

ТОО «ПОЗИТИВ ИНВЕСТ»
ТОО «Проектный институт «OPTIMUM»

УТВЕРЖДАЮ:
Генеральный Директор
ТОО «ПОЗИТИВ ИНВЕСТ»

Бастаубаев Д.К.
« 22 » 2025 г.
С ОГРАНИЧЕННОЙ
ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«ПОЗИТИВ Инвест»
ЖАУАПҚЕРШІЛІГІ
ШЕКТЕУЛІ
СЕРІКТЕСТІГІ
АКТАУ АЛМАТЫ МЕДЕУСҚАЯ РАЙОН
РЕСПУБЛИКАСЫ КАЗАХСТАН

ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО
ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ СКВАЖИНЫ Wtp102 НА АРТИНСКИЙ ЯРУС
ЗАПАДНО - ТЕПЛОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Договор № S24-058-00 от 09.12.2024 г

Генеральный директор
ТОО «Проектный институт «OPTIMUM»



Құрманов Б.К.

г. Актау – 2025 г.

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Руководитель СПСС



Асеев Г. В.

И. О. руководителя службы Г и Р



Косаманова А. К.

Руководитель службы оформления проектов

Баталова О. Н.

СОДЕРЖАНИЕ

ТАБЛИЦЫ.....	5
РИСУНКИ	8
ПРИЛОЖЕНИЯ	8
1 . ОБЩАЯ ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА	9
1.1. РЕФЕРАТ	9
2 . ОСНОВАНИЕ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ	13
3 . ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ	14
4 . ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА	17
ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ.....	18
4.1. Литолого-стратиграфическая характеристика разреза скважины	24
4.2. Нефтегазоводоносность по разрезу скважины	28
4.3. Возможные осложнения по разрезу скважины	31
4.4. Исследовательские работы	34
4.5. Работы по испытанию в эксплуатационной колонне и освоение скважины, сведения по эксплуатации.....	37
5 . КОНСТРУКЦИЯ СКВАЖИНЫ	41
6 . ПРОФИЛЬ СТВОЛА СКВАЖИНЫ.....	48
7 БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ.....	51
8 . УГЛУБЛЕНИЕ СКВАЖИНЫ.....	63
ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ.....	63
9 . КРЕПЛЕНИЕ СКВАЖИН	76
9.1. Обсадные колонны	76
9.2. Цементирование обсадных колонн.....	87
9.3. Оборудование устья скважины	93
10 . ИСПЫТАНИЕ СКВАЖИНЫ	94
10.1. Испытание пластов в процессе бурения.....	94
10.2. Испытание горизонтов на продуктивность в эксплуатационной колонне	96
11 . ДЕФЕКТОСКОПИЯ И ОПРЕССОВКА	99
12 . СТРОИТЕЛЬНЫЕ И МОНТАЖНЫЕ РАБОТЫ	101
ВЫБОР БУРОВОЙ УСТАНОВКИ	101
12.1. Подготовительные работы к строительству скважины (скважин)	102
12.2. Объемы строительных и монтажных работ для строительства скважины (скважин)	105
13 . ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТЬ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИНЫ.....	108

14	. МЕХАНИЗАЦИЯ И АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ, СРЕДСТВА КОНТРОЛЯ И ДИСПЕТЧЕРИЗАЦИИ	109
15	. ЛИКВИДАЦИЯ И КОНСЕРВАЦИЯ СКВАЖИН	112
15.1.	Общие положения	112
15.2.	Ликвидация скважины	113
15.3.	Порядок организации работ по ликвидации скважины	113
15.4.	Консервация скважины	115
16	. ТЕХНОЛОГИЯ УСТАНОВКИ АВАРИЙНОГО ЦЕМЕНТНОГО МОСТА	117
17	. ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ, ПРОМЫШЛЕННАЯ САНИТАРИЯ И ПРОТИВОПОЖАРНАЯ ТЕХНИКА	120
17.1.	ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ	120
17.2.	КЛАССИФИКАЦИЯ ВЗРЫВООПАСНЫХ ЗОН	120
17.3.	ПОЖАРНАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ НА ОБЪЕКТАХ	123
17.4.	ОСНОВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ И МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРОМЫШЛЕННОЙ САНИТАРИИ И ГИГИЕНЕ ТРУДА	127
18	. МЕРОПРИЯТИЯ ПО БЕЗОПАСНОСТИ ВЕДЕНИЯ РАБОТ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИН	138
18.1.	Общие положения	138
18.2.	Ведение работ при разведке и разработке нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений с высоким содержанием сероводорода	139
18.3.	Порядок обеспечения промышленной безопасности при бурении скважин	141
18.4.	Порядок обеспечения промышленной безопасности при креплении ствола скважины	142
18.5.	Обустройство устья скважины	143
18.6.	Испытание, гидродинамические исследования и освоение скважин	143
19	. ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ НЕФТЕГАЗОВОДОПРОЯВЛЕНИЙ И ОТКРЫТОГО ФОНТАНИРОВАНИЯ	146
19.1.	Общие положения	146
19.2.	Подготовка, монтаж и эксплуатация устьевого оборудования и ПВО	147
20	. СПИСОК НОРМАТИВНО-СПРАВОЧНЫХ И ИНСТРУКТИВНО-МЕТОДИЧЕСКИХ МАТЕРИАЛОВ, ИСПОЛЪЗУЕМЫХ ПРИ ПРИНЯТИИ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ И СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИН	150
21	. СВЕДЕНИЯ О ВОДОСНАБЖЕНИИ	152
22	. СВЕДЕНИЯ О РАСХОДЕ ГСМ	153
23	ПРИЛОЖЕНИЯ	154

ТАБЛИЦЫ

Таблица 1.1. Основные проектные данные.....	11
Таблица 1.2. Общие сведения о конструкции скважины	12
Таблица 1.3. Сведения об условиях эксплуатации скважины.....	12
Таблица 1.4. Номера скважин, подлежащих ликвидации или консервации	12
Таблица 2.1. Список документов, которые являются основанием для проектирования	13
Таблица 3.1. Сведения о районе буровых работ.....	14
Таблица 3.2. Сведения о площадке строительства буровой.....	15
Таблица 3.3. Размеры отводимых во временное пользование земельных участков.....	15
Таблица 3.4. Источник и характеристики водо- и энергоснабжения, связи и местных стройматериалов	16
Таблица 3.5. Сведения о подъездных путях	16
Таблица 3.6. Сведения о магистральных дорогах и водных транспортных путях	16
Таблица 4.1. Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов	24
Таблица 4.2. Литологическая характеристика разреза скважины	25
Таблица 4.3. Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины	26
Таблица 4.4. Геокриологическая характеристика разреза скважины.....	27
Таблица 4.5. Нефтеносность.....	28
Таблица 4.6. Газоносность.....	28
Таблица 4.7. Водоносность.....	29
Таблица 4.8. Давление и температура по разрезу скважины	30
Таблица 4.9. Поглощение бурового раствора	31
Таблица 4.10. Осыпи и обвалы стенок скважины	31
Таблица 4.11. Нефтегазоводопроявления	32
Таблица 4.12. Прихватоопасные зоны.....	32
Таблица 4.13. Текучие породы.....	33
Таблица 4.14. Прочие возможные осложнения	33
Таблица 4.15. Отбор керна, шлама и грунтов.....	34
Таблица 4.16. Геофизические исследования.....	35
Таблица 4.17. Данные по испытанию (опробованию) пластов в процессе бурения.....	35
Таблица 4.18. Прочие виды исследований.....	36
Таблица 4.19. Испытание продуктивных горизонтов (освоение скважины) в эксплуатационной колонне.....	37
Таблица 4.20. Работы по перфорации эксплуатационной колонны при испытании (освоении).....	38
Таблица 4.21. Интенсификация притока пластового флюида или повышение приемистости пласта в нагнетательной скважине	38
Таблица 4.22. Дополнительные работы при испытании (освоении).....	39
Таблица 4.23. Данные по эксплуатационным объектам.....	39
Таблица 4.24. Дополнительные данные для определения продолжительности испытания (освоения) скважины.....	39
Таблица 4.25. Данные по нагнетательной скважине.....	40
Таблица 4.26. Сведения об осложнениях по пробуренным скважинам - аналогам.....	40
Таблица 5.1. Характеристика и устройство шахтового направления	42

Таблица 5.2. Глубина спуска и характеристика обсадных колонн.....	44
Таблица 5.3. Характеристика раздельно спускаемых частей обсадных колонн.....	45
Таблица 5.4. Техничко-технологические мероприятия, предусмотренные при строительстве скважины по проектной конструкции	46
Таблица 5.5. Максимально-допустимые гидродинамические давления в открытом стволе скважины при выполнении технологических операций	47
Таблица 6.1. Входные данные по профилю наклонно-направленной скважины	48
Таблица 6.2. Профиль ствола скважины	48
Таблица 7.1. Типы и параметры буровых растворов	54
Таблица 7.2. Компонентный состав бурового раствора и характеристики компонент.....	55
Таблица 7.3. Потребность бурового раствора и компонентов (товарный продукт) для его приготовления, обработки и утяжеления.....	58
Таблица 7.4. Потребность воды или компонентов для обработки бурового раствора при разбуривании цементных станков	60
Таблица 7.5. Потребность компонентов для обработки бурового раствора при спуске обсадных колонн	61
Таблица 7.6. Суммарная потребность компонентов бурового раствора на скважину	61
Таблица 7.7. Оборудование для приготовления и очистки буровых растворов	62
Таблица 8.1. Способы, режимы бурения, расширки (проработки) ствола скважины и применяемые КНБК	67
Таблица 8.2. Компоновка низа бурильных колонн (КНБК).....	68
Таблица 8.3. Потребное количество элементов КНБК	71
Таблица 8.4. Рекомендуемые бурильные трубы.....	71
Таблица 8.5. Конструкция бурильных колонн	72
Таблица 8.6. Характеристика и масса бурильных труб, УБТ по интервалам бурения.....	73
Таблица 8.7. Оснастка талевой системы	73
Таблица 8.8. Режим работы буровых насосов	74
Таблица 8.9. Распределение потерь давлений в циркуляционной системе буровой.....	74
Таблица 8.10. Гидравлические показатели промывки	75
Таблица 9.1. Способы расчеты наружных давлений и опрессовки обсадных колонн	77
Таблица 9.2. Распределение давлений по длине колонны	82
Таблица 9.3. Рекомендуемые типоразмеры обсадных труб	82
Таблица 9.4. Параметры обсадных труб	83
Таблица 9.5 Суммарная масса обсадных труб.....	83
Таблица 9.6. Технологическая оснастка обсадных колонн	84
Таблица 9.7. Режим спуска обсадных труб.....	85
Таблица 9.8. Опрессовка обсадных труб натяжение эксплуатационной колонны	86
Таблица 9.9. Общие сведения о цементировании обсадных колонн.....	87
Таблица 9.10. Характеристика жидкостей для цементирования	88
Таблица 9.11. Компонентный состав жидкостей для цементирования и характеристики компонентов.....	89
Таблица 9.12. Схема обвязки и потребность в цементиловочных агрегатах	91
Таблица 9.13. Потребное для цементирования обсадных колонн количество материалов.....	92
Таблица 9.14. Спецификация устьевого и противовыбросового оборудования (ПВО).....	93
Таблица 9.15. Колонная головка и Фонтанная арматура согласно стандарту API.....	93

Таблица 10.1. Продолжительность работы пластоиспытателя, спускаемого на трубах	94
Таблица 10.2. Характеристика КИИ и технологические режимы работы пластоиспытателя, спускаемого на трубах	94
Таблица 10.3. Продолжительность работы опробователя пластов, спускаемого на кабеле	95
Таблица 10.4. Параметры колонны насосно-компрессорных труб (НКТ).....	96
Таблица 10.5. Характеристика жидкостей и составляющие их компоненты для установки цементных мостов	97
Таблица 10.6. Потребное количество материалов для установки цементных мостов	97
Таблица 10.7. Потребное количество материалов для испытания (освоения) скважины в эксплуатационной колонне.....	97
Таблица 10.8. Продолжительность испытания (освоения) объектов в эксплуатационной колонне	98
Таблица 10.9. Отработка нефтяных объектов на факел (растворенный газ).....	98
Таблица 11.1. Методы проверки износа и контроля коррозионного состояния ведущих труб, НКТ и всех элементов бурильных колонн (обусловлены стандартом DS-1)	99
Таблица 11.2. Опрессовка оборудования и используемая техника	100
Таблица 12.1. Перечень топографо-геодезических работ	102
Таблица 12.2. Сварочные работы при монтаже бурового оборудования	102
Таблица 12.3. Объемы подготовительных работ к бурению скважины (скважин)	103
Таблица 12.4. Используемая техника для подготовительных работ к строительству скважины	104
Таблица 12.5. Комплект бурового и силового оборудования	105
Таблица 12.6. Объем работ по перечню оборудования, включаемого при освоении	107
Таблица 13.1. Продолжительность строительства скважины	108
Таблица 13.2. Продолжительность бурения и крепления по интервалам глубин	108
Таблица 14.1. Средства механизации и автоматизации.....	109
Таблица 14.2. Средства контроля.....	111
Таблица 14.3. Средства диспетчеризации.....	111
Таблица 17.1. Классификация основных сооружений и установок по взрыво и пожароопасности.....	123
Таблица 17.2. Спецодежда, спецобувь и средства индивидуальной защиты.....	127
Таблица 17.3. Средства коллективной защиты от шума и вибраций.....	128
Таблица 17.4. Нормы освещённости.....	129
Таблица 20.1. Список литературы	150
Таблица 22.1. Потребность в ГСМ.....	153

РИСУНКИ

Рисунок 4-1. Обзорная карта района работ.....	21
Рисунок 4-2. Западно-Тепловское поднятие. Структурная карта по кровле коллектора. Продуктивный горизонт Р _{1аг}	22
Рисунок 4-3. Геолого-литологический разрез через проектную скважину Wтр 102 (глубина приводится по вертикали).....	23
Рисунок 5-1. График совмещенных давлений	43
Рисунок 6-1. Профиль пилотного ствола	49
Рисунок 6-2. Профиль скважины	50
Рисунок 9-1. Распределение избыточных давлений (кондуктор)	78
Рисунок 9-2. Распределение избыточных давлений (промежуточная колонна)	79
Рисунок 9-3. Распределение избыточных давлений (эксплуатационная колонна).....	80
Рисунок 9-4. Распределение избыточных давлений (эксплуатационный хвостовик).....	81

ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение 1. Техническое задание.....	154
Приложение 2. Протокол ГТС.....	165
Приложение 3. Типовая схема ОП45 -540/80х35 обвязки устья ПВО при бурении скважин	167
Приложение 4. Типовая схема ОП 66-350/80х70 обвязки устья ПВО при бурении скважин	168
Приложение 5. Схема расположения оборудования при бурении	169
Приложение 6. Схема обвязки устья скважины при испытании пластов в колонне.....	170
Приложение 7. Типовая схема укладки ЖБИ на территории жилого вахтового городка для обслуживающего персонала	171
Приложение 8. Типовая схема расположения жилого вахтового городка для обслуживающего персонала	172
Приложение 9. Схема площадки под буровую установку	173
Приложение 10. ГТН.....	174

1. ОБЩАЯ ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

1.1. РЕФЕРАТ

«Индивидуальный технический проект на строительство эксплуатационной скважины № Wtp102 на Артинский ярус Западно-Тепловского месторождения» разработан в соответствии с «Методическими рекомендациями по разработке проектной документации на бурение (строительство) скважин на нефть и газ». Выполнен по форме и содержанию «Макета рабочего (технического) проекта на строительство скважин на нефть и газ»

Технический проект является основным документом, регламентирующим процесс бурения скважин. Все операции по бурению скважин проводятся в соответствии с требованиями утвержденного технического проекта на бурение скважин.

Технический проект на бурение скважины составлен в соответствии с требованиями, изложенными в нормативно-технической документации на бурение скважин, утверждёнными уполномоченным органом в области углеводородов. Не допускается проведение работ по бурению скважин без утвержденного технического проекта.

В проекте предусматривается качественное вскрытие продуктивных пластов, крепление и надежность скважин, выполнение всех требований базового проектного документа.

Технический проект составлен на основании задания на проектирование бурения скважин и базового проектного документа. В техническом задании на проектирование в числе параметров указано содержание сероводорода в пластовом флюиде месторождения.

Бурение скважин осуществляется на основе подрядных договоров между буровой организацией и недропользователем.

В секции 215,9 мм будет производиться бурение пилотного ствола до глубины ниже водонефтяного контакта для детального изучения продуктивного горизонта. Решение о бурении горизонтального участка скважины будет приниматься на основании информации, полученной при исследовании интервалов, вскрытых пилотным стволом. Это будет включать в себя завершение и разработку пилотной скважины в течение периода, который будет определен после бурения участка, а также для определения показателя производительности до принятия решения о бурении горизонтального участка. Длина горизонтального участка после принятия решения о бурении будет зависеть от результатов разработки пилотной скважины и может варьироваться/составлять от 150 до 1000 метров.

Бурение скважины должно осуществляться при сопровождении системы инженерных расчетов в реальном времени.

В рамках проекта рассматриваются работы по интенсификации целевого объекта. Работы по испытанию и освоению будут производиться по отдельно разработанному документу (проекту).

Изменения к техническому проекту в целях повышения качества и безопасности работ производятся по требованиям уполномоченных органов в области охраны окружающей среды, в области углеводородов, а также иных государственных органов в пределах их компетенции.

В соответствии с «Методическими рекомендациями по разработке проектной документации на бурение (строительство) скважин на нефть и газ» (приказ № 97 от 09.03.2023 г.) - ликвидация осложнений, вызванных причинами геологического характера

и происшедших не по вине исполнителя работ, является непредвиденными работами, возникающими при бурении (строительстве) скважины по причинам, не зависящим от исполнителя работ, и не предусмотренных техническим проектом. В акте на ликвидацию осложнения указываются: характер осложнения; даты начала и окончания работ по ликвидации осложнения; продолжительность работ, определенная по производительному времени, включая ремонтные работы при целодневных затратах времени на ликвидацию осложнений, количество фактически израсходованных материалов.

В соответствии с «Едиными правилами по рациональному и комплексному использованию недр» допускается, без внесения изменений в технический проект по согласованию с проектной организацией, отклонение глубины по стволу скважины и длины обсадной колонны от предусмотренных в техническом проекте в пределах ± 250 м (для наклонно-направленных и горизонтальных скважин ± 300 м).

Таблица 1.1. Основные проектные данные

№ п/п	Наименование	Значение
1	2	3
1	Номера скважин, строящихся по данному проекту	Wtp102
2	Площадь (месторождение)	Западно-Тепловское месторождение
3	Расположение (суша, море)	суша
4	Цель бурения и назначение скважины	эксплуатационная
5	Проектный горизонт	нижнепермский, артинский ярус (P _{1ar})
6	Проектная глубина, м	
7	по вертикали	2952
8	по стволу	4270
9	Число объектов испытания	1
10	в колонне	-
11	в открытом стволе	
12	Вид скважины (вертикальная, наклонно-направленная, кустовая)	Наклонно-направленная
13	Тип профиля	наклонно-направленная, с горизонтальным участком ствола
14	Азимут бурения, град	255
15	Максимальный зенитный угол, град	90
16	Максимальная интенсивность изменения зенитного угла, град/10 м	3
17	Глубина по вертикали кровли продуктивного (базисного) пласта, м	2821
18	Отклонение от вертикали точки входа в кровлю продуктивного (базисного) пласта, м	5
19	Допустимое отклонение заданной точки входа в кровль продуктивного (базисного) пласта от проектного положения (радиус круга допуска), м	5
20	Способ бурения	ВЗД (ВП, РУС)
21	Вид привода	ДВС, ДЭС
22	Класс буровой установки	7
23	Тип вышки	К-образная
24	Наличие верхнего привода (ДА, НЕТ)	Да
25	Максимальная масса колонны, т	
26	обсадной	240
27	бурильной	120
28	Тип установки для испытаний	г/п-150 тонн
29	Продолжительность цикла строительства скважины, сут.	260
30	в том числе:	
31	строительно-монтажные работы	60
32	подготовительные работы к бурению	10
33	бурение и крепление	180
34	Подготовительные работы к испытанию	10

Таблица 1.2. Общие сведения о конструкции скважины

Название колонны	Диаметр, мм	Интервал спуска, м			
		по вертикали		по стволу	
		от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5	6
Кондуктор	425,45	0	367	0	367
Промежуточная колонна	323,85	0	1100	0	1100
Эксплуатационная колонна	244,5	0	2782	0	2990
Эксплуатационная колонна (хвостовик)	177,8	1923	2930	2000	3200
Эксплуатационный хвостовик	114,3	2700	2952	2900	4270

Примечание:

- В секции 215,9 мм будет производиться бурение пилотного ствола до глубины ниже водонефтяного контакта для детального изучения продуктивного горизонта
- После бурения 215,9 мм пилотного ствола возможен спуск 7-дюймового хвостовика для определения производительности и принятия решения о бурении ствола по горизонтали
- Глубина спуска эксплуатационной колонны (хвостовика) будет уточнена в ходе строительства скважины. Глубина спуска подвески и башмаков хвостовиков уточняется по ГИС.

Таблица 1.3. Сведения об условиях эксплуатации скважины

Данные о способах эксплуатации			Срок перевода скважины в нагнетательную от начала эксплуатации, год	Максимальные габаритные размеры спускаемых инструментов и приборов при освоении и эксплуатации скважины		Коррозия		Глубина установки пакера, м	Жидкость за НКТ	
						вид (сероводородная, сульфидная и пр.)	активность пластового флюида, мм/год		тип	плотность г/см ³
Название (ФОНТАННЫЙ, ШГН ЭЦН, ГАЗЛИФТНЫЙ)	период от начала эксплуатации, год				глубина, м	диаметр, мм				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Фонтанный	В течение всего срока эксплуатации		-	2700±250	121,7	общая	незначительная			0,7

Таблица 1.4. Номера скважин, подлежащих ликвидации или консервации

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

2 . ОСНОВАНИЕ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

Таблица 2.1. Список документов, которые являются основанием для проектирования

№ пп	Название документа (проект геолого-разведочных работ, технологические схемы (проект) разработки площадей (месторождений), задание на проектирование), номер, дата, должность, фамилия и инициалы лица, утвердившего документ
1	2
1	Проект разработки нефтегазо-конденсатного месторождения Тепловско-Токаревское по состоянию на 01.07.2024 г.
2	Техническое задание на разработку проекта «Индивидуальный технический проект на строительство оценочной скважины №Wtp102 на Артинский ярус Западно-Тепловского нефтегазо-конденсатного месторождения»

3 . ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Таблица 3.1. Сведения о районе буровых работ

Наименование	Значение (текст, название, величина)
1	2
Площадь (месторождение)	Тепловско – Токаревское
Блок (номер и/или название)	XIV-8-A(частично), В(частично), С(частично); XIV-9-A(частично), В(частично), С(частично); XIII-9-E(частично), F(частично); XIII-10-D(частично), E(частично).
Административное расположение:	
республика	Казахстан
область (край)	Западно-Казахстанская область
рельеф местности	увалисто-волнистая равнина
Состояние местности	степь
Средняя высота снежного покрова, м	15-25
Среднегодовая температура воздуха, °С	+4,8
Максимальная температура летом, °С	+40
Максимальная температура зимой, °С	-45
Продолжительность отопительного периода, сут	196
Среднегодовое количество осадков, мм	264
Азимут преобладающего направления ветра	ЮВ/СЗ
Наибольшая скорость ветра	-

Таблица 3.2. Сведения о площадке строительства буровой

Наименование	Значение (текст, название, величина)
1	2
Рельеф местности	Холмистая равнина
Состояние местности	Пашня, луга
Плодородный слой (гумус), см	50
Категория грунта	Вторая
Глубина промерзания грунта, м	1,5

Таблица 3.3. Размеры отводимых во временное пользование земельных участков

Назначение участка	Размер, га	Источник нормы отвода земель
1	2	3
Строительство буровой установки и размещение оборудования и техники для бурения поисковой скважины.	3,5	СНиП 459-74

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

Название вида снабжения: (водоснабжение: для бурения, для дизелей, питьевая вода для бытовых нужд; энергоснабжение, связь, местные стройматериалы) и т.д.	Источник заданного вида снабжения	Расстояние от источника до буровой, км	Характеристика водо- энергопривода, связи и стройматериалов
1	2	3	4
Водоснабжение для технических нужд	Водозаборная скважина-	0,15-0,2	
Для хозяйственно бытовых нужд и котельной установки: -пресная - питьевая вода(бутилированная)	В/провод 1000-127 А/транспорт	40	
			Автотранспорт
Энергоснабжение	Дизельные эл. станция	На буровой	Автономное
Связь	Спутниковый телефон, радиостанция	На буровой	Связь с офисом и др.

Таблица 3.5. Сведения о подъездных путях

Протяженность, км	Характер покрытия (гравийное, из лесоматериалов и т.д.)	Ширина, м	Высота насыпи, см	Характеристика дороги
1	2	3	4	5
Таблица не содержит информации (нет данных)				

Таблица 3.6. Сведения о магистральных дорогах и водных транспортных путях

Магистральные дороги			Водные транспортные пути		
Наличие (ДА, НЕТ)	название	расстояние до буровой, км	Наличие (ДА, НЕТ)	название	расстояние до буровой, км
1	2	3	4	5	6
Через город Уральск с юга вдоль Тепловско-Токаревского месторождения проходит железнодорожная магистраль и шоссейная дорога с асфальтовым покрытием на Саратов. Железная дорога проходит от Тепловского месторождения на расстоянии 30 км и в 8-14 км к югу от месторождения Каменское. Шоссейная дорога Уральск-Самара проходит через месторождение Тепловское.					

4. ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА

Исходные геологические данные для составления проекта: «Индивидуальный технический проект на строительство эксплуатационной скважины № Wtp102 на Артинский ярус Западно - Тепловского месторождения».

Цель бурения: добыча нефти и газоконденсата из артинского яруса нижнепермских отложений и уточнение гидродинамической модели артинского горизонта.

Проектная глубина

наклонно-направленного ствола:

по вертикали – 2963 м.

по стволу – 3200 м.

горизонтального ствола:

по вертикали – 2952 м.

по стволу – от 3350 м до максимум 4270 м.

Проектный горизонт: нижнепермский, артинский ярус (P_{1ar})

И. О. руководителя службы ГиР

Косаманова А. К.

ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Тепловско – Токаревское нефтегазоконденсатное месторождение в административном отношении находится в Западно-Казахстанской области, на расстоянии 30 км к северо-западу от областного центра г. Уральска (рис. 4-1).

В тектоническом отношении месторождение расположено в пределах северной бортовой зоны Прикаспийской впадины. Тепловско-Токаревская структура, выделяемая по пермскому бортовому уступу и включающая структуры Токаревская, Цыгановская, Ульяновская, Гремячинская, Восточно-Гремячинская, Западно-Тепловская, Тепловская, приурочена к южной границе Карповского выступа.

Через город Уральск с юга вдоль Тепловско-Токаревского месторождения проходит железнодорожная магистраль и шоссейная дорога с асфальтовым покрытием на Саратов. Железная дорога проходит от Тепловского месторождения на расстоянии 30 км и в 8-14 км к югу от месторождения Каменское. Шоссейная дорога Уральск-Самара проходит через месторождение Тепловское.

Нефтепровод Мангышлак-Самара, проходящий с юга на север, удален от месторождения Тепловское на 11 км. Газопровод Оренбург-Ужгород находится юго-восточнее и проходит на расстоянии 16 км от Тепловского месторождения. Площадь месторождения с юга на северо-запад пересекает ЛЭП – 220 Кв.

Тепловско – Токаревское месторождение расположена в степной зоне, характеризующейся континентальным засушливым климатом. Среднемесячная температура колеблется от $-14,2^{\circ}\text{C}$ (в январе) до $+22,8^{\circ}\text{C}$ (в июле). Абсолютный минимум температуры воздуха -39°C , абсолютный максимум – $+40^{\circ}\text{C}$.

В районе в зимние месяцы преобладают ветры южных направлений, а в весенне – летний период – северных.

В орографическом отношении месторождение расположено в пределах отрогов Общего Сырта, представляющего собой увалисто-волнистую равнину, рассеченную речными долинами и балками. Абсолютные отметки рельефа в пределах лицензионной территории колеблются в диапазоне от +70 до +170 м.

Гидрографическая сеть представлена рекой Деркул, протекающей к югу от участка на расстоянии 10-15 км, а также небольшими озерами и прудами.

Существующие водоемы пригодны для технического водоснабжения. Для питьевого водоснабжения могут использоваться подземные воды Каменского месторождения.

Тепловско – Токаревская группа месторождений открыто в 1973 году, в результате аварийного фонтанирования скважины Wtp5 (Западно-Тепловское), где получен первый промышленный приток газа с конденсатом.

Недропользователем является ТОО «ПОЗИТИВ Инвест», согласно дополнению №3 к Контракту №25 от 3.03.1995г. на добычу углеводородов Района разработки «Каменско-Тепловско-Токаревского» месторождения, в соответствии с Протоколом №4773-УВС МЭ РК от 13.12.2019г. Срок действия контракта до 2044 года.

Каменско-Тепловско-Токаревская группа месторождений состоит из восьми газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений в составе (с востока на запад): Тепловское, открыто в 1979 г., Западно-Тепловское открыто в 1973 г., Восточно-Гремячинское – в 1976 г., Гремячинское – в 1974 г., Ульяновское – в 1976 г., Цыгановское – в 1977 г., Токаревское – в 1980 г, и Каменское – в 1986 г.

Впервые в 1991 г. был выполнен «Отчет по подсчету запасов нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов в нижепермских отложениях Тепловско-Токаревской группы месторождений Уральской области Каз. ССР по состоянию на 01.07.1991 г.» (Протокол ГКЗ № 11172 от 27.12.1991 г.).

В 2020 г. АО «НИПИнефтегаз» проведена аналитическая работа и составлен по ее результатам отчет «Комплексный анализ проведенных научно-исследовательских работ на Каменско-Тепловско-Токаревской группе месторождений по состоянию на 01.06.2020 г.», где рассмотрены результаты новых материалов сейсморазведочных работ 2Д и 3Д, комплексной петрофизической интерпретации данных ГИС, с ревизией объемов кернового материала.

В 2023 г. ТОО «ReservoirEvaluationServices» был выполнен отчет на основе переработки и переинтерпретации имеющихся данных сейсморазведки 2Д и 3Д, отработанных в пределах Каменско-Тепловско-Токаревской группы месторождений (КТТГМ), а также их интегрированной со скважинными данными структурной и динамической переинтерпретации.

В результате работ было выделено 7 сейсмических горизонтов: III – кровля юрских отложений; V – кровля триасовых отложений; VI – кровля кунгурских отложений; P_{2kl} – кровля калиновских карбонатов; S – кровля подсолевых отложений, филипповских ангидритов; П₁ – кровля артинских отложений P_{1ar}; П₂ – кровля верейских отложений C_{2vr}.

Утвержденные геологические и извлекаемые запасы нефти и растворенного газа, пластового газа, сухого газа и конденсата Тепловско – Токаревской группы месторождений по состоянию на 01.06.2024г. (Протокол ГКЗ РК №№2715-24-У от 30.10.2024 г.) составляют в следующих количествах и по категориям: С₁ – 8212/2304 тыс.т и по категории С₂ –

4488/506 тыс.т нефти, по категории C_1 – 23492/20000 млн.м³ и по категории C_2 – 19021/11751 млн.м³ пластового газа, по категории C_1 – 4999/2791 тыс.т и по категории C_2 – 4095/2620 тыс.т конденсата.

Основные объекты разработки группы месторождений ТТМ являются залежи приурочены к отложениям артинского яруса и участкам развития коллекторов в доломитовых пластах карбонатно – сульфатного филипповского горизонта кунгурского яруса. Всего по результатам бурения скважин, данных ГИС и испытания скважин выявлено 4 нефтегазоконденсатных и 9 газоконденсатных залежей.

Начальные геологические запасы пластового газа и конденсата филипповского горизонтов Ф-I/Ф-II оценены по категории C_1 и C_2 , и составили по категории C_1 - 2 млрд. 138 млн./866 млн. пластового газа 482 тыс. т/151 тыс. т конденсата, по категории C_2 - 17 млрд. 153 млн./987 млн. пластового газа, 3 млн. 866 тыс. т/152 тыс.т конденсата.

В данном «Индивидуальном техническом проекте...», планируется строительство наклонно-направленной скважины № Wtp102. Бурение пилотного ствола для принятия решения о бурении горизонтального участка на Пн эксплуатационный объект (горизонт P_{1ar}) Западно-Тепловского поднятия.

Эксплуатационная скважина Wtp102 (Западно-Тепловское) закладывается на расстоянии 760 м от скважины Wtp140 на Восток и 1169 м от скважины Wtp15 на С.В.

Проектный горизонт – P_{1ar} .

Тип скважины: наклонно-направленная с горизонтальным окончанием

Проектная глубина горизонтального окончания: по вертикали – 2951,47м, по стволу - от 3350 м до максимум 4270 м.

Вид скважины: эксплуатационная

Координаты устья: X=508340,84; Y=5698549,90.

Альтитуда земли: 119,47 м (будет уточнена по результатам маркшейдерских работ).

Горизонт, где заканчивается бурение: артинский ярус, нижнепермские отложения (P_{1ar}).

Принципы заканчивания бурения: пробурить пилотный ствол, после подтверждения ожидаемого развития коллекторов пробурить от точки А до точки В горизонтальный участок.

