ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ
АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО

Заказчик – ООО «СК «РУСВЬЕТПЕТРО»

Строительство эксплуатационных наклонно-направленных скважин №№32102, 32103, 32104, 32105, 32106, 32121, 32122, 32123 на кустовой площадке № 1 Сихорейского месторождения, ЦХП, блок 3

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Раздел 6. Технологические решения

1704-000-ТР

Том 4

2026

ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ
АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО

Заказчик – ООО «СК «РУСВЬЕТПЕТРО»

СОГЛАСОВАНО:
Главный инженер
ООО «СК «РУСВЬЕТПЕТРО»
_____ А.В. Палий
«____» _____ 2026 г.

УТВЕРЖДАЮ:
Генеральный директор
ООО «СК «РУСВЬЕТПЕТРО»
_____ С.Н. Бышов
«____» _____ 2026 г.

СОГЛАСОВАНО:
Главный геолого
ООО «СК «РУСВЬЕТПЕТРО»
_____ О.Н. Зощенко
«____» _____ 2026 г.

Строительство эксплуатационных наклонно-направленных скважин №№32102, 32103, 32104, 32105, 32106, 32121, 32122, 32123 на кустовой площадке № 1 Сихорейского месторождения, ЦХП, блок 3

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Раздел 6. Технологические решения

1704-000-ТР

Том 4

Начальник управления инжиниринга бурения **М.Ф. Ахметов**

Главный инженер проекта **С.Г. Казаков**

2026

Взам. инв. №
Подпись и дата
Инв. № подл.

Обозначение	Наименование	Примечание
1704-000-ТР-С	Содержание тома 4	
1704-000-СП	Состав проектной документации	
1704-000-ТР	Раздел 6. Технологические решения	
1704-000-ТР-0001	Геолого-технический наряд	

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	1704-000-ТР-С		
Разраб.		Кормухин			30.07.26	Содержание тома 4	Стадия	Лист	Листов
							П		1
Н.контр.		Поликашина			30.07.26		ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ		

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Начальник отдела	М.Ф. Ахметов
Заместитель начальника	Д.В. Щербаков
Главный инженер проектов	С.Г. Казаков
Главный специалист	А.С. Дударенко
Ведущий инженер	О.В. Кормухин
Нормоконтролер	Е.В. Поликашина

Содержание

1 СВОДНЫЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ 1–1

1.1 Основные проектные данные 1–2
1.2 Общие сведения о конструкции скважин 1–3
1.3 Сведения об условиях эксплуатации скважин 1–3
1.4 Номера скважин, подлежащих ликвидации или консервации 1–3

2 ОСНОВАНИЕ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ 2–1

3 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ 3-1

3.1 Сведения о районе буровых работ 3-1
3.2 Сведения о площадке строительства буровой 3-2
3.3 Размеры отводимых во временное пользование земельных участков 3-3
3.4 Источник и характеристики водо- и электроснабжения, связи и местных стройматериалов 3-4
3.5 Сведения о подъездных путях 3-5
3.6 Сведения о магистральных дорогах и водных транспортных путях 3-5

4 ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА 4–1

4.1 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза скважины 4–2
4.2 Нефтегазоводоносность по разрезу скважины 4–8
4.3 Возможные осложнения по разрезу скважины 4–12
4.4 Исследовательские работы 4–17
4.5 Работы по испытанию в эксплуатационной колонне и освоение скважины, сведения по эксплуатации 4–20

5 КОНСТРУКЦИЯ СКВАЖИНЫ 5–1

5.1 Обоснование конструкции скважины 5–1
5.2 Характеристика и устройство шахтового направления 5–4
5.3 Глубина спуска и характеристика обсадных колонн 5–5
5.4 Характеристика раздельно спускаемых частей обсадных колонн 5–6

