирующих свойств бурового раствора в заданных пределах (см. табл. 7.1). – Запрещается крепление долот ротором. – В случае возникновения затяжек инструмента в момент подъема, необходимо приостановить подъем, наверхнуть ведущую трубу (квадрат), дать промывку и путем расхаживания и проворота ротором при промывке сбить сальник с долота. – Не оставлять инструмент в открытом стволе скважины без движения более 10 мин (уточняется технологической службой подрядчика). – Поддерживать в буровом растворе смазочные добавки в требуемых пределах. – Постоянно контролировать и регистрировать величину вращающего момента бурильной колонны, не допуская превышения установленной величины с помощью моментомера. – В случае интенсивного обвалообразования бурение прекратить, инструмент без движения не оставлять, производить промывку скважины с целью очистки ствола от обвалившейся породы. – При спуске бурильного инструмента в скважину производить промежуточные промывки, при возникновении посадок обязательно. – В местах постоянных сужений ствола скважины производить спуск бурильного инструмента с проработкой, а подъем при наличии затяжек осуществлять с промывкой. – При изменении компоновки низа бурильной колонны или типа долота спуск инструмента в открытой части ствола скважины производить замедленно, а	Предупреждение аварийных ситуаций и осложнений

№ пп	Наименование мероприятия или краткое описание	Причина проведения мероприятия
1	2	3
	в местах посадок и интервалах постоянных сужений производить проработку. – Все резьбовые соединений УБТ при каждом спуске в скважину докреплять машинными ключами. – Смену положения рабочих соединений УБТ производить через 100 ч механического бурения при бурении до глубины 3000 м и через 30 ч при бурении свыше 3000 м. – Смену положения рабочих соединений бурильных труб производить через 10–15 долблений. При бурении в осложненных условиях и проведении аварийных работ частоту смены рабочих соединений увеличить до практически необходимой. – Если в процессе бурения возникли признаки слома бурильной колонны, ее негерметичности или разрушения долота, колонна бурильных труб должна быть поднята. – В процессе бурения все бурильные трубы и замки к ним, ведущие и утяжеленные трубы, центраторы, переводники и другие элементы бурильной колонны должны проверяться визуально (износ наружной поверхности, состояние резьбовых соединений) и, кроме того, методом опрессовки и дефектоскопии. Проверка производится в соответствующие сроки. – Для предупреждения искривления скважины в проекте предусмотрено: применение специальной КНБК, обеспечивающей необходимую жесткость низа бурильной колонны, нормальную проходимость по стволу, предотвращение заклинивания инструмента при СПО; – контроль параметров — кривизны и азимута с помощью инклиномера через 150–250 м проходки скважины;	
	– 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. В целях предотвращения открытого газонефтеводопроявления при вскрытии продуктивных и водонапорных горизонтов и дальнейшем углублении скважины; – плотность бурового раствора должна поддерживаться из расчета создания гидростатического давления в скважине, превышающего пластовое, и соответствовать проекту; – условная вязкость, статическое напряжение сдвиг бурового раствора должны поддерживаться на минимально допустимом уровне, исходя из требований проекта; – на буровой необходимо иметь запас бурового раствора соответствующих свойств в количестве, равном двум объемам скважины; – буровая должна быть оснащена механизмом (дегазатором) для дегазации бурового раствора и приборами контроля концентрации газа в буровом растворе. Вскрытие продуктивных горизонтов при неисправно дегазаторе запрещается; – устье скважины должно быть оборудовано ПВО в соответствии с утвержденной схемой. 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.	Предупреждение газонефтеводопроявлений

№ пп	Наименование мероприятия или краткое описание	Причина проведения мероприятия
1	2	3
	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. При первых признаках поршневания подъем прекратить и произвести промывку и проработку скважины. 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. 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. В проекте предусмотрено: – организовать службу супервайзера на буровой; – службу контроля (круглосуточно) и регулирование параметров бурового раствора; – обеспечить буровую газокаротажной станцией. При вскрытии продуктивного горизонта необходимо уменьшить вес и длину КНБК до минимального значения,	

Таблица 5.4 Максимально-допустимые гидродинамические давления в открытом стволе скважины при выполнении технологических операций

Интервал, м		Допустимая гидродинамическая составляющая на границе интервала, МПа			
верх	низ	репрессия		депрессия	
		верхней	нижней	верхней	нижней
1	2	3	4	5	6
0	3864	1,65	2,4	10,0	10,0

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

Примечание: Профиль ствола скважины – наклонно направленный (боковой ствол)

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		Интенсивность искривления, град/10 м	АЗИМУТ, ГРАДУСЫ
от (верх)	до (виз)		в начале интервала	в конце интервала	за интервал	общее	интервала	общая		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
0	2450	2450	0	0	0	0	2450	2450		
2450	2470	20	0	2	0,35	0,35	20,2	2470,2	1,0	210
2470	2490	20	2	4	1,05	1,4	20,2	2490,4	1,0	210
2490	2510	20	4	6	1,74	3,14	20,2	2510,6	1,0	210
2510	2530	20	6	8,028	2,46	5,6	20,2	2530,8	1,0	210
2530	2630	100	8,028	8,028	13,96	19,56	101	2631,8	-	210
2630	2730	100	8,028	8,028	13,96	33,52	101	2732,8	-	210
2730	2830	100	8,028	8,028	13,96	47,48	101	2833,8	-	210
2830	2930	100	8,028	8,028	13,96	61,44	101	2934,8	-	210
2930	3030	100	8,028	8,028	13,96	75,4	101	3035,8	-	210
3030	3130	100	8,028	8,028	13,96	89,36	101	3136,8	-	210
3130	3200	70	8,028	8,028	10,64	100,0	71,2	3208,0	-	210
3200	3300	100	8,028	8,028	13,96	113,96	101	3309,0	-	210
3300	3400	100	8,028	8,028	13,96	127,92	101	3410,0	-	210
3400	3500	100	8,028	8,028	13,96	141,88	101	3511,0	-	210
3500	3600	100	8,028	8,028	13,96	155,84	101	3612,0	-	210
3600	3700	100	8,028	8,028	13,96	169,8	101	3713,0	-	210
3700	3850	100	8,028	8,028	13,96	183,76	101	3864,0	-	210

Примечание: возможно изменение траектории, длины, азимута бокового ствола с учетом мониторинга результатов бурения и эксплуатации близлежащих скважин и геолого-геофизической модели месторождения

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»

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

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 2500 – 3864 м: 1,13 – 1,16 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.

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

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

Состав перфорационной жидкости плотностью до 1,18 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 1.18 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) рас- твора	Интервал, м		Параметры бурового раствора												
	от (верх)	до (низ)	плотность, г/см ³	условная вязкость, с	водоотдача, см ³ /30 мин	СНС, мгс/см ² че- рез, мин		корка, мм	Содержание твердой фазы, %			рН	минерализация, % (KCL)	пластическая вяз- кость, сПз	ДНС, дПа
						1	10		коллоидной, (ак- тивной) части	песка	всего				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Полимерный ингибированный раствор	2450	3864	1,13-1,16	45-50	<5	8÷10	12÷16	0,5	Полимерные недиспергирующие	<2	<2	8-9	KCl > 5 %	Как можно ниже	15-25

Примечание:

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
3	2450	3864	Полимерный ингибированный раствор	1,13-1,16	да	Вода	0,95
						Каустическая сода	1 - 2
						Кальцинированная сода	1 - 2
						полианионная целлюлоза Н	5 - 7
						Бикарбонат натрия	1 - 2
						полианионная целлюлоза В	3 - 5
						Модифицированный лигносульфонат	0,2-2 %
						биополимер структурообразователь	1 - 5
						KCL	50 - 100
						Утяжелитель кислоторастворимый	100
						Жидкость гидрофобизирующая	0,5 - 3
						Смазывающая добавка	0,3 - 2

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.

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

Интервал (от стола ротора), м		Коэффициент запаса	Название (тип) бурового раствора его компонентов	Норма расхода бурового раствора, м³/м и его компонентов, кг/м³ в интервале	Потребность бурового раствора в м³ и его компонентов, в кг			
от (верх)	до (низ)			величина	на запас на поверхности	на исходный объем	на бурение интервала	суммарная в интервале
1	2	3	4	5	6	7	8	9
2450	3864	2	Полимерный ингибированный		96	50	103	246
			Вода	0,95	91	48	98	237
			Каустическая сода	1-2	96	50	155	301
			Кальцинированная сода	1-2	96	50	155	301
			полианионная целлюлоза Н	5-7	480	250	618	1015
			Бикарбонат натрия	1-2	96	50	155	301
			полианионная целлюлоза В	3-5	288	150	412	850
			Модифицированный лигносульфонат	0,2-2%	96	50	103	301
			биополимер структурообразователь	1-5	96	50	309	455
			KCL	50-100	4800	2500	7725	15025
			Утяжелитель кислоторастворимый	100	9600	5000	10300	24900
			Жидкость гидрофобизирующая	0,5 - 3	96	50	206	352
			Смазывающая добавка	0,3 - 2	96	50	206	352

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 отдельно 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		
1	2	3	4	5	6	7	8
	Цементный мост	1	1	Кальцинированная сода	2.5	0.7	50

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	
	Номера интервала	Суммарная на скважину
	4 (2450-3864)	
1	2	3
Вода	237	237
Каустическая сода	301	301
Кальцинированная сода	301	301
полианионная целлюлоза Н	1015	1015
Бикарбонат натрия	301	301
полианионная целлюлоза В	850	850
Модифицированный лигносульфонат	301	301
биополимер структурообразователь	455	455
KCL	15025	15025
Утяжелитель кислоторастворимый	24900	24900
Жидкость гидрофобизирующая	352	352
Смазывающая добавка	352	352

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. До вскрытия пермского горизонта дополнительно иметь аварийный запас кислоторастворимого утяжелителя (карбонат кальция) в количестве не менее 30 тн.

Таблица 7.7 Оборудование для приготовления и очистки буровых растворов

Название	Типоразмер или шифр	Количество, шт.	Использование очистных устройств		
			ступенчатость очистки: 1 – 2 вибросито; 2 - 1+пескоотделитель; 3 - 2+илоотделитель	интервал, м	
				от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5	6
Вибросито	PDS-1	2	1) –2 вибросито	2450	3864
Пескоотделитель	NCS-300	1	2) 1 + пескоотделитель		
Илоотделитель	2ZJ-125	1	3) 2+ илоотделитель		
Центрифуга центробежным насосом	LW 450*842NA				
Блок приготовления раствора, включающий:	гидроворонка	2			
	гидравлические перемешиватели	5			
	механические перемешиватели	8			

Примечание:

1. Под все интервалы ствола, очистка бурового раствора будет оптимизироваться с имеющимся оборудованием. Это может означать введение в работу вибросит и центрифуг, начиная с верхнего интервала ствола при необходимости.
2. Возможно использование другого типа оборудования с аналогичными техническими характеристиками для приготовления и очистки бурового раствора от выбуренной породы, по согласованию, будут уточнены в программе бурения.

8. УГЛУБЛЕНИЕ СКВАЖИНЫ

8.1. ПОДГОТОВИТЕЛЬНЫЕ РАБОТЫ К ЗАБУРИВАНИЮ ДОПОЛНИТЕЛЬНОГО СТВОЛА

Провести ГИС АКЦ

Установить пакер или цементный мост (не менее 50 м) внутри обсадной колонны для отсечения нижней части обсадной колонны.

Прошаблонировать Ø 219,1мм промежуточную колонну трубчатым шаблоном длиной не менее 3 м и диаметром на 3-4 мм менее внутреннего диаметра колонны.

Определить местоположение муфтовых соединений обсадных труб с помощью магнитного локатора муфт.

Проверить герметичность Ø 219,1мм промежуточной колонны путем ее опрессовки давлением

Рекомендуется провести дефектоскопию обсадной колонны.

При отсутствии цементного кольца за обсадной колонной прострелять колонну ниже интервала забуривания и произвести затрубное цементирование с подъемом цемента не менее чем на 20 м выше интервала забуривания.

8.2. УСТАНОВКА ЦЕМЕНТНОГО МОСТА

С помощью каверномера, профилемера определить поперечные размеры ствола скважины в интервале установки цементного моста.