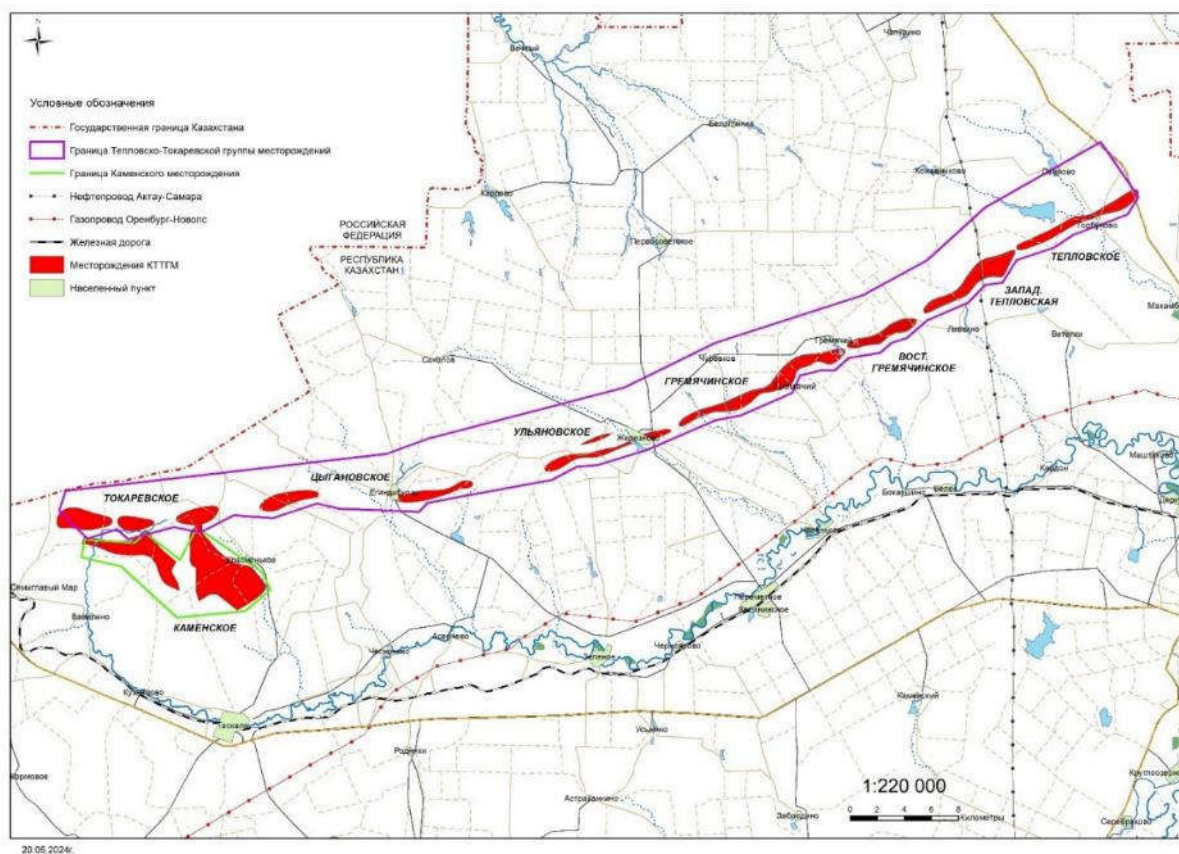


Рисунок 4-1. Обзорная карта района работ

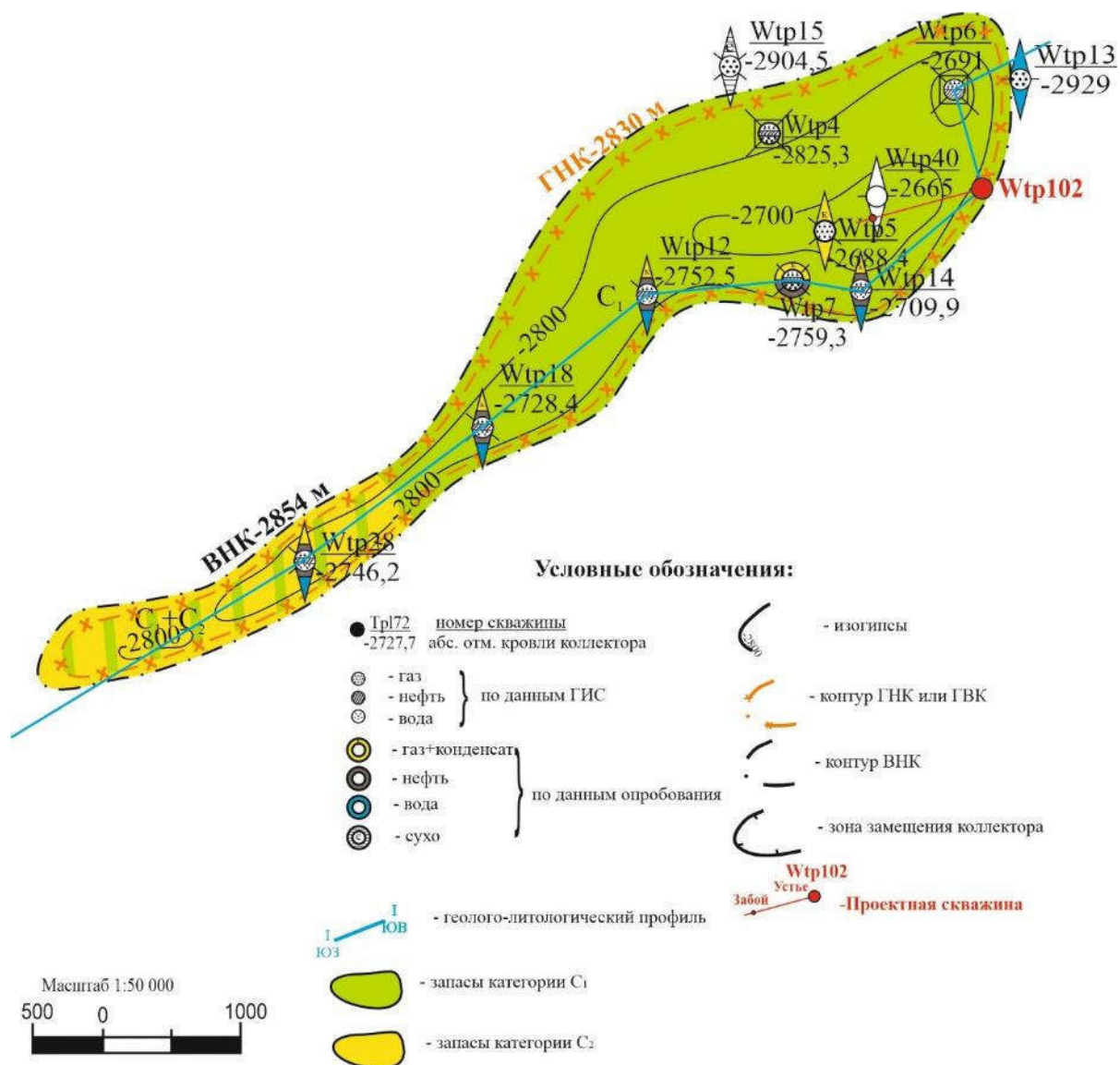


Рисунок 4-2. Западно-Тепловское поднятие. Структурная карта по кровле коллектора. Продуктивный горизонт P1aг.

Западно-Тепловское

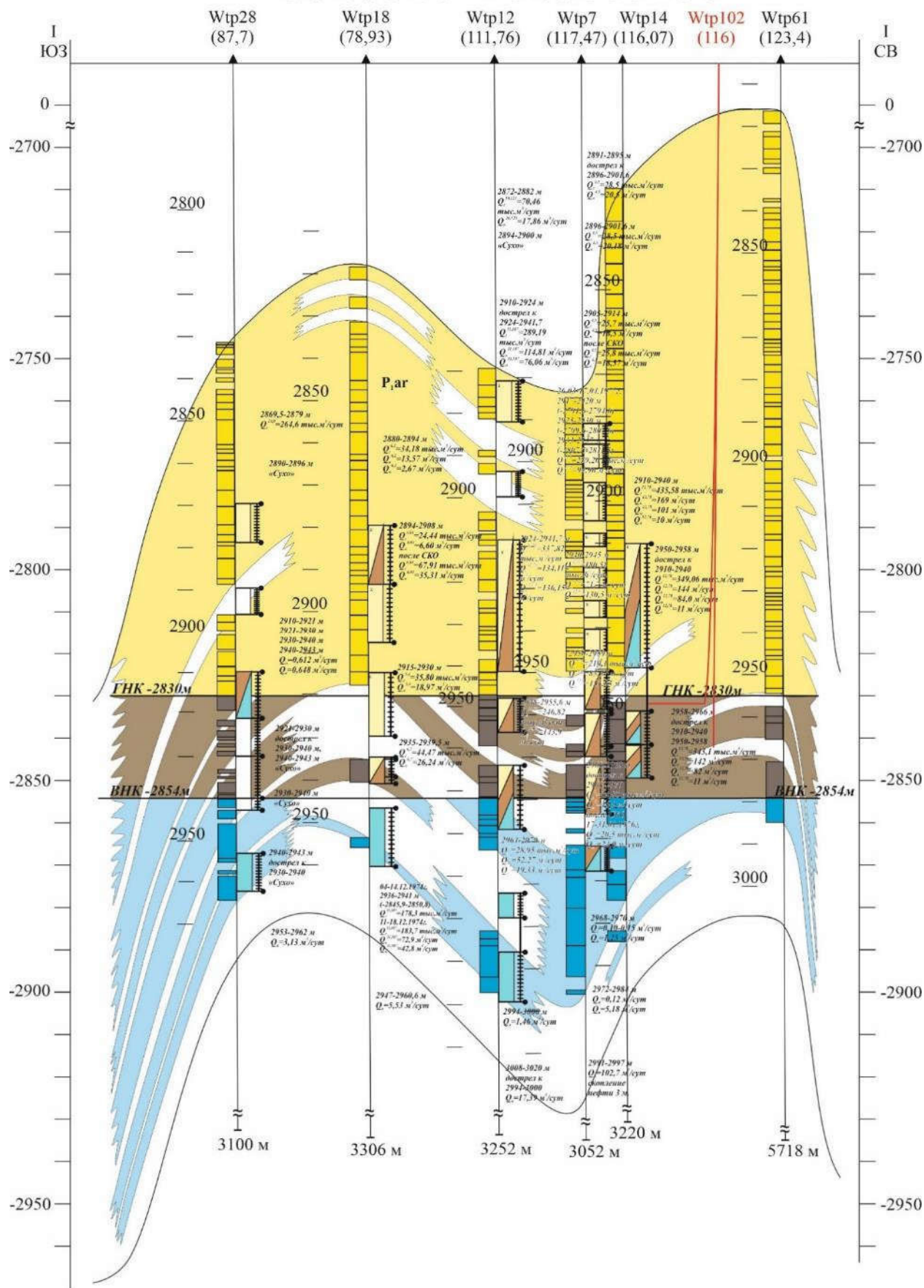


Рисунок 4-3. Геолого-литологический разрез через проектную скважину Wtp 102 (глубина приводится по вертикали)

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 пла- стов, град.		Коэффициент ка- вернозности в ин- тервале
от (верх)	до (низ)	название	индекс	угол паде- ния	азимут	
1	2	3	4	5	6	7
0	76,37	Четвертичн. +Неоген	Q+N	0-3	120-170	1,3
76,37	285,37	Мел	K	5	168-186	1,25
285,37	316,37	Юра	J	8	178	1,25
316,37	747,37	Триас	T	13	211	1,2
747,37	1171,37	Верхнепермский, татарский ярус	P ₂ t	20	156	1,3
1171,37	1484,27	Верхнепермский, Казанский ярус, Сосновская свита	P ₂ kz (ss)	13	120	1,2
1484,27	1818,79	Верхнепермский, Уфимская свита	P ₂ u	11-16	115	1,25
1818,79	2776,5	Нижнепермский, кунгурский ярус, Иреньский горизонт	P ₁ k (ir)	4-5	160	1,12
2776,5	2786,5	Нижнепермский, кунгурский ярус, Филипповский горизонт	P ₁ k (fl)	4-5	215	1,12
2786,5	3000	Нижнепермский, Артинский ярус	P ₁ ar	6-7	265	1,12

Таблица 4.2. Литологическая характеристика разреза скважины

Стратиграфический горизонт	Интервал залегания, м		Горная порода		Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.д.)
	от (верх)	до (низ)	Краткое название	в интервале, %	
1	2	3	4	5	6
Q+N	0	76,37	Суглинки, Пески	40	Представлены переслаиванием глин, песков, песчаников, суглинков. Глины желтовато-бурые, пластичные, известковистые, в различной степени алевритистые. Пески и песчаники глинистые, алевритистые, разнозернистые, полимиктовые, слабосцементированные.
			Глины	30	
			Песчаники	30	
K	76,37	285,37	Глины	30	Мергели белые, светло-серые, пелитоморфные, плотными с прослоями писчего мела. Известняки серые, глинистые и мелоподобные. Отложения сложены глинами темно-серыми, серыми, уплотненными, известковистыми с редкими прослоями темно-серых, кварцевых, мелкозернистых, плотных, глинистых песчаников.
			Песчаники	30	
			Мергели	20	
			Известняки	20	
J	285,37	316,37	Пески	35	Представлены терригенной толщей переслаиванием рыхлых, разнозернистых, кварцевых песчаников, глинистых песков и алевролитов, содержащих унифицированный детрит. Песчаники зеленовато-серые, разнозернистые, кварцево-глауконитовые, с базальным кальцитовым цементом, с прослоями известняка.
			Песчаники	35	
			Алевролиты	30	
T	316,37	747,37	Глины	40	Представлены песчаниками красно-коричневыми, коричневыми с зеленовато-серыми пятнами, разнозернистыми, известковистыми, плотными, крепкими, чередующимися с подчиненными прослоями глин красно-коричневых, кирпично-красных в различной степени опесчаненных.
			Песчаники	60	
P _{2t}	747,37	1171,37	Алевролиты	20	Представлен глинами коричневыми, темно-коричневыми, аргиллитоподобными, известковистыми, неравномерно опесчаненными, с прослоями буровато-серых, темно-бурых, коричневых, мелкозернистых, полимиктовых песчаников и алевролитов.
			Глины	50	
			Песчаники	30	
P _{2kz} (ss)	1171,37	1484,27	Аргиллиты	30	Представлена переслаиванием каменной соли, ангидритов с пластами красноцветных аргиллитов.
			Ангидриты	30	
			Каменная соль	40	
P _{2u}	1484,27	1818,79	Глины	30	По кровле ангидритовой пачки, ниже которой начинаются относительно чистые соленосные породы. Разрез сложен аргиллитоподобными красноцветными глинами, слабо известковистыми и доломитистыми с повышенным содержанием сульфатов.
			Ангидриты	50	
			Соль (Галит)	20	
P _{1k} (ir)	1818,79	2776,5	Каменная соль	70	Преимущественно каменной соли-серой, прозрачной и розовой, кристаллической с прослоями глин и ангидритов, и ангидритов голубовато-серых, содержащих характерный комплекс миоспор.
			Глины	30	
P _{1k} (fl)	2776,5	2786,5	Доломиты	40	Развит повсеместно и сложен тонкослоистыми сульфатными и карбонатными породами - доломитами темно-серой окраски, доломитизированными известняками серыми, в различной степени обогащенными органогенно-детритовым материалом с характерной фауной «мелких» фораминифер.
			Известняки	10	
			Ангидриты	50	
P _{1ar}	2786,5	3000	Доломиты	50	Представлены доломитами темно-серыми микро- и тонкозернистыми. Ангидрит заполняет главным образом пустоты и трещины. Известняки темноцветные, в различной степени кремнистые и битуминозные.
			Ангидриты	10	
			Известняки	40	

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

Стратиграфический горизонт	Интервал, м		Горная порода	Плотность, г/см ³	Пористость, %	Проницаемость, мкм ²	Карбонатность, %	Абразивность	Классификация пород по твердости (мягкая, средняя, твердая)
	от (верх)	до (низ)							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Q+N	0	76,37	Суглинки	-	-	0,1-1	-	-	Мягкие
			Песчаники	2,2	13-29	0,1-1	-		
			Глины	1,6		0,001	-		
K	76,37	285,37	Мергели	2,1	-	-	15	II-I	Мягкие, Средние
			Известняки	2,0	25	-	25		
			Песчаники	2,2	13-29	0,006-1,02	-		
			Глины	1,84		0,001	-		
J	285,37	316,37	Пески	1,37		0,1-1		II-I	Мягкие, Средние
			Песчаники	2,25	13-29	0,006-1,02	-		
			Алевролиты	2,40	15		-		
T	316,37	747,37	Глины	1,9	-	0,001	-	II-I	Мягкие, Средние
			Песчаники	2,27	13-29	0,1-1	-		
P _{2t}	747,37	1171,37	Алевролиты	2,40	15			IV-I	Средние
			Глины	1,9		0,001			
			Песчаники	2,3	13-29	0,006-1,02			
P _{2kz} (ss)	1171,37	1484,27	Аргиллиты	2,63	2-15			IV-I	Средние Твердые
			Ангидриты	2,72			20		
			Галит	2,2			20		
P _{2u}	1484,27	1818,79	Глины	1,6	2-10	0,001	-	V-I	Средние Твердые
			Ангидриты	2,81			25		
			Галит	2,2			20		
P _{1k} (ir)	1818,79	2776,5	Каменная соль	2,2	2-10			V-I	Твердые
			Глины	1,6		0,001-0,01			
P _{1k} (fl)	2776,5	2786,5	Доломиты	2,67	2-15	0,008-0,009	45	V-I	Твердые
			Известняки	2,65			25		
			Ангидриты	2,83					
P _{1ar}	2786,5	3000	Доломиты	2,69	8-11	0,01	45	V-I	Твердые
			Ангидриты	2,83			35		
			Известняки	2,67			30		

Таблица 4.4. Геокриологическая характеристика разреза скважины

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

4.2. Нефтегазоводоносность по разрезу скважины

Таблица 4.5. Нефтеносность

Индекс стратигра- фического подразде- ления (го- ризонт)	Интервал, м		Тип коллектора	Параметры нефти						Параметры растворенного газа					
	От (верх)	До (низ)		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, м ³ /сут	Газо- вый фак- тор, м ³ / м ³	Содер- жание серово- рода, %	Содер- жание угле- кис- лого газа, %	Отно- ситель- ная по воздуху плот- ность газа	Кэффи- циент сжа- мости	Давле- ние насы- щения в плас- товых усло- виях, МПа
				в пла- сто- вых усло- виях	после дегаза- ции 20°С										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
P _{1ar}	2950	2980	поровый	0,6831	0,8516	6,82	0,40	2,37	150	175,3	0,12	0,88	0,720	0,948	27,70

Примечание: параметры нефти и растворенного газа взяты из «Проекта разработки месторождения Тепловско-Токаревское» по состоянию на 01.07.2024 г.

Таблица 4.6. Газоносность

Индекс стратиграфического подразделения (горизонт)	Интервал, м (по верткали)		Тип кол-лектора	Содержание в % по объему			Относительная плотность газа по воздуху кг/м³	Коэффициент отклонения газа в пластовых условиях	Свободный дебит, тыс. м³/сут.	Плотность газоконденсата, г/см³	
	от (верх)	до (низ)		H₂S	He	CO₂				в пластовых условиях	на устье скважины
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
P _{1k} (fl)	2777	2786	поровый	0,12	0,04	0,88	0,696	-	300		0,7627
P _{1ar}	2912	2950		0,12	0,04	0,88	0,720	-	250		0,7709

Примечание: * среднее значение дебита указан при штуцере 7,5 мм

Таблица 4.7. Водоносность

Индекс страти- графиче- ского подразде- ления	Интервал, м*		Тип кол- латора	Плот- ность, г/см ³	Сво- бод- ный дебит, м ³ /сут	Химический состав воды, (мг/л), (мг-экв/л)						Сте- пень минерали- зации, г/л	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 ⁻	SO ₄ ⁻	HCO ₃ ⁻	Na ⁺ +K ⁺	Mg ⁺⁺	Ca ⁺⁺			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Q+N	25	65	ПКТ	1,21	50	18199	119839	9479	268139	67	не опр.	419	ХМ	нет
						791,26	5991,9	789,9	7563,2	1,39	-			
K+J+T	65	740	ПКТ	1,19	50	22583,3	104208	10336	251087	161,72	128,14	429	ХК	нет
						981,88	5200	850	7084,7	3,36	2,1			
T - P _{1k} (ir)	740	1820	ПКТ	1,15	367	34045,6	115409	8669,4	269160	55,1	2989	389	ХК	нет
						1480,24	5770,5	712,94	7590,5	1,15	49			
P _{1k} (ir) - P _{1k} (fl)	1820	2786	ПКТ	1,18	96,5	62065,81	9196,6	1584,6	116021	501,71	369,23	227	ХК	нет
						2698,51	459,83	132,05	3268,3	10,45	6,05			
P _{1ar}	2786	3000	ПКТ	1,20	130,3	101456,8	25551	2400	160300	336,81	289,14	291	ХК	нет
						4411	1277,5	200	4515,6	7,02	4,74			

Примечание: *-глубина приводится по вертикали

Таблица 4.8. Давление и температура по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Градиент давления, кгс/см ² на м*				Температура в конце интервала градус
	от (верх)	до (низ)	пластового	порового	гидроразрыва пород	горного давления	
1	2	3	4	5	6	7	8
Q+N	0	76,37	0,090	0,100	0,165	0,190	20
K	76,37	285,37	0,090	0,100	0,179	0,201	28
J	285,37	316,37	0,093	0,100	0,179	0,202	34
T	316,37	747,37	0,103	0,105	0,185	0,202	37
P _{2t}	747,37	1171,37	0,105	0,107	0,187	0,220	43
P _{2kz} (ss)	1171,37	1484,27	0,107	0,108	0,191	0,220	49
P _{2u}	1484,27	1818,79	0,109	0,109	0,192	0,220	60
P _{1k} (ir)	1818,79	2776,5	0,129	0,129	0,207	0,220	74
P _{1k} (fl)	2776,5	2786,5	0,114	0,114	0,207	0,220	75
P _{1ar}	2786,5	3000	0,114	0,114	0,206	0,220	76

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
Q+N	0	65	5÷10	-	нет	1,37	1,45	
K-J-T	200	400						в известняках мела и верхней юры
	400	700	5÷10					
P _{1k} (fl)-P _{1ar}	1820	2942	10-12					поглощение промывочной жидкости
	2942	3000						

Таблица 4.10. Осыпи и обвалы стенок скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Буровые растворы, применявшиеся ранее				Время до начала осложнения, сут	Мероприятия по ликвидации последствий (проработка, промывка и т.д.).
	от (верх)	до (низ)	тип раствора	плотность, г/см ³	дополнительные данные по раствору, влияющие на устойчивость пород			
					условная вязкость, сек	Водоотдача, см ³ /30м		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Q+N	0	296	полимерный	1,17-1,20		<4÷6	при вскрытии	проработка, промывка
K-J-T	200	700	полимерный			B <10÷12		

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
Q+N	25	65	вода	1,21	1,21	При изменении параметров раствора против проектных значений, несоблюдение технологий операций	перелив на устье
K+J+T	65	740	вода	1,19	1,19		
P _{2t} -P _{2u}	740	1820	вода	1,15	1,15		
P _{1k} (ir) - P _{1k} (fl)	1820	2786	вода	1,18	1,18		снижение плотности раствора от насыщения газом, перелив на устье, до проявления нефтегазовой смеси
P _{1ar}	2912	2950	газ	0,720	0,720		
	2950	2980	нефть	0,8516	0,8516		
	2980	3000	вода	1,20	1,20		

Таблица 4.12. Прихватопасные зоны

Индекс стратигра- фические подразде- ления	Интервал, м		Раствор, при применении которого произошел прихват				Наличие ограничений на оставле- ние инстру- мента без движения или про- мывки (да, нет)	Вид прихвата (от перепада давления, за- клинки, сальни- кообразования и т.д.)	Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)	тип	Плот- ность, г/см ³	Водоот- дача, см ³ / 30 мин и вязкость (УВ), с	Смазыва- ющие до- бавки (назва- ние)			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
K+J+T	200	700	поли- мерный	1,18÷1,12	<4÷6	Нефть или смазываю- щая до- бавка для снижения сил трения	да	Сальникообразо- вания, заклинки, затяжки	В результате осыпей возможно саль- никообразование, сужение ствола скважины, недостаточной промывки при вскрытии аргиллитов
P _{2t} -P _{2kz} (ss)	740	1500		1,2-1,22	В <10÷12				недостаточной промывки при вскры- тии трещиноватых пород (извест- няки, доломиты)
P _{2u}	1485	1818,79							
P _{1k} (ir)	1818,79	2821,85							
P _{1k} (fl)	2776,5	2786,5							
P _{1ar}	2786,5	3000							

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
P _{2u} - P _{1k} (ir) - P _{1k} (fl)	1500	2786,5	ангидрит, галит	1,47-2,1	При снижении плотности бурового раствора

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
P _{2u} - P _{1ar}	1500	3000	искривление	Не соблюдение параметров бурового раствора, повышенная водоотдача

4.4. Исследовательские работы

Таблица 4.15. Отбор керна, шлама и грунтов

Наименование стратиграфического подразделения	Условия отбора керна					Условия отбора шлама				Условия отбора грунтов			
	Интервал, м		Максимальная проходка за рейс, м	Минимальный диаметр, мм	Метраж отбора керна, м	Наименование стратиграфического подразделения	Интервал, м		Частота отбора шлама через, м	Наименование стратиграфического подразделения	Глубина отбора грунта, м	Тип бокового грунта	Количество образцов пород, шт.
	от (верх)	до (низ)					от (верх)	до (вниз)					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
P _{1ar}	2910	2935	18	100	18	Q-K-J	28	360					
						J-P ₂	360	1180	10				
	2935	2965	18	100	18	P _{1k} (fl) P _{1ar}	1180	2951,47 (4264,99 по стволу)	5				

Примечание: Частота отбора шлама каждые 5 м в продуктивной секции, в случае появления признаков УВ отбор шлама через 2м. (каждый метр по запросу полевого геолога)

Таблица 4.16. Геофизические исследования

Наименование исследований	Масштаб вы- дачи результа- тов	Замеры производятся в интервале, м		Примечание
		от (верх)	до (низ)	
1	2	3	4	5
Наклонно-направленный ствол				
ГК, ННК, АК, БК, ДС, термометрия, инклинометрия	1:200	0	367	
		367	1180	
ГК, ННК, АК, БК, ДС, термометрия, инклинометрия	1:200	1180	2992	в процессе бурения
ГК, ГКс, ННК, Кросс-дипольный каротаж, БК, МБК, Акустический сканер (UBI), ГГКп, ДС, Замер пластового давления (50т), MDT (4 пробы), инклинометрия, термо- метрия, резистивиметрия	1:200	2781 (2992 по стволу)	2992 (3199 по стволу)	геофизические исследования продук- тивной толщи разреза скважин.
АКЦ, ГК, ЛМ	1:500	0	367	после спуска обсадных колонн
		0	1180	
		0	2992 (3199 по стволу)	
Горизонтальный ствол				
ГК, ГКс, ННК, АК, БК, ДС, ГГКп, термометрия, резисти- виметрия, инклинометрия	1:200	2000	2951,47 (4265 по стволу)	в продуктивной зоне
АКЦ, УК, ГК, ЛМ	1:500	2000	2951,47 (4265 по стволу)	после спуска обсадных колонн.
ГТИ (описание шлама, газовый каротаж)	1:500	1180	2951,47 (4265 по стволу)	

Примечание: Предлагаемые интервалы исследования могут быть изменены «Заказчиком» на более информативные. Так же комплекс работ по ГИС будет скорректирован по результатам фактического положения ствола скважины по отношению к флюидальным контактам ВНК и ГНК горизонтов P_{1k} (fl), P_{1ar}

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

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

Примечание: Испытание пластов в процессе бурения недропользователем не планируется.

Таблица 4.18. Прочие виды исследований

№ п/п	Название работы	Единица измерения	Объем работы
1	2	3	4
1	Петрографическое описание шлифов. Литолого-петрографические исследования	Образец	3 обр. на 1 м керна
2	Минералогическое описание шлифов	Образец	1 обр. на 1 м керна
3	Определение насыщенности	Образец	1 обр. на 1 м керна
4	Петрофизическое изучение свойств образцов пород. Определение коллекторских свойств пород	Образец	1 обр. на 1 м керна
5	Определение электрических свойств пород	Образец	1 обр. на 1 м керна
6	Люминесцентно-битуминологические определения	Шлиф	1 шлиф на 1 м керна
7	Определение физико-химических свойств флюидов	Проба	20

4.5. Работы по испытанию в эксплуатационной колонне и освоение скважины, сведения по эксплуатации

Таблица 4.19. Испытание продуктивных горизонтов (освоение скважины) в эксплуатационной колонне

Индекс стратиграфического подразделения (горизонт)	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
P _{1ar}	I	2935	2950	-	-	цементная колонна	передвижная	да	3÷5	8-10-12	смена гл. раствора на воду (РАСТВОР-ВОДА)	2500	0,8506

Примечание: Истинная глубина будет уточняться «Заказчиком», согласно «Заключению» по окончательно проведенного ГИС с учетом положения флюидальных контактов.

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

Но- мер объ- екта	Перфорационная среда		Мощность перфорации, мм	Вид перфورا- ции	Тип и размер перфоратора*	Количество отверстий на 1 м.шт.	Количество одно- временно спуска- емых зарядов, шт.	Количество спусков пер- форатора раз	Спуск перфورا- тора на НКТ
	вид	плотность, г/см ³							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
I	P-p CaCl ₂	1,23	24	Кумулятивный	98,4 мм Извлекае- мый	16-20	600 (30*20)	8	да

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.

Таблица 4.21. Интенсификация притока пластового флюида или повышение приемистости пласта в нагнетательной скважине

Номер объекта (см. табл. 4.19)	Название процесса: СОЛЯНОКИСЛОТНАЯ ОБРАБОТКА, ОБРАБОТКА КЕРОСИНО-КИСЛОТ- НОЙ ЭМУЛЬСИЕЙ, УСТАНОВКА КИСЛОТНОЙ ВАННЫ, ДОБАВОЧ- НАЯ КУМУЛЯТИВНАЯ ПЕРФОРА- ЦИЯ, ГИДРОРАЗРЫВ ПЛАСТА, ГИД- РОПЕСКОСТРУЙНАЯ ПЕРФОРА- ЦИЯ, ОБРАБОТКА ПАВ, МЕТОД ПЕ- РЕМЕННЫХ ДАВЛЕНИЙ, ЗАКАЧКА ИЗОТОПОВ И ДРУГИЕ ОПЕРАЦИИ, ВЫПОЛНЯЕМЫЕ ПО МЕСТНЫМ НОРМАМ	Количество операций, установок, им- пульсов, спусков перфоратора	Плотность жидкости в колонне, г/см ³	Давление на устье, кгс/см ²	Температура закачиваемой жидкости, °С	Глубина установки пакера, м	Мощность перфорации, м	Типоразмер перфоратора	Количество отверстий на 1 м, шт.	Количество одновременно спускаемых зарядов, шт.	Местные нормы времени, сут
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
I	СКО	1	0,9	20,0	50	-	-				

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

Таблица 4.22. Дополнительные работы при испытании (освоении)

Номер объекта (см. табл. 4.19)	Название работ: промывка песчаной пробки; повышение плотности бурового раствора до; повторное понижение уровня аэраций; темпер. прогрев колонны (при освоении газового объекта); виброобработка объекта; частичное разбуривание цементного моста; и другие дополнительные работы, выполняемые по местным нормам	Единица измерения	Количество	Местные нормы времени, сут
1	2	3	4	5

Примечание: дополнительные работы при испытании (освоении) не планируются

Таблица 4.23 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	0,851	1,15	340	-	-	20,0	-	-	1,15

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

Номер объекта	Относится ли к объектам, которые (ДА, НЕТ)		Для эксплуатационных скважин предусмотрено (ДА, НЕТ)		Работа по испытанию проводится в одну, полторы, две или три смены	Требуется ли исключить из состава основных работ (ДА, НЕТ)			
	при мощности до 5 м представлены пропластками	при мощности до 5 м имеют подовшенную воду	задавка скважины через НКТ	использование норм по ОСНВ для разведочных скважин		вызов притока в нагнетательной скважине	газодинамические исследования в эксплуатационной скважине	освоение, очистку и гидродинамические исследования	Шаблонирование обсадной колонны
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
I	ДА	НЕТ	ДА	НЕТ	1,5 смены по 12 часов	НЕТ	НЕТ	НЕТ	-

Таблица 4.25. Данные по нагнетательной скважине

Индекс стратиграфического подразделения	Номер объекта (снизу вверх)	Интервал залегания объекта нагнетания, м		Название (тип) нагнетаемого агента (ВОДА, НЕФТЬ, ГАЗ, ПАР и т.д.)	Режим нагнетания					Пакер		Жидкость за НКТ	
		от (верх)	до (низ)		плотность жидкости, г/см ³	относительная по воздуху плотность нагнетаемого газообразного агента	интенсивность нагнетания, м ³ /сут	давление на устье, кгс/см ²	температура нагнетаемого агента, °С	шифр	глубина установки, м	тип	плотность, г/см ³
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14

Примечания: В данном техническом проекте нагнетательные скважины не проектируются.