6 ПРОФИЛЬ СТВОЛА СКВАЖИНЫ 6–1

6.1 Профиль ствола 6–1

7 БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ 7–1

7.1 Обоснование плотности применяемых буровых растворов 7–1
7.2 Типы и параметры буровых растворов 7–2
7.3 Компонентный состав бурового раствора и характеристики компонентов 7–5
7.4 Потребность бурового раствора и компонентов (товарный продукт) для его приготовления, обработки и утяжеления 7–9
7.5 Потребность воды или компонентов для обработки бурового раствора при разбуривании цементных стаканов 7–11
7.6 Потребность компонентов для обработки бурового раствора при спуске обсадных колонн 7–12
7.7 Суммарная потребность компонентов бурового раствора на скважину 7–13
7.8 Оборудование для приготовления и очистки буровых растворов 7–14
7.9 Потребность технической воды 7–15
7.10 Расчет отходов бурения 7–16
7.10.1 Расчёт количества выбуренной породы 7–16
7.10.2 Расчёт количества отработанного бурового раствора 7–16
7.10.3 Расчёт количества сточных вод 7–17

8 УГЛУБЛЕНИЕ СКВАЖИНЫ 8–1

8.1 Способы и режимы бурения ствола скважины и применяемые КНБК 8–1
8.2 Компоновка низа бурильных колонн (КНБК) 8–2
8.3 Рекомендуемые бурильные трубы 8–4
8.4 Конструкция бурильных колонн 8–5
8.5 Оснастка талевой системы и выбор талевого каната на прочность 8–7
8.6 Режим работы буровых насосов 8–8
8.7 Распределение потерь давлений в циркуляционной системе буровой 8–8

8.8 Гидравлические показатели промывки 8–9

9 КРЕПЛЕНИЕ СКВАЖИНЫ 9–1

9.1 Обсадные колонны 9–1
9.2 Цементирование обсадных колонн и установка цементных мостов 9–9
9.3 Оборудование устья скважины 17

10 ИСПЫТАНИЕ СКВАЖИНЫ 10–1

10.1 Испытание пластов в процессе бурения 10–1
10.2 Испытание горизонтов на продуктивность в эксплуатационной колонне 10–3

11 ДЕФЕКТОСКОПИЯ, ОПРЕССОВКА ОБОРУДОВАНИЯ И ИНСТРУМЕНТА 11–1

12 СТРОИТЕЛЬНЫЕ И МОНТАЖНЫЕ РАБОТЫ 12–1

12.1 Обоснование выбора бурового оборудования 12–1
12.2 Подготовительные работы к строительству скважины (скважин) 12–2
12.3 Объемы строительных и монтажных работ для строительства скважины (скважин) 12–3
12.4 Дополнительные сведения 12–10

13 ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТЬ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИНЫ 13–1

14 МЕХАНИЗАЦИЯ И АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ, СРЕДСТВА КОНТРОЛЯ И ДИСПЕТЧЕРИЗАЦИИ 14-1

15 ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ, ПРОМЫШЛЕННАЯ САНИТАРИЯ И ПРОТИВОПОЖАРНАЯ ТЕХНИКА 15–1

15.1 Основные требования и мероприятия по технике безопасности и противопожарной технике 15–1

16 АНАЛИЗ И ОЦЕНКА СТЕПЕНИ РИСКА ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИНЫ 16–1

16.1 Основные технико-технологические решения проекта 16–2
16.2 Анализ и оценка степени риска при строительстве скважины 16–7
16.3 Анализ видов и последствий отказов 16–8

17 МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ ПОСТОРОННЕГО ВМЕШАТЕЛЬСТВА В ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОЦЕССЫ И ПРОТИВОДЕЙСТВИЮ ТЕРРОРИСТИЧЕСКИМ АКТАМ 17–1

18 МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ И ЛИКВИДАЦИИ ГНВП И ВОЗМОЖНЫХ ОСЛОЖНЕНИЙ. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПОВЫШЕНИЮ КАЧЕСТВА ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ 18–1