Произвести замер фактической температуры в интервале установки моста.

Определить марку цемента и количество реагентов - регуляторов сроков схватывания тампонажного раствора исходя из динамической температуры и расчетной продолжительности процесса цементирования.

Произвести спуск бурильных труб или НКТ до нижней отметки устанавливаемого моста, промыть скважину до полного выравнивания параметров бурового раствора.

Произвести технологическую операцию по установке цементного моста.

Произвести подъем бурильных труб до верхней отметки моста.

Промыть скважину для удаления излишнего цементного раствора, поднять инструмент и оставить скважину на время затвердения цемента - ОЗЦ.

8.3. ВЫРЕЗАНИЕ «ОКНА»

Порядок действий при вырезании «окна» обсадной колонны при совмещении операций по установке клинового отклонителя с компоновкой для фрезерования обсадной колонны:

1. После ОЗЦ подбурить цементный мост с таким расчетом, чтобы клиновой отклонитель был установлен на 4-5 м выше нижней очередной муфты обсадной трубы.
2. Собрать КНБК в такой последовательности: клин-отклонитель, оконный фрез, одна бурильная труба, устройство для ориентации.
3. Спустить КНБК на бурильных трубах до искусственного забоя, не допуская посадок и резких срывов. Скорость спуска не более 0,25 м/с.
4. Соединить рабочую трубу (квадрат) с бурильными трубами, не допуская поворота колонны бурильных труб.
5. Вызвать циркуляцию и провести промывку скважины не менее двух циклов.
6. Произвести ориентирование и установку отклонителя.
7. Заменить в стволе воду на буровой раствор вязкостью не менее 30с, поддерживать расход 9-10 л/с (0,009-0,01 м³ /с), включить ротор. Скорость вращения ротора 1,0 с-1 (60 об/мин).
8. Допустить оконный фрез до «головы» отклонителя и произвести фрезерование колонны с нагрузкой 0,5-1,0 т. В таком режиме пройти 0,7-0,8 м.
9. Проработать интервал 4 раза, промыть забой до полного выхода металлической стружки. Поднять бурильный инструмент со фрезом.
10. Собрать компоновку: оконный фрез, райбер, переводник, одна бурильная труба, 100 м УБТ.
11. Спустить компоновку на бурильном инструменте, не доходя 2 м до «головы» отклонителя, вызвать циркуляцию, проработать интервал, в котором работал оконный фрез 2 раза.
12. Промыть забой в течение часа. Поднять инструмент.
13. Собрать компоновку: оконная фреза, 2 райбера, переводник, 100 м УБТ

Наименование	Шифр оборудования	Диаметр, мм
Якорь механический	Я-219/245 «Divergent»	185
Клин-отклонитель	КО-219У «Divergent»	180
Фрезер оконный	ФО-162У «Overhead»	162
Фрезер-райбер нижний	ФР-5-177«Overhead»	177
Фрезер-райбер верхний	ФР-6-191 Сп «Overhead»	191
Крюк извлечения	КИ-194-245	-
Подготовка ствола скважины (шаблонировка)		
Оконный фрез	КФО-180М	180
Фрезер-райбер	КФР-191 2шт.	191

14. Спустить компоновку до «головы» отклонителя и проработать предыдущий интервал зарезки 3 раза.
15. Провести бурение до середины второго райбера. Проработать интервал до исчезновения посадок и затяжек.

16. Проверить неоднократно прохождение инструмента вверх и вниз в «окне» без вращения. Перемещение должно осуществляться без посадок и затяжек.
17. Промыть забой до прекращения выхода металлической стружки.
18. Качество очистки скважины от металлической стружки проверяется спуском магнитного фрезера. Диаметр магнитного фрезера должен соответствовать внутреннему диаметру промежуточной колонны и диаметру вырезанного «окна».
19. Спустить в скважину компоновку для роторного бурения с трехшарошечным долотом, соблюдая особую осторожность при подходе к вырезанному «окну». За 5-10 м до «окна» включить циркуляцию и с вращением ротора со скоростью подачи инструмента не более 0,1 м/с, прошаблонировать «окно». В случае «подклинивания» долота извлечь инструмент из скважины и проработать «окно» райбером. В случае свободного прохождения долота в колонне углубить новый ствол скважины на 20-25 м. Промыть скважину в течение 1,5 цикла циркуляции и извлечь инструмент из 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
2450	3850	Бурение, расширка	ротор, ВЗД	4	2-8	60-80	10-20	5-6

Примечание: режимы бурения будут уточнены в программе бурения исходя из применяемого бурового оборудования и инструмента

Таблица 8.2 Компонировка низа буровых колонн (КНБК)

Условный номер КНБК	Элементы КНБК (до буровых 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
1	1	Долото Ø 152 мм	0	152	0,25	11		
	2	Бицентричное долото 152/175	0	152/175	0,415	30		
	3	ВЗД-105	0,25	105	5	500		
	4	УБТ Ø 120 мм (немагнитные) + MWD	5,25	120	9,25	730		
	5	УБТ Ø 108 мм	14,5	108	100	6000	114,5	7271

Примечание:

- Бицентричное долото 152/175 предназначено для бурения с одновременным расширением ствола скважины с диаметра 152 мм до 175 мм в мягких породах с пропластками средней категории твердости 2-5.
- На участках ствола возможно использование раздвижных расширителей
- Фактическая КНБК при необходимости может быть изменена по согласованию в зависимости от состояния ствола скважины, будет уточнена в программе бурения.
- Типы используемых долот при необходимости может быть изменен согласно 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 152/175	Бурение, проработка	2450	3864	1
Долото Ø 152 мм, 3-х ш		2450	3864	1
ВЗД-105		2450	3864	1
НУБТ Ø 120 мм (немагнитные)		2450	3864	1
УБТ Ø 108 мм		2450	3864	1

Таблица 8.4 Бурильные трубы

Обозначение буровой трубы	Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Марка (группа прочности) материала	Тип замкового соединения	Количество труб, м	Наличие труб (есть, нет)
1	2	3	4	5	6	7
СБТ	88,9	9,35	G	NC-38	3864	В наличии у бурового подрядчика

Примечание: В связи с отсутствием в составе флюида при бурении скважин сероводорода дополнительная коррозионная защита труб не предусмотрена.

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	2450	3864	3864	1	СБТ	88,9	G	9,38	NC-38	3699,5	77,6	86,2	5,5	

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

Название обсадной колонны	Интервал, м		Характеристика бурильной трубы					Длина труб на интервале, м	Масса труб, тн		
	от (верх)	до (низ)	тип (шифр)	наружный диаметр, мм	марка (группа прочности) материала	толщина стенки, мм	тип замкового соединения		теоритическая	с плюсовым допуском	с нормативным запасом
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Боковой ствол Ø 152/175 мм	2450	3864	НУБТ Ø 120 мм	120	40XH2MA	35	NC 35	9,25	0,73	0,77	0,8
			УБТ Ø 108 мм	108	40XH2MA	31	NC 46	100	5,3	5,56	5,84
			СБТ Ø 88,9 мм	88,9	G	9,38	NC 38	3699,5	77,6	81,5	85,6

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
2450	3864	Бурение, спуск обсадной колонны	5	6

Таблица 8.8 Режим работы буровых насосов

Интервал, м		Название технологической операции (бурение, проработка, промывка и т.д.)	Тип буровых насосов	Количество насосов	Режим работы буровых насосов						Суммарная производительность насосов, л/с
от (верх)	до (низ)				коэффициент использования гидравлической мощности	диаметр цилиндрических втулок, мм	допустимое давление, МПа	коэффициент наполнения	число двойных ходов в мин	Производительность, л/с	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
2450	3864	Бурение	F-1300	1	0,9	130	35	0,95	95	26,31	26,31

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
2450	3864	Бурение	150	10	40	30	20	15

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
2450	3864	Бурение	0,5	0,070	Периферийная		3	12,7	52	30

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
		допускается ли поэтапная опрессовка	рекомендуется ли нести расчет наружного давления по		краткое название, тип, шифр (буровой раствор, вода, воздух и т.д.)	плотность (для газообразного агента - относительно воздуха) г/см³	
			пластовому давлению	столбу бурового раствора			
1	2	3	4	5	6	7	8
4	1	нет	да	нет	вода	1,0	-

Таблица 9.2. Распределение давлений по длине колонны

Название колонны	Номер раздельно спускаемой части колонны	Распределение избыточных давлений по длине колонны					
		глубина, м		наружное, МПа		внутреннее, МПа	
		от	до	от	до	от	до
1	2	3	4	5	6	7	8
Эксплуатационная	4	0	3864	0	23,0	13,0	3,44



Рисунок 9-1. 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
139,7	импортное	ВТС	L-80	9,2	да

Примечание: Возможно использование обсадных труб с запасом прочности, не уступающим проектным.

Таблица 9.4 Параметры обсадных труб

Наименование колонны	Номер секции	Номер равнопрочной секции труб в раздельно спускаемой части колонны (снизу-вверх)	Интервал установки равнопрочной секции, м		Длина секции, м	Масса секции, т	Нарастающая масса, т	Характеристика обсадной трубы				Коэффициенты запаса прочности 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
Эксплуатационная	4	1	0	3864	3864	112,1	112,1	139,7	ВТС	L-80	9,2	2,36	4,97	2

Примечание: Возможна замена обсадных труб всех размеров и типов резьбы на более высокопрочные по согласованию с Недропользователем

Таблица 9.5 Суммарная масса обсадных труб

Характеристика трубы		Масса труб с заданной характеристикой, т		
код типа соединения	условное обозначение трубы по стандарту или ТУ	теоретическая	с плюсовым допуском	С запасом по длине
1	2	3	4	5
ВТС	139,7мм, L-80, $\delta=9,2$ мм	112,1	117,7	123,6

Таблица 9.6. Технологическая оснастка обсадных колонн

Название обсадной колонны	Номер секции колонны в порядке спуска	Элементы технологической оснастки					Суммарное на колонну		
		наименование шифр, типоразмер	ГОСТ, ОСТ, ТУ, МРТУ, МУ, и т.д. на изготовление	масса элемента, кг,	интервал установки, м		количество элементов на интервале, шт.	количество, шт.	масса, кг.
					От (верх)	до (низ)			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Эксплуатационная	4	БК – 140/159	ОСТ 39-011-74	21	-	3864	1	1	21
		ЦКОД – 140 – 1	ТУ 39-01-08-281-77	17	-	3794, 3804	2	2	34
		ЦЦ-140/175-191-1	ТУ 39-01-08-283-77	10,0	2510	3850	37	37	370
		ЦТ-140/175-191	ТУ 39-01-08-284-77	3,0	2510	3850	20	20	60
		Жесткие центраторы	ТУ 39-01-08-282-77	23	0	20	2	2	46
		СК-140/175	-	2,6	2800	3700	30	30	78
		МСЦ 140	ГОСТ 632-80		2400м от устья		1	1	45

Примечания:

- допускается использование технологической оснастки других фирм-производителей при условии соответствия требованиям соответствующих ТУ;
- количество и интервал установки центраторов должны быть откорректированы по результатам геофизических исследований для обеспечения степени центрирования не менее 80%.
- количество и интервалы установки скребков должны быть откорректированы по результатам геофизических исследований; скребки устанавливаются в интервале перфорации, а также на 20 метров выше и ниже этого интервала для случая, когда невозможно расхаживать или вращать колонну;
- количество и интервал установки турбулизаторов должны быть откорректированы по результатам геофизических работ.