Таблица 4.26. Сведения об осложнениях по пробуренным скважинам - аналогам

Номер скважины	Площадь	Интервал осложнения, м		Индекс стратиграфического подразделения	Вид осложнения	Условия возникновения (тип и параметры бурового раствора, глубина спуска предыдущей колонны, диаметр ствола и т.д.)
		от	до			
1	2	3	4	5	6	7
Wtpl 5	Зап. Тепловкое	-	2821	P _{1k} (fl)	фонтанирование	во время СПО на гл. 1834м глинистый раствор удельным весом 1,21 г/см ³ , вязкость 70сек. выбросило из скважины
Wtpl 28		2868	2879	P _{1ar}	газоконденсатом	Разрыв и смещение экс. колонны. Смятие колонны на глубине 2700м
Wtpl 40		-	2942		газовый выброс	P пл=340 атм

5. КОНСТРУКЦИЯ СКВАЖИНЫ

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

Конструкция скважин обеспечивает надежность, технологичность и безопасность их бурения и эксплуатации, в том числе:

1. Максимально возможное использование продуктивности объектов разработки в процессе эксплуатации скважин за счет оптимальных диаметров эксплуатационных колонн и конструкций забоя;
 2. Возможность применения эффективного оборудования для оптимальных способов и режимов эксплуатации скважин в условиях применения запроектированных методов воздействия на пласты или использования природных режимов залежей;
 3. Безопасное ведение работ без аварий и осложнений на всех этапах бурения и эксплуатации скважин;
 4. Получение необходимой горно-геологической информации по вскрываемому разрезу;
 5. Охрану недр, в первую очередь за счет прочности и долговечности крепи скважин, герметичности обсадных колонн и перекрываемых ими кольцевых пространств для изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга и от дневной поверхности;
 6. Максимальную унификацию по типоразмерам обсадных труб и ствола скважин;
 7. Условия для производства в скважинах при их эксплуатации ремонтных и исследовательских работ;
 8. Возможность установки клапанов-отсекателей, пакерующих и других устройств.
- Глубины установки подвески и башмака хвостовика уточняются при разработке проекта и уточнения геологических данных.

Таблица 5.1. Характеристика и устройство шахтового направления

Характеристика трубы						Подготовка шахты или ствола, спуск и крепление направления
наружный диаметр, м	длина, м	марка (группа прочности) материала	толщина стенки, мм	масса, т	ГОСТ, ОСТ, ТУ, МПТУ, МУ и т.д. на изготовление	
1	2	3	4	5	6	7
609.6	32	ISO X-60 или ГОСТ «Д»	11	3,5	ISO	

Примечание: Устройство шахты 2 м х 2 м х 1,5 м с железобетонным дном и стенок шахты толщиной не менее 15 см или железным листом толщиной 10 мм. Возможна корректировка размера шахты исходя из выбранного типа бурового станка

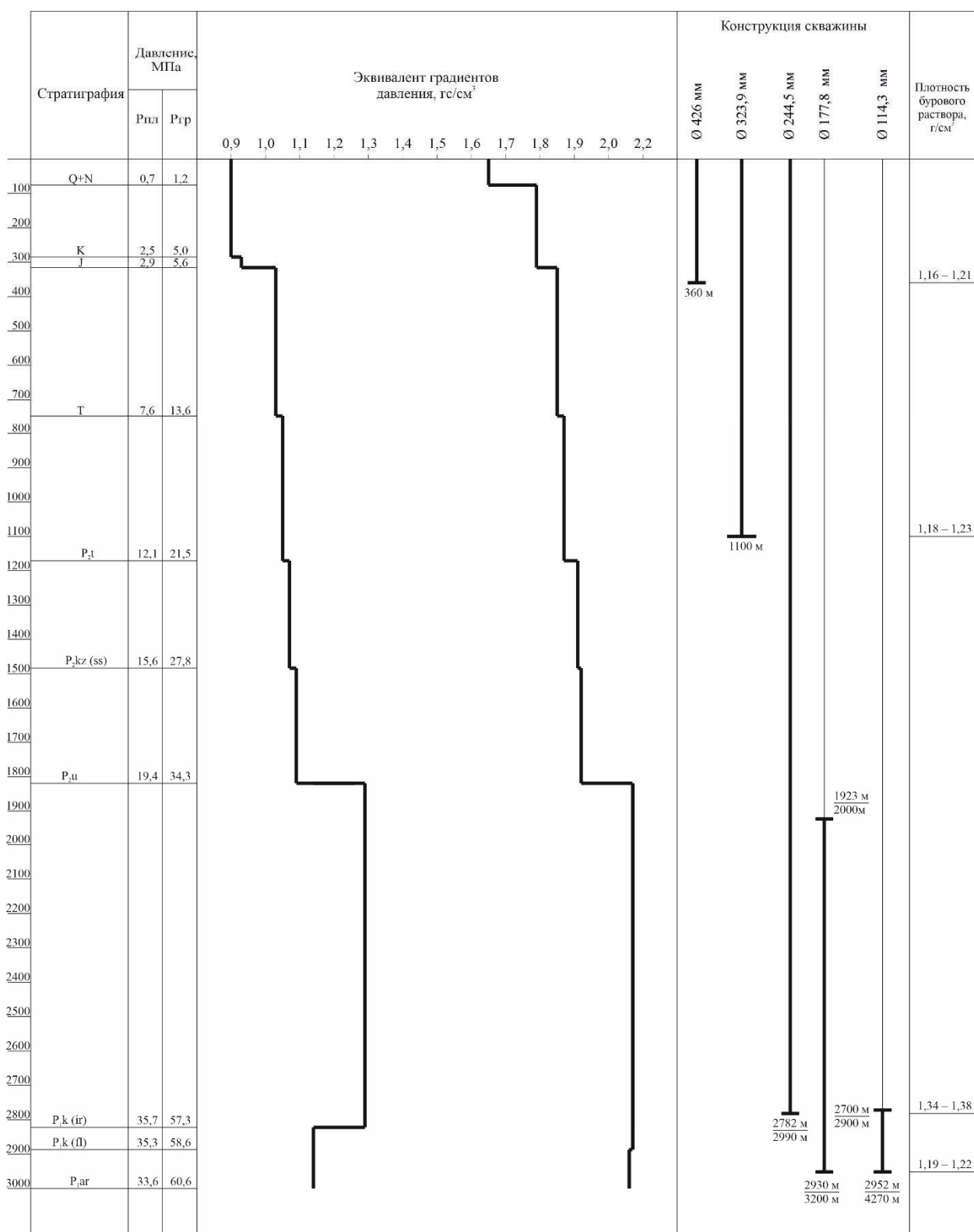


Рисунок 5-1. График совмещенных давлений

Таблица 5.2. Глубина спуска и характеристика обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны (направление, кондуктор, первая и последующие промежуточные, заменяющая, надставка, эксплуатационная) или открытый ствол	Интервал по стволу скважины (установка колонны или открытый ствол), м		Номинальный диаметр ствола скважины (долота) в интервале, мм	Расстояние от устья скважины до уровня подъема тампонажного раствора за колонной, м	Необходимость (причина) спуска колонны (в том числе в один прием или секциями), установки надставки, смены или поворота секции
		от (верх)	до (низ)			
1	2	3	4	5	6	7
1	Кондуктор Ø 426 мм	0	367	558,8	0	Устанавливается с целью перекрытия верхних пород нижнемеловых и юрских отложений
2	Промежуточная колонна Ø 323,9 мм	0	1100	393,7	0	Спускается для перекрытия глин татарского, казанского ярусов
3	Эксплуатационная колонна Ø 244,5 мм	0	2990	295,3	0	Устанавливается с целью перекрытия солей иреньской свиты с целью обеспечения оптимальных условий вскрытия продуктивных отложений, а также для предотвращения возможного гидроразрыва пород при вскрытии продуктивных пластов.
4	Эксплуатационная колонна (хвостовик) Ø 177,8 мм	2000	3200	215,9	2000	Для дополнительной изоляции солей. Спускается для испытания пластов
	Пилотный ствол	2980	3200	215,9		Отбивка ВНК. Отбор керна. Полный комплекс ГИС
5	Эксплуатационный хвостовик Ø 114,3 мм	3000	4270	152,4	3000	Будет устанавливаться комплексная система из 10 набухающих пакеров или гидравлические пакеры для открытых ствола скважин и 12 циркуляционных клапанов с боковым отверстием на 114,3 мм хвостовике

Примечание: решение о бурении горизонтального участка под колонну Ø 114,3 мм будет приниматься на основании информации, полученной при исследовании интервалов, вскрытых пилотным стволом

Таблица 5.3. Характеристика отдельно спускаемых частей обсадных колонн

Номер в порядке спуска (табл. 5.2, гр. 1)	Раздельно спускаемые части												
	номер в по- рядке спуска	количе- ство диа- метров, шт.	номер одно- размерной части в по- рядке спуска	наруж- ный диа- метр, мм	интервал установки од- норазмерной части, м		ограниче- ние на толщину стенки не более, мм	Соединения обсадных труб в каждой одноразмерной части					
					от (верх)	до (низ)		количе- ство ти- пов соеди- нений, шт.	номер в по- рядке спуска	услов- ный код типа со- единения	максималь- ный наруж- ный диа- метр соеди- нения, мм	интервал уста- новки труб с за- данных типом соединения, м	
												от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Обсадные колонны спускаются в скважину за один прием. Раздельно-спускаемые части колонны отсутствуют													

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

№ п/п	Наименование мероприятия или краткое описание	Причина проведения мероприятия
1	2	3
1	До начала бурения скважин производить дополнительное обучение буровой бригады по методам раннего обнаружения и ликвидации НГП и проверку их знаний. Дальнейшая периодичность учебных тревог устанавливается буровым предприятием.	Предупреждение и борьба с НГП.
2	Монтаж средств контроля и сигнализации за уровнями бурового раствора в приемной и доливной емкостях.	Раннее обнаружение НГП.
3	Емкости для бурового раствора должны обеспечивать 2 кратный объем скважины.	Предупреждение открытых нефтегазовых фонтанов.
4	Ограничение притока пластового флюида в соответствии с РД 39-2-803-82. Допустимый объем притока при этом составит: - в процессе бурения 1,5 м ³ ; - при СПО - 1,0 м ³	Раннее обнаружение НГП.
5	В процессе СПО производить постоянный контроль долива раствора при подъеме буровой колонны и объем вытесняемого раствора при её спуске.	Предупреждение, раннее обнаружение НГП.
6	При ликвидации НГП в процессе СПО спуск буровой колонны без герметизации устья производить до максимально-возможной глубины.	Предупреждение разрушения обсадных колонн при ликвидации НГП.
7	Ликвидацию возникших НГП производить в строгом соответствии с "Методикой глушения при НГП", М., 1979 г.	Обеспечение безопасности успешности работ.
8	С учетом геологических условий проводки проектной скважины, принят ингибированный полимерный буровой раствор.	Предупреждение осыпей, снижение кавернозности.
9	На случай возможных поглощений на буровой необходимо постоянно иметь запас комплексных наполнителей. При бурении продуктивной толщи наполнители должны быть кислоторастворимыми.	Ликвидация поглощений.
10	Использовать переводники для ведущих труб с протекторными кольцами.	Защита верхних обсадных труб от истирания.
11	Через 40-50 рейсов буровой колонны измерять износ обсадной колонны геофизическими методами с целью решения вопросов определения ее остаточного ресурса	Предупреждение аварий с обсадными колоннами.
12	Обеспечить жесткий контроль за химическими и реологическими свойствами бурового раствора, для чего все основные параметры (таблица 7.1) должны измеряться 3-4 раза в сутки, кроме того, плотность через 10-15 минут и условная вязкость (по СПВ-5, стандарт РК или по воронке Марша, стандарт ИСО) через 10-15 минут.	Предупреждение, раннее обнаружение НГП.
13	Проверять работоспособность ПВО не реже одного раза в неделю.	Предупреждение и борьба с НГП.
14	При бурении в продуктивном нефтяном пласте механическая скорость проходки должна ограничиваться до значений, при которых обеспечивается дегазация бурового раствора.	Предупреждение НГП.
15	Вести контроль газопоказаний (газокаротаж) бурового раствора на устье скважины.	Предупреждение, раннее обнаружение НГП.
16	Герметизировать устье скважины превентором на период ОЗЦ после цементирования технической и эксплуатационной колонны	Предупреждение и борьба с НГВП.

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

Интервал, м		Допустимая гидродинамическая составляющая ре- прессии на границе интервала, МПа		Допустимая гидродинамическая составляющая депрессии на границе интервала, кгс/см ²	
от (верх)	до (низ)	верхней	нижней	верхней	нижней
1	2	3	4	5	6
0	367	0	2,1	Депрессия в процессе бурения не предусматривается	
367	1100	2,1	6,3		
1100	2950	6,3	20		

Примечание: Бурение в интервале 200-700 м начинать при минимальной подаче насосов, для снижения гидродинамического давления и предупреждения поглощения.

6 . ПРОФИЛЬ СТВОЛА СКВАЖИНЫ

Таблица 6.1. Входные данные по профилю наклонно-направленной скважины

Интервал установки погружных насосов по вертикали, м		Максимально допустимые параметры профиля в интервале установки погружных насосов		Зенитный угол, град		
				максимально допустимый в интервале его увеличения	при входе в продуктивный пласт	
		зенитный угол, град	интенсивность изменения зенитного угла, град/100 м		минимально допустимый	максимально допустимый
от (верх)	до (низ)	3	4	5	6	7
0	1100	30	1	90	30	90

Таблица 6.2. Профиль ствола скважины

Интервал по вертикали, м		Длина интервала по вертикали, м	Зенитный угол, град		Горизонтальное отклонение, м		Длина по стволу, м	
			в начале интервала	в конце интервала			интервала	общая
от (верх)	до (виз)				за интервал	общее		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Пилотный ствол								
0	1220	1220	0.0	0.0	0	0	1220	1220
1220	1507	287	0.0	29.9	76	76	300	1520
1507	2779	1272	29.9	29.9	730	807	1467	2987
2779	2788	9	29.9	29.9	5	812	10	2997
2788	2964	176	29.9	29.9	101	913	203	3200
Горизонтальный ствол								
0	1220	1220	0.0	0.0	0	0	1220	1220
1220	1507	287	0.0	29.9	76	76	300	1520
1507	2790	1284	29.9	29.9	737	813	1480	3000
2790	2808	18	29.9	29.9	10	824	21	3021
2808	2821	13	29.9	29.9	7	831	15	3036
2821	2952	131	29.9	90.0	226	1058	274	3310
2952	2952	0	90.0	90.0	960	2018	960	4270

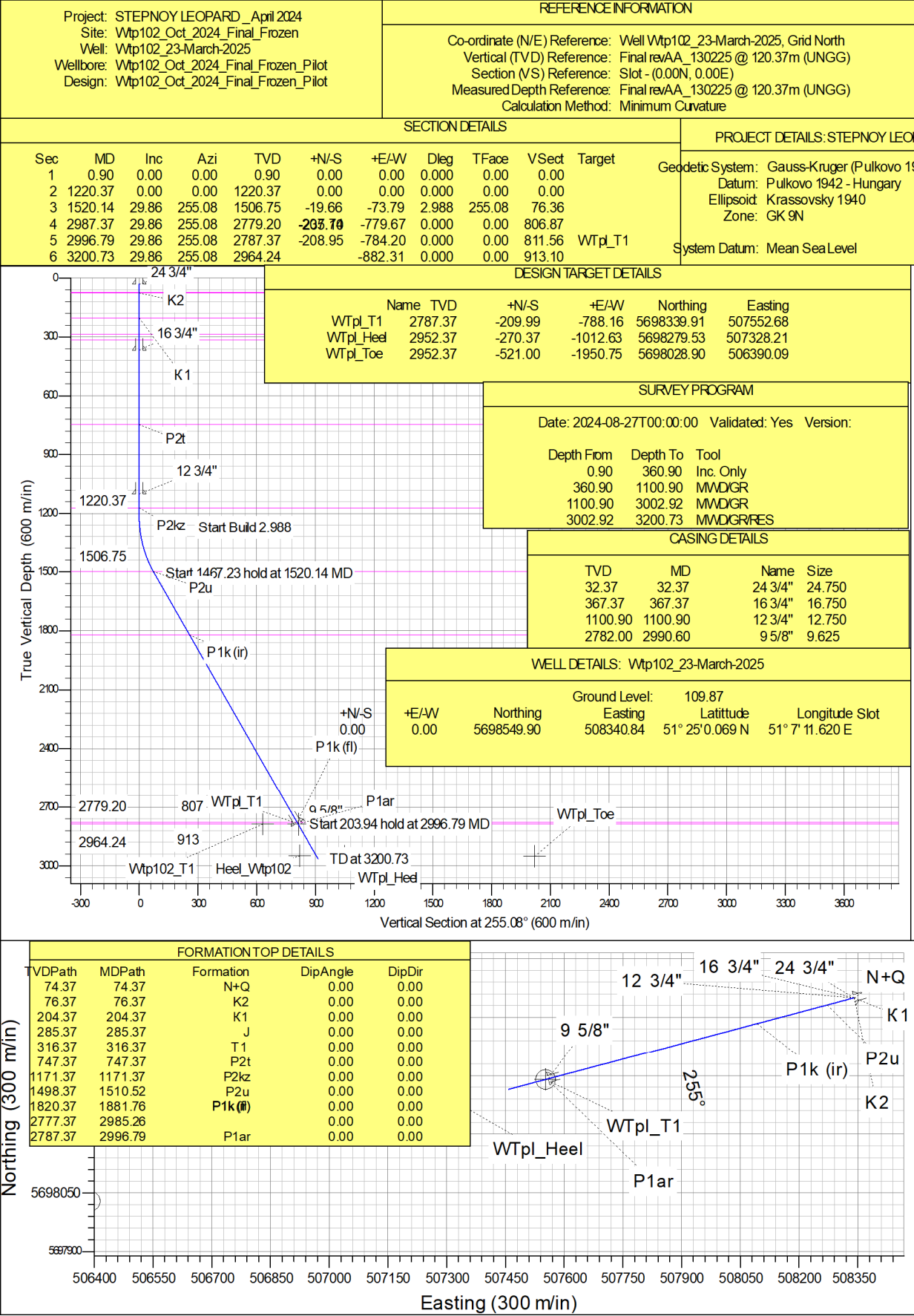


Рисунок 6-1. Профиль пилотного ствола

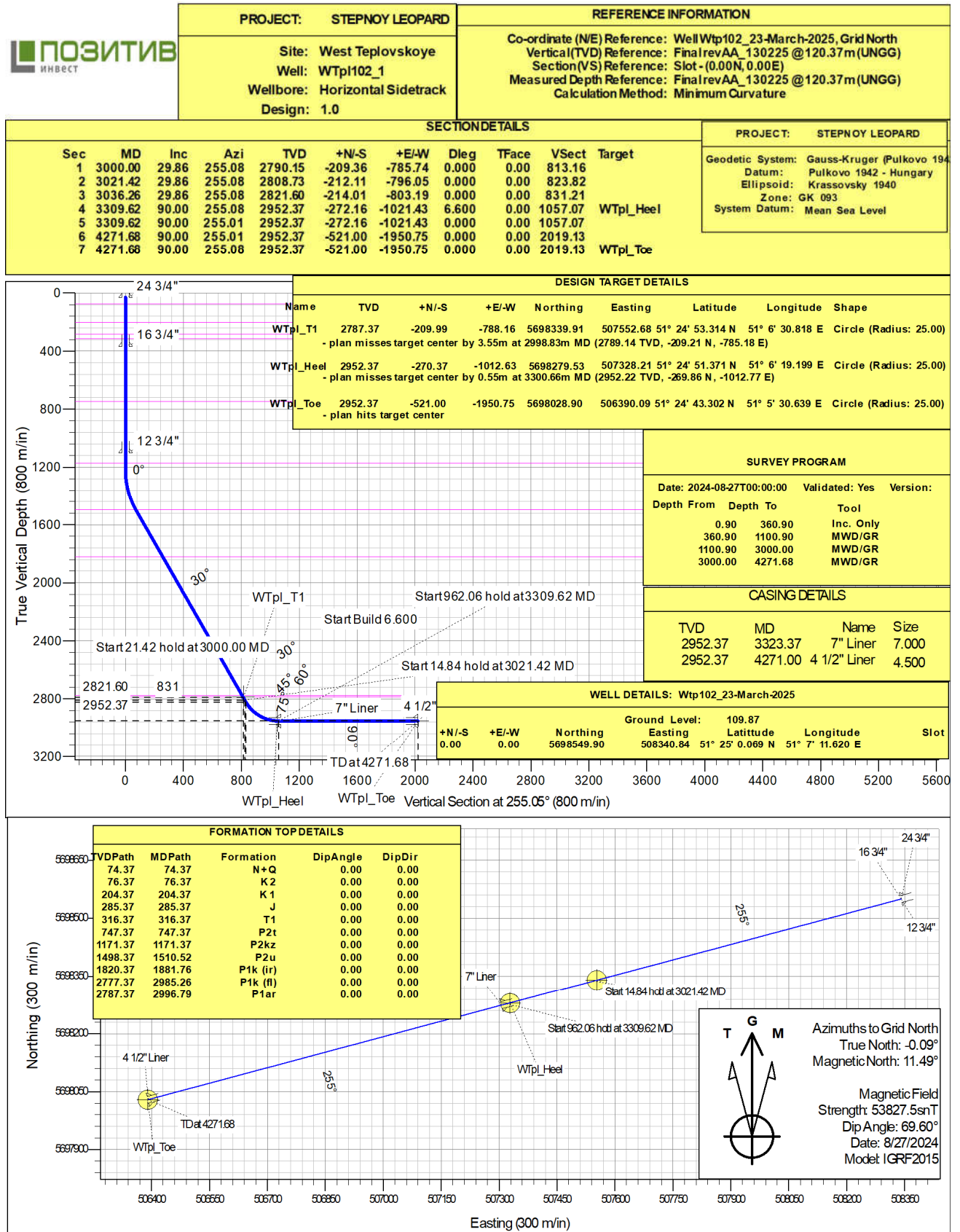


Рисунок 6-2. Профиль скважины

7 БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ

Тип и параметры бурового раствора для бурения и вскрытия пластов обоснованы в соответствии с особенностями геолого-физического строения, коллекторских и фильтрационных характеристик пластов с учетом целей и методов исследований, проводимых в процессе бурения. В качестве буровых растворов в проект заложены такие системы, которые обеспечивают максимальное сохранение естественной проницаемости и нефтенасыщенности коллектора, а также возможность проведения необходимого комплекса геофизических исследований.

Плотность бурового раствора (если она не вызывается необходимостью обеспечения устойчивости стенок скважины) в интервалах совместимых условий бурения определяется из расчета создания столбом бурового раствора гидростатического давления в скважине, превышающего пластовое (поровое) на величину:

1. 10-15% - для скважин глубиной до 1200 м (интервалов от 0 до 1200м включительно), но не более 1,5 МПа (15 кгс/см²);
2. 5-10% - для скважин глубиной до 2500 м (интервалов от 1200 до 2500м включительно), но не более 2,5 МПа (25 кгс/см²);
3. 4-7% - для скважин глубиной более 2500 м, но не более 3,5 МПа (35 кгс/см²).

Пластовое давление принято по таблице 4.8

Плотность бурового раствора принимаем:

Интервал 0 – 367 м – максимальный градиент пластового давления 0,105 кгс/см²/м:

Нижняя граница интервала	$L := 367 \text{ м}$	
Градиент пластового давления на глубине L	$\Delta := 0,105 \frac{\text{кгс}}{\text{см}^2 \text{ м}}$	
Пластовое давление на глубине L	$P_{пл} := L \cdot \Delta = 3,8 \text{ МПа}$	
Плотность бурового раствора в интервале	$\rho_1 := \frac{\Delta \cdot (1 + 10 \%) }{g_3} = 1,16 \frac{\text{г}}{\text{см}^3}$	
Плотность бурового раствора в интервале	$\rho_2 := \frac{\Delta \cdot (1 + 15 \%) }{g_3} = 1,21 \frac{\text{г}}{\text{см}^3}$	

Плотность 1,16 – 1,21 г/см³ (превышение пластового давления 10-15%)

Интервал 367 – 1100 м – максимальный градиент пластового давления 0,107 кгс/см²/м,

Нижняя граница интервала	$L := 1100 \text{ м}$	
Градиент пластового давления на глубине L	$\Delta := 0,107 \frac{\text{кгс}}{\text{см}^2 \text{ м}}$	
Пластовое давление на глубине L	$P_{пл} := L \cdot \Delta = 11,54 \text{ МПа}$	
Плотность бурового раствора в интервале	$\rho_1 := \frac{\Delta \cdot (1 + 10 \%) }{g_3} = 1,18 \frac{\text{г}}{\text{см}^3}$	
Плотность бурового раствора в интервале	$\rho_2 := \frac{\Delta \cdot (1 + 15 \%) }{g_3} = 1,23 \frac{\text{г}}{\text{см}^3}$	

Плотность 1,18 – 1,23 г/см³ (превышение пластового давления 10-15%)

Интервал 1100– 2990 м (1100 – 2782 м по вертикали) – максимальный градиент пластового давления 0,129 кгс/см²/м:

Нижняя граница интервала $L := 2782 \text{ м}$

Градиент пластового давления на глубине L $\Delta := 0,129 \frac{\text{кгс}}{\text{см}^2 \text{ м}}$

Пластовое давление на глубине L $P_{пл} := L \cdot \Delta = 35,2 \text{ МПа}$

Плотность бурового раствора в интервале $\rho_1 := \frac{\Delta \cdot (1 + 4 \%) }{g_s} = 1,34 \frac{\text{г}}{\text{см}^3}$

Плотность бурового раствора в интервале $\rho_2 := \frac{\Delta \cdot (1 + 7 \%) }{g_s} = 1,38 \frac{\text{г}}{\text{см}^3}$

Плотность 1,34 – 1,38 г/см³ (превышение пластового давления 4-7%)

Интервал 2990 – 3200 м (2782– 2952 м по вертикали) – максимальный градиент пластового давления 0,114 кгс/см²/м:

Нижняя граница интервала $L := 2952 \text{ м}$

Градиент пластового давления на глубине L $\Delta := 0,114 \frac{\text{кгс}}{\text{см}^2 \text{ м}}$

Пластовое давление на глубине L $P_{пл} := L \cdot \Delta = 33 \text{ МПа}$

Плотность бурового раствора в интервале $\rho_1 := \frac{\Delta \cdot (1 + 4 \%) }{g_s} = 1,19 \frac{\text{г}}{\text{см}^3}$

Плотность бурового раствора в интервале $\rho_2 := \frac{\Delta \cdot (1 + 7 \%) }{g_s} = 1,22 \frac{\text{г}}{\text{см}^3}$

Плотность 1,19 – 1,22 г/см³ (превышение пластового давления 4-7%)

Интервал 3200 – 4270 м (2952 м по вертикали) – максимальный градиент пластового давления 0,114 кгс/см²/м:

Плотность 1,19 – 1,22 г/см³ (превышение пластового давления 4-7%)

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.

Список основных проблем при бурении скважины

- осыпи и обвалы стенок скважины
- нефтегазопроявления с присутствием H₂S (0,12%) и CO₂ (0,88%)
- рапопроявление с присутствием H₂S
- течение солей
- прихваты бурильного инструмента из-за осыпей стенок скважины, сужений ствола и течения солей.

Мероприятия для решения проблем при бурении

- для предупреждения течения солей и рапопроявлений использовать солена-сыщенный NaCl полимерный буровой раствор
- с целью обеспечения достаточного противодействия на стенки скважины строго поддерживать требуемую плотность бурового раствора
- использовать буровой раствор стойкий к магниезиальной агрессии.
- за 50-100 м до вскрытия рапопроявляющих пластов вводить поглотители или нейтрализаторы H_2S
- перед вскрытием продуктивных пластов вводить реагенты поглотители или нейтрализаторы H_2S и CO_2 .

При бурении пластов, содержащих сероводород, необходимо контролировать наличие его и сульфидов в буровом растворе. При их появлении необходимо дополнительно обработать буровой раствор нейтрализатором. Иметь на буровой запас материалов и химических реагентов, в том числе нейтрализующих сероводород, достаточный для обработки бурового раствора в количестве не менее двух объемов скважины

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, $CHCl/10$ и реологические показатели (эффективная вязкость и динамическое сопротивление сдвига) - каждые 4 часа. При отсутствии на буровой газокаротажной станции два раза в смену проводится контроль бурового раствора на насыщенность его газом. Параметры бурового раствора записываются в журнале.

Не допускается повышение плотности бурового раствора, находящегося в скважине, путем закачивания отдельных порций утяжеленного раствора с длительными перерывами на заготовку новых. Утяжеление бурового раствора производится при циркуляции его в процессе всего цикла.

Таблица 7.1. Типы и параметры буровых растворов

Название (тип) раствора	Интервал, м		Параметры бурового раствора						
	от (верх)	до (низ)	плотность, г/см ³	условная вязкость, с	водоот- дача, см ³ /30 мин	корка, мм	рН	пластиче- ская вяз- кость, сП	динамическое напряжение сдвига, Па
1	2	3	4	5	6	9	10	11	12
ингибирующий полимерный раствор	0	367	1,16 – 1,21	40-60		<0,5	-	10 - 18	4 - 8
ингибирующий полимерный раствор	367	1100	1,18 – 1,23	40-60	<8	<0,5	-	10 - 15	4 - 8
соленасыщенный раствор	1100	2990	1,34 – 1,38	40-60	<4	<0,5	9 - 11	10 - 15	4 - 8
ингибирующий полимерный раствор	2990	3200	1,19 – 1,22	40-60	<4	<0,5	9 - 11	10 - 15	4 - 8
ингибирующий полимерный раствор	2900	4270	1,19 – 1,22	40-60	<4	<0,5	9 - 11	10 - 15	4 - 8

Таблица 7.2. Компонентный состав бурового раствора и характеристики компонент

Номер интервала с одинаковым долевым составом бурового раствора	Интервал, м		Название (тип) раствора	Плотность раствора, г/см ³	Название компонентов	Содержание компонентов в буровом растворе, кг(л)/м ³
	от (верх)	до (низ)				
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>
1	0	367	ингибирующий полимерный раствор	1,16 – 1,21	Вода	0,95
					Каустическая сода	1 - 2
					Кальцинированная сода	1 - 2
					полианионная целлюлоза Н	5 - 7
					биополимер структурообразователь	1 - 5
					Жидкость гидрофобизирующая	0,5 - 3
					полианионная целлюлоза В	3 - 5
					Бикарбонат натрия	1 - 2
					Модифицированный лигносульфонат	0,2-2 %
					KCL	50 - 100
					Утяжелитель кислоторастворимый	100
					Противосальниковая добавка	15-30
2	367	1100	ингибирующий полимерный раствор	1,18 – 1,23	Вода	0,95
					Каустическая сода	1 - 2
					Кальцинированная сода	1 - 2
					полианионная целлюлоза Н	5 - 7
					биополимер структурообразователь	1 - 5
					Жидкость гидрофобизирующая	0,5 - 3
					полианионная целлюлоза В	3 - 5
					Бикарбонат натрия	1 - 2
					Модифицированный лигносульфонат	0,2-2 %
					KCL	50 - 100
					Утяжелитель кислоторастворимый	100
					Противосальниковая добавка	15-30

Номер интервала с одинаковым долевым составом бурового раствора	Интервал, м		Название (тип) раствора	Плотность раствора, г/см ³	Название компонентов	Содержание компонентов в буровом растворе, кг(л)/м ³
	от (верх)	до (низ)				
1	2	3	4	5	6	7
3	1100	2990	Соленасыщенный раствор	1,34 – 1,38	Вода	0,95
					Каустическая сода	1 - 2
					Кальцинированная сода	1 - 2
					полианионная целлюлоза Н	5 - 7
					Бикарбонат натрия	1 - 2
					полианионная целлюлоза В	3 - 5
					Модифицированный лигносульфонат	0,2-2 %
					биополимер структурообразователь	1 - 5
					KCL	50 - 100
					NaCl	250 - 300
					Утяжелитель кислоторастворимый	100
					Жидкость гидрофобизирующая	0,5 - 3
4	2990	3200	ингибирующий полимерный раствор	1,19 – 1,22	Вода	0,95
					Каустическая сода	1 - 2
					Кальцинированная сода	1 - 2
					полианионная целлюлоза Н	5 - 7
					Бикарбонат натрия	1 - 2
					полианионная целлюлоза В	3 - 5
					Модифицированный лигносульфонат	0,2-2 %
					биополимер структурообразователь	1 - 5
					KCL	50 - 100
					NaCl	51 - 100
					Утяжелитель кислоторастворимый	100
					Жидкость гидрофобизирующая	0,5 - 3
					Смазывающая добавка	0,3 - 2

Номер интервала с одинаковым долевым составом бурового раствора	Интервал, м		Название (тип) раствора	Плотность раствора, г/см ³	Название компонентов	Содержание компонентов в буровом растворе, кг(л)/м ³
	от (верх)	до (низ)				
1	2	3	4	5	6	7
5	2900	4270	ингибирующий полимерный раствор	1,19 – 1,22	Вода	0,95
					Каустическая сода	1 - 2
					Кальцинированная сода	1 - 2
					полианионная целлюлоза Н	5 - 7
					Бикарбонат натрия	1 - 2
					полианионная целлюлоза В	3 - 5
					Модифицированный лигносульфонат	0,2-2 %
					биополимер структурообразователь	1 - 5
					KCL	50 - 100
					NaCl	5 - 100
					Утяжелитель кислоторастворимый	100
					Жидкость гидрофобизирующая	0,5 - 3
					Смазывающая добавка	0,3 - 2

Примечание:

- По согласованию с недропользователем типы буровых растворов и их компонентный состав могут быть изменены на раствор, улучшающий качество проводки скважины. Будут уточняться в программе по буровым растворам
- за 50-100 м до вскрытия рапопроявляющих пластов вводить поглотители или нейтрализаторы H₂S и перед вскрытием продуктивных пластов вводить реагенты поглотители или нейтрализаторы H₂S и CO₂
- 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		Название (тип) бурового раствора его компонентов	Норма расхода бурового раствора, м ³ /м и его компонентов, кг/м ³ в интервале	Потребность бурового раствора в м ³ и его компонентов, в кг			
от (верх)	до (низ)		величина	на запас на поверхности	на исходный объем	на бурение интервала	суммарная в интервале
1	2	3	4	5	6	7	8
0	367	ингибирующий полимерный раствор		89	40	103	232
		Вода	0,95	85	38	98	220
		Каустическая сода	1 - 2	89	40	103	232
		Кальцинированная сода	1 - 2	89	40	103	232
		полианионная целлюлоза Н	5 - 7	446	200	515	1160
		биополимер структурообразователь	1 - 5	89	40	103	232
		Жидкость гидрофобизирующая	0,5 - 3	89	40	103	232
		полианионная целлюлоза В	3 - 5	267	120	309	696
		Бикарбонат натрия	1 - 2	89	40	103	232
		Модифицированный лигносульфонат	0,2-2 %	89	40	103	232
		KCL	50 - 100	4457	2000	5145	11602
		Утяжелитель кислоторастворимый	100	8914	4000	10291	23204
		противосальниковая добавка	15-30	1337	600	1544	3481
367	1100	ингибирующий полимерный раствор		160	58	129	348
		Вода	0,95	152	55	123	330
		Каустическая сода	1 - 2	160	58	129	348
		Кальцинированная сода	1 - 2	160	58	129	348
		полианионная целлюлоза Н	5 - 7	802	290	647	1739
		биополимер структурообразователь	1 - 5	160	58	129	348
		Жидкость гидрофобизирующая	0,5 - 3	160	58	129	348
		полианионная целлюлоза В	3 - 5	481	174	388	1043
		Бикарбонат натрия	1 - 2	160	58	129	348
		Модифицированный лигносульфонат	0,2-2 %	160	58	129	348
		KCL	50 - 100	8022	2901	6467	17390
		Утяжелитель кислоторастворимый	100	16044	5802	12935	34781
		противосальниковая добавка	15-30	2407	870	1940	5217

Интервал (от стола ротора), м		Название (тип) бурового раствора его компонентов	Норма расхода бурового раствора, м ³ /м и его компонентов, кг/м ³ в интервале	Потребность бурового раствора в м ³ и его компонентов, в кг			
от (верх)	до (низ)		величина	на запас на поверхности	на исходный объем	на бурение интервала	суммарная в интервале
1	2	3	4	5	6	7	8
1100	2990	Соленасыщенный раствор		212	87	157	456
		Вода	0,95	201	83	150	433
		Каустическая сода	1 - 2	212	87	157	456
		Кальцинированная сода	1 - 2	212	87	157	456
		полианионная целлюлоза Н	5 - 7	1059	436	787	2281
		Бикарбонат натрия	1 - 2	212	87	157	456
		полианионная целлюлоза В	3 - 5	635	261	472	1369
		Модифицированный лигносульфонат	0,2-2 %	212	87	157	456
		биополимер структурообразователь	1 - 5	212	87	157	456
		KCL	50 - 100	52925	21775	39343	114043
		NaCl	250 - 300	10585	4355	7869	22809
		Утяжелитель кислоторастворимый	100	21170	8710	15737	45617
		Жидкость гидрофобизирующая	0,5 - 3	212	87	157	456
2990	3200	ингибирующий полимерный раствор		129	120	12	261
		Вода	0,95	123	114	11	247
		Каустическая сода	1 - 2	129	120	12	261
		Кальцинированная сода	1 - 2	129	120	12	261
		полианионная целлюлоза Н	5 - 7	645	598	59	1303
		Бикарбонат натрия	1 - 2	129	120	12	261
		полианионная целлюлоза В	3 - 5	387	359	35	782
		Модифицированный лигносульфонат	0,2-2 %	129	120	12	261
		биополимер структурообразователь	1 - 5	129	120	12	261
		KCL	50 - 100	6451	5983	592	13026
		Утяжелитель кислоторастворимый	100	12903	11966	1183	26052
		Жидкость гидрофобизирующая	0,5 - 3	129	120	12	261
		Смазывающая добавка	0,3 - 2	129	120	12	261
2900	4270	ингибирующий полимерный раствор		126	104	28	258

Интервал (от стола ротора), м		Название (тип) бурового раствора его компонентов	Норма расхода бурового раствора, м ³ /м и его компонентов, кг/м ³ в интервале	Потребность бурового раствора в м ³ и его компонентов, в кг			
от (верх)	до (низ)		величина	на запас на поверхности	на исходный объем	на бурение интервала	суммарная в интервале
1	2	3	4	5	6	7	8
		Вода	0,95	120	99	26	245
		Каустическая сода	1 - 2	126	104	12	242
		Кальцинированная сода	1 - 2	126	104	12	242
		полианионная целлюлоза Н	5 - 7	630	521	59	1210
		Бикарбонат натрия	1 - 2	126	104	12	242
		полианионная целлюлоза В	3 - 5	378	313	35	726
		Модифицированный лигносульфонат	0,2-2 %	126	104	12	242
		биополимер структурообразователь	1 - 5	126	104	12	242
		KCL	50 - 100	6300	5211	592	12102
		Утяжелитель кислоторастворимый	100	12600	10422	1183	24205
		Жидкость гидрофобизирующая	0,5 - 3	126	104	12	242
		Смазывающая добавка	0,3 - 2	126	104	12	242

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

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Название компонентов для обработки раствора	Норма расхода на обработку 1 м ³ раствора кг/м ³	Количество, кг
1	2	5	6	7
1	Кондуктор	Кальцинированная сода	1	45
2	1 Промежуточная колонна	Кальцинированная сода	1	85
3	2 Промежуточная колонна	Кальцинированная сода	1	115
4	Эксплуатационный хвостовик	Кальцинированная сода	1	58

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

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

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

Таблица 7.6. Суммарная потребность компонентов бурового раствора на скважину

Название компонентов бурового раствора	Потребность компонентов бурового раствора, кг					Суммарная на скважину
	Номера интервала					
	1 (0-367)	2 (367-1100)	3 (1100-2990)	4 (2990-3200)	5 (2900-4270)	
1	2	3	4	5	6	7
Вода	220	330	433	247	245	1477
Каустическая сода	232	348	456	261	242	1539
Кальцинированная сода	232	348	456	261	242	1539
полианионная целлюлоза Н	1160	1739	2281	1303	1210	7693
Бикарбонат натрия	232	348	456	261	242	1539
полианионная целлюлоза В	232	1043	1369	782	726	4152
Модифицированный лигносульфонат	696	348	456	261	242	2003
биополимер структурообразователь	232	348	456	261	242	1539
KCL	11602	17390	114043	13026	12102	168164
NaCl			22809			22809
Утяжелитель кислоторастворимый	23204	34781	45617	26052	24205	153859
Жидкость гидрофобизирующая			456	261	242	959
Смазывающая добавка				261	242	503
противосальниковая добавка	3481	5217				8698

Таблица 7.7. Оборудование для приготовления и очистки буровых растворов

Название		Количество, шт.	Использование очистных устройств		
			ступенчатость очистки: 1 – 2 вибросито; 2 - 1+пескоотделитель; 3 - 2+илоотделитель	интервал, м	
				от (верх)	до (низ)
1		2	3	4	5
Вибросито		3	1 - вибросито	367	4270
Пескоотделитель		1	3 -2 + илоотделитель		
Илоотделитель		1	2- 1+ пескоотделитель		
Центрифуга центробежным насосом			3 -2 + илоотделитель		
Блок приготовления раствора, включающий:	гидроворонка	2			
	гидравлические перемешиватели	5			
	механические перемешиватели	8			

Примечание:

1. Под все интервалы ствола, очистка бурового раствора будет оптимизироваться с имеющимся оборудованием. Это может означать введение в работу вибросит и центрифуг, начиная с верхнего интервала ствола при необходимости.
2. Возможно использование другого типа оборудования с аналогичными техническими характеристиками для приготовления и очистки бурового раствора от выбуренной породы, по согласованию, будут уточнены в программе бурения.
3. не допускается вести бурение скважин без механизированной очистки бурового раствора
4. Для приведения бурового шлама к более низкому классу опасности, сокращения объемов утилизации при бурении рекомендуется дополнительное осушение бурового шлама

8 . УГЛУБЛЕНИЕ СКВАЖИНЫ

ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Бурение скважины будет осуществляться при поддержке операционной платформы, включающей инженерные расчёты в реальном времени.

Операционные бизнес-процессы платформы позволяют осуществлять управление процессом бурения, используя предиктивную аналитику, непосредственно предотвращая осложнения с бурильными колоннами и потерями промывочной жидкости или проявлениями, т. е. снижая НПВ. Доступ к расширенному комплексу мониторинга: инженерные приложения, цифровой двойник в режиме реального времени, дорожные карты бурения и процедуры оптимизации, позволяют постоянно улучшать ключевые показатели эффективности строительства скважин. Аналитика в режиме реального времени и анализ КПЭ позволяют анализировать и оптимизировать отдельные операции, процессы и производительность буровой бригады самым быстрым и эффективным способом.

Ниже приведены некоторые важные существующие функции:

- Возможность определения активности буровой установки на всех операциях по бурению скважин
- Автоматическое распознавание скважинных операций (определение активности буровой установки)
- Возможность собственного создания и настройки в режиме реального времени аналитики, алгоритмов и деревьев решений, в соответствии с данными реального времени
- Возможность ручного ввода данных для не измеряемых напрямую параметров (например: комментарии, литология, анализ бурового шлама и т. д.)
- Аналитика оценки эффективности работы буровой бригады на основе ключевых показателей эффективности
- В системе автоматизированы расчеты КПЭ: время и скорость спуска и подъема свечей/труб (подъем и спуск в открытом и обсаженном стволе), время на свинчивание и развинчивание при бурении и СПО, средняя скорость проходки

Сбор, хранение и защита данных	• Сбор данных по следующим протоколам связи: OPC UA, MODBUS, WITS0, WITS ML 1.3–1.4; • Быстрая адаптация к нестандартным протоколам • Агрегация данных от различных служб: буровой установки/подрядчика, ГТИ, ННБ, сервис контроля цементации, сервис бурения на обсадной колонне • Возможность импорта данных в следующих форматах: CSV, XLS, ASCII, LAS • Визуализация видеопотока со сторонних камер
Визуализация данных	• Определяемые пользователем информационные панели • Шаблонизация информационной панели. Настройка пользовательской панели для мониторинга - возможность редактировать и сохранять шаблоны экрана • Кастомизация единиц измерения (UOM) • Синхронизация времени/глубины и перекрестных графиков

	• Преобразование временных данных в MD, TVD, TVDSS, LD в режиме реального времени • Визуализация геофизических данных, графические отображения информации, полярные графики • Графики тренда коэффициента трения • Схематическое изображение конструкции скважины и бурильной колонны • Возможность фильтрации данных для различных активностей по критерию время/глубина • Возможность иметь различные уровни визуализации по типу пользователя и пользовательским предпочтениям • Виджеты: • Цифровые, круглые, полукруглые • Возможность персонализации настроек единиц измерения • Возможность визуализации динамических пределов • Возможность аннотаций в рабочем чате	
Анализ данных, проектирование	• Проектирование скважин: планирование траектории скважины, возможность создания и редактирования геологических целей, 3D-визуализация профиля скважины (планового и фактического), анализ гидравлики и механики плановой траектории, анализ напряжений и нагрузок, формирование отчета по траектории план/факт • Анализ сближения: анализ сближения при проектировании и бурении, расчет расстояния между скважинами и коэффициента сближения, раннее оповещение при возникновении риска столкновения • Геомеханика: устойчивость ствола скважины, давление и градиент ГРП • Скручивающие и осевые нагрузки на бурильную колонну, баклинг: проектирование бурильной колонны, безопасные операционные коридоры и рабочие диапазоны, веера весов, нагрузка на крюке - поверхностный крутящий момент тренды коэффициентов трения, анализ траектории скважины (индекс сложности, извилистость и т.д.), ННД спирального баклинга • Гидравлика скважины: потери давления, ЭЦП и давление в затрубном пространстве, очистка ствола, давление, концентрация шлама, минимальный расход для выноса шлама, гидравлика долота, максимальная скорость СПО с учетом свабирования и поршневания, разделение потока (циркуляционные переводники, неограниченное разделение потока) • Проектирование бурильной колонны: BSR, SR, анализатор соединений, площадь щели стабилизатора, смещение датчиков • Дорожная карта бурения: подбор оптимальных параметров бурения и рабочего диапазона, интервалы исключений (например: разбуривание цементного стакана, дорожная карта осложнений), прогнозирование МСМ и ННД на основе свойств пласта и т. д.	
Анализ технологических данных бурения в режиме реального времени	Мониторинг процесса бурения с помощью технологии «Цифровой двойник»	Нижеприведенное моделирование в реальном времени осуществляется с помощью динамического цифрового двойника: единая модель, охватывающая гидравлику ствола скважины, механику колонны и ствола - единая гидромеханическая модель
	Автоматическое определение операций	Определение активности буровой установки и внутрискважинных операций
	Настраиваемые вычисления	Возможность собственного создания и настройки в реальном времени аналитики, алгоритмов и деревьев решений в соответствии с данными, поступающими в режиме реального времени
	Динамические пределы	Динамически определяемые предельные значения технологических параметров в реальном времени на основе цифрового двойника: эксплуатационные, поверхностное оборудование, рабочая колонна, качество и целостность ствола скважины
	Анализ скручивающих и осевых нагрузок на бурильную колонну	• Осевая нагрузка в реальном времени, контактные силы, профиль нагрузок по крутящему моменту на бурильной колонне для ежесекундной динамической оценки: максимальной допустимой ННД спирального баклинга, веса на крюке для определения затяжек и посадок, запаса прочности колонны по крутящему моменту на основании оценки текущего крутящего момента и профилей осевых нагрузок для каждого элемента бурильной колонны (по соединению и телу); сравнение нагрузок на основе анализа предела текучести материала, накопления усталостных нагрузок на основе текущего изгибного напряжения и коэффициента напряжения]

		• Автоматическая калибровка коэффициента трения в режиме реального времени: вверх, вниз, вращение, в обсаженном и открытом стволе, по всей скважине • Эффективные забойные нагрузки в реальном времени: роторное бурение и слайдирование, нагрузка на долото, момент на долоте, обороты долота, ЭЦП на забое, дифференциальное давление бурового раствора на забое • Определение оптимальных режимов бурения на основе текущих коэффициентов трения в стволе скважины • Веера весов при бурении и СПО в режиме реального времени: тренд веса на крюке, момента, ЭЦП и анализ тренда коэффициентов сопротивления с возможностью сравнения с каротажными данными по глубине, литологии, МСП, давлению и т. д.
Анализ технологических данных бурения в режиме реального времени	Прогнозирование риска прихвата	Выявление предпосылок прихвата бурильной колонны: анализ трендов коэффициентов трения (вверх, вниз, вращение) в обсаженном и открытом стволе, всей скважины; накопленная извилистость траектории скважины; степень очистки ствола скважины; затяжки, просадки, колебания оборотов/поверхностного крутящего момента/интенсивность подклинок; кривая риска прихвата: анализ аномальных тенденций ключевых операционных параметров и тенденция цифрового двойника прогнозируемого отклонения от измеренного. Дорожная карта осложнений на основе статистики по ранее пробуренным скважинам на месторождении
	Предиктивный анализ проявлений и поглощений	• Выявление предпосылок проявления на ранних стадиях: тренды аномального давления, мониторинг объема раствора в емкостях, сравнительный анализ расхода на основе датчиков на входе и выходе, газосодержание промывочной жидкости, • определение затяжек и посадкой бурильной колонны, мониторинг отклонений объема жидкости в затрубном пространстве при спускоподъемных операциях (ожидаемые и прогнозируемые значения в листе долива). • Кривая риска проявления и поглощения. Мониторинг и оценка ЭЦП: мониторинг диапазона плотности бурового раствора режиме реального времени, график давления в затрубном пространстве в сравнении с пластовым давлением и минимальным горизонтальным напряжением, график давления ГРП. • Дорожная карта геологических осложнений по ранее пробуренным скважинам: интервалы с известными проблемами
	Анализ подклинок	Определение интенсивности подклинок и вероятности их возникновения на основе операционных параметров. Возможность определения типа вибрации КНБК (динамические переходные процессы) на основе фактических измерений акселерометра в скважине в режиме реального времени.
	Анализ устойчивости ствола скважины	Анализ устойчивости ствола скважины: обновляется на основе текущей траектории ствола скважины и градиентов ГРП; определение устойчивости ствола скважины с учетом текущих зенитных и азимутальных углов; возможность оценки механических свойств породы на основе каротажа в реальном времени, преобразование динамических свойств в статические для переоценки устойчивости ствола скважины и градиентов ГРП онлайн
	Анализ удельной механической энергии разрушения горной породы (MSE)	Оценка MSE в реальном времени на основе эффективных скважинных нагрузок. MSE на основе текущих данных бурения. Вероятность завихрения долота на основе анализа тренда MSE, МСП, коэффициентов трения и текущих режимно-технологических параметров
	Анализ усталостного износа бурильной колонны	Оценка усталостного износа для каждого компонента бурильной колонны. Накопленная после проходки усталость фиксируется в виде «трубная мера»
	Виртуальные скважинные датчики	• ННД на забое • Момент на долоте

Анализ технологических данных бурения в режиме реального времени	Оповещения и предупреждения	• ЭЦП и забойное давление Возможность оповещения оператора в случае отклонения фактических значений параметров бурения от проектных, обнаружения ранних признаков плохой очистки ствола скважины, отклонения от запланированной траектории/геометрии скважины и т. д.
	Повышение производительности операционной деятельности	• Контроль оптимальных режимных параметров: ННД, МСП, обороты ротора, расход, противодействие на поверхности, дифференциальное давление и т. д. • Рекомендации и оценка успешности действий по снижению последствий на основе предписывающей аналитики • Настраиваемые автоматические рекомендации по предотвращению осложнений • Анализ соответствия операционным стандартам и программам бурения в режиме реального времени, КПЭ и уведомления о нарушениях • Автоматизированная идентификация, уведомление и отчетность по НПВ и ННВ в режиме онлайн • База данных и статистика по зафиксированным и геологическим осложнениям при бурении • Сравнительный анализ работы бригад • Анализ графика глубина-день: расчет опережения/отставания; отображением осложнений на конкретном интервале
	Автоматизированные КПЭ	• Отслеживание и сравнительный анализ производительности работы буровых бригад с помощью, следующих КПЭ: операции при бурении, СПО, свинчивании и развинчивании соединений • Автоматический расчет следующих КПЭ: время и скорость спуска и подъема свечей/труб (подъем и спуск в открытом и обсаженном стволе), время на свинчивание и развинчивание при бурении и СПО, средняя скорость проходки (общая, роторное бурение, слайдирование, на забое), среднее время циркуляции, промывки, проработки на свечу/трубу • Производительность подрядчика по ННВ: анализ соответствия плановой и фактической траектории, анализ столкновений
	Отчетность	• Автоматически генерируемая отчетность: суточная/рейсовая/секционная. • Вывод в форматах PPT / XLS / CSV / PDF / LAS • Настраиваемый отчетный период • Автоматическая генерация отчетности позволяет полностью избавиться от фальсификации данных. Комментарии могут быть добавлены отдельно
Пост-анализ	Мультискважинный анализ	• Настраиваемые фильтры для сортировки анализируемых скважин (по месторождению, типу и профилю скважины, секции и т. д.) • Сравнение скважин по технологическим параметрам, данным LWD, шламограммам • Сравнение скважин по графику глубина-день • Сравнение КПЭ: средняя, максимальная и эффективная МСП, проходка, время циркуляции, среднее время на операцию, гистограммы сравнения времени свинчивания и развинчивания, НПВ при бурении • Сравнение КПЭ по спускоподъемным операциям: средняя скорость спускоподъемных операций, среднее время нахождения в клиньях, НПВ при СПО
	Симуляция данных/Ретроспективный анализ	1. Воспроизведение полного цикла строительства пробуренной скважины 2. Оценка состояния ствола скважины и определение осложненных интервалов 3. Полный набор КПЭ

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

Интервал, м		Вид технологической операции	Способ бурения	Условный номер КНБК (см. табл. 8.2)	Режимы бурения		
от (верх)	до (низ)				осевая нагрузка, тс	скорость вращения, об/мин	расход бурового раствора, л/с
1	2	3	4	5	6	7	8
0	367	бурение, проработка	ротор	1	2-5	60 - 80	45 - 65
367	1100	бурение, проработка	Ротор, ВЗД	2	8-16	80 - 120	35 - 45
1100	2990	бурение, проработка	РУС, ВЗД	3	6-12	80 - 120 (120 - 350)	25 - 35
2990	3200	бурение, проработка	РУС, ВЗД	4	4-9	80 - 120 (120 - 350)	20 - 30
2900	4270	бурение, проработка	РУС, ВЗД	5	2-5	80 - 120 (120 - 350)	10 - 20
Пилотный ствол		отбор керна	Ротор, ВЗД	6	4-8	60-80	18 - 28

Таблица 8.2. Компоновка низа бурильных колонн (КНБК)

Условный номер КНБК	Элементы КНБК (до бурильных труб)						суммарная длина КНБК, м	суммарная масса КНБК, кг
	номер по порядку	типоразмер, шифр	расстояние до глубины уста- новки, м	техническая характеристика				
				наружный диаметр, мм	длина, м	Масса		
1	2	3	4	5	6	7	9	10
1	1	Долото 558,8 мм	0	558,8	0,60	430,0		
	2	Наддолотный переводник	0,60	241,3	0,20	240,0		
	3	241.3 мм УБТ	0,80	241,3	3,00	250		
	4	Стабилизатор 557.2 мм	3,80	557,2	7,00	400		
	5	УБТ 241,3	10,80	241,3	9,50	3069		
	6	Переводник	20,30	241	1,00	250		
	7	УБТ 203,2	21,30	203,2	100,00	23800		
	8	ЯСС 203,2	121,30	203,2	5,60	1333		
	9	короткая УБТ 203,2	126,90	203,2	4,60	1095		
	10	Переводник	131,50	203,2	1,00	238		
	11	ТБТ 127	132,50	127,0	85,00	6137	217,5	37,2
2	1	Долото 393,7	0	393,7	0,40	80,0		
	2	Наддолотный перводник	0,4	230,0	0,91	227,5		
	3	УБТ 241,3	1,3	241,3	8,78	2838		
	4	Стабилизатор 393	10,1	393,0	2,05	491		
	5	УБТ 241,3	12,1	241,3	8,92	2883		
	6	Переводник	21,1	209,5	0,78	195		
	7	УБТ 203,2	21,8	209,5	100,94	24009		
	8	ЯСС 203,2	122,8	203,2	5,65	1352		
	9	короткая УБТ 203,2	128,4	203,2	4,65	1106		
	10	Переводник	133,1	203,2	0,79	189		
	11	ТБТ 127	133,9	127,0	84,54	6104	218,41	39,47
3	1	Долото 295,3	0	295,3	0,25	75		
	2	ВЗД 244,5	0,25	244,5	9,71	2955,724		
	3	УБТ 203,2	9,96	203,2	9,22	2053		
	4	Стабилизатор 293,7	19,18	293,7	1,68	402		
	5	УБТ 203,2	20,86	203,2	9,22	2053		
	6	Стабилизатор 293,7	30,08	293,7	1,69	404		
	7	УБТ 203,2	31,77	203,2	91,62	20404		
	8	ЯСС 203,2	123,39	203,2	10,38	2484		
	9	УБТ 203,2	133,77	203,2	18,17	4348		
	10	Переводник	151,94	203,2	0,79	189		

Условный номер КНБК	Элементы КНБК (до бурильных труб)						суммарная длина КНБК, м	суммарная масса КНБК, кг
	номер по порядку	типоразмер, шифр	расстояние до глубины уста- новки, м	техническая характеристика				
				наружный диаметр, мм	длина, м	Масса		
1	2	3	4	5	6	7	9	10
	11	ТБТ 127	152,73	178,0	84,54	6121	237,3	41,5
4	1	Долото 215,9	0	215,9	0,29	35,0		
	2	РУС	0,29	170	4,1	750,0		
	3	Фильтр переводник	4,39	172,0	1,01	260		
	4	Переводник	5,40	170,9	0,43	55		
	5	Забойный двигатель	5,83	177,8	8,97	1200		
	6	Циркуляционный переводник	14,80	171,5	0,75	70		
	7	короткая НУБТ 203,2	15,55	165,0	3,67	877		
	8	MWD	19,22	173,0	10,37	1145		
	9	НУБТ 203,2	29,59	165,0	9,45	1500		
	10	ТБТ 127	39,04	127,0	84,38	11476		
	11	165,1 мм Ясс	123,42	165,0	9,50	1400		
	12	ТБТ 127	132,92	127,0	121,67	16547	254,6	35,3
5	1	Бурильная головка 215,9/101,6	0	215,9	0,4	30		
	2	Керноотборник	0,4	171,4	18,3	2219		
	3	Стабилизатор 215,1 мм	18,7	215,1	1,8	340		
	4	УБТ 203,2	133,8	203,2	18,17	4348		
	5	ТБТ 127	39,0	127,0	84,38	11476		
	6	165,1 мм Ясс	123,4	165,0	9,50	1400		
	7	ТБТ 127	132,9	127,0	121,67	16547	254,6	36,4
6	1	Долото PDC 152,4	0,0	152,4	0,19	25		
	2	РУС	0,2	120,7	4,06	283		
	3	120,7 мм гладкий приёмник	4,3	120,7	1,5	104		
	4	Электромагнитная система MWD/LWD	5,8	120,7	28,3	1966		
	5	Стабилизатор 149,2 мм (5 7/8" STB)	34,0	149,2	1,47	102		
	6	88,9 мм ТБТ (3 1/2" HWDP)	35,5	88,9	109,7	3894	-	
	7	120,7 мм Ясс (4 3/4" JAR)	145,2	120,7	9	650		
	8	88,9 мм ТБТ (3 1/2" HWDP)	154,33	88,9	109,68	3893,64	264,0	10,9

Примечание:

- При разбуривании цементных стаканов и проработке возможно использование трёхшарошечных долот;
- При бурении применяется «маятниковая» компоновка. При проработке ствола в КНБК устанавливается дополнительный наддолотный калибратор;

- Фактическая КНБК при необходимости может быть изменена по согласованию в зависимости от состояния ствола скважины, будет уточнена в программе бурения;
- Тип используемых долот при необходимости может быть изменен согласно режиму бурения, по согласованию с недропользователем;
- При проводке скважины возможно применение системы вертикального бурения PowerV для сохранения вертикальной траектории;
- Возможна установка в КНБК наддолотного амортизатора.

Таблица 8.3. Потребное количество элементов КНБК

Типоразмер, шифр или краткое название элемента КНБК	Вид технологической операции (бурение, отбор керна, расширка, проработка)	Интервал работ по стволу, м		Потребное количество на интервал, шт. (для УБТ комплектов)
		от (верх)	до (низ)	
1	2	3	4	7
Долото 558,8 мм	Бурение, проработка	0	367	1
241.3 мм УБТ	Бурение, проработка	0	367	1 комплект
Стабилизатор 557.2 мм	Бурение, проработка	0	367	1
ЯСС 203,2	Бурение, проработка	0	367	1
УБТ 203,2	Бурение, проработка	0	367	1 комплект
ТБТ 127	Бурение, проработка	0	367	1 комплект
Долото 393,7 мм	Бурение, проработка	367	1100	2
Долото 393,7 мм шарошечное	Бурение, проработка	367	1100	2
УБТ 241,3	Бурение, проработка	367	1100	1 комплект
УБТ 203,2	Бурение, проработка	367	1100	1 комплект
Стабилизатор 393	Бурение, проработка	367	1100	2
ЯСС 203,2	Бурение, проработка	367	1100	1 комплект
ТБТ 127	Бурение, проработка	367	1100	1 комплект
Долото 295,3 мм PDC	Бурение, проработка	1100	2990	4
Долото 295,3 мм шарошечное	Бурение, проработка	1100	2990	2
УБТ 203,2	Бурение, проработка	1100	2990	1 комплект
Стабилизатор 293,7	Бурение, проработка	1100	2990	2
УБТ 203,2	Бурение, проработка	1100	2990	1 комплект
ЯСС 203,2	Бурение, проработка	1100	2990	1
ТБТ 127	Бурение, проработка	1100	2990	1 комплект
Долото 215,9 мм PDC	Бурение, проработка	2990	3200	4
Долото 215,9 мм шарошечное	Бурение, проработка	2990	3200	2
Фильтр переводник	Бурение, проработка	2990	3200	1
178 мм УБТ	Бурение, проработка	2990	3200	1 комплект
ТБТ 127	Бурение, проработка	2990	3200	1 комплект
165,1 мм Ясс	Бурение, проработка	2990	3200	1
Бурильная головка 215,9/101,6	Отбор керна	2990	3200	4
Керноотборник	Отбор керна	2990	3200	1
Стабилизатор 215,1 мм	Отбор керна	2990	3200	1
Долото PDC 152 мм	Бурение, проработка	2900	4270	1
120,7 мм гладкий приёмник	Бурение, проработка	2900	4270	1
Электромагнитная система MWD/LWD	Бурение, проработка	2900	4270	1 комплект
Стабилизатор 149,2 мм (5 7/8" STB)	Бурение, проработка	2900	4270	1
88,9 мм ТБТ (3 1/2" HWDP)	Бурение, проработка	2900	4270	1 комплект
120,7 мм Ясс (4 3/4" JAR)		2900	4270	1

Таблица 8.4. Рекомендуемые бурильные трубы

Обозначение бурильной трубы	Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Марка (группа прочности) материала	Тип замкового соединения	Количество труб, м
1	2	3	4	5	6
СБТ 127 мм	127	9,19	S-135	NC-50	4000
СБТ 88,9 мм	88,9	9,35	S-135	NC-38	1300
СБТ 73,03 мм	73,03	9,195	S-135	XT-26	1400

Таблица 8.5. Конструкция бурильных колонн

Вид технологической операции (бурение скважины, спуск частей обсадной колонны, разбуривание цемента)	Интервал по стволу, м		Допустимая глубина спуска на клиньях, м	Номер секции бурильной колонны снизу вверх без КНБК	Характеристика бурильной трубы					Длина секции, м	Масса, т		Коэффициент запаса прочности трубы на	
	от (верх)	до (низ)			тип (шифр)	наружный диаметр, мм	марка (группа прочности) материала	толщина стенки, мм	тип замкового соединения		секции	нарастающая с учетом КНБК	статическую прочность	выносливость
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
бурение	0	367	367	1	СБТ	127	S-135	9,19	NC-50	149,5	4,3	41,6	5,92	>>1,5
бурение	367	1100	1100	1	СБТ	127	S-135	9,19	NC-50	1100,0	31,9	31,9	7,71	>>1,5
бурение	1100	2990	2990	1	СБТ	127	S-135	9,19	NC-50	2753	79,8	121,3	2,03	>>1,5
бурение	2990	3200	3200	1	СБТ	88,9	S-135	9,35	NC-38	68,41	1,4	36,8	6,0	>>1,5
				2	СБТ	127	S-135	9,19	NC-50	3000	87	123,8	1,99	>>1,5
бурение	2900	4270	4270	1	СБТ	88,9	S-135	9,35	NC-38	1270	26,7	26,7	8,3	>>1,5
				3	СБТ	127	S-135	9,19	NC-50	3000	87	113,7	2,16	>>1,5

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

Названия обсадной колонны	Интервал, м		Характеристика бурильных труб, УБТ				
	от (верх)	до (низ)	тип (шифр)	наружный диаметр, мм	марка (группа прочности) материала	толщина стенки/для УБТ внутренний диаметр, мм	тип замкового соединения (присоединительной резьбы)
1	2	3	4	5	6	7	8
Кондуктор	0	367	241.3 УБТ	241.3	AISI 4145 Н	76,2	7-5/8" Reg
			203,2 УБТ	203.2	AISI 4145 Н	76,2	6-5/8" Reg
			ТБТ 127	127	S-135	25,4	NC-50
			СБТ 127	127	S-135	9,19	NC-50
Промежуточная	367	1100	241.3 УБТ	241.3	AISI 4145 Н	75.7	7-5/8" Reg
			203,2 УБТ	203.2	AISI 4145 Н	61.6	6-5/8" Reg
			ТБТ 127	127	S-135	25.4	NC-50
			СБТ 127	127	S-135	9,19	NC-50
Эксплуатационная	1100	2990	203,2 УБТ	203.2	AISI 4145 Н	76,2	6-5/8" Reg
			203,2 НУБТ	203.2	AISI 4145 Н	76,2	6-5/8" Reg
			ТБТ 127	127	S-135	25.4	NC-50
			СБТ 127	127	S-135	9,19	NC-50
Эксплуатационная колонна (хвостовик)	2990	3200	171 НУБТ	171	AISI 4145 Н	53.5	4 1/2" IF
			СБТ 88,9	88,9	S-135	9,35	NC-50
			ТБТ 127	127	S-135	25.4	NC-38
			СБТ 127	127	S-135	9,19	NC-50
Хвостовик	2900	4270	ТБТ 88,9	88,9	S-135	11,4	NC-38
			СБТ 88,9	88,9	S-135	9,35	NC-38
			ТБТ 127	127	S-135	25.4	NC-50
			СБТ 127	127	S-135	9,19	NC-50

Таблица 8.7. Оснастка талевой системы

Интервал по стволу, м		Название технологической операции (бурение, спуск обсадной колонны)	Тип оснастки М ' К	
от (верх)	до (низ)		М	К
1	2	3	4	5
0	4270	бурение, спуск обсадной колонны	6	7

Таблица 8.8. Режим работы буровых насосов

Интервал, м		Вид технологической операции (бурение, проработка, промывка и т.д.)	Тип буровых насосов	Количество насосов, шт.	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
от (верх)	до (низ)				коэффициент использования гидравлической мощности	диаметр цилиндровых 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
1100	2990	бурение	F-1600	2	0.52	152,4 (6")	32.20	0.9	97	25	50
2990	3200	бурение	F-1600	1	0.31	152,4 (6")	32.20	0.9	78	20	40
2900	4270	бурение	F-1600	1	0.33	152,4 (6")	32.20	0.9	78	20	20

Таблица 8.9. Распределение потерь давлений в циркуляционной системе буровой

Интервал, м		Вид технологической операции (см. табл. 8.9)	Давление на стоянке в конце интервала, МПа	Потери давлений (МПа) для конца интервала в			
от (верх)	до (низ)			элементах КНБК	бурильной колонне	кольцевом пространстве	обвязке буровой установки
1	2	3	4	5	6	7	8
1100	2990	бурение	10	3	5,5	1,5	0,5
2990	3200	бурение	10	4	4,0	1,5	0.5
2900	4270	бурение	18	4	12	2	0.10

Таблица 8.10. Гидравлические показатели промывки

Интервал, м		Вид технологической операции (см. табл. 8.9)	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с/см ²	Схема промывки долота (центральная, периферийная, комбинированная)	Скорость истечения, м/с	Мощность, потребляемая на долоте, л. с.
от (верх)	до (низ)						
1	2	3	4	5	6	7	8
1100	2990	Бурение, проработка, промывка	0.60	0.053	Периферийная	56	0
2990	3200	Бурение, проработка, промывка	0.90	0.073	Периферийная	59	1100
2900	4270	Бурение, проработка, промывка	1.47	0.096	Периферийная	46	3450

9. КРЕПЛЕНИЕ СКВАЖИН

9.1. Обсадные колонны

Крепление скважины обсадными колоннами следует производить в соответствии с “Методическими указаниями по креплению нефтяных и газовых скважин”, “Инструкцией по испытанию обсадных колонн на герметичность” и с учетом рекомендаций фирм поставщиков, если они не противоречат нормам и правилам РК.