18.1 Мероприятия по предупреждению и ликвидации газонефтеводопроявлений и возможных осложнений 18–1
18.2 Мероприятия по предупреждению газонефтеводопроявлений при бурении под эксплуатационную колонну 18–2
18.3 Мероприятия по предупреждению и раннему обнаружению нефтеводопроявлений. 18–4
18.4 Предупреждение обвалов пород 18–5
18.5 Мероприятия по предупреждению поглощений бурового раствора 18–5
18.6 Предупреждение обвалов горных пород и кавернообразований 18–9
18.7 Мероприятия по предотвращению прилипания бурильного инструмента к стенкам скважины или прихвата обвалившейся породой 18–12
18.8 Мероприятия по повышению качества вскрытия продуктивных пластов 18–13
18.9 Мероприятия по предупреждению смятия колонн в интервалах ММП при длительных простоях и консервации скважин 18–13

19 КОНСЕРВАЦИЯ И ЛИКВИДАЦИЯ СКВАЖИН 19–1

19.1 Технологические решения по консервации скважины 19–2
19.2 Технологические решения по ликвидации скважины 19–5

20 СПИСОК НОРМАТИВНО-СПРАВОЧНЫХ И ИНСТРУКТИВНО-МЕТОДИЧЕСКИХ МАТЕРИАЛОВ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ПРИ ПРИНЯТИИ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ И СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИН 20–1

1 Сводные технико-экономические данные

Проектом предусматривается строительство эксплуатационных наклонно-направленных скважин №№ 32102, 32103, 32104, 32105, 32106, 32121, 32122, 32123 на кустовой площадке № 1 Сихорейского месторождения, ЦХП, блок 3.

При разработке рабочего проекта на строительство скважины предусмотрена обоснованная с инженерной точки зрения конструкция, позволяющая обеспечить строительство скважин до проектной глубины и ее длительную безотказную эксплуатацию.

В настоящем проекте использованы современные достижения в области строительства нефтяных и газовых скважин.

Техника и технология, заложенные в проекте, позволят обеспечить достижение высоких технико-экономических показателей строительства скважины на месторождении.

В нижеследующих таблицах представлены основные проектные данные (Таблица 1.1), общие сведения о конструкции скважины (Таблица 1.2), сведения об условиях эксплуатации скважины (Таблица 1.3), полученные на основании принятых проектных решений. В соответствующих разделах проекта приведены необходимые инженерные расчёты.

1.1 Основные проектные данные

Таблица 1.1 - Основные проектные данные

Наименование данных	Значение (величина)
1. Номер района строительства скважин (или морской район)	3Г, РФ, Архангельская обл., Ненецкий АО
2. Месторождение	Сихорейское
3. Цель бурения	Эксплуатация продуктивных пластов верхнего девона D_3fm-IIIa, D_3fm-IV
4. Назначение скважины	Эксплуатационные (добыча нефти)
5. Куст, номера скважин, строящихся по данному проекту	Куст 1: скв. №№32102, 32103, 32104, 32105, 32106, 32121, 32122, 32123
6. Проектный пласт	Фаменский ярус, D_3fm-III, D_3fm-IV
7. Проектная глубина, м	
- по вертикали	3190
- по стволу	4244
8. Число объектов испытания	
- в колонне	1 – D_3fm-III, 2 – D_3fm-IV
- в открытом стволе	1 – C_1ok, 2 – D_3fm-IV
9. Тип профиля	тангенциальный
10. Максимальная пространственная интенсивность траектории, град./10м	1,0
11. Глубина по вертикали кровли продуктивного пласта, м	3100 (D_3fm-III)
12. Отклонение от вертикали точки входа в кровлю продуктивного (базисного) пласта, м	2190
13. Радиус круга допуска, м	25
14. Способ бурения	Турбинно-роторный
15. Вид привода буровой установки	ДГУ
16. Вид монтажа (первичный, повторный)	Первичный
17. Тип буровой установки	ZJ40
18. Максимальная масса колонны, т	
- обсадной	86,1
- бурильной	96,0
19. Тип установки для испытаний	УПА-60/80
20. Продолжительность строительства в сутках всего	
- Монтаж БУ	15,0
- бурение скважины	45,5
- Демонтаж БУ	10,0
- передвижка	5,0
- Монтаж УПА 60/80	1,0
- освоение и испытание скважины	33,0
- Демонтаж УПА 60/80	1,0
21. Проектная коммерческая скорость с геол. нагрузкой (м/ст.-мес.)	2800

Наименование данных	Значение (величина)
Примечания 1. Возможно применение другой буровой установки грузоподъемностью не менее 200 т. Расчет грузоподъемности БУ выполнен в главе 12 «Строительные и монтажные работы»; 2. Возможно применение другой установки для испытаний грузоподъемностью не менее 60 т.	