Таблица 9.7 Режим спуска обсадных труб

Обсадная колонна			Тип, шифр инструмента для спуска (элеватор, спайдер, спайдер-элеватор)	Средства смазки и уплотнения резьбовых соединений		Интервал глубины с одинаковой допустимой скоростью спуска труб, м		Допустимая скорость спуска труб, м/с	Допустимая глубина спуска труб на клиньях	Периодичность долива колонны, м	Промежуточные промывки		
номер в порядке спуска	название колонны	номер части колонны в порядке спуска		шифр или название	ГОСТ, ОСТ, МУ, ТУ, МРТУ и т.д. на изготовление	от	до				глубина, м	продолжительность, мин	расход, л/с
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
	Эксплуатационная	1	Элеватор, спайдер-элеватор	УС-1	ТУ 38-101-440-74 ТУ 6-05-1388-70	0	3864	0,5- 0,6	3864	100	1000 2000 3000	1 цикл 1 цикл 1 цикл	30 30 30

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

Таблица 9.8. Опрессовка обсадных труб натяжение эксплуатационной колонны

Номер колонны в порядке	Название колонны	Номер отдельно спускаемой части колонны в порядке спуска	Натяжение эксплуатационной колонны, тс	Плотность жидкости для опрессовки, МПа		Давления на устье скважины при опрессовке, МПа		
				раздельно спускаемой части	цементного кольца	раздельно спускаемой части	цементного кольца	части колонны ниже муфты для двухступенчатого цементирования
1	2	3	4	5	6	7	8	9
4	Эксплуатационная	1		1,02	-	13,0	-	-

Примечание:

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

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
4	Эксплуатационная	ступенчатый	1	2400	3864	2400	1	10	Тампонаж-2	2400	3864
			2	0	2400		2		Тампонаж-2	0	2400

Примечание:

Объем порций и плотность тампонажного цемента для цементирования колон будет уточняться по результатам ГИС в программе по цементированию.

Двухступенчатое цементирование с использованием МСЦ после уточнения данных в процессе бурения при низких значениях давления гидроразрыва.

Таблица 9.10. Характеристика жидкостей для цементирования

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Номер части колонны в порядке спуска	Номер ступени (снизу-вверх)	Характеристика жидкости (раствора)						
				тип или название	объем порции, м³	плотность, г/см³	пластическая вязкость, сП	динамическое напряжение сдвига, мГс/см²	время начала схватывания, мин	Время ОЗЦ, ч
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
4	Эксплуатационная колонна	4	1	Буфер	6,0	1,02	51	38÷43		
				Тампонаж-2	21,0	1,82	9	25÷35	410	24
				Продавочн.жидк.	44,3	1,16	10÷12			
				Тампонаж-2	36,8	1,82	9	25÷35	410	24
			2	Продавочн.жидк.	27,7	1,16	10÷12			

Примечания: Фактические параметры цементного раствора могут меняться в зависимости от состояния ствола скважины. Фактические объемы тампонажных растворов уточняются после проведения геофизических исследований (кавернометрии). Последние порции продавочной жидкости в объеме 2,0 м³ закачать одним агрегатом производительностью 5,3 дм³/с.

Таблица 9.11 Компонентный состав жидкостей для цементирования и характеристики компонентов

Название колонны	Номер части колонны в порядке спуска	Номер ступени (снизу-вверх)	Тип или название жидкости для цементирования	Название компонентов	Плотность г/см ³	Норма расхода компонента, кг/м ³
1	2	3	4	5	6	7
Эксплуатационная	1	1	Буферная	Вода	1,0	1002
				ПАВ MCS-A	1,02	24,19
			Тампонаж 2	Цемент класса G	3,15	1270
				FL-25 (Контроль водоотдачи)	1,28	16,05
				ВА-58 (связывающий реагент)	1,25	98,656
				Пеногаситель FP-21L	0,83	1,89
				Вода	1,0	0,55
			Продавочная	Буровой раствор	1,16	-
	2	1	Тампонаж 2	Цемент класса G	3,15	1270
				FL-25 (Контроль водоотдачи)	1,28	16,05
				ВА-58 (связывающий реагент)	1,25	98,656
				Пеногаситель FP-21L	0,83	1,89
				Вода	1,0	0,55
			Продавочная	Буровой раствор	1,16	-

Примечание:

Количество реагентов и рецептура тампонажной смеси уточняются по результатам лабораторного анализа;

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

* Концентрация добавки для замедления схватывания цемента подбирается индивидуально, в соответствии с техническими условиями

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

Номер колонны в порядке спуска	Номер части колонны в порядке спуска (снизу-вверх)	Номер ступени цементирования (снизу-вверх)	Наименование технологической операции	Тип или название жидкости	Тип (шифр) агрегата или бурового насоса	Назначение агрегата или бурового насоса	Количество агрегатов работающих (буровых насосов) на одном режиме	Режим работы агрегатов (буровых насосов)		Время операции мин	
								суммарная производительность агрегатов (буровых насосов) л/с	объем порции в данном режиме м³	в данном режиме	нарастающее от начала затворения до момента «стоп»
1	2	3	4	5	6	7	8	11	14	15	16
4	1	1	Цементирование эксплуатационной колонны	Буферная	BJ Pacemaker Model 35-8.5	закачка	1	21,2	6,0	4,7	4,7
				Тампонаж-2		затворен	1	21,2	21,0	16,5	16,5
				Тампонаж-2.		закачка	1	21,2	21,0	16,5	33
				Сброс пробки						5,0	38
				Бур.раствор		продавка	1	15,9	44,3	46,5	84,5
				Бур.раствор		продавка	1	5,3	2,0	6,3	90,8
				Тампонаж-2		затворен.	1	21,2	36,2	28,46	28,46
				Тампонаж-2		закачка	1	21,2	36,2	28,46	56,92
				Сброс пробки						5,0	61,92
				Бур.раствор		продавка	1	15,9	25,7	26,93	88,85
				Бур.раствор		продавка	1	5,3	2,0	6,3	95,15

Таблица 9.13. Схема обвязки и потребность в цементирующих агрегатах

Номер колонны в порядке спуска	Номер части колонны	Номер ступени цементирования	Интервал, м		номер схемы обвязки цементирующей техники	Потребное количество ЦА										
						основных									дополнительных	
			от (верх)	до (низ)		тип	всего	В том числе для:								
								затворения	перемещения	закачки	продавки	амбара	резерва	тип	все го	в том числе резерв
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
4	1	1	0	3864	4,2	BJ Pacemaker Model 35-8.5	1	1	1	1	1	1	-	-	-	-

Примечание: возможно использование других типов цементирующей техники с системой мгновенного затворения и осреднения, при условии проведения качественного цементирования обсадных колонн.

Таблица 9.14. Потребность в смесительных машинах, цементовозах и автоцистернах

Номер колонны в порядке спуска	Номер части колонны	Номер ступени цементирования	Интервал, м		Потребное количество												
					смесительные машины				цементовозов				автоцистерн				
			от (верх)	до (низ)	тип	всего	в т.ч.		тип	всего	тамп.1	тамп.2	тип	всего	в т.ч. для доставки		
							тамп.1	тамп.2							буферной	затворения	продавочной
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
4	1	1	0	3864	отсутствуют				BJ 600ST*	3	-	3	-	-	-	-	-

Таблица 9.15. Потребное для цементирования обсадных колонн количество цементирующей техники

Таблица 3.13. Потребное для цементировки обсадных колонн количество цементовозной техники								
№№ п/п	Название или шифр	Потребное количество						Суммарное на сква- жину
		Номера колонны						
		1	2	3	4	5	6	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Цементируочный агрегат BJ Pacemaker Модель 35-8-5*	-	-	-	1			1
2	Цементовоз BJ 600 ST*	-	-	-	4			4
3	Осреднительная ёмкость BJ Services Bath Tank*	-	-	-	1			1

Таблица 9.16. Потребное для цементирования обсадных колонн количество материалов

№№ п/п	Название или шифр	ГОСТ, ОСТ, МРТУ, МУ, и т.д. на изготовление	Единица из- мерения	Потребное количество	
				Номера колонн	Суммарное на скважину
				4	
1	2	3	4	5	6
1	Цемент класса G 1,82 г/см ³	API 10A ГОСТ 1581-96 фирма изготовитель BJ	т	72	72
2	Пеногаситель FP-21L	API 10A ГОСТ 1581-96 фирма изготовитель BJ	кг	112,3	112,3
3	FL-25 (Контроль водоотдачи)	API 10A ГОСТ 1581-96 фирма изготовитель BJ	кг	953,4	953,4
4	BA-58 (Связывающий реагент)	API 10A ГОСТ 1581-96 фирма изготовитель BJ	кг	5860,2	5860,2
5	ПАВ MCS-A	API 10A ГОСТ 1581-96 фирма изготовитель BJ	кг	145	145
6	Вода для цементного раствора для буферной жидкости всего		м ³	40,3 6,0 46,3	46,3

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

9.3. ОБОРУДОВАНИЕ УСТЬЯ СКВАЖИНЫ

Таблица 9.17. Спецификация устьевого и противовыбросового оборудования (ПВО)

Обсадная колонна		Номер схемы обвязки ПВО	Давление опрессовки устьевого оборудова- ния и ПВО, МПа		Типоразмер, шифр или назва- ние оборудования	ГОСТ, ОСТ, МУ, ТУ, МРТУ и т.д. на изго- товление	Количе- ство, шт.	Допустимое рабочее давление, кгс/см ²	Масса, тс	
Номер в порядке спуска	название		После установки	Перед вскрытием напорного горизонта					единицы	суммар- ная
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
3	Эксплуатацион- ная	-	13,0		ОКК 2-210 - 140 х 219 х 299 АФК3-80/65х210	ТУ 26-02-201- 76 ГОСТ 13846-80	1 1	210 210	0,465 1,375	0,465 1,375

Примечание:

- Колонная головка ОКК 2- 210-140 х 219 х 299 монтируется на устье скважины в соответствии с инструкцией завода-изготовителя без применения сварных соединений
- Параметры АФК и ОКК будут уточнены по результатам бурения и освоения скважин

10. ИСПЫТАНИЕ СКВАЖИНЫ

10.1. ИСПЫТАНИЕ ПЛАСТОВ В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ

Таблица 10.1 Продолжительность работы пластоиспытателя, спускаемого на трубах

Индекс стратиграфического подразделения	Испытание (опробование) пластоиспытателем на трубах			Испытание объекта
	интервал, м		количество циклов промывки после проработки	Тип опробователя
	от (верх)	до (низ)		
1	2	3	4	5
Ю-I (Г)	3055	3075	2	DST (Drill Stem Test)

Примечание: методы испытания пластов в процессе бурения могут быть пересмотрены

Таблица 10.2. Продолжительность работы опробователя пластов, спускаемого на кабеле

Номер объекта	Интервал залегания объ- екта, м		Тип опробователя	Испытание объекта			Источник норм вре- мени
				количество от- бираемых проб, шт.	продолжительность ра- боты, сут	количество выездов отряда, шт.	
	от (верх)	до (низ)					
1	2	3	4	5	6	7	8
Ю-I (Г)	3055	3075	FIT (Formation Integrity Test)				

Таблица 10.3. Данные по испытанию (опробованию) пластов в процессе бурения

Индекс стратиграфического подразделения (пачки), номер скважины			Номер объекта (снизу вверх)	Интервал залегания объекта, м*		Интервал установки цементного моста, м*		Тип конструкции продуктивного горизонта: открытый забой, фильтр, цементная колонна	Тип установки для испытания (освоения): передвижная, стационарная	Пласт фонтанирующий (ДА, НЕТ)	Количество режимов (штырецов) испытания, шт.	Диаметр штырецов, мм	Последовательный перечень операций вызова притока или освоения нагнетательной скважины: смена раствора на воду (РАСТВОР-ВОДА), смена раствора на нефть (РАСТВОР-НЕФТЬ), смена воды на нефть (ВОДА-НЕФТЬ), аэрация (АЭРАЦИЯ), понижение уровня компрессорами (КОМПРЕССОР)	Опорожнение экс. колонны при освоении	
				От (верх)	До (низ)	От (верх)	До (низ)							Максимальное снижение уровня, м	Плотность жидкости, г/см ³
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Ю-I	G1	Г	I	3055 (по верт)	3075	Ввод в эксплуатацию		цементная колонна	передвижная	НЕТ	-	-	смена гл. раствора на воду (РАСТВОР-ВОДА)	-	1,092

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

10.2. ИСПЫТАНИЕ ГОРИЗОНТОВ НА ПРОДУКТИВНОСТЬ В ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННЕ

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

Номер лифтовой колонны НКТ	Номер секции труб в лифтовой колонне (снизу-вверх)	Интервал установки секции, м		Характеристика трубы					Длина секции, м	Масса секции, т			Коэффициент запаса прочности		
		от (верх)	до (низ)	номинальный наружный диаметр, мм	тип	марка (группа прочности) стали	толщина стенки, мм	теоретическая масса 1 м		теоретическая	с учётом		на растяжение	на избыточное давление	
											плюсового допуска	запаса при спуске при наличии в скважине сероводорода		наружное	внутреннее
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1	1	0	3864	73,0	с высадкой	N-80	5,51	9,673	3864	36,89	38,74	-	> 1,3	> 1,52	>1,15