Расчет обсадных колонн произведен в соответствии с “Инструкцией по расчету обсадных колонн” по максимальным значениям избыточных наружных и внутренних давлений, а также осевых нагрузок.

Пластовые давления приняты на основании таблицы 4.8. Расчёт избыточных давлений произведён с учётом данных таблиц 4.9, 4.11.

В интервале 2947 – 2970 м при газовом факторе $175,3 \text{ м}^3/\text{м}^3$, содержание сероводорода в растворённом газе – 0,12%. При максимальном пластовом давлении 33,6 МПа парциальное давление H_2S составит 0,04 МПа. В соответствии с Приложением 8 Правил обеспечения промышленной безопасности возможно сероводородно-коррозионное растрескивание (СКР).

Материал обсадных труб должен соответствовать стандарту NACE MR-01-75, а методы испытаний на стойкость к сульфидному коррозионному растрескиванию под напряжением – стандарту ТМ 0177

Прочностные характеристики обсадных труб приняты по инструкции, стандартам API и техническим условиям фирм поставщиков.

Выбор обсадных труб

Прочность обсадных колонн с устьевым оборудованием и противовыбросовым оборудованием (далее - ПВО) должны обеспечивать безопасность при:

- 1) герметизации устья и задавке скважины при ликвидации ГНВП, выброса, открытого фонтанирования;
- 2) воздействие гидростатического и динамического давления бурового раствора, максимальной плотности, находящейся в колонне;
- 3) воздействие максимальных сминающих нагрузок при ГНВП, открытого фонтанирования, зон поглощения и текучести;
- 4) воздействие вертикальных нагрузок на растяжение и смятие.

Конструкция устья скважины и колонной головки с целью предупреждения и ликвидации аварий и ГНВП предусматривают:

1) подвеску с расчетной натяжкой промежуточных и эксплуатационных колонн с учетом компенсации температурных деформаций на стадиях работы скважины (колонны), и подвеску колонны бурильных труб на ПВО;

2) контроль за флюидопроявлениями за обсадными колоннами;

3) возможность аварийной задавки скважины.

Допустимо применение обсадных труб и их соединений по стандарту 5СТ АНИ или фирменных с аналогичной характеристикой, а также обсадных труб из стали других групп прочности и толщин стенок, при условии обеспечения ими нормативных коэффициентов запаса прочности при соответствующих избыточных давлениях и отвечающих условиям эксплуатации скважины

№	Исходные данные для расчета	Назначение колонны			
		Кондуктор	Промежуточная	Эксплуатационная	Эксплуатационный хвостовик
1	Диаметр колонны d, мм	425,45	323,9	244,5	177,8
2	Диаметр ствола скважины D, мм (м)	558,8	394	295,3	215,9
3	Интервал спуска колонны по вертикали, м	0 - 367	0 - 1100	0 - 2826	1923 - 2952
4	Интервал спуска колонны по стволу, м	0 - 367	0 - 1100	0 - 2990	2000 - 3323
5	Удельный вес бурового раствора, г/см ³	1,23	1,38	1,22	1,22
6	Удельный вес пластового флюида, г/см ³	1,15	1,15	0,72	0,72
7	Удельный вес жидкости при испытании колонны на герметичность, г/см ³	1,21	1,23	1,38	1,0

Интервал, м		Пластовое давление, МПа
от (верх)	до (низ)	
0	76	0,7
76	204	1,8
204	285	2,6
285	316	3,2
316	747	7,7
747	1171	12,3
1171	1484	15,9
1484	1819	23,0
1819	2822	31,6
2822	3000	33,6

Таблица 9.1. Способы расчеты наружных давлений и опрессовки обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска (см. табл. 5.2, гр. 1)	Признаки: ДА, НЕТ			Опрессовочный агент	
	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/см ³
		пластовому давлению	столбу бурового раствора		
1	2	3	4	5	6
1	нет	да	нет	буровой раствор	1,21
2	нет	да	нет	буровой раствор	1,23
3	нет	да	нет	буровой раствор	1,38
4				вода	1,01

Наружное давление, МПа

Глубина	Пластовое	Гидростатическое	Максимальное	Минимальное
367	3.3	3.88	3.88	3.28

Наружные избыточные давления при бурении

Глубина, м	Расчетная формула	Давление, МПа
367	$P_{\text{наружное_избыточное}} := P_{\text{наружное_тах}} - P_{\text{внутреннее_мин}}$	3.88

Расчёт произведён на полное опорожнение колонны

Внутреннее давление, МПа

Максимальное внутреннее давление – давление опрессовки колонны – 6,5 МПа

Внутренние избыточные давления при опрессовке

Глубина, м	Расчетная формула	Давление, МПа
0	$P_{\text{внутреннее_избыточное}} := P_{\text{внутреннее_тах}} + P_{\text{жидкость_опрессовки}} \cdot Z - P_{\text{наружное_мин}}$	6,5
367		7,1

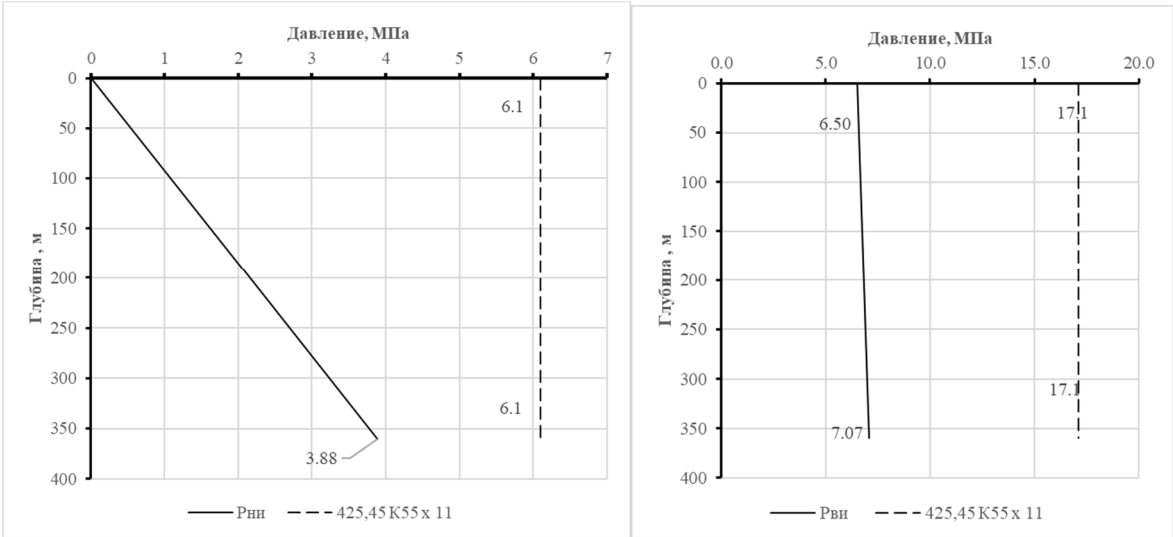


Рисунок 9-1. Распределение избыточных давлений (кондуктор)

Наружное давление, МПа

Глубина	Пластовое	Гидростатическое	Максимальное	Минимальное
367	3.6	3.88	3.88	3.64
747	7.7	8.06	8.06	7.69
1100	11.5	11.87	11.87	11.55

Наружные избыточные давления при бурении

Глубина, м	Расчетная формула	Давление, МПа
367	$P_{\text{наружное_избыточное}} := P_{\text{наружное_тах}} - P_{\text{внутреннее_мин}}$	10.2
747		10.5
1100		10.9

Расчёт произведён на полное опорожнение колонны

Внутреннее давление, МПа

Максимальное внутреннее давление – давление опрессовки колонны – 7,5 МПа

Внутренние избыточные давления при опрессовке

Глубина, м	Расчетная формула	Давление, МПа
0	$P_{\text{внутреннее_избыточное}} := P_{\text{внутреннее_тах}} +$	7.5
367	$+ P_{\text{жидкость_опрессовки}} \cdot g \cdot Z - P_{\text{наружное_мин}}$	8.2
747		8.8
1100		9.2

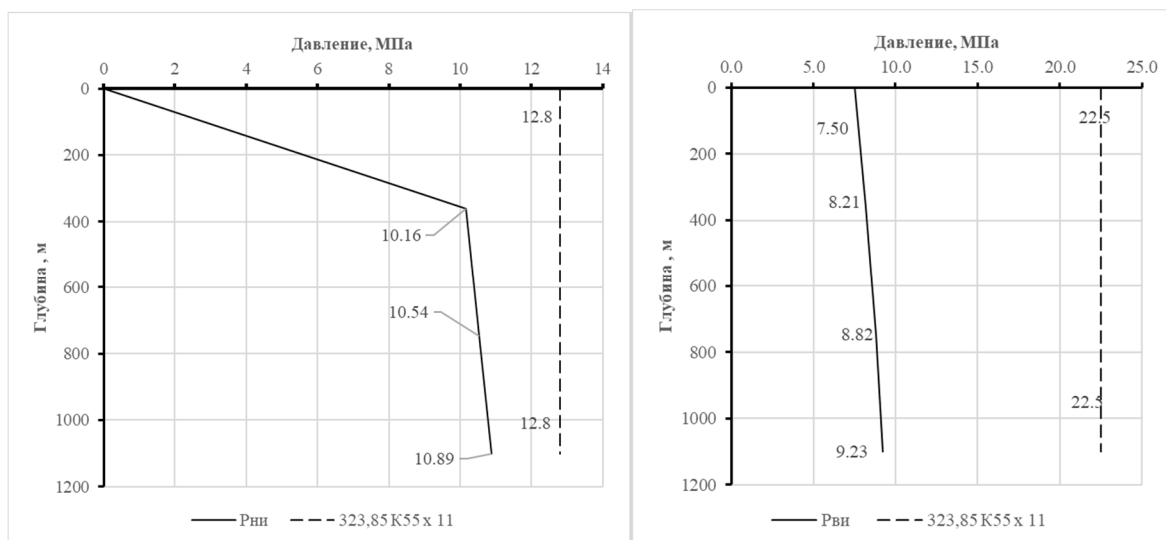


Рисунок 9-2. Распределение избыточных давлений (промежуточная колонна)

Наружное давление, МПа

Глубина	Пластовое	Горное	Максимальное	Минимальное
1100	11.8	-	11.87	11.76
1500	19.0	32	32.37	16.19
2782	16.8	60	60.21	16.78

Наружные избыточные давления при бурении

Глубина, м	Расчетная формула	Давление, МПа
1100	$P_{\text{наружное_избыточное}} := P_{\text{наружное_max}} - P_{\text{внутреннее_min}}$	2,70
1500		19,87
2782		36,56

Расчёт произведён на случай перелива скважины при открытом устье при НГП

Внутреннее давление, МПа

Максимальное внутреннее давление – устьевое давление при НГП – 26 МПа

Внутренние избыточные давления при опрессовке

Глубина, м	Расчетная формула	Давление, МПа
0	$P_{\text{опр}} := 1,1 \cdot P_{\text{внутреннее_min}}$	28,6
1100		31,3
1500		32,1
2826	$P_{\text{внутреннее_избыточное}} := P_{\text{опр}} + \rho_{\text{жидкость_опрессовки}} \cdot Z - P_{\text{наружное_min}}$	49,0

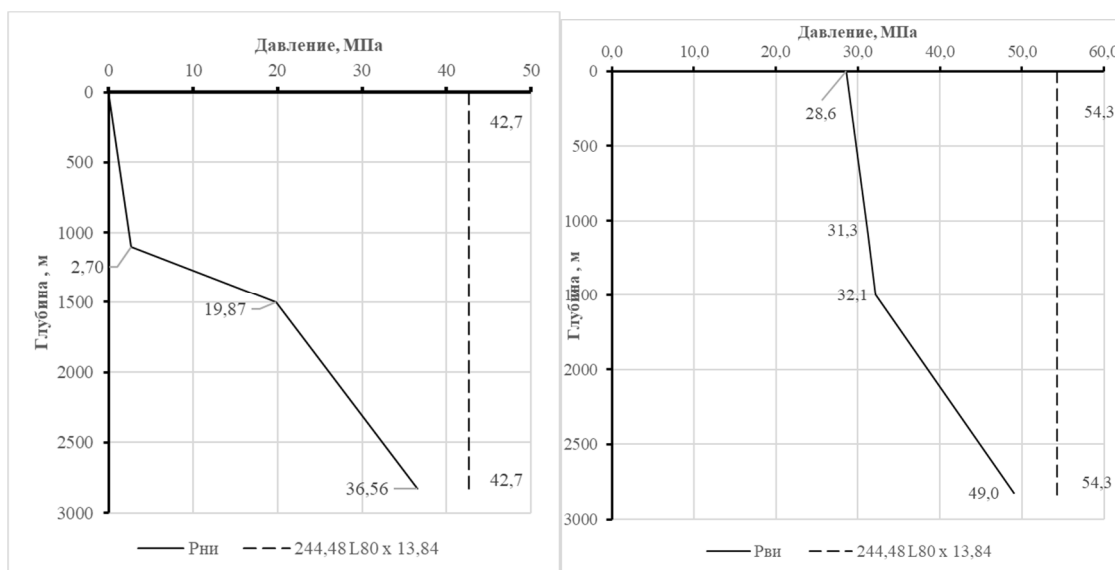


Рисунок 9-3. Распределение избыточных давлений (эксплуатационная колонна)

Наружное давление, МПа

Глубина	Пластовое	Гидростатическое	Максимальное	Минимальное
2000	22,4	21,58	22,37	21,58
2821	31,5	30,44	31,55	30,44
2952	33,0	31,86	33,01	31,86

Наружные избыточные давления при бурении

Глубина, м	Расчетная формула	Давление, МПа
2000	$P_{\text{наружное_избыточное}} := P_{\text{наружное_тах}} - P_{\text{внутреннее_min}}$	38,06
2821		39,19
2952		39,37

Расчёт произведён на случай перелива скважины при открытом устье при НГП

Внутреннее давление, МПа

Максимальное внутреннее давление – устьевое давление при НГП – 26 МПа

Внутренние избыточные давления при опрессовке

Глубина, м	Расчетная формула	Давление, МПа
0	$P_{\text{опр}} := 1,1 \cdot P_{\text{внутреннее_min}}$	28,6
2000		26,6
2821	$P_{\text{внутреннее_избыточное}} := P_{\text{опр}} +$ $+ \rho_{\text{жидкость_опрессовки}} \cdot Z - P_{\text{наружное_min}}$	25,8
2952		25,7

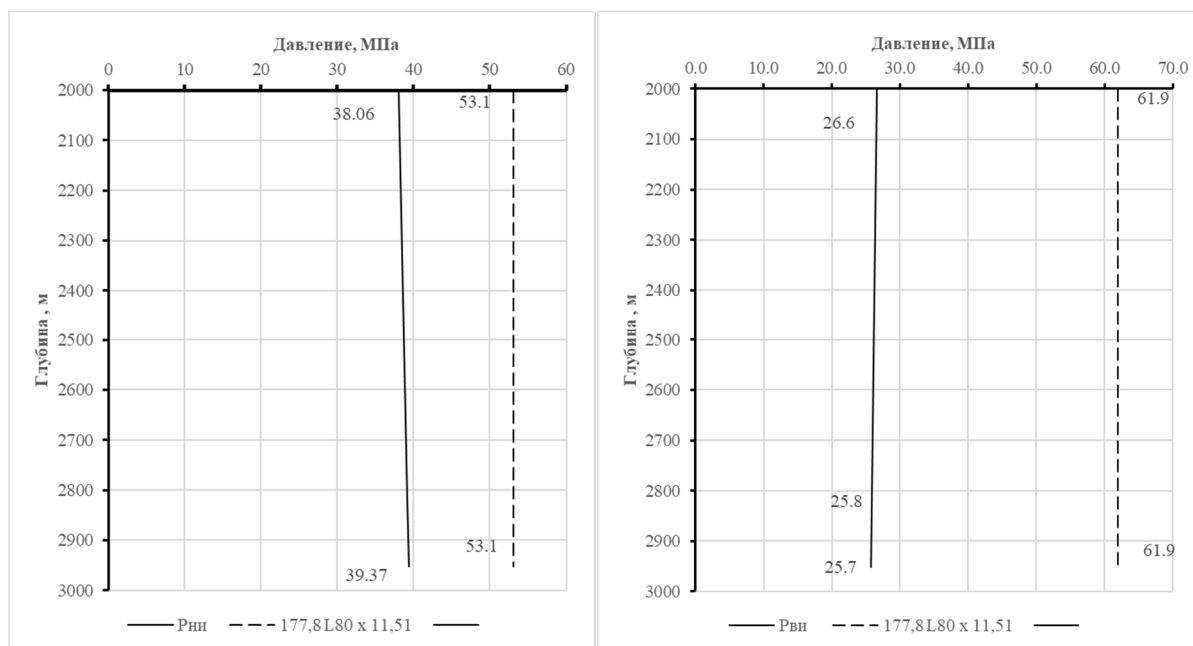


Рисунок 9-4. Распределение избыточных давлений (эксплуатационный хвостовик)

Таблица 9.2. Распределение давлений по длине колонны

Номер колонны в порядке спуска (см. табл.гр.1)	Название колонны	Распределение избыточных давлений по длине раздельно спускаемой части колонны					
		глубина, м		наружное, МПа		внутреннее, МПа	
		от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Кондуктор	0	367	0	3,88	6,5	6,7
2	Промежуточная колонна	0	1100	0	10,89	7,5	9,4
3	Эксплуатационная колонна	0	2990	0	36,56	28,6	49,0
4	Эксплуатационная колонна (хвостовик)	2000	3200	38	39,37	26,6	25,7
5	Эксплуатационный хвостовик Ø 114,3 мм	2900	4270	38	39,37		

Таблица 9.3. Рекомендуемые типоразмеры обсадных труб

Характеристики обсадных труб					Рекомендуется к использованию: ДА, НЕТ
Наружный диаметр, мм (см. табл. 5.3, гр. 5)	производство: отечественное, импортное	условный код типа соединения (см. табл. 5.3, гр. 11 и табл. 17.2, гр. 4)	марка (группа прочности) труб	толщина стенки, мм	
1	2	3	4	5	6
426,0	ISO	ОТТМ/ BTC	K55 или ГОСТ «Д»	11	да
323,9	ISO	ОТТМ/ BTC	K55 или ГОСТ «Д»	11	да
244,5	ISO	ОТТГ/ Premium	L80	13.84	да
177,8	ISO	ОТТГ/ Premium	L80	11.51	да
114,3	ISO	ОТТГ/Premium	T95.1	8.56	да

Таблица 9.4. Параметры обсадных труб

Номер колонны в порядке спуска (см. табл. 5.2, гр. 1)	Интервал установки равнопрочной секций, м		Длина секций, м	Масса секции, т	Нарастающая масса, т	Характеристика обсадной трубы				Коэффициенты запаса прочности при		
						номинальный наружный диаметр, мм	код типа соединения (см. табл. 16.2 гр. 2, 4)	марка (группа прочности) материала труб	толщина стенки, мм	избыточности давления		растяжения
	от (верх)	до (низ)								наружном	внутреннем	
1	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1	0	367	367	41.5	41.5	426	ОТТМ/ BTC	K55 или ГОСТ «Д»	11	1.6	2.42	13.1
2	0	1100	1100	95.8	95.8	323.9	ОТТМ/ BTC	K55 или ГОСТ «Д»	11	1.175	2.44	4.3
3	0	2990	2990	237.3	237.3	244.5	ОТТГ/ Premium	L80	13.84	1.156	1.12	2.3
4	2000	3200	1330	63.3	63.3	177.8	ОТТГ/ Premium	L80	11.51	1.35	2.32	5.2
	2900	4270	1270	28.7	28.7	114.3	ОТТГ/ Premium	T95.1	8.56	>1.25	>1.1	26.5

Примечание: допустимо применение обсадных труб и их соединения по стандарту ISO 11960 или фирменных с аналогичной характеристикой, а также обсадных труб из стали других групп прочности и толщин стенок, при условии обеспечения ими нормативных коэффициентов запаса прочности при соответствующих избыточных давлениях и отвечающих условиям эксплуатации скважины.

Таблица 9.5 Суммарная масса обсадных труб

Характеристика трубы		Масса труб с заданной характеристикой, т		
код типа соединения	условное обозначение трубы по ГОСТ 632-80; условное обозначение муфты по ГОСТ 632-80	теоретическая	с плюсовым допуском	с нормативным запасом
1	2	3	4	5
ОТТМ/ BTC	426 K55-11 или ГОСТ «Д»	41.51	43.58	45.76
ОТТМ/ BTC	323,9 K55-11 или ГОСТ «Д»	95.77	100.55	105.58
ОТТГ/ Premium	244,5 L80-13,84	237.27	249.13	261.59
ОТТГ/ Premium	177,8 L80-11,51	63.33	66.50	69.83
ОТТГ/ Premium	114,3 T95.1-8,56	28.73	30.16	31.67

Примечание:

ОТТМ/BTC — тип соединения обсадных труб с трапецидальной резьбой. Возможна замена BC — тип упорного соединения обсадных труб с трапецидальной резьбой.

ОТТГ/Premium — тип соединения обсадных труб с трапецидальной резьбой и узлом уплотнения «металл- металл». Возможно применение резьбового соединения премиум- класса, соответствующее стандарту ISO CAL IV, фирменного премиального соединения завода-изготовителя.

Таблица 9.6. Технологическая оснастка обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Элементы технологической оснастки колонны			Суммарные на колонну
		наименование, шифр, типоразмер	интервал установки по стволу, м		количество, шт
			от (верх)	до (низ)	
1	2	3	4	5	6
1	Кондуктор Ø 426,0 мм	426,0 мм направляющий башмак	0	367	1
		Обратный клапан тип ЦКОД. 1-426,0		340	1
2	Промежуточная колонна Ø 323,9 мм	323,9 мм направляющий башмак		1100	1
		Обратный клапан тип ЦКОД. 1-323,9		1080	1
		323,9 мм центраторы 323,9 /394-1	0	1100	12
3	Эксплуатационная колонна Ø 244,5 мм	245 мм направляющий башмак тип БКМ-245		2990	1
		Обратный клапан -245		2960	1
		245мм центраторы 245/331	0	2960	32
		Муфта ступенчатого цементирования тип МСЦ-245		1100	1
4	Эксплуатационная колонна (хвостовик) Ø 177,8 мм	Подвеска хвостовика собирается из узлов и элементов оснастки в соответствии с инструкцией завода-изготовителя			
5	Эксплуатационный хвостовик Ø 114,3 мм	Подвеска хвостовика собирается из узлов и элементов оснастки в соответствии с инструкцией завода-изготовителя			

Примечания:

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

** - количество и интервал установки центраторов должно быть откорректировано по результатам геофизических исследований для обеспечения степени центрирования не менее 80%.

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

**** - количество и интервал установки турбулизаторов должно быть откорректировано по результатам геофизических работ.

Таблица 9.7. Режим спуска обсадных труб

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Тип, шифр инструмента для спуска (элеватор, спайдер, спайдер-элеватор)	Интервал глубины с одинаковой допустимой скоростью спуска труб, м		Допустимая скорость спуска труб, м/с	Допустимая глубина спуска труб на клиньях, м	Промежуточные промывки		
			от (верх)	до (низ)			глубина, м	продолжительность, мин	расход, л/с
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Кондуктор Ø 426 мм	Спайдер-элеватор	0	367	0,4-0,3	367	150	1цикл	45
2	Промежуточная Ø 323,9 мм	Спайдер-элеватор	0	1100	0,4-0,3	1100	800	1цикл	45
							1400	1цикл	45
3	Эксплуатационная колонна Ø 244,5мм	Спайдер-элеватор	0	1100	0,7-0,5	2990	350	1 цикл	35
			1100	2990	0,4-0,3		650	1 цикл	35
							1100	1 цикл	35
							2000	1 цикл	35
							3000	1 цикл	35
							2926	1 цикл	35
4	Эксплуатационная колонна (хвостовик) Ø177,8мм	Спайдер-элеватор	0	2990	0,7-0,5	3323	2990	1 цикл	25
			2990	3200	0,4-0,3		3200	1 цикл	25
5	Эксплуатационный хвостовик	Спайдер-элеватор	0	2900	0,4-0,3	4270	2900	1 цикл	25
			2900	4270	0,4-0,3		4270	1 цикл	25

Примечание: глубина промежуточных промывок корректируется по результатам бурения интервалов и геофизических исследований

Таблица 9.8. Опрессовка обсадных труб натяжение эксплуатационной колонны

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Плотность жидкости для опрессовки, г/см ³		Давление на устье скважины при опрессовке, МПа	
		обсадной колонны	цементного кольца	обсадной ко- лонны	цементного кольца
1	2	3	4	5	6
1	Кондуктор Ø 426 мм	1,18		6,5	
2	Промежуточная Ø 323,9 мм	1,23		7,5	
3	Эксплуатационная колонна Ø 244,5 мм	1,38	1,22	28,6	1,1
4	Эксплуатационная колонна (хвостовик) Ø 177,8 мм	1,01		1,4	-

Примечание: давление опрессовки при испытании колонн может корректироваться исходя из фактических пластовых давлений и в соответствии с плотностью опрессовочной жидкости. Опрессовочное давление должно превышать на 10 % максимально возможное внутреннее давление в испытываемом интервале.

9.2. Цементирование обсадных колонн

Таблица 9.9. Общие сведения о цементировании обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны (см. табл. 5.2, гр. 2)	Способ цементирования (прямой, ступенчатый, обратный)	Данные по отдельно спускаемой части колонны			Данные о каждой ступени цементирования				
			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	5	6	7	8	9	10	11	12
1	Кондуктор	прямой	0	367					0	367
2	Промежуточная	прямой	0	1100			20	1	0	1100
3	Эксплуатационная колонна	ступенчатый	0	2990	1100	1	20	1	1100	2990
						2		2	0	1100
4	Эксплуатационная колонна (хвостовик)		2000	3200			20	1	2000	3200

Примечание:

1. интервалы установки муфты для ступенчатого цементирования выбираются по результатам бурения интервала бурения и ГИС. Будут уточнены в программе по цементированию
2. устройства ступенчатого цементирования должны располагаться:
 - а. в обсаженном стволе скважины предыдущей колонной выше башмака ее не менее, чем на 50 метров;
 - б. в необсаженной части скважины - в интервале устойчивых пород с диаметром ствола, близким к номинальному, ниже верхней границе интервала не менее 30-50 метров и выше нижней границы не менее 50-75 метров.

Таблица 9.10. Характеристика жидкостей для цементированния

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, м ³	плотность, г/см ³	время начала схватывания, мин	Время ОЗЦ, ч
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Кондуктор	1	1	Буфер	2	1,02		48
				Тампонажный	56	1,9	240	
				Продавочная жидкость	45	1,18		
2	промежуточная колонна	1	1	Буфер	5	1,02		48
				Тампонажный -1	85	1,6		
				Тампонажный -2	43	1,9	240	
				Продавочная жидкость	86	1,21		
3	эксплуатационная	1	1	Буфер	5	1,02		48
				Тампонажный -1	57	1,9	240	
				Продавочная жидкость	117	1,26		
		2	2	Буфер	5	1,02		48
				Тампонажный -2	28	1,9	240	
				Продавочная жидкость	43	1,26		
4	Эксплуатационная колонна (хвостовик)	1	1	Буфер	5	1,02		48
				Тампонажный -1	20	1,9	240	
				Продавочная жидкость	44	1,26		

Примечания: - Фактические параметры цементного раствора могут меняться в зависимости от состояния ствола скважины. Фактические объемы тампонажных растворов уточняются после проведения геофизических исследований (кавернометрии). Будут уточнены в программе по цементированию.

Таблица 9.11. Компонентный состав жидкостей для цементирования и характеристики компонентов

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Номер ступени (снизу-вверх)	Тип или название жидкости для цементирования	Название компонента	Норма расхода компонента, кг/м ³ , л/м ³
1	2	4	5	6	7
1	Кондуктор	1	буфер	Вода	1000
			Тампонажный	ПЦТ I-G-CC-1	1230
				Ускоритель схватывания	1-3 % к массе сухого цемента
				Вода	600
2	Промежуточная	1	буфер	Вода	1000
			Тампонажный 1	ПЦТ облегчённый	810
				Ускоритель схватывания	1-3 % к массе сухого цемента
				Вода	850
			Тампонажный 2	ПЦТ I-G-CC-1	1230
				Ускоритель схватывания	1-3 % к массе сухого цемента
				Пеногаситель	0,1-0,3 % к массе сухого цемента
				Вода	600
3	Эксплуатационная колонна	1	буфер	Вода	1000
			Тампонажный	Буферная композиция	1-5
				ПЦТ I-G-CC-1	1230
				понижитель фильтрации	0,1-0,6 % к массе сухого цемента
				пеногаситель	0,1-0,3 % к массе сухого цемента
				расширяющая добавка	0,1-0,3 % к массе сухого цемента
				пластификатор	0,1-0,3 % к массе сухого цемента
				кольматант с армирующим эффектом	0,5-2,0
				замедлитель схватывания	0,1-0,5 к массе сухого цемента
				Вода	600
		2	буфер	Вода	1000
			Тампонажный	Буферная композиция	1-5
				ПЦТ I-G-CC-1	1230
				понижитель фильтрации	0,1-0,6 % к массе сухого цемента
				пеногаситель	0,1-0,3 % к массе сухого цемента
				расширяющая добавка	0,1-0,3 % к массе сухого цемента
				пластификатор	0,1-0,3 % к массе сухого цемента
				кольматант с армирующим эффектом	0,5-2,0

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Номер ступени (снизу-вверх)	Тип или название жидкости для цементирования	Название компонента	Норма расхода компонента, кг/м³, л/м³
1	2	4	5	6	7
				Вода	1000
4	Эксплуатационная колонна (хвостовик)	1	буфер	Вода	1000
				Буферная композиция	1-5
			Тампонажный	ПЦТ I-G-CC-1	1230
				понижитель фильтрации	0,1-0,6 % к массе сухого цемента
				пеногаситель	0,1-0,3 % к массе сухого цемента
				расширяющая добавка	0,1-0,3 % к массе сухого цемента
				пластификатор	0,1-0,3 % к массе сухого цемента
				кольматант с армирующим эффектом	0,5-2,0
				замедлитель схватывания	0,1-0,5 к массе сухого цемента
				Вода	600
		2	буфер	Вода	1000
				Буферная композиция	1-5
			Тампонажный	ПЦТ I-G-CC-1	1230
				понижитель фильтрации	0,1-0,6 % к массе сухого цемента
				пеногаситель	0,1-0,3 % к массе сухого цемента
				расширяющая добавка	0,1-0,3 % к массе сухого цемента
				пластификатор	0,1-0,3 % к массе сухого цемента
				Вода	600

Примечание:

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

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

Таблица 9.12. Схема обвязки и потребность в цементиловочных агрегатах

Номер колонны в порядке спуска	Номер ступени це-ментирования	Интервал, м		тип	Потребное количество ЦА	Продолжи-тельность ра-боты, ч
		от (верх)	до (низ)			
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>
1	1	0	367	Двухнасосный цементиловочный, N = 500 кВт	1	6
2	1	0	1100	Двухнасосный цементиловочный, N = 500 кВт	1	6
3	1	1100	2990	Двухнасосный цементиловочный, N = 500 кВт	1	6
4	2	0	1100	Двухнасосный цементиловочный, N = 500 кВт	1	6
5	1	2000	3281	Двухнасосный цементиловочный, N = 500 кВт	1	6

Таблица 9.13. Потребное для цементирования обсадных колонн количество материалов

№ п/п	Название или шифр	Единица измере- ния	Потребное количество						Суммарное количество на сква- жину
			Номера колонн						
			кондуктор	2		3		4	
				промежуточная		Эксплуатационная		Эксплуата- ционная (хвостовик)	
1 порция	2 порция	1 ступень	2 ступень						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	ПЦТ облегчённый	кг		68850					68850
2	ПЦТ I-G-CC-1	кг	68880		52890	70110	34440	24600	250920
3	понижитель фильтрации	кг				210,33	103,32	73,8	387,45
4	расширяющая добавка	кг				140,22	68,88	49,2	258,3
5	пластификатор	кг				140,22	68,88	49,2	258,3
6	замедлитель схватывания	кг				140,22		49,2	189,42
7	вода	м³	35,6	103,05		39,2	19,8	17	214,65
8	Буферная композиция	кг				25	15	25	65

Примечание: рекомендуется иметь 10-30% запас материалов сверх расчетного, на случай непредвиденных обстоятельств будут уточнены в программе по цементированию.