1.2 Общие сведения о конструкции скважин

Таблица 1.2 - Общие сведения о конструкции скважин

Название колонны	Диаметр ствола, мм	Диаметр, мм	Интервал спуска, м			
			по вертикали		по стволу	
			от	до	от	до
Кондуктор	295,3	244,5	0	350	0	350
Эксплуатационная колонна	219,1	168,3	0	2240	0	2410
Эксплуатационный хвостовик	146,1	114,3	2172	3190	2335	4244
Примечание – по решению заказчика типоразмер долот может корректироваться.						

1.3 Сведения об условиях эксплуатации скважин

Таблица 1.3 - Сведения об условиях эксплуатации скважины

Данные о способах эксплуатации			Срок перевода скважин в нагнета-тельную от начала эксплуатации скважин	Максимальные габаритные размеры спускаемых инструментов и приборов при освоении и эксплуатации скважин		Коррозия		Глубина установки пакера, м	Жидкость за НКТ	
Название (фонтанный, ШГН, ЭЦН, газлифтный)	Период от начала эксплуата-ции, год			глубина, м	диаметр, мм	вид (серо-водородная, сульфид-ная и пр.)	активность пластового флюида, мм/год		тип	плотность, г/см^3
	от	до								
ЭЦН	-	-	По решению геологической службы оператора	4224	95	н/д	н/д	нет	пластовый флюид	0,835

1.4 Номера скважин, подлежащих ликвидации или консервации

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
Куст 1: скв. №№ 32102, 32103, 32104, 32105, 32106, 32121, 32122, 32123	-	Куст 1: скв. №№ 32102, 32103, 32104, 32105, 32106, 32121, 32122, 32123	-

2 Основание для проектирования

Название документа
1. ЗАДАНИЕ НА ПРОЕКТИРОВАНИЕ Строительство эксплуатационных наклонно-направленных скважин №№32102, 32103, 32104, 32105, 32106, 32121, 32122, 32123 на кустовой площадке № 1 Сихорейского месторождения, ЦХП, блок 3
2. «Лицензия на право пользования недрами с целью геологического изучения, разведки и добычи углеводородного сырья в пределах участка «ЦХП блок 3»: НРМ № 00691 НР от 08. 09. 2008 г. по 10. 06. 2033 г.

3 Общие сведения

3.1 Сведения о районе буровых работ

Таблица 3.1 - Сведения о районе буровых работ

Название, единица измерения	Значение (текст, название, величина)
Месторождение (площадь)	Сихорейское
Блок (номер и/или название)	ЦХП блок № 3
Административное расположение:	
- республика	Россия
- область (край, округ)	Архангельская область, Ненецкий автономный округ
- район	-
Год ввода площади в бурение	-
Год ввода площади (месторождения) в эксплуатацию	-
Температура воздуха, °С:	
- среднегодовая	-3; -6
- наибольшая летняя	+30
- наименьшая зимняя	-53
Среднегодовое количество осадков, мм	288-550
Максимальная глубина промерзания грунта, м	1,8
Продолжительность отопительного периода, сут.	285
Продолжительность зимнего периода в году, сут	203
Азимут преобладающего направления ветра, град	-
Наибольшая скорость ветра, м/с	20-25
Метеорологический пояс (при работе в море)	-
Количество штормовых дней (при работе в море)	-
Интервал залегания многолетнемерзлой породы, м	
кровля	0
подошва	300

3.2 Сведения о площадке строительства буровой

Таблица 3.2 - Сведения о площадке строительства буровой

Название, единица измерения	Значение (текст, название, величина)
Рельеф местности	Слабовсхолмленная равнина. Абсолютные отметки: 112 м над уровнем моря.
Состояние местности	Заболоченная безлесная ландшафтная зона субарктического пояса.
Толщина, см: снежного покрова почвенного слоя	 100-300 -
Растительный покров	Карликовая береза, ива, мхи и лишайники.
Категория грунта	Вторая