Примечание:

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

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

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

Примечание: цементные мосты не устанавливаются - скважины добывающие

Таблица 10.6. Потребное количество цементировочной техники для установки цементных мостов

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

Примечание: цементные мосты не устанавливаются - скважины добывающие

Таблица 10.7. Потребное количество материалов для установки цементных мостов

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

Примечание: цементные мосты не устанавливаются - скважины добывающие

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

Номер объекта	Название процесса, операции по испытанию (освоению) и интенсификации	Продолжительность, сут	
		процесса, операции	суммарная по объекту
1	2	3	4
1	ПЗР ПЕРЕД ОПРОБОВАНИЕМ Шаблонировка эксплуатационной колонны Перфорация обсадной колонны Вызов притока, опробование Освоение, очистка ПЗП Интенсификации притока (СКО, ГКО) Работа после интенсификации притока из пласта, освоение	5	5

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

Название работ	Источник норм времени	Используемые агрегаты при выполнении работ		Продолжительность работ для одного объекта, ч	Продолжительность работы, ч
		тип	количество		
Опрессовка ФА на устье скважины.	"Сметные нормы времени на работу и дежурство спецтехники"	ЦА-320	1	-	1,5
Опрессовка НКТ		ЦА-320	1	-	1,5
Опрессовка устья скважины после установки противовыбросовой задвижки		ЦА-320	1	-	1,5
Смена тех. воды на перфорационную жидкость		ЦА-320	1	4,2	4,2
Подготовительные работы перед испытанием	т. 3	ЦА-320	1	32,4	32,4
Перфорация	т. 3	ЦА-320	1	10,56	10,56
Вызов притока	т. 3	ЦА-320	1	19,5	19,5
Смена перфорационной жидкости на тех. воду	т. 3	ЦА-320	1	4,8	4,8
Снижение уровня		УКП-(80КС-250)	1	2,64	2,64
Итого на работу:					78,6

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

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

Номер объекта	Название или шифр	Единица измерения	Потребное количество, м³
1	2	3	4
I	Перфорационная жидкость	м³	60
	Вода техническая (основа перфорационной жидкости)	м³	55
	CaCl ₂ (для поддержания плотности 1,22 г/см³)	т	17,5
	BARAZAN-D (загуститель)	кг	300
	BARASCAV-D (поглотитель CO ₂)	кг	85,2
	AKTAFLO-S (НПАВ)	т	30
	Вода техническая для замены перфорационной жидкости на воду	м³	60

Примечание: Будут уточнены в программе работ по освоению.

Таблица 10.11. Отработка газовых (газоконденсатных) объектов на факел

Номер объекта (скважина Г- 1)	Продолжительность, сут	Дебит, м³/сут	Газовый фактор, м³/т	Расход газа, тыс. м³
1	2	3	4	5

Примечание: : отработка газовых (газоконденсатных) объектов на факел не планируется - скважина эксплуатационная

11 ДЕФЕКТОСКОПИЯ И ОПРЕССОВКА

Таблица 11.0.1 Виды операций контроля и объемы работ по дефектоскопии бурильного инструмента, проводимые с применением передвижной дефектоскопической лаборатории ПКДЛ

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

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

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

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

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

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

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

Таблица 11.0.2. Опрессовка оборудования и используемая техника

Название обсадной колонны	Название контролируемого объекта	Глубина	Используемая для выполнения операции техника		Максимальное давление создаваемое агрегатом при опрессовке, МПа	Источник норм времени	Продолжительность операции, час.
			Тип (шифр)	количество, шт.			
1	2	3	4	5	6	7	8
Эксплуатационная	Эксплуатационная колонна с колонной головкой ОКК2-210-140 х 219 х 299	3864	ЦА-320 М*	1	13,0	ЕНВБ&112	1,53
	Фонтанная арматура АФК3-80/65х210 с эксплуатационной колонной	3864	ЦА-320 М	1	13,0	ЕНВи&17	1,45

Примечания:

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

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 «Единым правилам 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 - 6 класса по ГОСТ 16293-89 (СТ СЭВ 2446-88) с допускаемой нагрузкой на крюке не менее 315 тн на дизельном или дизель-электрическом приводе с достаточным уровнем механизации работ.

$Q_{\text{мах}}$ обсадная колонна = 112.1 тн

$Q_{\text{мах}}$ бурильной колонны = 84 тн

В соответствии вышеизложенным, а также с целью оптимизации затрат на бурение, рекомендуются аналоги станка ZJ-50 грузоподъемностью не менее 315 тн.

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

На буровой установке датчики стационарных газосигнализаторов (в том числе на сероводород) устанавливаются у ротора, в начале желобной системы, у вибросита, в насосном помещении (2 единицы), у приемных емкостей (2 единицы) и в помещении отдыха персонала.

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

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 бурении скважин ДВС.

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

Монтаж и размещение бурового оборудования производится с использованием:

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

12.1. ПОДГОТОВИТЕЛЬНЫЕ РАБОТЫ К СТРОИТЕЛЬСТВУ 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	120	630

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-демонтаже	10000 м ²	1
2	Рытье траншей экскаватором глубиной 1 м с обратной засыпкой бульдозером	100 м	3
3	Рытье траншеи (желобов) для стока отработанной воды из-под вышечно-агрегатного и насосного блоков гл. 0,8 м. 0,8х 0,5 х 150 м и вокруг блоков	100 м	1,5
4	Устройство насыпи для подъезда к блоку ГСМ и площадке химреагентов с перемещением грунта на 30 м	100 м ³	1,76
5	Обваловка площадки ГСМ (15 м х 2+35м х 2) х 1,25м с перемещением грунта до 10 м	100 м ³	1,25
6	Трубопровод 245-324 мм для подачи бур. раствора к всасывающим линиям насосов	100 м	0,44
7	Низковольтная осветительная линия: - установка металлических опор - подвеска алюминиевых проводов (четыре провода)	100 м	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	G1	1
2	Заготовка вех и кольев		
3	Перенесение в натуру и закрепление на местности местоположения скважины		
4	Определение координат устья скважины методом теодолитного хода		
5	Определение координат устья скважины		
6	Определение азимута		
7	Ведение полевой документации		
8	Камеральная обработка материалов		
9	Переезды на участке работ		

12.2. ОБЪЕМЫ СТРОИТЕЛЬНЫХ И МОНТАЖНЫХ РАБОТ ДЛЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ

Таблица 12.4. Спецификация буровой установки ZJ-50

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

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

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

№/№	Наименование оборудование	Тип	Ед. изм.	Кол-во
6	7	8	9	10
1	Буровая установка	XJ550	компл.	1
2	Генератор основного агрегата 485 кВт	CAT3412	шт	1
3	Лебедка	SJPMEC	компл.	1
4	Вышка	SJPMEC, “K”	компл.	1
5	Дизельный двигатель для буровой N = 1310 кВт	CAT3512B	шт.	1
6	Кронблок 120 тонн	SJPMEC TC-120	компл.	1
7	Крюк	SJPMEC DG-120	компл.	1
8	Вертлюг	SJPMEC XSL160	компл.	1
9	Талевый блок	SJPMEC YC-120	шт.	1
10	Крюкоблок	SJPMEC DG-120	шт.	1
11	Верхний привод	DQ50BC	компл.	1
12	Буровой насос	F-800	шт.	2
13	Емкости для раствора, общий объём V = 155 м³		шт.	5
14	Емкости для раствора №1 V = 25 м³		шт	1
15	Емкости для раствора №2 V = 25 м³		шт	1
16	Емкости для раствора №3 V = 35 м³		шт	1
17	Емкости для раствора №4 V = 35 м³		шт	1
18	Емкость для тех. воды V = 35 м³		шт.	1
19	Вибросито - 1шт.	Derick--2000	компл.	1
20	Песко - Илоотделитель	Derrick Flo-503	компл.	1
21	Линия манифольда		компл.	1
22	Дизель 582кВ 45-75л/ч	KT38-P780	шт.	1
23	Блок генератор 120кВ 25-45л/ч	TD720GE	шт.	1
24	Блок генератор 223кВ 30-50л/ч	TD1210G	шт.	1
25	Ёмкость для дизтоплива V = 40 м³		шт	1
26	Дегазатор		шт	1
27	Газосепаратор с обвязкой трубопроводом	YQF-142psi	шт	1
28	Освещение		компл.	1
29	Линия отвода		м	100

№/№	Наименование оборудование	Тип	Ед. изм.	Кол-во
6	7	8	9	10
30	Емкость для флюида V = 40 м ³		шт	1

13.ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТЬ БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ

Таблица 13.1 Продолжительность бурения скважины

Продолжительность цикла строительства скважин, сут.						
Всего	в том числе					
	строи- тельно-мон- тажные ра- боты	подготовитель- ные работы	бурение и крепление (в том числе испыта- ние в открытом стволе)	испытание в колонне		
				всего	подгото- витель- ные ра- боты	в эксплу- тацион- ной ко- лонне
1	2	3	4	5	6	7
51	7,0	4,0	35	5	-	5

Примечание: Заказчик, исходя из условий проводки скважины, может изменить продолжительность операций при бурении скважины. Продолжительность бурения будет уточняться в ТС.

Таблица 13.2 Продолжительность бурения и крепления по интервалам глубин

Номер обсад- ной ко- лонны	Название колонны	Продолжи- тельность крепления, сут.	Интервал бурения, м		Продолжительность бурения, сут.		
			от (верх)	до (низ)	Забой- ным двигате- лем	Ротор- ным спо- собом	Совме- щенным способом
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Направление (сущес- твующая)						
2	Кондуктор (сущес- твующая)						
3	Промежуточная ко- лонна (существую- щая)						
4	Эксплуатационная колонна(боковой ствол)	4,0	2450	3864	2,0	33,0	
	ИТОГО:	4,0	2450	3864	31		

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

Таблица 14.1 Средства механизации и автоматизации

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

№ пп	Наименование приспособлений и устройств	Шифр	Технические условия
1	2	3	4
24	Камера и мониторы: Для слежения работы верхового рабочего Зона рабочих площадкой Зона лебедки Зона буровых насосов	БУ	1 1 1 1
25	Устройство против разбрызгивания бурового раствора при СПО	БУ	1 шт.
26	Устройство для долива скважины при подъеме бурильных свечей (доливная емкость с уравнивателем)	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, песко- лоотделители, дегазаторы и др.)	БУ	1 к-т
29	Комплект ключей во взрывобезопасном исполнении для фланцевых соединений превенторной установки	БУ	1 к-т
30	Пусковая задвижка с дистанционным управлением	БУ	1 к-т
31	Приспособление для снятия поршней со штоков буровых насосов и выемки втулок	БУ	1 к-т
32	Устройство для безопасной замены резинового разделителя для блока воздушных колпаков бурового насоса	БУ	1 шт.
33	Гидравлический съемник для выпрессовки седел клапанов буровых насосов	БУ	1 шт.
34	Автоматический сигнализатор уровня промывочной жидкости в емкости	емкость	1 шт на насос
35	Устройство по предупреждению перегрузки бурового насоса	насос	1 шт.
36	Ключ патронный для загибания втулочно-роликовых цепей	БУ	1 шт.
37	Машинка для стягивания втулочно-роликовых цепей	БУ	1 шт.
38	Устройство, предупреждающее падение посторонних предметов в скважину	устье скважины	1 шт.
39	Комплект аварийного ловильного инструмента	БУ	1 к-т
40	Спасительное устройство для верховых рабочих в аварийных ситуациях	БУ	1 к-т
41	Влагоотделитель для пневмосистемы	БУ	1 к-т
42	Автоматическое устройство по отключению компрессоров	компрессор	1 к-т
43	Приспособление против скатывания труб со стеллажей (съемные упоры и др.)	БУ	1 к-т

Таблица 14.2. Средства контроля

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

Таблица 14.3. Средства диспетчеризации

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

15.ЛИКВИДАЦИЯ И КОНСЕРВАЦИЯ СКВАЖИН

15.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

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

Скважина может быть, законсервирована или ликвидирована по завершению строительства по инициативе Недропользователя. Ответственность за качество и своевременность проведения работ по консервации и ликвидации скважины, сохранность скважины, проверку ее состояния несет Недропользователь.