9.3. Оборудование устья скважины

Таблица 9.14. Спецификация устьевого и противовыбросового оборудования (ПВО)

Обсадная колонна		Номер схемы обвязки ПВО	Давление опрессовки устьевого оборудования и ПВО, МПа		Типоразмер, шифр или название устанавливаемого устьевого и ПВО оборудования	ГОСТ, ОСТ, МРТУ, ТУ, МУ и т.д. на изготовление	Допустимое рабочее давление, МПа
номер в порядке спуска	название		после установки	перед вскрытием напорного горизонта			
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Кондуктор	ОП45 -540/80х35	6,5		Кольцевой превентор FH54-14; плащечный превентор 2FZ54-21	ГОСТ 13862-2003	35
2	Промежуточная	ОП 66-350/80х70	7.5		Кольцевой превентор FH35-35; плащечный превентор 2FZ35-70	ГОСТ 13862-2003	70
3	Эксплуатационная колонна	ОП 66-350/80х70	28.6	1.4	Кольцевой превентор FH35-35; плащечный превентор 2FZ35-70 плащечный превентор 2FZ35-70	ГОСТ 13862-2003	70
4	Эксплуатационная колонна (хвостовик)		28.6		ОКК3-70- 177,8 x 244,5 x 323,9 x 426 АФК6-80/65х70	ГОСТ 13846-2003	70

Примечание: монтаж колонной головки осуществляется без применения сварных соединений в соответствии с рекомендациями (техническими условиями) завода – изготовителя. ПВО монтируется согласно монтажным схемам, разработанных буровым подрядчиком на основании типовых проектных схем и конкретного оборудования, входящего в комплект буровой установки.

Таблица 9.15. Колонная головка и Фонтанная арматура согласно стандарту API

Секция	Наименование	Размер	Давление, psi	Класс тем.	Класс материал	PSL	PR
D	Фонтанная арматура	4 1/16"	10000	L-U	DD	3	2
C	Трубная головка	9"	10000	L-U	DD	3	2
B	Колонная головка	11"	10000	L-U	DD	3	2
A	Колонная головка	13 5/8"	5000	L-U	AA	2	1

10. ИСПЫТАНИЕ СКВАЖИНЫ

10.1. Испытание пластов в процессе бурения

Таблица 10.1. Продолжительность работы пластоиспытателя, спускаемого на трубах

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

Примечание: Испытание пластов в процессе бурения не планируется

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

Номер объекта испыта- ния (см. табл. 10.1)	Количество одновре- менно испытываемых объектов	Характеристика КИИ					Количество отбирае- мых проб, шт.	Режим работы пакера		Режим испытания объ- екта			Длина зумпфа, м	Диаметр для бурения под зумпф, мм	Хвостовик	
		тип испы- тателя пла- стов	количество, шт.		шифр пакера	тип пробоотбор- ника		осевая нагрузка, тс	депрессия, переда- ваемая на пласт, кгс/см ²	диаметр, мм	количество цик- лов исследования	время ожидания притока, ч			диаметр, мм	длина, м
			испытателей пластов	пакеров												
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17

Примечание: Испытание пластов в процессе бурения не планируется

Таблица 10.3. Продолжительность работы опробователя пластов, спускаемого на кабеле

Номер объекта	Интервал залегания объекта, м		Тип опробователя	Испытание объекта			Источник норм времени
				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

Примечание: Испытание пластов в процессе бурения не планируется

10.2. Испытание горизонтов на продуктивность в эксплуатационной колонне

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

Номер лифто- вой ко- лонны НКТ	Номер сек- ции труб в лифтовой колонне (снизу- вверх)	Интервал уста- новки секции, м		Характеристика трубы					Длина секции, м	Масса секции, т			Коэффициент запаса прочности		
		от (верх)	до (низ)	номинальный наружный диаметр, мм	тип	марка (группа прочности) стали	толщина стенки, мм	теоретическая масса 1 м, кг		теоретическая	с учетом		на растяжение	на избыточное давление	
											плюсового допуска	запаса при спуске при наличии в скважине сероводорода		наружное	внутреннее
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1	1	0	2900	73.02	НКТВ	L-80.1 / T95.1	7.01	11.82	2900	35	37		2.8	>1,15	>1,15
1*	1	0	2900	114.3	НКТВ	L-80.1 / T95.1	8.56	26.69	2900	77.4	81.2		6.9	>1,15	>1,15

Примечание:

1. По усмотрению Недропользователя, колонны насосно – компрессорных труб (НКТ) могут быть заменены на трубы более прочными характеристиками. Будут уточнены в программе по освоению;
2. *Будет рассмотрен вариант установки труб диаметром 114,3 мм для моноборной установки

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

№ скважины	Номер объекта испытания	Интервал установки моста, м*		Характеристика жидкостей					
		от (верх)	до (низ)	название или тип	объем порции, м³	плотность, г/см³	составляющие компоненты		удельный расход на 1 м³ раствора, кг/м³
							название	плотность, г/см³	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Wtp102	1	2980	3200	тампонажный	1,5	1,85	Цемент G	3,15	1295
							Вода	1,0	0,7
							Вода	1,0	0,7

Примечание: Установка цементного моста зависит от окончательной стратегии завершения строительства

Таблица 10.6. Потребное количество материалов для установки цементных мостов

№ скважины	Номер объекта	Название или шифр	Единица измерения	Потребное количество
1	2	3	4	5
Wtp102	1	Цемент G	т	1,9
		Вода	м³	1,0
		Вода	м³	1,0

Таблица 10.7. Потребное количество материалов для испытания (освоения) скважины в эксплуатационной колонне

Название или шифр	ГОСТ, ОСТ, ТУ, МРТУ, МУ и т.д. на изготовление	Единица измерения	Потребное количество
1	2	3	4
Жидкости для испытания объектов завозятся в готовом виде. Приготовление растворов для испытания на скважине не производится			

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

Название процесса, операции по испытанию (освоению) и интенсификации	Продолжительность процесса (операции) по объектам, сут	всего
	1 объект	
1	2	3
Подготовительные работы перед испытанием: шаблонировка эксплуатационной колонны открытие портов интенсификация вызов притока	10	10

Таблица 10.9. Отработка нефтяных объектов на факел (растворенный газ)

№ скважины	Номер объекта (снизу вверх)	Продолжительность, сут	дебит нефти, м³/сут	Газовый фактор, м³/м³	Сжигание газа на объект, тыс. м³
1	2	3	4	5	6

Примечание: сжигание газа на факеле в рамках данного проекта не рассматривается.

11. ДЕФЕКТОСКОПИЯ И ОПРЕССОВКА

Таблица 11.1. Методы проверки износа и контроля коррозионного состояния ведущих труб, НКТ и всех элементов бурильных колонн (обусловлены стандартом DS-1)

№ п/п	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 11.2. Опрессовка оборудования и используемая техника

Название обсадной колонны	Название или номер контролируемого объекта	Глубина скважины при проведении операции, м	Используемая при проведении операции техника		Максимальное давление, создаваемое при опрессовке, МПа
			тип (шифр)	количество	
1	2	3	4	5	6
Кондуктор Ø 426 мм	Кондуктор совместно с ПВО	367	ЦА-320М	1	6,5
Промежуточная Ø 323,9 мм	Промежуточная совместно с ПВО	1100	ЦА-320М		7.5
Эксплуатационная колонна Ø 244,5 мм	Промежуточная совместно с ПВО	2990	ЦА-700	1	28.6
	Цементное кольцо и горные породы	2983	ЦА-320М	1	1.4
Эксплуатационная колонна (хвостовик) Ø 177,8 мм	Эксплуатационная колонна с колонной головкой ОККЗ-70- 177,8 x 244,5 x 323,9 x 426	4270	ЦА-700	1	28.6
	Фонтанной арматурой АФК6-80/65x70	4270	ЦА-700	1	28,6

12. СТРОИТЕЛЬНЫЕ И МОНТАЖНЫЕ РАБОТЫ

ВЫБОР БУРОВОЙ УСТАНОВКИ

Основным критериями выбора буровой установки являются: глубина скважины, вес спускаемых обсадных и бурильных колонн, грузоподъемность, мобильность, экологическая безопасность, экономичность, эксплуатации, уровень механизации технологических процессов.

Согласно «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр»: выбор типа буровой установки производится, исходя из максимально допустимой рабочей нагрузки на крюке от веса бурильной колонны в воздухе или веса наиболее тяжелой обсадной колонны и ее секции. Допустимая нагрузка на крюке должна превышать вес наиболее тяжелой бурильной колонны в воздухе не менее чем на 40 %.

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

Класс буровой установки	7
Допускаемая нагрузка на крюке, кН	Не менее 3200
Условная глубина бурения, м	До 5000
Диаметр отверстия в столе ротора, мм,	700
Расчетная мощность привода, кВт	370
Мощность бурового насоса, кВт	950
Высота основания (отметка пола буровой), м, не менее	6

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

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

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

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

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

При подготовительных работах обеспечивается гидроизоляционное покрытие буровой площадки и вахтового посёлка в местах установки оборудования во избежание загрязнения почвенно-растительного покрова.

Снятие плодородного слоя, установка плит осуществляется буровой подрядной организацией. Вахтовый основной городок будет предоставляться подрядной организацией, которая должна иметь все необходимые разрешения на городок, воду и коммунально-бытовые сточные воды

Электропитание будет проходить от трансформатора мощностью 630 кВа. В качестве резерва трансформатор мощностью 400 кВа. Схема расположения основного городка и расположения плит указана в приложении.

12.1. Подготовительные работы к строительству скважины (скважин)

Таблица 12.1. Перечень топографо-геодезических работ

№ п/п	Наименование работ (ПЕРЕНЕСЕНИЕ В НАТУРУ МЕСТОПОЛОЖЕНИЕ СКВАЖИНЫ, ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПЛАСТОВО-ВЫСОТНОГО ПОЛОЖЕНИЯ УСТЬЯ СКВАЖИНЫ, ОПРЕДЕЛЕНИЕ АЗИМУТА)
1	Рекогносцировка участка работ
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 высоты устья скважины методом технического нивелирования
6	Определение азимута
7	Ведение полевой документации
8	Камеральная обработка материалов
9	Переезды на участки работ

Таблица 12.2. Сварочные работы при монтаже бурового оборудования

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

Таблица 12.3. Объемы подготовительных работ к бурению скважины (скважин)

№ п/п	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Единицы измерения	Номер варианта подготовительных работ	Номера скважин по варианту подготовительных работ	Количество
1	2	3	4	5	6
I	Буровая площадка				
1	Снятие с буровой площадки плодородного слоя почвы	м ²	1;2	41	22900
2	Складирование снятого плодородного слоя почвы в насыпи по периметру буровой площадки	м ³	"_"	"_"	6870
3	Планировка буровой площадки механическим способом с досыпкой грунта 900 м ³	м ²	"_"	"_"	22900
4	Рытье траншей экскаватором под подводящий водопровод глубиной 2 м	м ³	"_"	"_"	50
5	Рытье ям под фундамент основания БУ 6 х 28 х 0,86м экскаватором	м ³	"_"	"_"	144
6	Отсыпка и утрамбовка ПГС под фундамент основания БУ	м ³	"_"	"_"	880
7	Укладка фундаментных железобетонных плит типа "ПДН" (размер плиты-2х6х0,14, м)	шт.	"_"	"_"	835
8	Рытье траншей экскаватором под ливневые стоки по периметру буровой площадки	м ³	"_"	"_"	153
9	Рытье приямков экскаватором под ливневые стоки	м ³	"_"	"_"	4
10	Рытье траншей экскаватором под сточные желоба	м ³	"_"	"_"	12,5
11	Бетонирование сточных желобов в шахту 0,05х1,5х50 м и шахты толщиной 0,2м	м ³	"_"	"_"	4
12	Укатка грунта на глубину 0,2м, для устройства гидроизоляции	м ²	"_"	"_"	22900
13	Гидроизоляция площадки под выщелный блок, насосы и склад ГСМ синтетической пленкой по ГОСТ 10354-82	м ²	"_"	"_"	9096
14	Разравнивание ПГС буровой и ГСМ площадок	м ³	"_"	"_"	450
15	Укатка ПГС	м ³			450
16	Обваловка площадки ГСМ	м ³	"_"	"_"	30
17	То же буровой площадки. Высота обваловки 0,5м	"_"			600
18	Гидроизоляция ливневых стоков и приямков синтетической пленкой по ГОСТ 10354-82	м ²	"_"	"_"	1245
19	Водопровод из труб d - 100-127 мм	100 м	"_"	"_"	0,5
20	Задвижки стальные d 70-100мм на водопровод в ящиках (колодцах)		"_"	"_"	2
21	Топливопровод, из труб d-25-50 мм в траншее (подача к агрегатам)		"_"	"_"	0,2
22	Задвижки (вентили) d-25-50 мм на топливопровод в ящиках (колодцах)	шт.	"_"	"_"	2
23	Изоляция противокоррозионная трубопроводов (спускные линии, подающие линии топлива, бур. раствор, пар, горячий воздух)	100 м	"_"	"_"	1,6
24	Рытье ям для шламовых емкостей 3х13х2м 3 шт., экскаватор	м ³	"_"	"_"	234
25	Теплоизоляция трубопроводов войлоком или аналогичными материалами				1,6
26	Пожарные стояки (гидранты)	шт.			2

№ п/п	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Единицы измерения	Номер варианта подготовительных работ	Номера скважин по варианту подготовительных работ	Количество
1	2	3	4	5	6
27	Ящики деревянные (колодцы) для задвижек и гидрантов		"_"	"_"	4
28	Низковольтная осветительная линия:				
29	установка металлических опор	100 м	"_"	"_"	0,5
30	Рытьё ям экскаватором		"_"	"_"	5
31	Устройство факельных площадок 8х16 м	м ³	"_"	"_"	924
32	Снятие с площадки под рапу плодородного	м ²	"_"	"_"	2500
33	Складирование снятого плодородного слоя почвы в насыпи по периметру земляных при-	м ³	"_"	"_"	750
34	Рытьё земляных приемков под хранение рапы экскаватором 25х20х4 м - 2 шт.	м ³	"_"	"_"	4000
35	Гидроизоляция земляных приемков под временное хранение рапы геомембраной	м ²	"_"	"_"	1900
36	Рытьё экскаватором ямы 3,3м х 3,3м х 1,9м	м ³	"_"	"_"	21

Таблица 12.4. Используемая техника для подготовительных работ к строительству скважины

п/п №	Наименование	количество	единицы измерения	расход топлива	единицы измерения
1	Бульдозер ДЗ-35С, 132кВт	139	час	1678	л
2	Каток ДУ-31 А, 66 кВт	28	час	287	л
3	Экскаватор ЭО-2621А, 44 кВт	17	час	70	л
4	Кран КамАЗ-53213	208	час	1751	л
5	Самосвал КамАЗ-5410 (дв. ЯМЗ-238)	147	км	4951	л
6	Экскаватор ЭО-4321, 59кВт	8	час	72	л
7	КамАЗ-5410 (дв. ЯМЗ-238) полуприцеп	18	км	607	л

Примечания:

- 1 Нормы времени приняты согласно "Е РК 8.04-01-2011 Сборник Е2. Земляные работы Выпуск 1.
- 2 Расход топлива принят согласно техническим характеристикам и нормативов на применение техники и оборудования.
- 3 Перемещение техники принято в пределах буровой площадки размером 150х150м.

12.2. Объемы строительных и монтажных работ для строительства скважины (скважин)

Таблица 12.5. Комплект бурового и силового оборудования

№ п/п	Наименование оборудование	Ед. изм.	Кол-во
1	2	3	4
Установка ZJ70			
1	Дизельные двигатели N – 1310 кВт	шт.	4
2	Вышка буровая JJ450/45.5K	Компл.	1
3	Кронблок TC5-450	шт.	1
4	Крюкоблок DG450 г/п 450 т	шт.	1
5	Буровая лебедка JC70D N-1470 кВт	шт.	1
6	Буровой насос	шт.	2
7	Верхний привод 450 метрических тонн API	Компл.	1
8	Аппарель (основание) в сборе	Компл.	1
9	Основание под вышку	шт.	1
10	Роторная площадка (подсвечник)	шт.	1
11	Приемный мост	Компл.	1
12	Наклонный мост	шт.	1
13	Стеллажи для укладки бурильных труб	шт.	6
14	Емкости для раствора, общий объем V = 555 м ³	шт.	9
15	Запасные ёмкости, общий объем V = 80 м ³	шт.	2
16	Емкость для тех. воды общий объем V = 100 м ³	шт.	2
17	Шламонакопитель, общий объем V = 100 м ³	шт.	2
18	Доливная ёмкость 20 м ³	шт.	1
19	Вибросито.	Компл.	3
20	Песко - Илоотделитель	Компл.	1
21	Центрифуга	Компл.	1
22	Вакуумный дегазатор	шт.	1
23	Энергоблок	Компл.	1
24	Желобная система для раствора	шт.	1
25	Основной Пульт ПВО	шт.	1
26	Блок дросселирования	шт.	1
27	Блок глушения	шт.	1
28	Газосепаратор	шт.	1
29	Линия выкидная	метр	200
30	Ёмкость для масла 3,5 м ³	шт.	1
31	Ёмкость для дизтоплива общ. V =70 м ³	шт.	3
32	Котельная установка	шт.	1
33	Ёмкость V-20 м ³ для воды (питание бойлера)	шт.	1
34	Ёмкость V-4 м ³ для дизтоплива (питание бойлера)	шт.	1
35	Экологическая емкость ПВО 2 м ³	шт.	2
Установка ZJ50			
1	Дизельные двигатели N – 1310 кВт	шт.	3
2	Вышка буровая JJ315/45-K высотой 45 м г/п -321т	Компл.	1
3	Кронблок TC315 г/п -321т	шт.	1
4	Крюкоблок DG315 г/п 321 т	шт.	1
5	Буровая лебедка JC50D N - 1600 кВт; г/п 321 т:	шт.	1
6	Буровой насос	шт.	2
7	Верхний привод г/п 321 т, N-372 кВт	Компл.	1
8	Аппарель (основание) в сборе	Компл.	1
9	Основание под вышку	шт.	1
10	Роторная площадка (подсвечник)	шт.	1
11	Приемный мост	Компл.	1
12	Наклонный мост	шт.	1
13	Стеллажи для укладки бурильных труб	шт.	6
14	Емкости для раствора, общий объем V = 555 м ³	шт.	9
15	Запасные ёмкости, общий объем V = 80 м ³	шт.	2

№ п/п	Наименование оборудование	Ед. изм.	Кол-во
1	2	3	4
16	Емкость для тех. воды общий объём $V = 100 \text{ м}^3$	шт.	2
17	Шламонакопитель, общий объём $V = 100 \text{ м}^3$	шт.	2
18	Доливная ёмкость 20 м^3	шт.	1
19	Вибросито.	Компл.	3
20	Песко - Илоотделитель	Компл.	1
21	Центрифуга	Компл.	1
22	Вакуумный дегазатор	шт.	1
23	Энергоблок	Компл.	1
24	Желобная система для раствора	шт.	1
25	Основной Пульт ПВО	шт.	1
26	Блок дросселирования	шт.	1
27	Блок глушения	шт.	1
28	Газосепаратор	шт.	1
29	Линия выкидная	метр	200
30	Ёмкость для масла $3,5 \text{ м}^3$	шт.	1
31	Ёмкость для дизтоплива общ. $V = 70 \text{ м}^3$	шт.	3
32	Котельная установка	шт.	1
33	Емкость $V=20 \text{ м}^3$ для воды (питание бойлера)	шт.	1
34	Емкость $V=4 \text{ м}^3$ для дизтоплива (питание бойлера)	шт.	1
35	Экологическая емкость ПВО 2 м^3	шт.	2

Таблица 12.6. Объем работ по перечню оборудования, включаемого при освоении

№ п/п	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Единицы измерения	Количество
1	2	3	4
1	Газосепаратор с обвязкой трубопроводом	к-т	1
2	Выкидная линия	шт.	2
3	Емкость под раствор $V_{\text{общ}} = 160 \text{ м}^3$	шт.	4
4	Емкость ГСМ $V = 20 \text{ м}^3$	шт.	1
5	Емкость масло $V = 5 \text{ м}^3$	шт.	1
6	Емкость тех. Воды $V = 40 \text{ м}^3$	шт.	1
7	Фундамент из ж/б плит	шт.	6
8	Доливная емкость 10 м^3 (раствор)	шт.	1
9	Агрегат САТ-СТУ 660	к-т	1
10	Привод механизмов - Двигатель Caterpillar N =324 кВт	шт.	1
11	Дизель-генератор N =120кВт	к-т	1
12	Прожектор	шт.	4
13	Трапные установки высокого и низкого давлений	шт.	-"

13. ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТЬ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИНЫ

Таблица 13.1. Продолжительность строительства скважины

Продолжительность цикла строительства скважины, сут				
всего	в том числе			
	строительно-монтажные работы	подготовительные работы к бурению	бурение и крепление	испытание
				подготовительные работы к интенсификации
1	2	3	4	5
260	60	10	180	10

Примечание: По согласованию с стороны недропользователя и проектного института, исходя из условий проводки скважины, можно изменить продолжительность операций по бурению скважины. Будут уточнены в программе бурения.

Таблица 13.2. Продолжительность бурения и крепления по интервалам глубин

Номер обсадной колонны	Название колонны	Продолжительность крепления, сут	Интервал бурения, м		Продолжительность бурения, сут		
			от (верх)	до (низ)	забойными двигателями	роторным способом	совмещенным способом
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Кондуктор	4	0	367			5
2	Промежуточная	4	367	1100			20
3	Эксплуатационная колонна	4	1100	2990			40
4	Эксплуатационная колонна (хвостовик)	4	2990	3200			55
5	Эксплуатационный хвостовик	4	2900	4270			40
Итого		20					160

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

Таблица 14.1. Средства механизации и автоматизации

№ п/п	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, исключающие вращение ротора при поднятых клиньях ПКР, а также произвольное открывание дверей кожуха лебедки с ее приводом	БУ	по одному комплекту
23	Сигнальное или переговорное устройство между постом бурильщика, люлькой верхового рабочего и насосным отделением	БУ	1 шт.
24	Камера и мониторы:	БУ	

	Для слежения работы верхового рабочего		1
	Зона рабочий площадкой		1
	Зона лебедки		1
	Зона буровых насосов		1
25	Устройство против разбрызгивания бурового раствора при СПО	БУ	1 шт.
26	Устройство для долива скважины при подъеме бурильных свечей (доливная емкость с уровнем)	БУ	1 к-т
27	Устройство для перемешивания бурового раствора в резервуарах	БУ	1 к-т
28	Комплект механизмов для очистки бурового раствора от твердых частиц и газонасыщения (вибросита, пескоилоотделители, дегазаторы и др.)	БУ	1 к-т
29	Комплект ключей во взрывобезопасном исполнении для фланцевых соединений превенторной установки	БУ	1 к-т
30	Пусковая задвижка с дистанционным управлением	БУ	1 к-т
31	Приспособление для снятия поршней со штоков буровых насосов и выемки втулок	БУ	1 к-т
32	Устройство для безопасной замены резинового разделителя для блока воздушных колпаков бурового насоса	БУ	1 шт.
33	Гидравлический съёмник для выпрессовки седел клапанов буровых насосов	БУ	1 шт.
34	Автоматический сигнализатор уровня промывочной жидкости в емкости	емкость	1 шт на насос
35	Устройство по предупреждению перегрузки бурового насоса	насос	1 шт.
36	Ключ патронный для загибания втулочно-роликовых цепей	БУ	1шт.
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	ком- прессор	1 к-т
43	Приспособление против скатывания труб со стеллажей (съёмные упоры и др.)	БУ	1 к-т

Таблица 14.2. Средства контроля

№ п/п	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

№ п/п	Наименование, а также тип, вид, шифр и т.д.	ГОСТ, ОСТ, МУ, ТУ, МРТУ и т.д. на изготовле- ние	Количество, шт.
1	2	3	4
1	Радиостанция в режиме диспетчерской связи (спутниковая связь)	ст. ИСО	1
2	Электронная почта, радиостанция и сотовая связь	ст. ИСО	1

15. ЛИКВИДАЦИЯ И КОНСЕРВАЦИЯ СКВАЖИН

15.1. Общие положения

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

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

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

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

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

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

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

15.2. Ликвидация скважины

Технологические и технические решения по ликвидации скважины.

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

Рассматриваемые варианты ликвидации скважины:

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

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

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

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

15.3. Порядок организации работ по ликвидации скважины

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

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

При установке цементных мостов предусматриваются следующие технологические особенности:

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

Последовательность работ по установке и испытанию мостов на прочность:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

15.4. Консервация скважины

Технологические и технические решения по консервации скважины

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

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

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

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

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

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

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:

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

где:

l_3 - глубина установки заливочных труб, м;

l_m - проектная глубина подошвы моста, м;

h - глубина статического уровня по данным бурения, м;

H - проектная высота цементного моста, м;

$\rho_{ц}, \rho_{ж}$ - 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):

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

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:

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

где ΔP_e - 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:

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

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

где:

V_3 - объем заливочных труб, м³;

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

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

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

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

где:

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

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

17. ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ, ПРОМЫШЛЕННАЯ САНИТАРИЯ И 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»

Для создания безопасных условий труда при строительстве скважин необходимо оснастить буровые установки техническими средствами (устройствами и приспособлениями), позволяющими устранить опасные и трудоемкие производственные факторы, а также обеспечить рабочий и инженерно-технический персонал необходимой нормативно-технической документацией по безопасности труда. Для обеспечения безопасности работающих на случай пожара при строительстве скважины каждая строящаяся буровая должна быть обеспечена первичными средствами пожаротушения и нормативно-технической документацией по пожарной безопасности.

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

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

17.2. КЛАССИФИКАЦИЯ ВЗРЫВООПАСНЫХ ЗОН

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

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

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

Помещения и пространства:

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

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

Помещения и пространства:

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

Закрытые помещения насосных для сточных вод.

- открытые пространства:
- радиусом 1,5 м от зоны 0 открытых пространств вокруг окончания труб, отводящих попутные газы, и радиусом 3,5 м от зоны 0 вокруг открытых емкостей, вибросит;
- вокруг любых отверстий (двери, окна и пр.) из помещений зон 0 и 1, ограниченные расстоянием 3 м во все стороны;
- вокруг отверстий вытяжной вентиляции из помещений зон 0 и 1, ограниченные радиусом 3 м;
- вокруг фонтанной арматуры, ограниченные расстоянием 3 м во все стороны.

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

- пространство под ротором, ограниченное цилиндром радиусом 3 м от оси скважины, на всю высоту до низа при открытом подроторном пространстве;
- пространство вокруг буровой вышки, при открытом и огражденном подроторными пространствами в соответствии с классом и границами;

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

- открытые пространства вокруг закрытых и открытых технических устройств, оборудования в соответствии с классом и границами зон взрывоопасности;
- полузакрытые пространства, в которых расположена фонтанная арматура, в пределах ограждения;
- открытые пространства вокруг окончания отводов газов (паров) из закрытых технологических устройств, емкостей, аппаратов в соответствии с классом и границами зон взрывоопасности;
- полузакрытые пространства, в которых установлены технические устройства, оборудование, аппараты, узлы отключающих устройств, содержащих нефть, буровой раствор, обработанный нефтью, нефтяные газы или легковоспламеняющиеся жидкости в пределах ограждения;
- пространства вокруг агрегата для ремонта скважин.

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

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

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

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

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

17.3. ПОЖАРНАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ НА ОБЪЕКТАХ

Общие положения

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Выхлопные линии оборудуются искрогасителями.

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

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

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

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

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

Порядок обеспечения пожарной безопасности при проведении работ по бурению скважин

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

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

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

При использовании буровых растворов на углеводородной основе применяются меры по взрывопожаробезопасности, контролю загазованности воздушной среды, которые указываются в инструкции и плане работ. Температура самовоспламенения раствора на углеводородной основе превышает на 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 строительстве и выполнения основных требований по промышленной санитарии и гигиене труда рабочий персонал должен быть обеспечен средствами защиты работающих: санитарно-бытовыми помещениями, средствами индивидуальной защиты (спецодеждой, спецобувью и др.), средствами защиты от шума и вибрации, средствами защиты органов дыхания, а также средствами контроля воздушной среды и необходимым уровнем освещенности.

Выдача спецодежды, спецобуви и других индивидуальных средств защиты регламентирована типовыми отраслевыми нормами. Согласно указанным документам, весь рабочий персонал, участвующий в строительстве скважины должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты, представленными в таблице 17.3.

Таблица 17.2. Спецодежда, спецобувь и средства индивидуальной защиты

№ п/п	Наименование	Потребность, комплект	
		Буровая бригада	Бригада испытания
1	Костюм брезентовый или костюм х/б с в/о пропиткой	На каждого члена бригады	
2	Сапоги	На каждого члена бригады	
3	Рукавицы брезентовые	На каждого члена бригады	
4	Костюм зимний	На каждого члена бригады	
5	Каска защитная	На каждого члена бригады	
6	Подшлемник под каску в зимнее время	На каждого члена бригады	
7	Полушубок	На каждого члена бригады	
8	Предохранительный пояс верхового	2	-
9	Пояс монтажный	-	2
10	Монтажные когти и монтажные пояса	2	-
11	Сумка брезентовая для инструмента (работа на высоте)	-	-
12	Противошумы (НИАТ, МИОТ, ХН)		
13	Виброгасящие коврики под ноги (пульта бурильщика, АКБ)	2	-
14	Щиток-маска электросварщика	1	-
15	Очки защитные для газосварщика	-	-
16	Очки открытые (ОЗО)	6	-
17	Очки закрытые (ОЗЗ)	6	-
18	Подставка диэлектрическая с ковриком	6	-

№ п/п	Наименование	Потребность, комплект	
		Буровая бригада	Бригада испытания
19	Диэлектрические перчатки (резиновые)	2	-
20	Монтерский инструмент	эл/монтер	-
21	Инвентарная спецодежда для работы с кислотами и др.	5	-
22	Респираторы противопылевые «Лепесток»	На каждого члена бригады	
23	Медицинская аптечка	1	1

Учитывая, что в процессе бурения работающие подвергаются воздействию повышенного шума и вибрации и, в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.003-2014 и ГОСТ 12.1.012-2004 по ограничению действующих уровней шума и вибрации, буровая установка должна быть оснащена коллективными средствами снижения уровня шума и вибрации, представленными в таблице 17.4

Таблица 17.3. Средства коллективной защиты от шума и вибраций

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

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

Искусственное освещение выполняется в соответствии с требованиями ПУЭ и строительных норм и правил, установленных СНиП РК 2.04-05-2002 ЕСТЕСТВЕННОЕ И ИСКУССТВЕННОЕ ОСВЕЩЕНИЕ.

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

При производстве работ необходимо предусмотреть следующие виды освещения: рабочее и аварийное. Рабочее освещение должно быть предусмотрено во всех помещениях и на неосвещаемых территориях для обеспечения нормальной работы, прохода людей и движения транспорта во время отсутствия или недостатка естественного освещения, аварийное освещение для продолжения работ должно быть предусмотрено для рабочих поверхностей, нормы освещенности которых представлены в таблице 17.5

Таблица 17.4. Нормы освещённости

Рабочие места	Рабочая поверхность, на которой нормируется освещенность	Плоскость формирования освещенности: Г - горизонтальная, В - вертикальная	Разряд и подразряд зрительной работы	Рабочее освещение				
				При лампах накаливания	При газоразрядных лампах	Показатель ослепленности, не более, %	Доп. указания	Аварийное освещение Освещенность, лк
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Измерительная аппаратура, пульт и щит управления с измерительной аппаратурой	Шкала приборов, кнопки управления	Г, В	IV В	150	200	40	-	10
Пульт и щит управления без измерительной аппаратуры	Рычаги, рукоятки	Г, В	VI	75	150	60	-	10
Стол оператора, машиниста, аппаратчика, дежурного	Стол	Г	IV Г	100	150	40	-	10
Задвижка насоса, штурвал задвижки насоса, рукоятка и рычаг управления, контрольный сифонный кран, клапан предохранительный, места замены манжет клапанов и набивки сальников	Задвижка, штурвал рукоятка, рычаг, кран, клапан, манжета, сальник	Г, В	VIII	-	75	80	-	10
Стеллажи, приемный мост	Бурильные трубы, обсадные колонны, приемный мост	Г	XI	10	10	-	-	-
Лестничные марши, площадки, сходы с рабочей площадки вышечно-лебедочный блок	Ступени и пол площадки	Г	XI	10	10	-	-	-
Рабочая площадка	Пол	Г	-	30	30	60	-	10
Роторный стол	Роторный стол	В	-	100	100	-	-	-
Буровая лебедка	Барaban	В	X	75	75	-	-	-
Автоматический ключ буровой (АКБ)	Челюсть	В	VIIIA	30	75	-	-	-

Подсвечник	Место установки свеч	Г	X	30	30	-	-	-
Путь движения талевого блока	Талевый блок	В	X	30	30	-	-	-
Механизм спуска и подъема бурильных труб (МСП)	Механизм захвата	Г	IX	30	30	-	-	-
Установки для механизации и автоматизации спуско-подъемных операций (АСП)	Механизм захвата	В	IX	30	30	-	-	-
Элеватор на уровне площадки верхнего рабочего, магазин для свеч	Замковое устройство, место установки свеч	В	IX	30	30	-	-	-
Рабочее место верхнего рабочего (люлька, балкон)	Пол	Г	IX	30	30	-	-	10
Кронблочная площадка, кронблок силовое помещение	Рабочие блоки	Г, 8	X	30	30	-	-	-
Редуктор (коробка передач) Циркуляционная система	Место замера уровня масла	В	VIIIA	30	75	-	-	5
Растворопровод (желобная система)	Поверхность раствора	Г	XI	10	10	-	-	-
Глиномешалка, смеситель, сепаратор, сито, пескоотделитель	Рабочая поверхность	В	VIIIA	30	75	-	-	-
Емкость (резервуар) для хранения запасного раствора. Насосное помещение	Место замера уровня раствора	В	VIII B	75	75	-	-	-
Воздушный компрессор бурового насоса	Баллон	В	VI	75	150	-	Во время смены викелей	5
Дизельное помещение (аварийная ДЭС), (освещенность снижена на одну ступень шкалы освещенность)	0,8м от пола	Г	VI	75	75	-	-	5

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

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

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

Показатель ослепленности для производственных помещений не должен превышать значений, указанных в таблице 17.5, 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 30 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.