3.3 Размеры отводимых во временное пользование земельных участков

Таблица 3.3- Размеры отводимых во временное пользование земельных участков

Наименование проектируемого сооружения	Номер кадастрового участка	Назначение отводимого земельного участка	Размер, га
Кустовая площадка №1	83:00:080001:2442	Обустройство Сихорейского месторождения. Под куст скважин №1. 05-04/3 от 27.01.2016	0,67
	83:00:070003:186	Обустройство Сихорейского месторождения. Под куст скважин №1. 124 от 19.02.2015	5,68
	83:00:070003:3923	Обустройство Сихорейского месторождения. Под куст скважин №1. 05-04/20 от 26.10.2015	0,65
Примечание – Все проектируемые объекты вмещаются в границы отведённых кадастровых участков.			

3.4 Источник и характеристики водо- и электроснабжения, связи и местных стройматериалов

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

Название	Источники заданного вида снабжения	Расстояние источника до буровой, км	Характеристика водо- и энергопривода, связи и стройматериалов
Водоснабжение:			
• для бурения	Озеро б/н	0,23	Тип труб – сварные водопроводные Диаметр труб, мм - 100 Давление, кгс/см2 - 16
• питьевая вода для бытовых нужд	Привозная (из г. Усинск)	355	Бутилированная
Энергоснабжение:			
• на период СМР	ДВС АСДА-200Т – 1 шт.	На кустовой площадке	ДВС АСДА-200Т – 1 шт.
• на период бурения	ДВС CAT C-18 – 2 шт. – лебёдка ДВС CAT C-15 - 2 шт. (1 шт. – ВСП, 1 шт. – энергия буровой и городка) ДВС CAT 3512 – 2 шт. (насосы)	На кустовой площадке	CAT C-18 – 2 шт. CAT C-15 – 2 шт. CAT 3512 – 2 шт.
• на период освоения	Дизель-генераторная станция – 2 компл.	На кустовой площадке	ЯМЗ-238ДИ – 1 шт. ДВС АСДА-200Т – 1 шт.
Теплоснабжение:			
• на период СМР;	ППУ (передвижная паротепловая установка	На кустовой площадке	Производительность ППУ не менее 1 т пара/ч
• на период бурения	Котельная на жидком топливе, количество котлов -2	На кустовой площадке	ПКН-2С производительность - не менее 1 т пара/ч
• на период освоения	ППУ (передвижная паротепловая установка	На кустовой площадке	Производительность ППУ не менее 1 т пара/ч

3.5 Сведения о подъездных путях

Таблица 3.5- Сведения о подъездных путях

Протяженность, км	Характер покрытия (гравийное, из лесоматериалов и т.д.)	Ширина, м	Высота насыпи, см	Характеристика дороги
175	уплотненный снежно-ледовый покров	6	20	Дороги снежно-ледовые, естественные (малоукатанные, слегка загрязненные)
180	твердое	10	-	Дороги с усовершенствованным покрытием (асфальтобетонные, цементобетонные и т. д.)

3.6 Сведения о магистральных дорогах и водных транспортных путях

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
нет	-	-	нет	-	-

4 Геологическая характеристика

Скважины Сихорейского месторождения проектируются с целью эксплуатации продуктивных пластов верхнего девона.

Проектный горизонт – фаменский ярус. Вид скважины – наклонно-направленная.

Проектная глубина: 3190 м (по вертикали).

Залегание слоев практически горизонтальное. Углы падения пластов не превышают 1-2°.

Размещение скважины показано на схемах расположения пробуренных и проектных скважин, приведенных на рисунке 4.1.