Недропользователь вправе, на договорной или иной правовой основе, делегировать право подготовки документации и проведения работ по консервации, ликвидации скважины предприятиям, привлекаемым им для выполнения подрядных работ, при наличии у предприятий лицензии на соответствующий вид деятельности. Во всех случаях право контроля и ответственность за охрану недр и рациональное использование природных ресурсов остаётся за Недропользователем.

Структура и состав проектной документации по консервации и ликвидации скважины определены в соответствии с действующими нормативными требованиями.

За основу расчетов по ликвидации скважин приняты проектные решения по пластовым давлениям, по конструкции скважины и испытанию продуктивных горизонтов. Ликвидация и консервация скважины должны производиться с учетом фактических условий бурения скважин.

По результатам геофизических исследований, анализу кернового материала, опробованию интервалов залегания продуктивных горизонтов пластоиспытателем на буровых трубах в открытом стволе определяется целесообразность спуска эксплуатационной колонны. По этим же критериям определяется целесообразность ликвидации или консервации скважины.

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

15.2. ЛИКВИДАЦИЯ СКВАЖИНЫ

Технологические и технические решения по ликвидации скважины.

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

Рассматриваемые варианты ликвидации скважины:

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

Вариант 2. Скважина доведена до проектной глубины, по результатам испытаний проектных нефтегазоносных горизонтов в открытом стволе оказалась в неблагоприятных геологических условиях (отсутствуют нефтегазонасыщенные коллекторы) в этом случае скважина подлежит ликвидации без спуска эксплуатационной колонны по геологическим причинам.

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

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

15.3. ПОРЯДОК ОРГАНИЗАЦИИ РАБОТ ПО ЛИКВИДАЦИИ СКВАЖИНЫ

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

В плане ликвидационных работ должна быть представлена информация о фактическом состоянии скважины, предусмотрены все работы по установке цементного моста, испытанию его на прочность разгрузкой и гидравлической опрессовкой (если необходимо по проекту), работы по оборудованию устья скважины и рекультивации земли с указанием

ответственных исполнителей, мероприятий по промышленной безопасности, охране недр и окружающей природной среды.

При установке цементных мостов предусматриваются следующие технологические особенности:

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

Последовательность работ по установке и испытанию мостов на прочность:

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

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

- установка башмака заливочной колонны на заданной глубине;

- закачка цементного раствора;

- закачка продавочной жидкости в объеме по расчету;

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

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

- срезка моста и обратная промывка с контролем выходящего раствора в объеме «продавочная жидкость + буфер №2», вымыв с контролем излишков 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 (30-80 м 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 (10 м) 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 завершённым.

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

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

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

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

15.4. КОНСЕРВАЦИЯ СКВАЖИНЫ

Технологические и технические решения по консервации скважины

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

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

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

НКТ поднимается над цементным мостом не менее чем на 10 м или извлекается из колонны. Верхняя часть скважины в трубном НКТ и затрубном пространствах, заполняется

дизельным топливом в качестве незамерзающей жидкости прямой и обратной циркуляцией в интервале 0 – 10 метров. Законсервированная скважина должна быть заполнена раствором, обработанным нейтрализатором сероводорода.

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

16. ТЕХНОЛОГИЯ УСТАНОВКИ АВАРИЙНОГО ЦЕМЕНТНОГО МОСТА

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

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

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

где:

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

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

ΔP - максимальная депрессия (репрессия) на мост при испытании или вследствие взаимодействия между пластами под и над мостом с различными градиентами давлений, кПа;

τ - допустимые касательные напряжения сдвига моста, кН/м²;

$\text{град}.P$ - начальный градиент фильтрации тампонажного камня, кПа/м.

Величины $\text{град}.P$ и τ для случаев применения буферной жидкости и портландцемента ориентировочно составляют соответственно в обсаженной скважине 2000 и 500, в открытом стволе - 1000 и 30; могут уточняться для других случаев экспериментально.

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

При статическом уровне промывочной жидкости ниже устья при отсутствии циркуляции:

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

где:

l_3 - глубина установки заливочных труб, м;

l_m - проектная глубина подошвы моста, м;

h - глубина статического уровня по данным бурения, м;

H - проектная высота цементного моста, м;

$\rho_{ц}, \rho_{ж}$ - 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_{δ} , закачиваемой перед установкой цементного моста для проведения работ по ликвидации ГНВП, рассчитывается по приближенной формуле:

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

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

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

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

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

$$V_{II} = V_3 - \frac{V_3}{l_3} H - V_3(C_1 + C_3) - V_{\phi_2}$$

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 $C_1 = C_3 = 0$.

$$V_{\phi_2} = V_{\phi_1} \frac{d_1^2}{D^2 - d_2^2}, \text{ м}^3$$

$$V_{\phi_1} = C_4 V_3 + 0,785 C_5 D^2 H$$

где:

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

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

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

17.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Бурение и испытание строящихся по данному групповому рабочему проекту скважин должно осуществляться при условии строгого выполнения требований Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности от 30 декабря 2014 года № 355

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 строительстве скважин инженерно-технический и рабочий персонал должен быть обеспечен нормативно-технической документацией по безопасности труда.

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

17.2. КЛАССИФИКАЦИЯ ВЗРЫВООПАСНЫХ ЗОН

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

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

- технологических установок, содержащих горючие газы и легковоспламеняющиеся жидкости;

- наземных и подземных резервуаров с легковоспламеняющимися жидкостями или горючими газами;

- эстакад для слива и налива легковоспламеняющихся жидкостей;

- открытых нефтеловушек, прудов, отстойников;

- пространства у проемов за наружными ограждающими конструкциями помещений с взрывоопасными смесями классов В1 и 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 легковоспламеняющихся газов, а также каналы, шахты, где возможны выходы и накопления паров нефти или горючего газа, огороженные подроторные пространства буровых установок;

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

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

- закрытые помещения для хранения шлангов для перекачки легковоспламеняющихся жидкостей.

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

Помещения и пространства:

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

Закрытые помещения насосных для сточных вод.

-открытые пространства:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

-пространства вокруг агрегата для ремонта скважин.

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

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

Буровая установка и привышечные сооружения имеют характеристику среды по взрывной, взрывопожарной опасности и по группам производственных процессов, приведенную в таблице 17.1

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

№ п/п	Наименование сооружений и установок	Класс взрыво-опасности	Категория и группа взрыво-опасной смеси	Категория молниезащиты
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. ПОРЯДОК ОБЕСПЕЧЕНИЯ ПОЖАРНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ РАБОТ ПО БУРЕНИЮ И ОСВОЕНИЮ СКВАЖИН

Общие положения

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

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

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

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

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

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

Не допускается фланцевых и разъемных соединений в трубопроводах взрывопожароопасных технологических систем, кроме мест установки арматуры или подсоединения аппаратов. Не допускается применять гибкие шланги во взрывопожароопасных технологических системах.

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

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

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

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

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

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

Выхлопные линии оборудуются искрогасителями.

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

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

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

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

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

Порядок обеспечения пожарной безопасности при проведении работ по бурению скважин

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

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

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

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

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

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

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

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

Порядок обеспечения пожарной безопасности при освоении скважин

Работы по освоению и испытанию нефтяных и газовых скважин проводятся в соответствии с проектом на строительство скважины, где в специальных разделах разрабатывается технология, определяются технические средства выполнения работ по испытанию и меры пожаровзрывобезопасности.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

При освоении фонтанной скважины свабированием:

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

2) устанавливается направляющая воронка из искробезопасного материала;

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

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

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

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

17.4.ОСНОВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ И МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРОМЫШЛЕННОЙ САНИТАРИИ И ГИГИЕНЕ ТРУДА

Для обеспечения безопасных условий труда при бурении и выполнения основных требований по промышленной санитарии и гигиене труда рабочий персонал должен быть обеспечен средствами защиты работающих: санитарно-бытовыми помещениями, средствами индивидуальной защиты (спецодеждой, спецобувью и др.), средствами защиты от

шума и вибрации, средствами защиты органов дыхания, а также средствами контроля воздушной среды и необходимым уровнем освещенности.

Выдача спецодежды, спецобуви и других индивидуальных средств защиты регламентирована типовыми отраслевыми нормами. Согласно указанным документам весь рабочий персонал, участвующий в строительстве скважины должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты, представленными в таблице 5.

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

Рабочие места, объекты, проезды и проходы к ним, подходы и переходы в темное время суток должны быть освещены.

Искусственное освещение выполняется в соответствии с требованиями ПУЭ и строительных норм и правил, установленных СНиП РК 2.04-05-2002 «Естественное и искусственное освещение».

Исполнение, класс изоляции электрооборудования и способы его установки должны соответствовать номинальному напряжению сети и условиям окружающей среды.

При производстве работ необходимо предусмотреть следующие виды освещения: рабочее и аварийное. Рабочее освещение должно быть предусмотрено во всех помещениях и на неосвещаемых территориях для обеспечения нормальной работы, прохода людей и движения транспорта во время отсутствия или недостатка естественного освещения, аварийное освещение для продолжения работ должно быть предусмотрено для рабочих поверхностей, нормы освещенности которых представлены в таблице 7.

Для общего освещения помещений основного производственного назначения (вышечно-лебедочный блок, силовое насосное помещение, циркуляционная система, противовыбросовое оборудование, место заряжения 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 Спецдежда, спецобувь и средства индивидуальной защиты

п/п	Наименование	ГОСТ, ТУ	Потребность, комплект	
			Буровая бригада	Бригада испытания
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	
8	Полушубок	ГОСТ 4432-71	На каждого члена бригады	
9	Предохранительный пояс верхового	ВТУ 40-70 исполн. ВР	2	-
10	Пояс монтажный	ВТУ 40-70 исполн. ВМ	-	2
11	Монтажные когти и монтажные пояса	-	2	-
12	Сумка брезентовая для инструмента (работа на высоте)	-	-	-
13	Противошумы (НИАТ, МИОТ, ХН)	ТУ 1-01-0201-79		
14	Виброгасящие коврики под ноги (пульты бурильщика, АКБ)	-	2	-
15	Щиток-маска электросварщика	-	1	-
16	Очки защитные для газосварщика	-	-	-
17	Очки открытые (ОЗО)	-	6	-
18	Очки закрытые (ОЗЗ)	-	6	-

п/п	Наименование	ГОСТ, ТУ	Потребность, комплект	
			Буровая бригада	Бригада испытания
1	2	3	4	
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 противозумными 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 освещённость	Плоскость формирования освещённости: 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 Освещённость, лк
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Измерительная аппаратура, пульт и щит управления с измерительной аппаратурой	Шкала приборов, кнопки управления	Г, В	IV В	150	200	40	-	10
Пульт и щит управления без измерительной аппаратуры	Рычаги, рукоятки	Г, В	VI	75	150	60	-	10
Стол оператора, машиниста, аппаратчика, дежурного	Стол	Г	IV Г	100	150	40	-	10
Задвижка насоса, штурвал задвижки насоса, рукоятка и рычаг управления, контрольный сифонный кран, клапан предохранительный, места замены манжет клапанов и набивки сальников	Задвижка, штурвал рукоятка, рычаг, кран, клапан, манжета, сальник	Г, В	VIII	-	75	80	-	10
Стеллажи, приемный мост	Бурильные трубы, обсадные, колонны, приемный мост	Г	XI	10	10	-	-	-
Лестничные марши, площадки, сходы с рабочей площадки вышечно-лебедочный блок	Ступени и пол площадки	Г	XI	10	10	-	-	-
Рабочая площадка	Пол	Г	-	30	30	60	-	10
Роторный стол	Роторный стол	В	-	100	100	-	-	-
Буровая лебедка	Барабан	В	X	75	75	-	-	-
Автоматический ключ буровой (АКБ)	Челюсть	В	VIIА	30	75	-	-	-
Подсвечник	Место установки свеч	Г	X	30	30	-	-	-

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

Рабочие места	Рабочая поверхность, на которой нормируется освещенность	Плоскость формирования освещенности: Г - горизонтальная, В - вертикальная	Разряд и подразряд зрительной работы	Рабочее освещение				
				При лампах накаливания	При газоразрядных лампах	Показатель ослепленности, не более, %	Доп. указания	Аварийное освещение Освещенность, лк
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Дизельное помещение (аварийная ДЭС), (освещенность снижена на одну ступень шкалы освещенности)	0,8м от пола	Г	VI	75	75	-	-	5
Противовыбросовое оборудование. Превентор, штурвал дистанционного управления превентором	Превентор, штурвал	В	VIIА	30	75	-	-	-
Пульт дистанционного управления превентором (освещенность снижена на одну ступень шкалы освещенности)	Пульт	В	IV Г	75	100	-	-	10
Цементировочная головка (освещенность повышена на одну ступень шкалы освещенности)	Кран	В	X	30	30	-	-	-
Мерный бак цементировочного агрегата (цементировочного насоса), бачок для цементного раствора	Поверхность раствора	Г	X	30	30	-	-	-
Место зарядки прострелочных и взрывных аппаратов (ПВД)	Место зарядки	Г	V Г	75	100	-	-	-
Каротажный подъемник	Барaban,	Г	X	30	30	-	-	-
	Пульт кабины машиниста	В		30	30			
Путь движения геофизического кабеля: От каротажного подъемника до блок - баланса От подвесного ролика до устья скважины	Кабель	Г	XI	10	10	-	-	-
	Кабель	В	X	30	30			

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

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

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

Показатель ослепленности для производственных помещений не должен превышать значений, указанных в таблице 7, за исключением помещений, для которых показатель ослепленности не ограничен.