Порядок действий персонала и применение средств индивидуальной защиты при наличии сероводорода

При работах в условиях возможного выделения сероводорода ответственным руководителем работ (далее - лицо контроля) ведется учет всего присутствующего персонала.

Перед началом работ ответственное лицо знакомит работников с метеорологическими условиями и направлением выхода из опасной зоны в аварийной ситуации, и своевременно оповещает об изменениях направления ветра.

Работы в условиях возможного выделения и скопления в воздухе рабочей зоны сероводорода должны проводиться не менее чем двумя исполнителями, один из которых страхует другого.

Работу в колодце выполняет бригада в составе не менее трех человек (одного работающего и двух страхующих - дублеров).

При работе в воздушно-дыхательном аппарате на рабочей площадке скважины при возможном выделении сероводорода назначаются страхующие для оказания помощи и эвакуации из опасной зоны и лицо контроля.

Персонал, работающий в СИЗ, обеспечивается двухсторонней телефонной или радиосвязью (с постоянным вызовом) с диспетчером организации, а работающие непосредственно на газоопасном объекте - дополнительной независимой связью с дежурным АСС и транспортным средством для эвакуации. Буровые установки разведочных площадей обеспечивается независимой связью с АСС.

Персонал обеспечивается индивидуальными приборами по контролю концентрации сероводорода в воздухе рабочей зоны и средствами для оказания первой доврачебной помощи пострадавшим на объекте и в СЗЗ. Каждый работник обеспечивается изолирующим воздушно-дыхательным аппаратом, в том числе эвакуационным аппаратом.

Работы по вскрытию продуктивного пласта, перфорации, вызову притока, гидродинамические исследования, осложнения и опасные операции должны проводиться по ПОР, под руководством ответственного лица.

Контроль газовой среды в рабочей зоне проводится с использованием штатных газоаналитических приборов. Отбор проб сероводородсодержащих сред под открытой струей не допускается.

Работа при аварийных ситуациях в условиях выделения сероводорода выполняется в специальной защитной одежде, обеспечивающей защиту от сероводорода или в изолирующих химических костюмах.

Помещение для хранения специальной одежды должно иметь вентиляцию и состоять из двух смежных комнат: первая - для снятия и хранения специальной одежды, вторая - для хранения изолирующих воздушно-дыхательных аппаратов и хранения личной одежды.

Работы, связанные с возможностью возникновения ОФ (вскрытие продуктивного пласта, перфорация скважины, вызов притока, гидродинамические исследования), должны проводиться под руководством лица контроля.

В ПЛА, кроме технических и технологических операций по реагированию на аварийные ситуации техногенного характера, определяются места сбора и пути эвакуации персонала, подъездные пути, порядок и периодичность контроля воздушной среды, меры безопасности и действия работников при аварийной ситуации, список лиц и организаций, которые извещаются об аварии с указанием номеров телефонов и порядок их оповещения. Схема с указанием расположения возможных источников загазованности, пункты сбора, пути (маршруты), способы и конечные пункты эвакуации при различных метеоусловиях, порядок действий должностных лиц по осуществлению указанных мероприятий.

В целях оперативного реагирования на возможные аварии и обеспечения защиты людей при строительстве и разработке месторождений, утверждается и вводится в действие Регламент совместных действий организаций, осуществляющих строительство, эксплуатацию объектов контрактной территории месторождения, АСС и местных административных органов по реагированию на аварийные ситуации, защите, эвакуации производственного персонала и населения близлежащих населенных пунктов.

В Регламенте совместных действий отражаются:

- 1) перечень предприятий и организаций, участвующих в совместных действиях;
- 2) порядок и технические средства оповещения предприятий, организаций и людей об угрозе возможного загрязнения атмосферы и действиях при аварийных ситуациях;
- 3) места сбора и пути эвакуации персонала, подъездные пути, порядок и периодичность контроля воздушной среды, меры безопасности и действия работников при аварийной ситуации, список лиц и организаций, которые извещаются об аварии с указанием номеров телефонов и порядок их оповещения;
- 4) определение, обозначение и контроль зоны возможного загрязнения атмосферы;
- 5) совместные действия предприятий, АСС и местных административных органов по защите и эвакуации людей при возможных аварийных ситуациях.

При обнаружении сероводорода в воздухе рабочей зоны выше ПДК первичные действия производственного персонала проводятся в строгом соответствии с ПЛА.

После выполнения первоочередных действий по ПЛА дальнейшее руководство по ликвидации аварии проводится оперативным штабом с привлечением АСС.

Привлекаемый к работам на газоопасных объектах персонал подрядных организаций проходит обучение и проверку знаний в объеме, установленном для персонала организации, с учетом места и вида работ, и использует индивидуальные газосигнализаторы, СИЗ, СИЗ ОД, СКЗ.

Количество и типы СИЗ, СИЗ ОД, СКЗ, газосигнализаторов на каждом объекте определяются в соответствии с ПЛА с учетом специфики работ и норм обеспечения работников специальной одеждой, специальной обувью и другими средствами защиты.

СКЗ и СИЗ работников строительных и других организаций, находящихся в пределах СЗЗ и порядок обеспечения в опасной ситуации определяются регламентом совместных действий.

Изолирующие дыхательные аппараты применяются обслуживающим персоналом при выполнении операций, предусмотренных технологией производства газоопасных работ в условиях возможного выделения сероводорода, выполнения первоочередных действий при возникновении аварийной ситуации, в соответствии с ПЛА.

На объекте производственный персонал обеспечивается индивидуальным воздушно-дыхательным аппаратом. Сроки испытания и проверки исправности оформляются в паспорте воздушно-дыхательного аппарата.

Поверка газоаналитических средств выполняется в аттестованной лаборатории по утвержденному графику.

На объекте необходимо иметь техническую документацию изготовителя по проверке, эксплуатации и хранению СИЗ, СИЗ ОД, СКЗ, газосигнализаторов. На газоопасном объекте должен находиться резервный запас газозащитных средств, количество и типы определяются с учетом численности производственного персонала, удаленности объекта, специфики выполняемых работ.

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, сушилкой для спецодежды и обуви, душевой кабиной.

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

18. МЕРОПРИЯТИЯ ПО БЕЗОПАСНОСТИ ВЕДЕНИЯ РАБОТ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИН

18.1. Общие положения

Строительство скважины может быть начато только при наличии утвержденного проекта, разработанного согласно «Правилам обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности», законодательных актов и нормативных документов.

Согласно «Правилам обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности» буровое предприятие совместно с проектными организациями должно разрабатывать меры по предупреждению аварий и осложнений при строительстве скважин.

Проект учитывает требования «Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности», опыт проводки скважин на соседних месторождениях и ближайших площадях с аналогичными геолого-техническими условиями.

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

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

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

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

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

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

Отбор проб воздуха, нефти и газа, в том числе с наличием сероводорода, меркаптанов и вредных веществ, производится в присутствии дублера. График проведения отбора и анализа проб утверждается техническим руководителем.

Содержание вредных веществ, паров и газов в воздухе рабочей зоны производственных помещений и площадок ограничивается ПДК и предельно допустимые взрывные концентрации (далее - ПДВК) вредных веществ, паров и газов в воздухе рабочей зоны производственных помещений и площадок указан в приложении 5 к настоящим Правилам и работы выполняются с использованием средств индивидуальной и коллективной защиты.

Конструкция и исполнение электроустановок, датчиков газосигнализаторов определяются по свойствам взрывоопасных смесей, возможных на рабочих местах, концентрации сероводорода и вредных веществ в продукции скважин.

Производственные помещения с опасностью выделения газов и паров нефти, обеспечиваются приточно-вытяжной вентиляцией и отоплением.

В помещениях, где возможно выделение сероводорода устанавливается вентиляционная система, сблокированная со стационарными газоанализаторами.

В помещении ЗПУ производительность общеобменной вентиляции составляет 10-кратный, а при работе с сероводородсодержащей продукцией, 12-кратный воздухообмен в час.

Вентиляционная система обеспечивается устройствами, исключающими рециркуляцию воздушного потока в помещении.

Не допускается выпуск в атмосферу газа с наличием сероводорода и вредных веществ без их нейтрализации и сжигания.

18.2. Ведение работ при разведке и разработке нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений с высоким содержанием сероводорода

Технологическое оборудование (сепарационное и насосное оборудование, емкости) должно быть оснащено приборами контроля, регулирования процессов, а также системой блокировок, устройствами для отбора проб, штуцерами для ввода ингибиторов коррозии.

Манифольд противовыбросового оборудования, бурильные трубы, лифтовые трубы, трубопроводы, находившиеся ранее в контакте с сероводородом, перед их повторным использованием должны быть очищены от всяких отложений продуктов коррозии, подвергнуты дефектоскопии, опрессованы.

Перед вскрытием пластов (за 100 м до пласта и на весь период вскрытия), содержащих сероводород, необходимо: установить станцию геолого-технического контроля (ГТК); вокруг территории буровой (на подъездных путях, в местах возможного прохода на территорию буровой и др.) установить знаки безопасности; проверить исправность приборов контроля за содержанием сероводорода в воздухе рабочей зоны, наличие и готовность СИЗ; обработать буровой раствор нейтрализатором; провести проверку знаний рабочих и ИТР

бригады по ПЛА и использованию СЗР, оказанию доврачебной помощи; иметь на буровой запас материалов и химических реагентов, в том числе нейтрализующих сероводород, достаточный для обработки бурового раствора в количестве не менее двух объемов скважины; организовать круглосуточное дежурство представителей ПФВЧ, а также транспорта для эвакуации; обеспечить наличие на буровой и постоянную готовность цементирующего агрегата к работе; определить маршруты для выхода работников из опасной зоны при аварийных ситуациях; иметь на буровой запас цемента в количестве, достаточном для установки цементного моста.

Испытания на сроки схватывания и прочность цемента следует проводить не реже одного раза в 10 дней.

18.3. 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.

18.4. Порядок обеспечения промышленной безопасности при креплении ствола скважины

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

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

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

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

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

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

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

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

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

18.5. Обустройство устья скважины

До установки оборудования на устье скважины производится опрессовка на давление, предусмотренное паспортом, а после окончания монтажных работ на устьевой площадке производится испытание и опрессовка устьевого оборудования скважины на давление опрессовки эксплуатационной колонны, с участием АСС, с составлением акта приемки. Время опрессовки не менее 10 минут.

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

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

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

18.6. Испытание, гидродинамические исследования и освоение скважин

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

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

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

В ПЛА при испытании и освоении скважин предусматриваются мероприятия и безопасные действия персонала в случае возникновения опасных и аварийных ситуаций связанных с технологией работ, с возможной утечкой пластового флюида и отрицательного

воздействия на окружающую среду, производственный персонал и население, находящееся в опасной зоне.

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

- 1) Эксплуатационная колонна прошаблонирована, опрессована совместно с колонной головкой и превенторной установкой, герметична при максимально ожидаемом давлении на устье скважины;
- 2) устье с превенторной установкой, манифольдный блок и выкидные линии 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 длиной не менее 100 метров от устья скважины и соединяется с факельной установкой с дистанционным розжигом. На факельной линии устанавливается огнепреградитель.

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

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

На время вызова притока из пластов и глушения обеспечивается:

- 1) постоянное круглосуточное дежурство лица контроля и оперативной группы АСС;
- 2) круглосуточное дежурство транспорта для эвакуации;
- 3) постоянная готовность к работе 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 строительство скважины;
- 2) два шаровых крана (один под квадратом, второй на аварийной трубе или подвешенный на тросике в буровой);
- 3) обеспечено круглосуточное дежурство цементировочного агрегата, автомашины, ответственного лица, связь буровой (предприятием).

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.

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 переливается. При наличии перелива определить его характер и немедленно загерметизировать скважину. Дальнейшие работы проводить по ПОР.

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

19.2. Подготовка, монтаж и эксплуатация устьевого оборудования и ПВО

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

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

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

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

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

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

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

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

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

На стенке перед каждым штурвалом водостойкой краской указываются:

- 1) стрелки, указывающие направление вращения штурвала на закрытие и открытие;
- 2) цифры, указывающие число оборотов штурвала до полного закрытия;

3) метка, совмещение которой с меткой на валу штурвала соответствует закрытию превентора;

4) величина давления опрессовки колонны;

5) диаметр установленных плашек и порядковый номер превентора снизу вверх.

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

Результат опрессовки оформляется актом.

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

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

Опрессовка оформляется соответствующим актом.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Выкидные линии превенторов изготавливаются из бесшовных труб равного проходного сечения.

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

Линия глушения должна иметь сброс в емкость.

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

Обвязка технической колонны с ПВО выполняется с помощью колонной головки.

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

Таблица 20.1. Список литературы

№ п/п	Наименование материала	Номера разделов проекта
1	2	3
1	Методические рекомендации по разработке проектной документации на бурение (строительство) скважин на нефть и газ	1-23
2	Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности	1-23
3	Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр	4
4	СанПиН «Санитарно – эпидемиологические требования по установлению санитарно – защитной зоны производственных объектов», утвержденный приказом Министра национальной экономики РК от 20.03.2015 г № 237.	17, 18
5	Правила консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана от 22 мая 2018 года № 200.	15
6	Инструкция по испытанию обсадных колонн на герметичность. (АООТ «ВНИИТнефть»). Москва, 1999 г.	9
7	Инструкция по расчету бурильных колонн. (АООТ «ВНИИТнефть»). Москва, 1997 г.	8
8	Инструкция по расчету колонн насосно-компрессорных труб. (АООТ «ВНИИТнефть»). Москва, 1998 г.	10
9	Инструкция по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин. (АООТ «ВНИИТнефть»). Москва, 1997 г.	9
10	Правила пожарной безопасности в нефтегазодобывающей промышленности ППБС РК-10-98.	17
11	Трубы нефтяного сортамента под редакцией Сарояна М.: Недра, 1976	8, 9
12	Трубы обсадные, насосно-компрессорные, бурильные и трубы для трубопроводов нефтяной и газовой промышленности. ГОСТ Р 54918 - 2012 (ISO/TR 10400:2007)	9
13	Трубы стальные бурильные для нефтяной и газовой промышленности. ГОСТ Р 54383 - 2011 (ИС011961:2008)	8, 9
14	Трубы стальные, применяемые в качестве обсадных или насосно-компрессорных труб для скважин в нефтяной и газовой промышленности ГОСТ Р 53366 – 2009 (ИС0 11960:2004)	8, 9, 10
15	Справочник по креплению нефтяных и газовых скважин под редакцией Булатова. М.: Недра, 1981	9
16	Спутник буровика. Справочник К. Иогансен. М.: Недра, 1986	8, 9
17	Оборудование противобросовое. Типовые схемы, основные параметры общие технические требования к конструкции, ГОСТ 13862-2003	9, 11
18	Арматура фонтанная и нагнетательная. Типовые схемы, основные параметры общие технические требования к конструкции, ГОСТ 13846-2003	9, 11
19	Установки буровые комплектные для эксплуатационного и глубокого разведочного бурения основные параметры ГОСТ 16293-89 (СТ СЭВ 2446-88)	13
20	Сборник типовых инструкций по безопасному ведению работ для рабочих буровых бригад. А.: МНП РК, 1995	17
21	Правила выдачи разрешений на сжигание сырого газа в факелах. Приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 25 апреля 2018 года № 140	10
22	Кодекс Республики Казахстан "О НЕДРАХ И НЕДРОПОЛЬЗОВАНИИ"	4

№ п/п	Наименование материала	Номера разделов проекта
1	2	3
23	Закон Республики Казахстан «О гражданской защите»	1 -23

21 . СВЕДЕНИЯ О ВОДОСНАБЖЕНИИ

Водоснабжение водой буровой бригады для технических нужд, осуществляется автоцистернами либо по водопроводу с водозаборной скважины, находящейся на месторождении на расстоянии ближайшей к БУ.

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

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

Продолжительность работы котельной установки – время бурения и крепления скважины.

Следовательно, общий расход потребления воды котельной установкой составит: $3 \frac{\text{м}^3}{\text{сут}} 190 \text{ сут} \cdot \frac{158 \text{ сут}}{365 \text{ сут}} = 3 * 190 * 0,433 = 250 \text{ м}^3$

Примечание:

- 1 Водоснабжение водой буровой бригады для технических нужд, осуществляется автоцистернами
- 2 Для питьевых целей - привозная бутилированная вода.
- 3 Расход воды на питьевые нужды для одного человека – 2 л

22. СВЕДЕНИЯ О РАСХОДЕ ГСМ

Таблица 22.1. Потребность в ГСМ

Агрегат	Двигатель	Количество двигателей	Мощность двигателя, N (кВт)	Удельный расход топлива, q (г/кВт*час)	Удельный расход масла, q _м (г/кВт*час)	Продолжительность работы двигателя (сут)	Общий расход топлива (тн)	Общий расход масла (тн)
сварочный агрегат АДД-3124У1	Д144-81-1	1	37	133	0,399	0,5	0,0591	0,0002
подготовительные работы + бурение + крепление ZJ50								
Основные дизель-генераторы	Caterpillar	3	810	220	0.660	190	2437.78	7.31
Цементирувочный агрегат	Caterpillar	1	500	220	0.660	1.3	3.30	0.01
подготовительные работы + бурение + крепление ZJ70								
Основные дизель-генераторы	Caterpillar	4	810	220	0.660	190	3250.37	9.75
Цементирувочный агрегат	Caterpillar	1	500	220	0.660	1.3	3.30	0.01
испытание скважины								
Установка для освоения (испытания)	Caterpillar	1	430	220	0.660	10,0	17,107	0,051
Цементирувочный агрегат	Caterpillar	1	500	220	0.660	10	26,40	0,08
Дизельная электростанция	Caterpillar	1	200	220	0.660	10,0	10,560	0,032
Агрегат	Количество	Расход топлива, q (л/час)	Плотность дизельного топлива, г/см³	продолжительность отопительного периода, сут	Продолжительность работы двигателя (сут)	Общий расход топлива (тн)		
Паровой котёл	1	166.7	0.85	158.000	190.0	279.694		

Примечание

Удельный расход масла составляет 0,3% от расхода топлива

Продолжительность работы цементирувочных агрегатов принята исходя из максимальной продолжительности работы при цементировании таб. 9.12

Расчёт произведён исходя из плотности дизельного топлива – 0,85 г/см³

Продолжительность работы двигателей при бурении, креплении, испытании таб. 13.1

23 ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение 1. Техническое задание

		Drilling Department / Департамент Бурения	
Индивидуальный Технический проект на строительство оценочной скважины №102 на Артинский горизонт Западно-Тепловского месторождения			
ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ на разработку Индивидуального Технического Проекта на строительство эксплуатационной скважины Wtp102 на Артинский ярус Западно –Тепловском поднятии			
ФИО	Должность, Департамент	Подпись	Дата
Утверждено:			
Тинкхоф Р.	Директор по Производству		
Фогтлендер Г.	Директор Дирекции УРМ		05/05/25
Согласовано:			
Дружинин И.В.	Начальник Департамента		02.05.25
Кусаинов А.	Заместитель главного геолога		02.05.25
Наурузов Т.	Начальник Департамента Разработки и Технологии Добычи месторождения		05.05.25
Тулегенов Д.	Начальник Департамента КК, ТБ, ОТ, ПБ и ООС		05/05/2025
Царь Н.	Инженер Механик Промышленных Объектов		21/5/25
Проверено:			
Айду А.	Начальник отдела по проектированию скважин		02/05/25
Prepared by / Подготовлено:			
Кайназаров Т.	Супервайзер КРС		02/05/25

	Drilling Department / Департамент Бурения
Индивидуальный Технический проект на строительство оценочной скважины №102 на Артинский горизонт Западно-Тепловского месторождения	

Содержание

1. Основание для проектирования.....	3
2. Основные проектные данные.....	3
3. Буровое оборудование.....	4
3.1 Противовыбросовое оборудование и обвязка устья скважины.....	4
4. Конструкция скважины.....	5
5. Углубление скважины.....	5
6. Буровые растворы.....	6
6.1 Рекомендуемая программа по буровым растворам.....	6
7. Крепление скважины.....	7
7.1 Цементирование обсадных колонн.....	7
8. Испытание объектов после окончания бурения.....	7
9. Продолжительность строительства скважины.....	7
10. Общие сведения о районе буровых работ.....	7
11. Организация строительства.....	8
11.1 Сведения о строительстве буровой площадки.....	8
11.2 Объем подготовительных работ.....	8
11.3 Требования к объекту.....	9
11.3.1 Буровая площадка согласно Приложению №2.....	9
11.3.2 Площадка ГСМ согласно Приложению №2.....	9
11.4 Ведомость объемов работ на подготовку универсальной.....	9
буровой площадки.....	9
12. Водо и энергоснабжение, связь и местные стройматериалы.....	10
3. Охрана окружающей среды.....	10
14. Организация транспортировки.....	10
14.1 Сведения о транспортировке вахт.....	10
Определяются после выбора бурового подрядчика.....	10
14.2 Сведения о транспортировке грузов.....	10

Приложение №1. Геологическая программа

Приложение №2. Траектория скважины Wtp103

Приложение №3. Техническое задание на строительство буровой площадки

Приложение №4. Схема буровой площадки

Приложение №5. Минимальные требования ОТ, ТБ и Э для технического задания на строительство скважин

	Drilling Department / Департамент Бурения
Индивидуальный Технический проект на строительство оценочной скважины №102 на Артинский горизонт Западно-Тепловского месторождения	

1. Основание для проектирования

1.1. Контракт № S24-058-00

Дополнение к проекту промышленной разработки нефтегазоконденсатного месторождения Западно-тепловского

2. Основные проектные данные

№	Наименование	Значение
1	Государство, область, район строительства скважин	Республика Казахстан, Западно-Казахстанская область, Зеленовский район
2	Месторождение	Западно Тепловское
3	Номер скважины	Wtp102
4	Цель бурения и назначение скважины	• Пилотный ствол и дальнейшее бурение горизонтального ствола • Актуализировать геологическую модель Артинского горизонта • Произвести оценку коллекторских свойств и характер насыщения Артинского горизонта • Долгосрочная добыча согласно Проекту промышленной разработки из горизонта P1ar.
5	Проектный горизонт	Артинский горизонт (P1ar)
6	Вид скважины	эксплуатационная
7	Альтитуда земли, м	109,47 м
8	Высота стола ротора, м	10 м
9	Тип профиля скважины	Наклонно-направленный пилотный ствол, основной горизонтальный ствол
10	Глубина по вертикали TVDRT, м	2951,47*
11	Глубина по стволу MDRT, м	4264,99*
13	Азимут, °	255°
14	Максимальный зенитный угол	90°
17	Вертикальная глубина входа в пласт TVDRT, м	Артинский ярус (P1 ar), 2786,47м*
18	Содержание H ₂ S и CO ₂ в пластовом флюиде	H ₂ S < 1.1% CO ₂ < 1%

*. Конечная глубина будет подтверждена во время бурения скважины.

**. Сжигание газа будет производиться во Франской залежи, которая состоит из двух типов резервуара: Карбонатная и Терригенная.

	Drilling Department / Департамент Бурения
Индивидуальный Технический проект на строительство оценочной скважины №102 на Артинский горизонт Западно-Тепловского месторождения	

3. Буровое оборудование

№	Наименование	Значение
1.	Тип буровой установки	ZJ -70 или аналоги.
2.	Высота ротора буровой установки	10 м
3.	Грузоподъемность буровой установки	450 tons
4.	Установка для испытания последующих объектов	Оборудование для испытаний скважин
5.	Тип вышки	Пирамидальная, Телескопическая
6.	Перечень дополнительного оборудования, механизмов к основному комплекту	По спецификации Заказчика (бурового подрядчика)
7.	Тип дизелей, количество, расход топлива на кВт/час по типам ДВС	По спецификации Заказчика (бурового подрядчика)
8.	Вид монтажа	Первичный и повторный
9.	Подготовка трассы к перетаскиванию	По необходимости
10.	Тип фундамента	ж/б плиты
11.	Пожарная емкость	50 м ³ , количество – 1 шт
12.	Оборудование для приготовления и очистки буровых растворов	По спецификации сервисной компании

3.1 Противовыбросовое оборудование и обвязка устья скважины

Колонная головка и Фонтанная арматура согласно стандарту API:

Секция	Наименование	Размер	Давление, psi	Класс тем.	Класс материал	PSL	PR
D	Фонтанная арматура	4 1/16"	10000	L-U	DD	3	2
C	Трубная головка	9"	10000	L-U	DD	3	2
B	Колонная головка	11"	10000	L-U	DD	3	2
A	Колонная головка	13 5/8"	5000	L-U	AA	2	1

	Drilling Department / Департамент Бурения
Индивидуальный Технический проект на строительство оценочной скважины №102 на Артинский горизонт Западно-Тепловского месторождения	

4. Конструкция скважины

4.1 Планируемая конструкция скважины:

Наименование Колонн	Диаметр, мм		Глубина MDRT, м	ВПЦ от устья, м	Тип/Класс металла колонны/ Вес на единицу длины кг/м	Тип резьбы
	Долота	Колонны				
Шахтовое Направление	711,2	609,6	28	0	ISO X-60 или ГОСТ «Д» / 245,55	ВТС или ГОСТ «ОТТМ»
Кондуктор	558,8	425,45	360	0	ISO K-55 или ГОСТ «Д» / 115,3	ВТС или ГОСТ «ОТТМ»
Промежуточная колонна	394	323,9	1180	0	ISO K-55 или ГОСТ «Д» / 87,06	ВТС или ГОСТ «ОТТМ»
Эксплуатационная колонна	295,3	244,5	2992	0	ISO L-80.1 / 79,62	Резьбовое соединение премиум-класса, соответствующее стандарту ISO CAL IV
<i>Пилотный ствол скважины</i>	<i>215,9</i>	<i>Неприменимо</i>	<i>3200</i>	<i>3000*</i>	<i>Неприменимо</i>	
Хвостовик	215,9	177,8	2000-3322	2000	ISO L-80.1 / 47,62 или ГОСТ	
Фильтр-Хвостовик	152,4	114,3	3000-4264,99	Не цементируемый	ISO T-95.1 / 22,62 или ГОСТ	

* **Примечания:** Планируемая верхняя часть ликвидационной цементной пробки для тампонирувания/закупоривания пилотной ствола диаметром 215,9 мм.

Общие примечания:

- Глубины установки подвески и башмака хвостовика уточняются при разработке проекта и уточнения геологических данных.
- Зарезка и набор угла зенитного угла до 29,86 град, азимута 255 град начнется с глубины 1213м MD секции 295,3мм.
- Установка башмака 244,5мм колонны будет производиться в отложениях Филипповского яруса
- В секции 215,9мм будет производиться бурение пилотного ствола до глубины ниже водонефтяного контакта для детального изучения продуктивного горизонта
- В секции 215,9мм будет производиться керноотбор в пилотном стволе (запланировано 36м керноотбора в продуктивном горизонте)
- После исследования и оценки данных полученных с пилотного ствола, пилотный ствол будет зацементирован до башмака 244,5мм колонны
- Основной ствол 215,9мм секции набора зенитного угла будет производиться с цементного моста пилотного ствола
- В горизонтальном участке при законченания скважин будет устанавливаться комплексная система из 10 набухающих пакеров или гидравлические пакеры для открытых ствола скважин и 12 циркуляционных клапанов с боковым отверстием на 114,3мм хвостовике

5. Углубление скважины

№	Наименование	Значение
1	Способы бурения	

 ПОЗИТИВ ИНЖИНИРИНГ	Drilling Department / Департамент Бурения
Индивидуальный Технический проект на строительство оценочной скважины №102 на Артинский горизонт Западно-Тепловского месторождения	

№	Наименование	Значение
	Секция диаметром – 660,4 мм	Роторный
	Секция диаметром - 558,8 мм	Роторный
	Секция диаметром – 394 мм	Роторный
	Секция диаметром – 295,3 мм	ВЗД, РУС
	Секция диаметром – 215,3 мм	ВЗД, РУС (Керно-отбор)
	Секция диаметром – 152,4 мм	РУС
2	Режимы бурения	Согласно расчетам
3	Бурильные трубы, мм	101,6 мм, 89 мм, 73 мм
4	Выбор КНБК	Согласно расчетам

6. Буровые растворы

№	Наименование	Значение
1	Способ приготовления	Индивидуальный
2	Рецептура приготовления бурового раствора	По программе сервисной компании
3	Наименование химических реагентов	По программе сервисной компании
4	Надпакерная жидкость (рассол)	На основе хлорида натрия или (NaCl) хлорид кальция (CaCl ₂)

6.1 Рекомендуемая программа по буровым растворам

Диаметр ствола, мм	Удельный вес бур. Р-ра*	Тип бурового раствора	Рекомендуемый объем раствора, м ³
558,8	1,30-1,40	Биополимер-глинистый инкапсулированный	380
394	1,20-1,55	Ингибированный полимерный р-р	450
295,3	1,40-1,75	Соленасыщенный раствор	550
215,9	1,16-1,35	Биополимерный	620
152,4	1,23-1,45	Биополимерный	520

Примечания:

*- удельный вес бурового раствора выбирается в зависимости от пластовых давлений в соответствии с требованиями нормативных документов РК и необходимости обеспечения устойчивости ствола скважины.

 ПОЗИТИВ инвест	Drilling Department / Департамент Бурения
Индивидуальный Технический проект на строительство оценочной скважины №102 на Артинский горизонт Западно-Тепловского месторождения	

7. Крепление скважины

7.1 Цементирование обсадных колонн

Обсадная колонна, мм	Секция, мм	Интервал Установки MDRT*, м		Номер ступени цементир. (снизу вверх)	Состав цементного раствора	Состав буферной жидкости
		От (верх)	До (низ)			
609,6	711,2	0	28	По программе сервисной компании по цементированию		
426	558,8	0	360	По программе сервисной компании по цементированию		
323,9	394	0	1180	По программе сервисной компании по цементированию		
244,5	295,3	0	2991,8	По программе сервисной компании по цементированию		
Пилотный ствол скважины		3000	3200	По программе сервисной компании по цементированию		
177,8	215,9	2000	3320	По программе сервисной компании по цементированию		
114,3	152,4	3000	4264,9	Не цементируемый		

Примечания:

* Уточняется в процессе строительства скважины.

8. Испытание объектов после окончания бурения

- Каротаж с использованием труб или насосно-компрессорных труб
- ГДИС
- PLT исследование
- КВД
- Отбор PVT и поверхностных проб

9. Продолжительность строительства скважин

№	Наименование	Значение
1	Подготовительные работы к бурению	6 суток
2	Строительство и монтаж буровой установки	15 суток
3	Бурение скважины	89 суток
4	Испытания объектов, сут	По расчету

10. Общие сведения о районе буровых работ

№	Наименование	Значение
1	Среднегодовая температура воздуха, С°	+4,8 СНиП РК. 2. 04 – 01 - 2001

	Drilling Department / Департамент Бурения
Индивидуальный Технический проект на строительство оценочной скважины №102 на Артинский горизонт Западно-Тепловского месторождения	

2	Наибольшая летняя	+ 45 ⁰
3	Наименьшая зимняя:	- 45 ⁰
4	Продолжительность зимнего периода, сут	146 ВСН 39 - 86
5	Продолжительность отопительного периода, сут	196
6	Среднегодовое количество осадков, мм	264 СНиП РК 2. 04 – 01 - 2001
7	Азимут преобладающего направления ветра	ЮВ/СЗ
8	Скорость ветра, м/с	6-15

11. Организация строительства

11.1 Сведения о строительстве буровой площадки

№	Наименование	Значение
1	Рельеф местности	Холмистая равнина
2	Состояние местности	Пашня, луга
3	Плодородный слой (гумус), см	50
4	Категория грунта	Вторая
5	Глубина промерзания грунта, м	1,5
6	Размер земельного участка под буровую площадку	3,5 га по СНиП 459 - 74

11.2 Объем подготовительных работ

№	Наименование	Значение
1	Необходимость проведения проектно-изыскательских работ на площадке строительства буровой	ЗКО, Зеленовский район, Тепловское.
2	Технические условия на сооружение универсальной буровой площадки	Действующее предприятие с особыми условиями эксплуатации.
3	Вид сооружения	Круглогодично, круглосуточно.
4	Район, участок строительства	ЗКО, Зеленовский район, Западно Тепловское.
5	Назначение объекта	Площадка для строительства скважины.
6	Сооружение подъездных дорог к буровой	Требуется
7	Сооружение переездов и мостов	Схема буровой площадки

№	Наименование видов работ	Ед. изм.	Кол-во	Примечание
Буровая площадка (согласно прилагаемой схеме)				
1	Согласование с Заказчиком работ, на территории Восточно Гремячинская, вынос на местность, разбивка;	Комп л.	1	
2	Разработка, перемещение грунта плодородного слоя h-300мм. обеспечить складирование по периметру буровой площадки 22900м ² ; 6870м ³ ;	м ³	6870	

	Drilling Department / Департамент Бурения
Индивидуальный Технический проект на строительство оценочной скважины №102 на Артинский горизонт Западно-Тепловского месторождения	

3	Планировка территории буровой площадки;	м ²	22900	
4	Вертикальная планировка территории буровой площадки с досыпкой грунта (грунт сосредоточенного карьера подрядчика). Необходимо обеспечить уклон от шахты устья скважины к факельным приемкам;	м ³	1600	
5	Монтаж площадки бурового станка из сборных железобетонных плит ПДН (2х6м). Монтаж выполнить по укатанной- уплотнённой поверхности, на основании из ПГС h=100 мм;	м ²	10020	
6	Монтаж площадки ГСМ (30х10м) из сборных железобетонных плит ПДН (2х6м) в т. ч. очистка, перевозка до 25км, 25шт; 300м ² (плиты предоставляет заказчик). Монтаж выполнить по укатанной- уплотнённой поверхности, на основании из ПГС h=100 мм; 30м ³ ., необходимо предусмотреть обвалование земляной насыпью с устройством противодиффузионного экрана с применением геомембраны и глиняного замка (грунт сосредоточенного карьера подрядчика);	м ²	300	
7	Устройство факельных приемков. Грунтовые выемки под факельные приемки выполнить размерами 10х18м, h=3м 1шт и 8х16м h=3м 1шт. Складирование вынимаемого грунта - по периметру факельных приемков;	2шт	1	
8	Устройство обвалования по периметру буровой площадки предусмотреть земляной насыпью с использованием отдельно грунта плодородного слоя почвы и условно плодородного (грунт сосредоточенного карьера подрядчика);	м	600	
9	Устройство двух секционного земляного приемка размером 25х20х4м каждой секции, общим объемом 4000м ³ ;	Комп. л.	1	

11.3 Требования к объекту

11.3.1 Буровая площадка согласно Приложению №2

11.3.2 Площадка ГСМ согласно Приложению №2

11.4 Ведомость объемов работ на подготовку универсальной буровой площадки

№	Наименование	Значение
1	Местоположение объекта	Западно-Тепловская нефтегазоконденсатное месторождение
2	Назначение объекта	Подготовка буровой площадки для строительства скважины
3	Заказчик	ТОО «Позитив Инвест»
4	Подрядчик	Определяется по итогам тендера

		Drilling Department / Департамент Бурения
Индивидуальный Технический проект на строительство оцночной скважины №102 на Артинский горизонт Западно-Тепловского месторождения		
5	Поставка грунта	Определяется по итогам тендера
6	Поставка песчано-гравийной смеси	Карьер в районе г. Уральск
7	Поставка железобетонных плит	Заказчик

12. Водоснабжение, связь и местные стройматериалы

Наименование	Вид (название) источника воды, связи, стройматериалов	Расстояние от источника до буровой, (км)	Характеристика
Водоснабжение: вода для тех. нужд: питьевая вода:	водозаборная скважина, бутилированная	0,05 40	В/провод 100-127 мм А/транспорт
Энергоснабжение	Дизель-электростанция	В пределах буровой	Автономное
Связь	радиотел. / радиостанция		связь с офисом
Местные стройматериалы	местный карьер	40	

13. Охрана окружающей среды

Минимальные требования ОТ, ТБ и Э для технического задания на строительство скважин указаны в Приложении № 3

14. Организация транспортировки

14.1 Сведения о транспортировке вахт

Пункты		Расстояние км.	Вид транспорта	Периодичность смены вахт
отправления	назначения			
Определяются после выбора бурового подрядчика				

14.2 Сведения о транспортировке грузов

Наименование груза	Пункты		Вид транспорта	Расстояние км.
	отправления	назначения		
Согласно контракту с сервисными подрядчиками				

Приложения:

1. Техническая характеристика (копии паспортов) бурового оборудования, с

Стр 10 из 11

 ПОЗИТИВ ИНВЕСТ	Drilling Department / Департамент Бурения
Индивидуальный Технический проект на строительство оценочной скважины №102 на Артинский горизонт Западно-Тепловского месторождения	

указанием удельного расхода топлива по каждому типу дизелей и котельным.