Для улучшения условий видения и уменьшения слепимости световые приборы на буровых вышках должны иметь жалюзные насадки или козырьки, экранирующие источники света или отражатель от бурильщика и верхового рабочего.

При устройстве общего освещения для пультов управления источники света необходимо располагать таким образом, чтобы отражение от защитного стекла измерительных приборов блики не попадали в глаза оператора.

При освещении производственных помещений газоразрядными лампами, питаемыми переменным током промышленной частоты 50 Гц, коэффициент пульсации освещенности не должен превышать 20%.

Светильники производственных помещений следует чистить не реже шести раз в год. Для всех остальных помещений чистить светильники необходимо не реже четырех раз в год.

Средства контроля воздушной среды

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

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

Тип газоанализатора выбирает Подрядчик.

Санитарно-бытовые помещения

Вагон-домик с кабинетом мастера и комнатой отдыха, оборудованной устройствами для обогрева и охлаждения, умывальником, баком для питьевой воды.

Вагон-домик с гардеробной, сушилка для спецодежды и обуви, душевой кабиной.

Наружная уборная, выполненная в виде деревянной будки с выгребной ямой с двумя санитарными приборами.

18. МЕРОПРИЯТИЯ ПО БЕЗОПАСНОСТИ ВЕДЕНИЯ РАБОТ ПРИ БУРЕНИЕ СКВАЖИН

18.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

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

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

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

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

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

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

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

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

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 ежесменно проверяют состояние безопасности рабочих мест, оформляют записи в вахтовом журнале. Площадка обеспечивается знаками безопасности, освещением и ограждением опасной зоны.

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

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

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

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

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

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

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

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

18.3. ПОРЯДОК ОБЕСПЕЧЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ КРЕПЛЕНИИ СТВОЛА СКВАЖИНЫ

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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 обеспечиваются устройствами ручного и автоматического управления в соответствии с технической документацией изготовителя и обеспечивают возможность безопасной замены КИПиА без остановки скважины и наземного оборудования.

18.5. ИСПЫТАНИЕ, ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ И ОСВОЕНИЕ СКВАЖИН

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

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

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

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

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

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

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

3) установлены сепаратор и емкости для сбора флюида.

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

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

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

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

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

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

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

На время вызова притока из пластов и глушения обеспечивается:

1) постоянное круглосуточное дежурство лица контроля и оперативной группы АСС;

2) круглосуточное дежурство транспорта для эвакуации;

- 3) постоянная готовность к работе цементируемых агрегатов;
- 4) готовность населения, проживающего в СЗЗ, к действиям в случае аварийного выброса.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

19.2. ПОДГОТОВКА, МОНТАЖ И ЭКСПЛУАТАЦИЯ УСТЬЕВОГО ОБОРУДОВАНИЯ И ПВО

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

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

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

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

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

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

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

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

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

На стенке перед каждым штурвалом водостойкой краской указываются:

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

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

Результат опрессовки оформляется актом.

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

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

Опрессовка оформляется соответствующим актом.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Выкидные линии превенторов изготавливаются из бесшовных труб равного проходного сечения.

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

Линия глушения должна иметь сброс в емкость.

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

Обязка технической колонны с ПВО выполняется с помощью колонной головки.

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

Таблица 20.1. Список литературы

№№ п/п	Фамилия и инициалы, название, издательство, город, год издания
1	2
1	Методические рекомендации по разработке проектной документации на бурение (строительство) скважин на нефть и газ от «09» марта 2023 года №97
2	РД 39-0148052-537-87. Макет рабочего проекта на строительство скважин на нефть и газ. М., ВНИИБТ, 1987 г.
3	Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности от 30 декабря 2014 года № 355
4	Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр, утверждены приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 15 июня 2018 года № 239
5	СанПиН «Санитарно – эпидемиологические требования по установлению санитарно – защитной зоны производственных объектов», утвержденный приказом Министра национальной экономики РК от 20.03.2015 г № 237.
6	Правила консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана от 22 мая 2018 года № 200.
7	Инструкция по испытанию обсадных колонн на герметичность. (АООТ «ВНИИТнефть»). Москва, 1999 г.
8	Инструкция по расчету бурильных колонн. (АООТ «ВНИИТнефть»). Москва, 1997 г.
9	Инструкция по расчету колонн насосно-компрессорных труб. (АООТ «ВНИИТнефть»). Москва, 1998 г.
10	Инструкция по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин. (АООТ «ВНИИТнефть»). Москва, 1997 г.
11	Методические указания по креплению нефтяных и газовых скважин СТ РК 1746-2008
12	Инструкция по безопасности производства работ при восстановлении бездействующих нефтегазовых скважин методом строительства дополнительного наклонно-направленного или горизонтального ствола скважины. РД 08-625-03
13	РД 39-013-90. Инструкция по эксплуатации бурильных труб. Куйбышев, ВНИИТнефть, 1990.
14	Правила пожарной безопасности от 21 февраля 2022 года № 55
15	Трубы нефтяного сортамента под редакцией Сарояна М.: Недра, 1976
16	Трубы обсадные, насосно-компрессорные, бурильные и трубы для трубопроводов нефтяной и газовой промышленности. ГОСТ Р 54918 - 2012 (ISO/TR 10400:2007)
17	Трубы стальные бурильные для нефтяной и газовой промышленности. ГОСТ Р 54383 - 2011 (ISO 11961:2008)
18	Трубы стальные, применяемые в качестве обсадных или насосно-компрессорных труб для скважин в нефтяной и газовой промышленности ГОСТ Р 53366 – 2009 (ISO 11960:2004)
19	Справочник по креплению нефтяных и газовых скважин под редакцией Булатова. М.: Недра, 1981
20	Спутник буровика. Справочник К. Иогансен. М.: Недра, 1986
21	Оборудование противовыбросовое. Типовые схемы, основные параметры общие технические требования к конструкции, ГОСТ 13862-2003
22	Арматура фонтанная и нагнетательная. Типовые схемы, основные параметры общие технические требования к конструкции, ГОСТ 13846-2003
23	Установки буровые комплектные для эксплуатационного и глубокого разведочного бурения основные параметры ГОСТ 16293-89 (СТ СЭВ 2446-88)
24	Правила ведения ремонтных работ в скважинах РД 153-39-023-97
25	Сборник типовых инструкций по безопасному ведению работ для рабочих буровых бригад. А.: МНП РК, 1995

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

21. ОРГАНИЗАЦИЯ БУРЕНИЯ

21.1. СВЕДЕНИЯ О ВОДОСНАБЖЕНИИ

Расход воды в котельную установку - 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:

$$3\text{м}^3/\text{сут} * 35 * 158\text{сут} / 365 = 45.5 \text{ м}^3$$

21.2. СВЕДЕНИЯ РАСХОДА ГСМ

Таблица 21.1 Продолжительность производимых работ при строительстве скважины

Вид работ при строительстве скважины	Продолжительность в сутках	Продолжительность в часах
бурение	31	744
крепление	4,0	96
подготовительные работы перед началом бурение	4,0	96
испытание скважины на режимах	5	120

Таблица 21.2. 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 (час)	Общий расход топлива (тн)	Общий расход масла (тн)
сварочный агрегат		1	37	133	0,399	120,0	0,590	0,0018
подготовительные работы + бурение + крепление								
Буровая установка ZJ-50								
Буровая установка	CAT3512B	3	1310	293	0,879	840	967.2	2.9
Электрическая подстанция	AC-SCR-DC	1	1250	271	0,813	840	284.5	0.85
Цементировочный агрегат	CAT C15	1	328	217,5	0,652	96	6.85	0,0206
испытание скважины								
Буровая установка XJ550								
Установка для освоения (испытания)	CAT3512B	1	1310	293	0,879	120	46,07	0,14
Цементировочный агрегат ЦА-320М	ЯМЗ-236HE2	1	169	197	0,591	78.6	2.62	0,008
Дизельная электростанция	CAT3412	1	1020	271	0,813	120	33.17	0.0995

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

21.3. СХЕМА ТРАНСПОРТИРОВКИ ГРУЗОВ И ВАХТ

Таблица 21.3 - Маршруты транспортировки грузов и вахт

Пункты		Расстояние, км	Вид транспорта	
отправления	назначения			
Актау	Месторождение	370	автобус	

ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение 1. Техническое задание

ТОО «КОМ-МУНАЙ»

К-2025-189

ПРИЛОЖЕНИЕ А
ОБЪЕМ УСЛУГ

№	Наименование закупаемых Услуг	Един. Изм.	Кол- во	Место оказания услуг	Срок оказания услуг	Гарантированное минимальное обязательство Исполнителя по ВЦ вкупаемых услугах, выраженные в процентах (от 0%до 100%)
1	Внесение изменений в индивидуальный технический проект на восстановление ликвидированной скважины Г-1 на месторождении Комсомольское	услуга	1	Республика Казахстан, Мангистауская область, Мангистауский район, месторождение Комсомольское	В течение 105 рабочих дней с даты подписания Договора обеими Сторонами на, основании Заказа на Услуги	100%

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

ОПИСАНИЕ РАСПОЛОЖЕНИЯ

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

ЦЕЛЬ ЗАКУПА

Внесение изменений в индивидуальный технический проект на восстановление одной ликвидированной скважины Г-1 на месторождении Комсомольское.
Разработка технической части технического проекта – 45 рабочих дней.
Процесс получения согласований и разрешений – 60 рабочих дней.
Общее время на разработку и согласований технического проекта – 105 рабочих дней.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ

Внесение изменений в индивидуальный технический проект на восстановление одной ликвидированной скважины Г-1 на месторождении Комсомольское, включая разделы ОВОС (оценка воздействий на окружающую среду), промышленной безопасности и другие обязательные разделы.

Подготовила: Исмухамбетова Дилара

ТОО «КОМ-МУНАЙ»
Сатып алу бөлімі
Отдел закупок
Procurement department

Страница 25 и 40

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

Подготовка необходимых документов, организация и проведение общественных слушаний. Размещение объявлений в СМИ (в том числе не менее чем в одной газете и посредством не менее чем одного теле- или радиоканала) о проведении общественных слушаний в форме открытых собраний на государственном и русском языках не позднее чем за двадцать рабочих дней до проведения общественных слушаний за счет собственных средств, размещение объявления о проведении общественных слушаний на досках объявлений.

Алгоритм разработки и согласования проекта Исполнителем:

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

Основные исходные геолого-технические данные по месторождению Комсомольское:

Тип скважины: вертикальный ствол

Количество скважин: 1 (одна).

Назначение скважины: эксплуатационная.

Проектный горизонт: юрский

Проектная глубина по стволу: $\pm 3850\text{м}$ (± 150)/ по вертикали: $\pm 3858\text{м}$

ГТИ – геолого-техническая станция будет установлена.

Отбор керна: предусмотрен.

Кровля, м	подошва	толщина
3587,5	3612,5	25
3767,5	3827,5	55

Наличие сероводорода: отсутствует.

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

Способ бурения: роторный, забойный двигатель, телеметрия MWD.

Планируемая дата забурки: 25.12.2025

Планируемая дата окончания бурения: 30.01.2026

Количество дней на бурение 1 скважины: 45 календарных дней (35 дней – при технической невозможности отбора керна)

Статус: Реконструкция скважины Г-1 (G-1) методом бурения бокового ствола на месторождении Комсомольское.

Планируемая предварительная конструкция скважин на месторождении Комсомольское:

Наименование обсадной колонны	Интервал установки, м		Диаметр, мм		Ограничения на толщину стенки, мм	Расстояние от устья до уровня цемента, м	Причина спуска колонны
	верх	низ	долота	колонны			
1	2	3	4	5	6	7	8

Подготовила: Исмухамбетова Диляра

ТОО «КОМ-МУНАЙ»
Сатып алу бөлімі
Отдел закупок
Procurement department

Страница 26 и 40

ТОО «КОМ-МУНАЙ»

К-2025-189

Направление (существующая)	0	20	-	426	-	0	Зацементирован до устья. Спускается с целью предотвращения размыва устья скважины и обвязки с циркуляционной системой.
Кондуктор (существующая)	0	305	-	299,4	-	0	Зацементирован до устья. Спускается с целью перекрытия меловых водоносных и поглощающих горизонтов.
Промежуточная колонна (существующая)	0	2501	-	219,1	-	0	Зацементирован до устья. Спускается с целью предотвращения гидроразрыва пород в процессе ликвидации возможных нефтегазоводопроводов при бурении под эксплуатационную колонну.
Боковой ствол (эксплуатационная колонна)	0	3858	190,5	139,7	9,2	0	Цементируется до устья. Спускается для изоляции вскрываемого разреза, разобщения и разведки продуктивных горизонтов.

Требования к составу и содержанию проектной документации:

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

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

Требования к Исполнителю:

Наличие государственной лицензии и аттестатов Республики Казахстан:

- лицензия на проектирование горных производств;
- лицензия на выполнение работ и оказание услуг в области охраны окружающей среды;
- аттестат на право проведения работ в области промышленной безопасности.

Подготовила: Исмухамбетова Дияра

ТОО «КОМ-МУНАЙ»
Сатып алу бөлімі
Отдел закупок
Procurement department

Страница 27 из 40

ТОО «КОМ-МУНАЙ»

К-2025-189

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

Наличие инженерно-технического персонала, привлекаемого для данного вида работ, с профессиональным образованием в области запрашиваемой проектной деятельности и трудовым стажем в области запрашиваемых лицензируемых видов проектной деятельности

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

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

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

Условия мобилизации/демобилизации персонала Исполнителя при выполнении работы:

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

Исполнитель за свой счёт обеспечивает проезд специалистов до месторождения.

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

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

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

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

Исполнитель должен быть готов к мобилизации своего персонала на месторождения Заказчика для проведения изысканий в рамках выполнения своих обязательств в течение 1–2 дней с момента заключения договора.

Количество экземпляров проектной документации, передаваемой заказчику:

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

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

ТОО «КОМ-МУНАЙ»

 Абырбаев Г.А.
 Генеральный директор
 Дата подписания: 10.07.2025

ТОО «Проектный институт «ОПТИМУМ»

 Курманов Б.К.
 Генеральный директор
 Дата подписания: 10.07.2025

Подготовила: Исмухамбетова Дилара

ТОО «КОМ-МУНАЙ»
 Сатын алу бөлімі
 Отдел закупок
 Procurement department

Страница 28 из 40

Приложение 2. НТС

ПРОТОКОЛ НТС ТОО «Проектный институт «OPTIMUM».

г. Актау

«___» _____ 2025 г.

Присутствовали:

Председатель НТС: Карайдарова А.Н.

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

Секретарь: Алмұқан А.А.

ПОВЕСТКА ДНЯ:

Рассмотрение проекта «Дополнение к проекту «индивидуальный технический проект на восстановление ликвидированной скважины G1 на месторождении Комсомольское» (в связи с увеличением проектной глубины)».

СЛУШАЛИ: Сообщение Кулиева Ю.М. о выполнении проекта «Дополнение к проекту «индивидуальный технический проект на восстановление ликвидированной скважины G1 на месторождении Комсомольское» (в связи с увеличением проектной глубины)» в срок.

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

Рассмотренный технический проект разработан на основании:

1. Договор № К-2025-189 от 10.07.2025г. между компаниями ТОО «КОМ-МУНАЙ» и ТОО «Проектный институт «OPTIMUM».

2. Техническое задание на составление проекта «Дополнение к проекту «индивидуальный технический проект на восстановление ликвидированной скважины G1 на месторождении Комсомольское» (в связи с увеличением проектной глубины)».

3. Индивидуальный технический проект на восстановление ликвидированной скважины Г-1 (G-1) на месторождении Комсомольское

Проект «Дополнение к проекту «индивидуальный технический проект на восстановление ликвидированной скважины G1 на месторождении Комсомольское» (в связи с увеличением проектной глубины)» и согласованного Индивидуального технического проекта на восстановление ликвидированной скважины Г-1 (G-1) на месторождении Комсомольское с целью увеличения глубины бурения при выполнении работ по восстановлению ранее ликвидированной разведочной скважины Г-1 (G-1) проектный горизонт - среднеюрские отложения (Ю-1 (А, Б, В, Г)), проектная глубина- 3850 м.

На все заданные вопросы докладчиком были даны исчерпывающие ответы.

В обсуждении технического проекта приняли участие: Карайдарова А.Н., Асеев Г. В., Бекешова Ж.Б.

После обмена мнениями, НТС постановило:

1 Проект «Дополнение к проекту «индивидуальный технический проект на восстановление ликвидированной скважины G1 на месторождении Комсомольское» (в связи с увеличением проектной глубины)» составлен в полном объеме и в соответствии с техническим заданием «Заказчика», отвечает требованиям, нормативным документам и правилам, действующим в РК.

2 Передать проект «Заказчику» для рассмотрения и согласования.

Председатель НТС:



Карайдарова А. Н.

Секретарь:



Алмұқан А.А.

Приложение 3. ГТС

ПРОТОКОЛ

**совместного заседания геолого-технического совета ТОО «КОМ-МУНАЙ»
и ТОО «Проектный институт «OPTIMUM».**

г. Актау
2025г.

«___»

Присутствовали:**от ТОО «КОМ-МУНАЙ»:**

Джордж Попеску — технический директор ТОО «Ком-Мунай»

Орынбай М.М. — старший инженер по бурению

от ТОО «Проектный институт «OPTIMUM»:

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

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

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

Бекептова Ж.Б. — руководитель службы геологии и разведки;

ПОВЕСТКА ДНЯ:

Рассмотрение «Дополнение к проекту «индивидуальный технический проект на восстановление ликвидированной скважины G1 на месторождении Комсомольское» (в связи с увеличением проектной глубины)».

СЛУШАЛИ: Сообщение Кулиева Ю.М. о выполнении проекта «Дополнение к проекту «индивидуальный технический проект на восстановление ликвидированной скважины G1 на месторождении Комсомольское» (в связи с увеличением проектной глубины)» в срок.

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

Рассмотренный технический проект разработан на основании:

1. Договор № К-2025-189 от 10.07.2025г. между компаниями ТОО «КОМ-МУНАЙ» и ТОО Проектный институт «OPTIMUM».

2. Техническое задание на составление проекта «Дополнение к проекту «индивидуальный технический проект на восстановление ликвидированной скважины G1 на месторождении Комсомольское» (в связи с увеличением проектной глубины)».

3. Индивидуальный технический проект на восстановление ликвидированной скважины G-1 на месторождении Комсомольское.

Проект «Дополнение к проекту «индивидуальный технический проект на восстановление ликвидированной скважины G1 на месторождении Комсомольское» (в связи с увеличением проектной глубины)» составлен на основании «Авторского надзора к проекту разработки месторождения Комсомольское» и согласованного Индивидуального технического проекта на восстановление ликвидированной скважины G-1 на

месторождении Комсомольское с целью увеличения глубины бурения при выполнении работ по восстановлению ранее ликвидированной разведочной скважины G-1 проектный горизонт - среднеюрские отложения (Ю-1 (А, Б, В, Г)), проектная глубина- 3850 м.

На все заданные вопросы докладчиком были даны исчерпывающие ответы.

В обсуждении технического проекта приняли участие: Джордж Попеску, Орынбай М.М., Карайдарова А.Н., Асеев Г. В., Бекешова Ж.Б.

После обмена мнениями, геолого-техническое совещание постановило:

1. Принять проект «Дополнение к проекту «индивидуальный технический проект на восстановление ликвидированной скважины G1 на месторождении Комсомольское» (в связи с увеличением проектной глубины)».
2. Направить проект на дальнейшее рассмотрение в государственные контролирующие органы.

Подписи:

Джордж Попеску

Орынбай М.М.

Карайдарова А.Н.

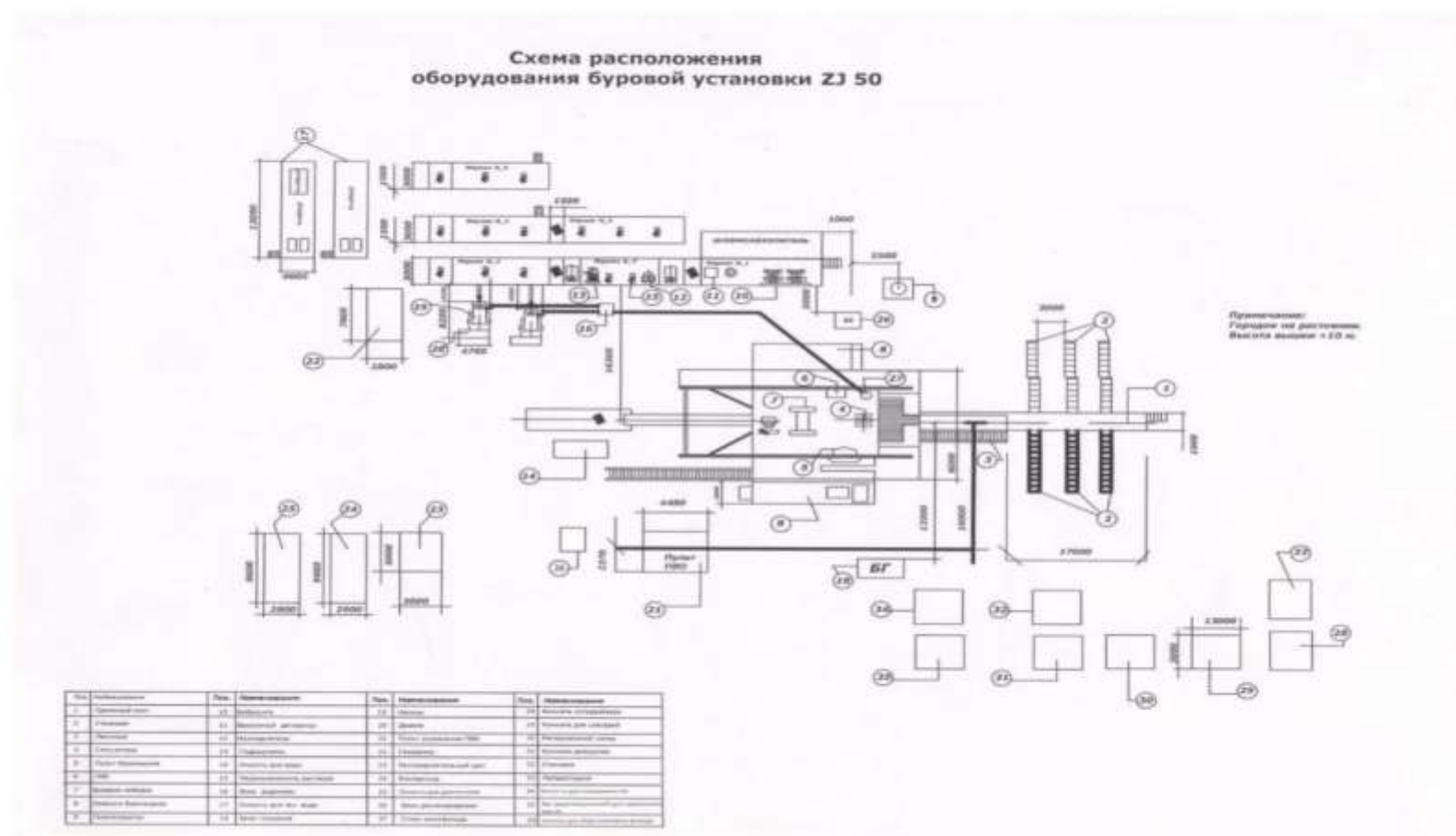
Асеев Г.В.