2. Спецификация бурового оборудования.
3. Схема расположения бурового оборудования при бурении скважин, согласованная с Департаментом Комитета индустриального развития и промышленной безопасности Министерства по инвестициям и развитию РК по Западно-Казахстанской области РК.
4. Схема расположения бурового оборудования при испытании скважин, согласованная с Департаментом Комитета индустриального развития и промышленной безопасности Министерства по инвестициям и развитию РК по Западно-Казахстанской области РК.
5. Схема обвязки устья скважины противовыбросовым оборудованием при бурении скважин, согласованная с Департаментом Комитета индустриального развития и промышленной безопасности Министерства по инвестициям и развитию РК по Западно-Казахстанской области РК и с Западно-Казахстанским филиалом РГП «ПВАСС».
6. Схема обвязки устья скважины при испытании скважин и при испытании пластоиспытателем, согласованная с Департаментом Комитета индустриального развития и промышленной безопасности Министерства по инвестициям и развитию РК и с Западно-Казахстанским филиалом РГП

Приложение 2. Протокол ГТС

ПРОТОКОЛ № _____
совместного научно-технического совещания ТОО «ПОЗИТИВ ИНВЕСТ» и ТОО
«Проектный институт «OPTIMUM»

г. Актау

« _____ » _____ 2025

Присутствовали:

от ТОО «ПОЗИТИВ ИНВЕСТ»:

Бастаубаев Д.К.	Генеральный директор
Айду А.	Начальник отдела по проектированию скважин
Тулегенов Д.	Директор по ОТ, ПБ и ООС
Сапышева Р.И.	Инженер по бурению

от ТОО «Проектный институт «OPTIMUM»

Карайдарова А. Н.	Заместитель генерального директора по науке
Асеев Г. В.	Руководитель службы проектирования строительства скважин
Косаманова А. К.	Ведущий специалист службы геологии и разведки

Повестка дня:

Рассмотрение проекта «Индивидуальный технический проект на строительство эксплуатационной скважины Wtp102 на Артинский ярус Западно - Тепловского месторождения».

Выступил с докладом Асеев Г. В.

Индивидуальный технический проект составлен ТОО «Проектный институт «OPTIMUM» в соответствии с договором № S24-058-00 от 09.12.2024 г., на основании утвержденного проекта «Проект разработки нефтегазоконденсатного месторождения Тепловско-Токаревское по состоянию на 01.07.2024 г.»

Индивидуальный технический проект на строительство эксплуатационной скважины Wtp102 на Артинский ярус Западно - Тепловского месторождения разработан в соответствии с «Методическими рекомендациями по разработке проектной документации на бурение (строительство) скважин на нефть и газ». Выполнен по форме и содержанию «Макета рабочего (технического) проекта на строительство скважин на нефть и газ»

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

Техническим проектом предусмотрено бурение пилотного ствола до глубины ниже водонефтяного контакта для детального изучения продуктивного горизонта.

Бурение скважины будет осуществляться буровой установкой с допускаемой грузоподъемностью не ниже 3200 кН.

Проектный горизонт - нижнепермский, артинский ярус (P_{1ar}), проектная глубина по вертикали – 2952 м, по стволу – 4270 м. Возможно корректировка траектории, длины, азимута ствола с учетом мониторинга результатов бурения и эксплуатации близлежащих скважин и геолого-геофизической модели месторождения

Продолжительность цикла бурения скважины 240 суток, с учетом строительно-монтажных работ - 30 суток без учёта мобилизации буровой установки, подготовительные

работы к бурению - 10 суток, бурение и крепление - 180 суток, испытания в эксплуатационной колонне - 20 суток. Способ бурения скважины - роторный (РУС), ВЗД.

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

В соответствии с геологическими условиями месторождения предусмотрена следующая конструкция эксплуатационной скважины:

- кондуктор $\varnothing$ 426 мм (0-367 м)
- Промежуточная колонна $\varnothing$ 323,9 мм (0 - 1100 м по стволу)
- Эксплуатационная колонна $\varnothing$ 244,5 мм (0-2990 м)
- Эксплуатационная колонна (хвостовик) $\varnothing$ 177,8 мм (2000 - 3323 м по стволу)
- Эксплуатационный хвостовик $\varnothing$ 114,3 мм (3000 - 4270 м по стволу)

Предварительный азимут проводки ствола - 255°.

Плотности бурового раствора рассчитаны на основании п. 85-2 Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности. Пластовые давления приняты на основании проекта разработки нефтегазоконденсатного месторождения Тепловско-Токаревское

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

В обсуждении изложенных материалов приняли участие: Карайдарова А. Н.,
После обмена мнениями научно-технический совет

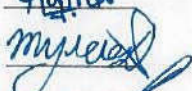
РЕШИЛ:

- 1 Принять «Индивидуальный технический проект на строительство эксплуатационной скважины Wtp102 на Артинский ярус Западно - Тепловского месторождения»
- 2 Направить проект на дальнейшее рассмотрение в государственные контролирующие органы

ТОО «ПОЗИТИВ ИНВЕСТ»

Бастаубаев Д.К. 

Айду А. 

Тулегенов Д. 

Сапышева Р.И. 

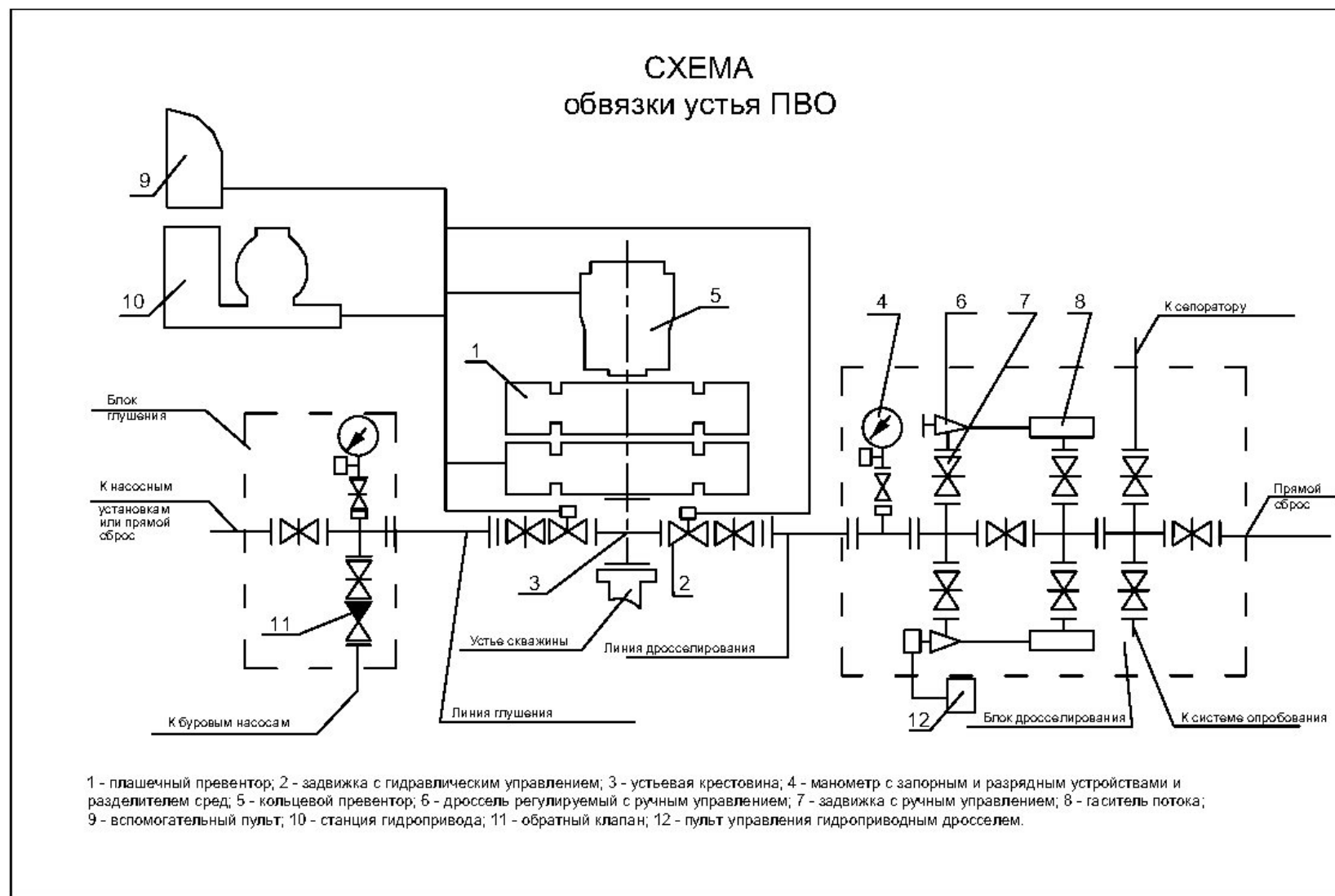
ТОО «Проектный институт «OPTIMUM»

Карайдарова А. Н. 

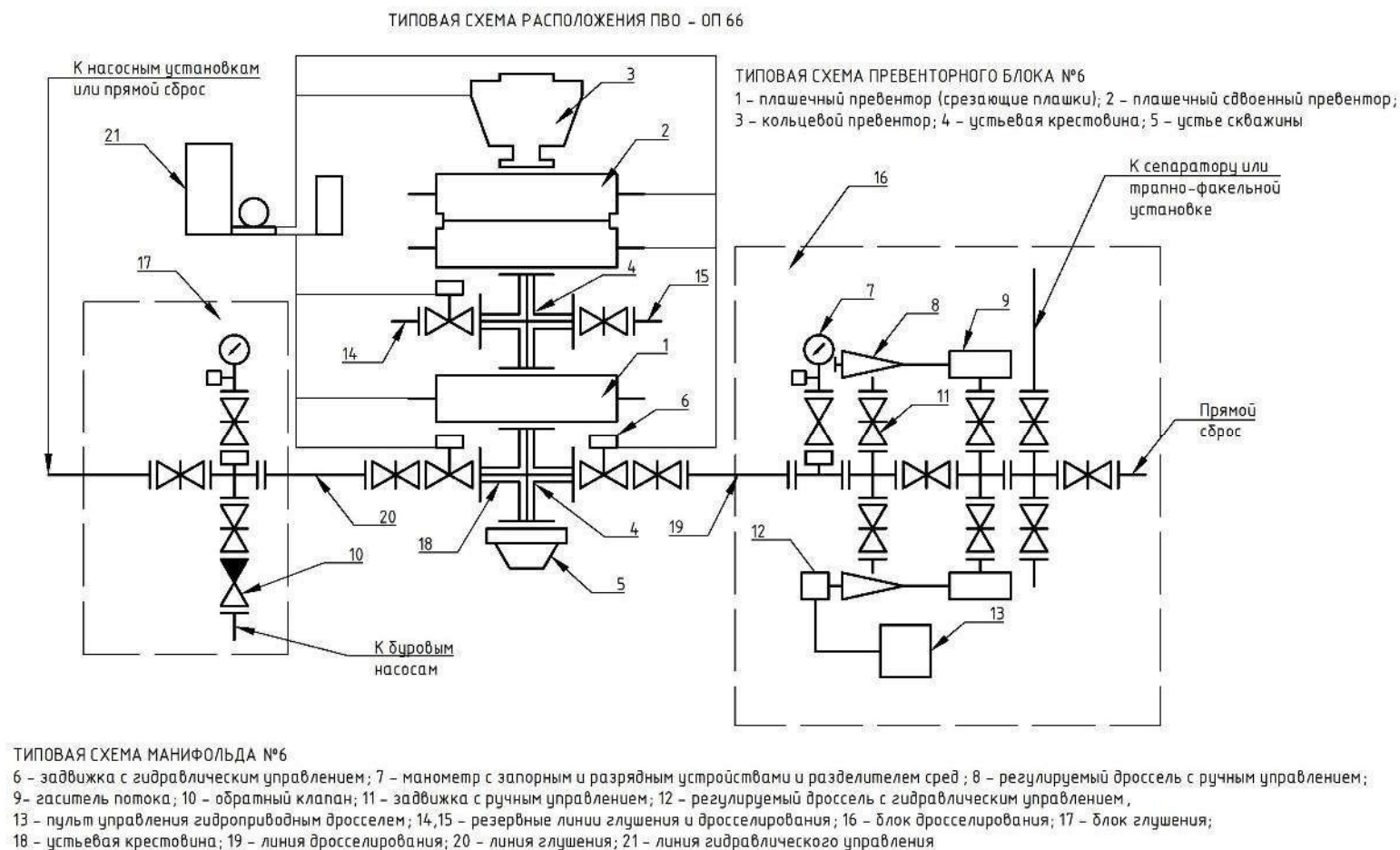
Асеев Г. В. 

Косаманова А. К. 

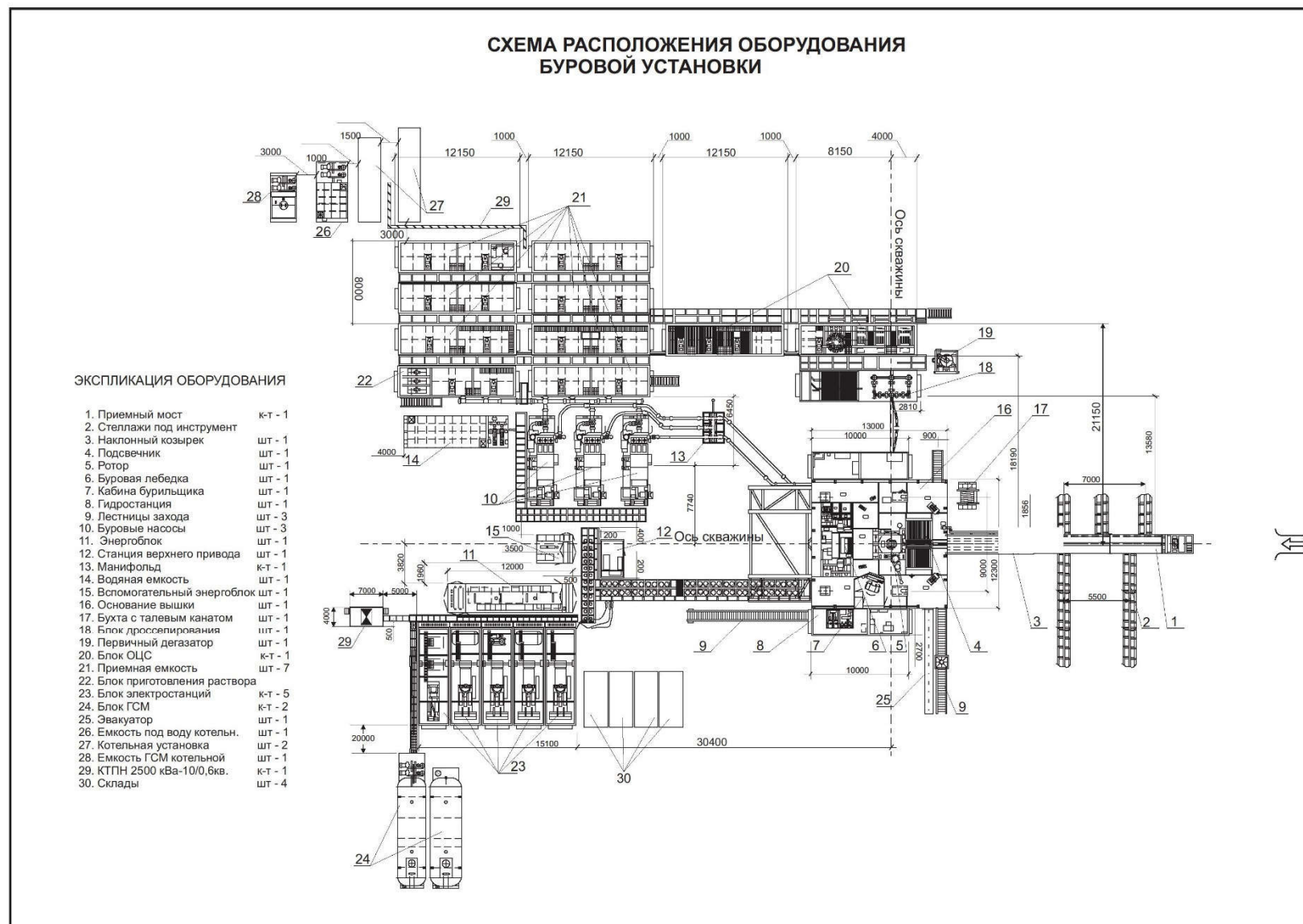
Приложение 3. Типовая схема ОП45 -540/80х35 обвязки устья ПВО при бурении скважин



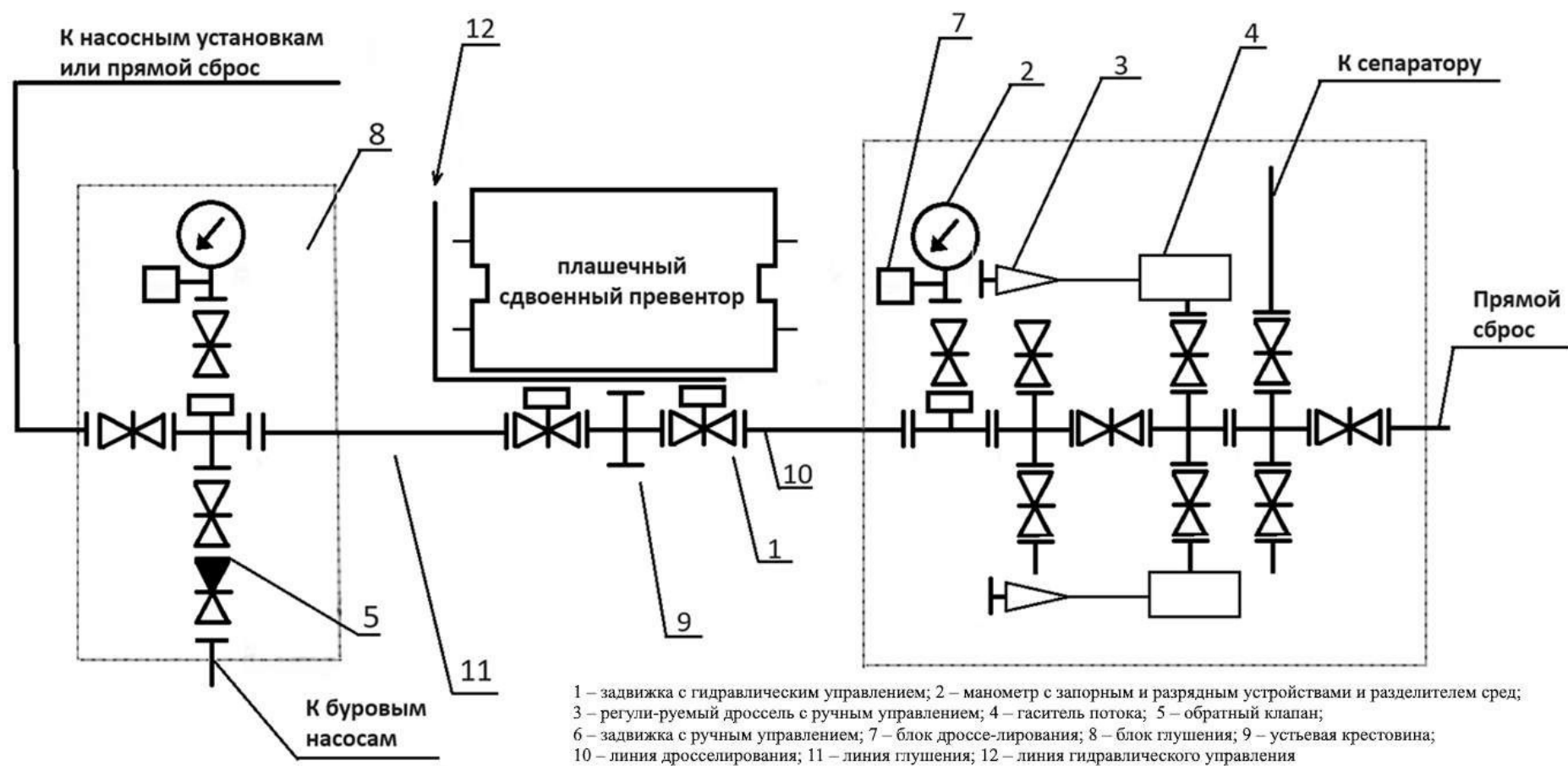
Приложение 4. Типовая схема ОП 66-350/80х70 обвязки устья ПВО при бурении скважин



Приложение 5. Схема расположения оборудования при бурении



Приложение 6. Схема обвязки устья скважины при испытании пластов в колонне



**ТИПОВАЯ СХЕМА
УКЛАДКИ ЖБИ НА ТЕРРИТОРИИ ЖИЛОГО ВАХТОВОГО ГОРОДКА ДЛЯ
ОБСЛУЖИВАЮЩЕГО ПЕРСОНАЛА**

ЭКСПЛИКАЦИЯ

1. Общежитие
2. Столовая
3. Емкость для ЖБО
4. Площадка под ТБО
5. Площадка под ГСМ
6. Дворовой туалет
7. Площадка для ДЭС
8. Пожарная емкость
9. Водяная скважина
10. Контейнер с тех.водой
11. Стоянка А/транспорта 10х20м
12. Плиты 2 м. х 6 м. - 124 шт

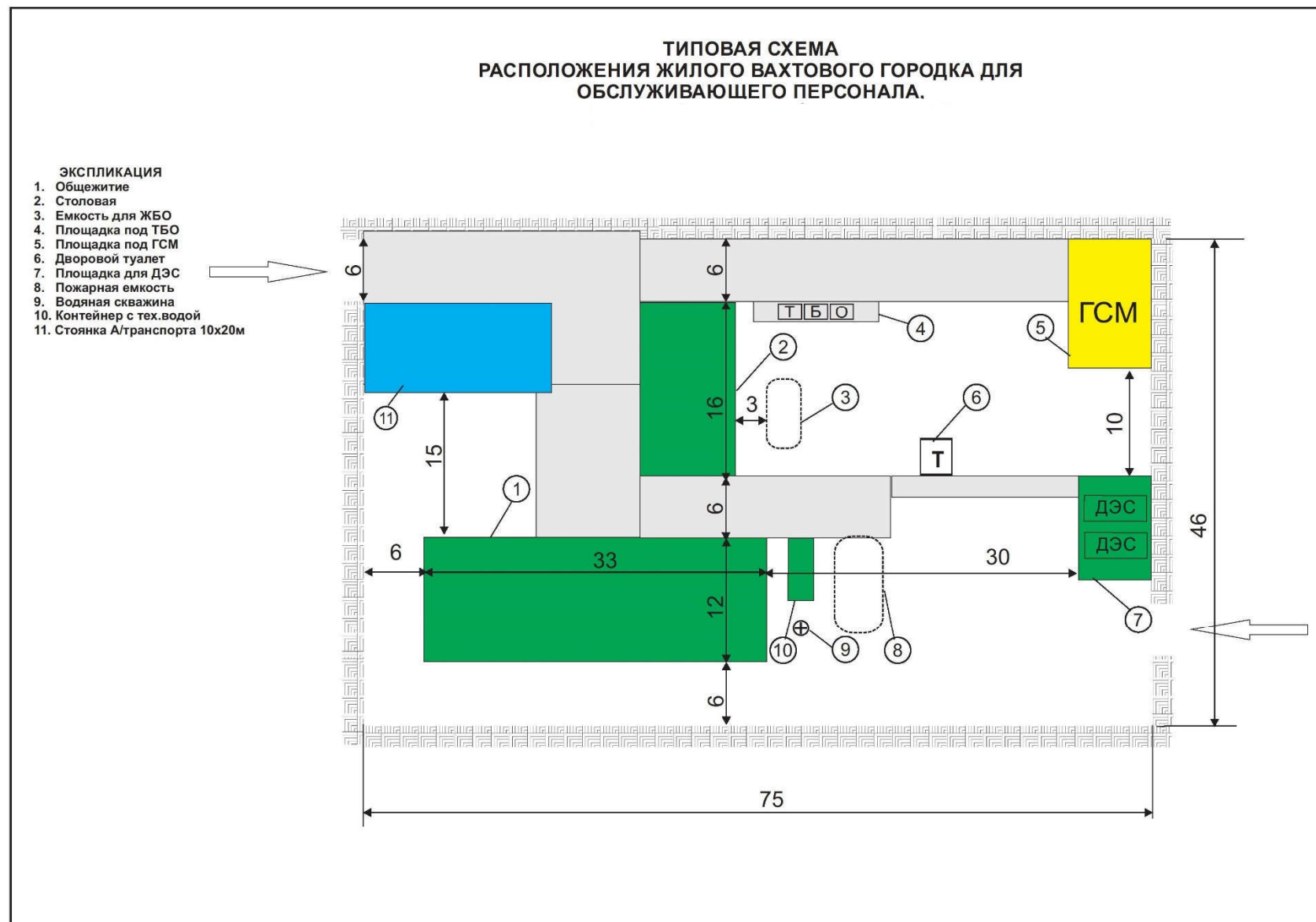
The diagram illustrates the layout of a residential barracks territory, showing the placement of various facilities and concrete slabs. The overall dimensions are 75 units by 46 units. The layout includes:

- 1. Общежитие (Dormitory):** A large green rectangular area on the left, labeled '124 шт' (124 units).
- 2. Столовая (Canteen):** A green rectangular area adjacent to the dormitory.
- 3. Емкость для ЖБО (Waste container):** A dashed oval shape.
- 4. Площадка под ТБО (Waste storage area):** A rectangular area labeled 'ТБО'.
- 5. Площадка под ГСМ (Fuel storage area):** A rectangular area labeled 'ГСМ'.
- 6. Дворовой туалет (Courtyard toilet):** A small rectangular area labeled 'Т'.
- 7. Площадка для ДЭС (Power station area):** A rectangular area labeled 'ДЭС'.
- 8. Пожарная емкость (Fire container):** A dashed oval shape.
- 9. Водяная скважина (Water well):** A small square area labeled '⊕'.
- 10. Контейнер с тех.водой (Technical water container):** A rectangular area labeled 'Т'.
- 11. Стоянка А/транспорта 10х20м (Car parking area):** A rectangular area labeled '11'.
- 12. Плиты 2 м. х 6 м. - 124 шт (Concrete slabs):** Indicated by the green areas and the label '124 шт'.

Dimensions and other markings include:

- Overall width: 75
- Overall height: 46
- Individual slab dimensions: 2 m x 6 m
- Distances between various areas are marked with numbers (e.g., 6, 3, 10, 30, 6).
- Arrows indicate the direction of traffic or flow.

Приложение 8. Типовая схема расположения жилого вахтового городка для обслуживающего персонала



Выкидной амбар ПВО
10м x 10м x 3м

Подъездные пути для вывоза шлама

площадь для хранения и разгрузки компрессоров и подъездные пути для автомашин и вывозного погрузчика в зоне приготовления бурового раствора

водоный колодец

устьевая шахта

площадь для размещения цементировочного оборудования и обсадной колонны

площадь для разгрузки обсадной & оловяной и буровых труб

парковка для автомашин скорой помощи

Вагоны под обес.

Вагоны под обес.

главный въезд на буровую площадку

Примечание:

Железобетонные плиты 2м x 6м

Блок ГСМ

Общее количество плит : 735 шт

Выкидной амбар ПВО
10м x 10м x 3м

Приложение 10. ГТН

СОГЛАСОВАЛИ:

Старший геолог

Начальник отдела проектирования скважин

« 15 » Август 2025 г.

Заказчик:

Скважина: Wtp102

Вид: наклонно-направленная с горизонтальным окончанием

Назначение: эксплуатационная

Цель бурения: добыча нефти и газоконденсата из артинского яруса нижнепермских отложений

Проектный горизонт: P_{ar}

Проектная глубина:

наклонно-направленного ствола по вертикали: 2963 м
по стволу: 3200 м.

горизонтального ствола: по вертикали: 2952 м
по стволу: 4270 м.

ГЕОЛОГО - ТЕХНИЧЕСКИЙ НАРЯД

УТВЕРДИЛ:

генеральный директор
ООО «ПОЗИТИВ ИНВЕСТ»

Бастаубаев Д.К.
2025

Буровая установка по ГОСТ 16293-89 (СТ СЭВ 2446-88)
Класс буровой установки 7
Допускаемая нагрузка на крюке, кН 3200
Условная глубина бурения, м 5000
Диаметр отверстия в столе ротора, мм 700
Расчетная мощность привода, кВт 370
Мощность бурового насоса, кВт 950
Высота основания, м, не менее 6

Оборудование устья скважины

Кондуктор: ОП45 -540/80х35

Промежуточная колонна: ОП 66-350/80х70

Эксплуатационная колонна (хвостовик):

ОП 66-350/80х70

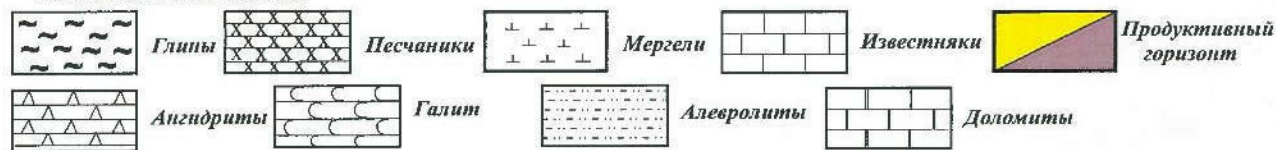
Колонная головка

ОКК3-70- 177,8 х 244,5 х 323,9х 426

Фонтанная арматура - АФК6-80/65х70

Геологическая характеристика									Техническая и технологическая характеристика								
ЭРА	Отдел	Ярус	Глубина по стволу	Литологическая характеристика	Геотехнологические исследования	Возможные осложнения	Температура, °С	Геофизические исследования	Конструкция скважины	Тип и размер долот	Осевая нагрузка, т	Частота вращения ротора (долота), об/мин	Подача насосов, л/с	Давление на стояке, атм	Компоновка буровой колонны	Параметры бурового раствора	Перечень химических реагентов, интервалы, обработки (кг/м³, м³/м³)
Мезозой	Ч+П	Q+P	100				20°-7,63		Кондуктор								
	Мел	К	200				28°-28,5		Промежуточная колонна								
	Юра	Т	300				34°-31,6		Эксплуатационная колонна								
	Триас	Т	400				37°-78,5										
			500														
			600														
			700														
			800														
			900														
			1000				43°-125										
			1100														
			1200														
			1300														
			1400				49°-160										
			1500														
			1600														
			1700				60°-198										
			1800														
			1900														
			2000														
			2100														
			2200														
			2300				74°-358										
			2400														
			2500														
			2600														
			2700														
			2800				76°-342										
			2900														
			3000														

Условные обозначения



Составили:

Руководитель службы ПСС

Асеев Г. В.

Ведущий специалист службы Г и Р

Косаманова А.К.