/ Кулиев Ю.М.

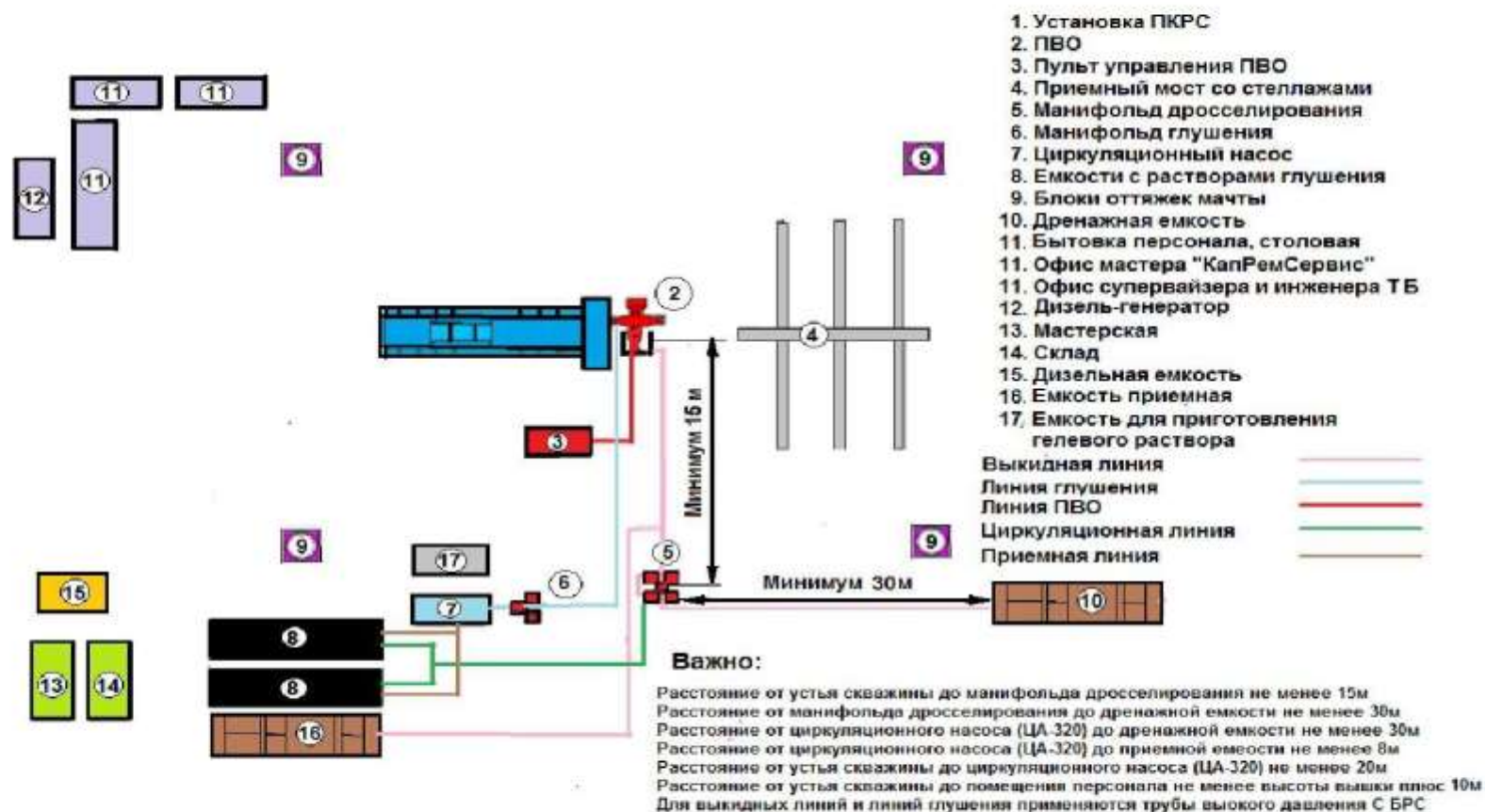
Бекешова Ж.Б.

The block contains five handwritten signatures corresponding to the names listed on the left. The first signature is in black ink and is quite stylized. The second signature is also in black ink. The third signature is in blue ink. The fourth signature is in black ink. The fifth signature is in black ink.

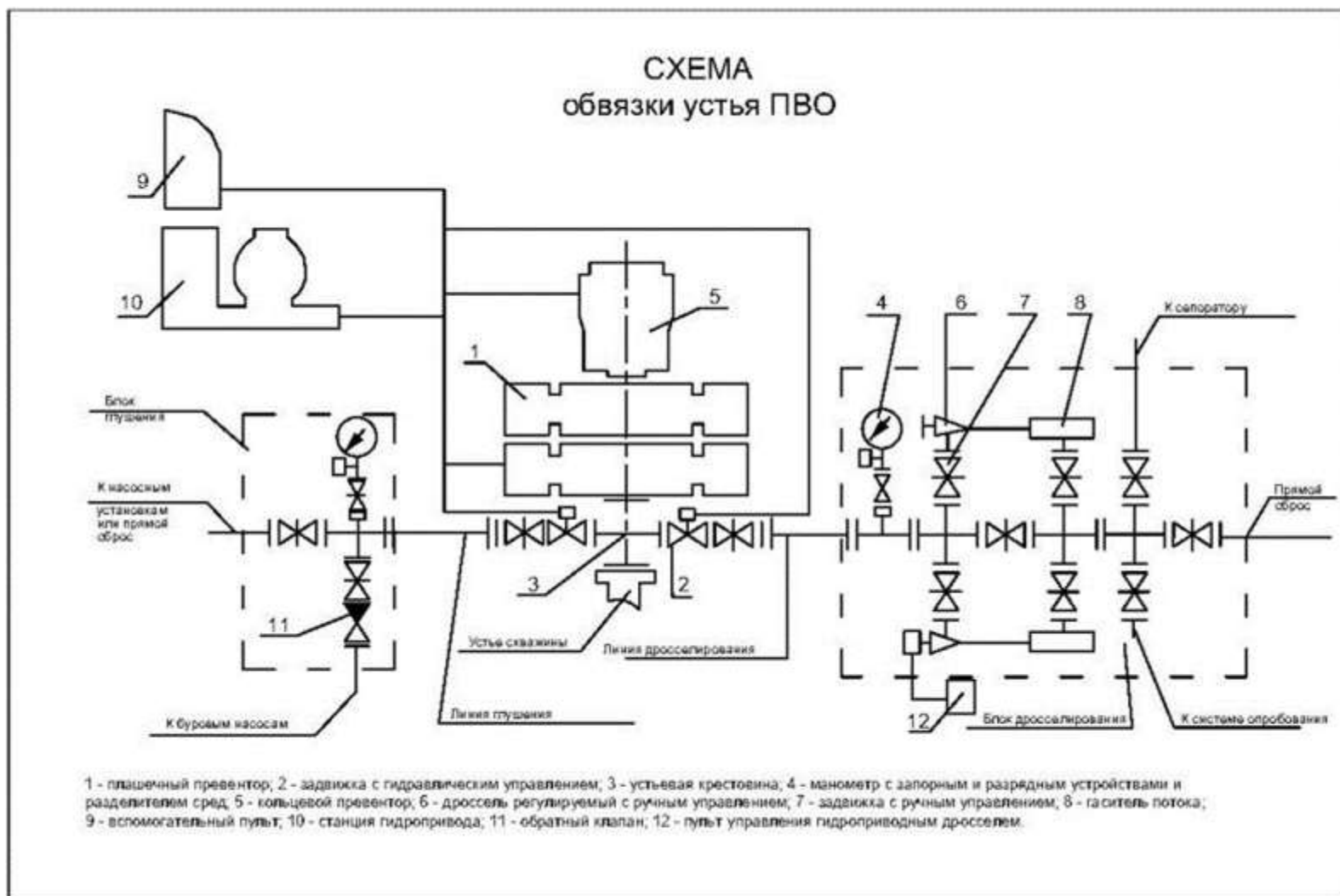
Приложение 4. Схема расположения оборудования буровой установки ZJ-50



Приложение 5. Схема расположения установки XJ550 и оборудования ПКРС



Приложение 6. Схема обвязки устья ПВО



Приложение 7. ГТН

СОГЛАСОВАЛ:
Менеджер отдела геологии и разработки
ТОО «Ком-Мунай»
Канатов С. Б.
« » 2025 г.

ГЕОЛОГО - ТЕХНИЧЕСКИЙ НАРЯД

УТВЕРДИЛ:
генеральный директор
ТОО «Ком-Мунай»
Абдызбаев Г.А.
« » 2025 г.

и.о. Начальника отдела бурения
ТОО «Ком-Мунай»
Орынбай М.М.
« » 2025 г.

Заказчик: ТОО «Ком-Мунай»
Скважина: G-1
Вид: боковой ствол
Назначение: эксплуатационная
Цель бурения: добыча нефти из среднеюрских отложений
Проектный горизонт: J2 (среднеюрский)
Проектная глубина: 3850 м
Месторождение: Комсомольское
Продолжительность строительства: 51 сут.
Скорость бурения: 2972 м/ст.мес.

Буровая установка: ZJ - 50, г/п 315 т
Мачта JJ315/45-K5
Кронблок TC315-3
Основание DZ315/9
Ротор ZP-375
Талевый Блок YC-315
Крюкоблок DG-315
Верхний привод DQ50BC

Оборудование устья скважины
Эксплуатационная колонна:
Колодная головка - ОКК2- 210-140х219х29
Фонтанная арматура - АФК3-80/65х21

Геологическая характеристика									Техническая и технологическая характеристика									
Система		МЕЛ			ЮРА													
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	
НЕОГЕН+ПАЛЕОГЕН	ОТДЕЛ	ЯРУС	ГЛУБИНА ПО СТВЛУ	ЛИТОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА	ГЕОТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ	ВОЗМОЖНЫЕ ОСЛОЖНЕНИЯ	ТЕМПЕРАТУРА, °С ПЛАСТОВОЕ ДАВЛЕНИЕ, КГ/СМ²	ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ	КОНСТРУКЦИЯ СКВАЖИНЫ	ТИП И РАЗМЕР ДОЛОТ	ОСЕВАЯ НАГРУЗКА, Т	ЧАСТОТА ВРАЩЕНИЯ РОТОРА (ДОЛОТА), ОБ/МИН	ПОДАЧА НАСОСОВ, Л/С	ДАВЛЕНИЕ НА СТОЙКЕ, АТМ	КОМПОНОВКА БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ	ПАРАМЕТРЫ БУРОВОГО РАСТВОРА	ПЕРЕЧЕНЬ ХИМИЧЕСКИХ РЕАГЕНТОВ, ИНТЕРВАЛЫ, ОБРАБОТКИ (КГ/М³, М³/М³)	
			100 200 300 400 500 600 700 800 900 1000 1100 1200 1300 1400 1500 1600 1700 1800 1900 2000 2100 2200 2300 2400 2500 2600 2700 2800 2900 3000 3100 3200 3300 3400 3500 3600 3700 3800 3850	(N+P) 														

Условные обозначения

Составили: Ермаков Е.
Косаманова А.