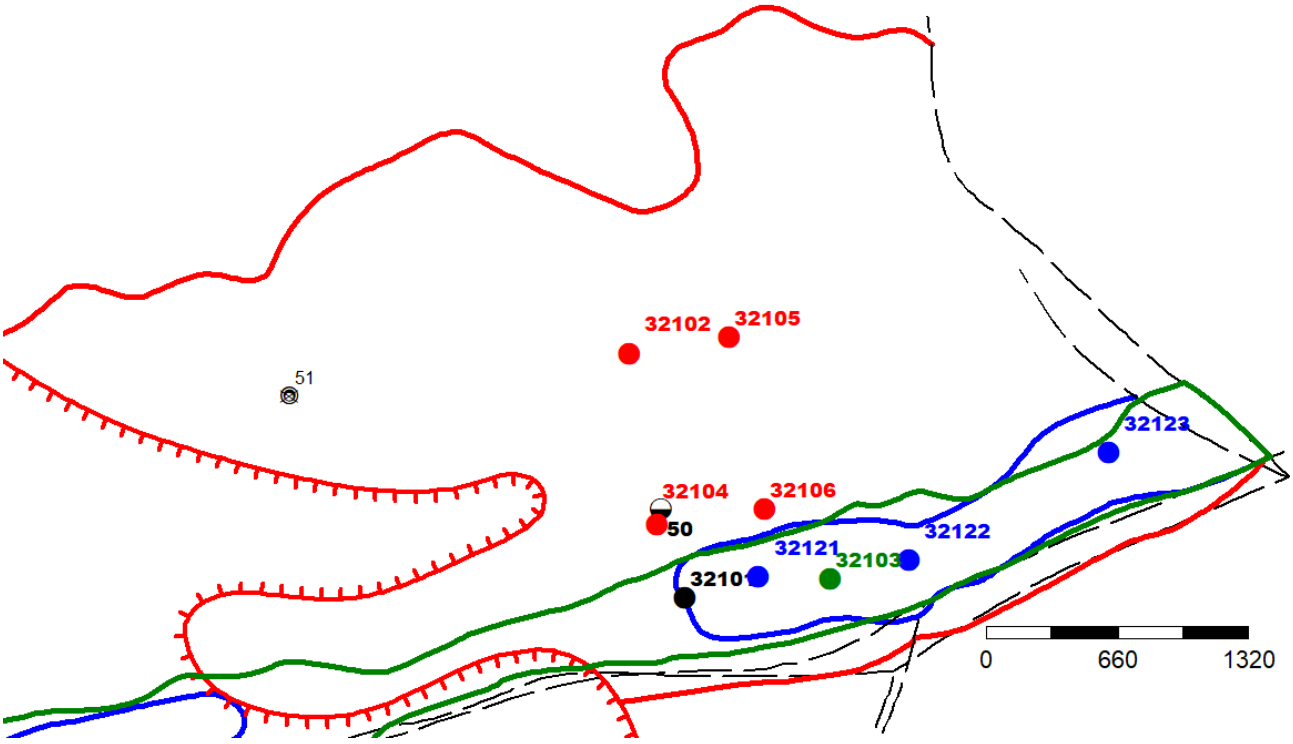


Рисунок 4.1 - Схема расположения проектных и пробуренных скважин Сихорейского месторождения

4.1 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза скважины

Литологическое описание пород дано в виде краткой обобщенной характеристики выделяемого стратиграфического подразделения. Стратиграфический разрез скважины приводится в таблице 4.1, литологическая характеристика разреза скважины приводится в таблице 4.2, физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины приводится в таблице 4.3, геокриологическая характеристика разреза скважины представлена в таблице 4.4.

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

Эра	Период	Эпоха	Свита	Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Элементы залегания (падения) пластов по подошве, град.		Кавернозность
					от	до	угол	азимут	
Кайнозой	Четвертичные			Q	0	243	-	-	1,22
Мезозой	Меловая	Нижний	Аптский+Альбский	K1 a+al	243	565	-	-	1,22
	Юра	Верхний	Волжский	J3 v	565	714	-	-	1,26
		Средняя	Келловейский	J2 k	714	858	-	-	1,24
		Нижняя		J1	858	904	-	-	1,24
	Триас	Средний		T2-3 nm2	904	1240	-	-	1,18
				T2 an	1240	1415	-	-	1,18
		Нижний		T1 hr	1415	1764	-	-	1,18
Палеозой	Пермский	Средний	Татарский + Казанский	P2 kz+t	1764	1949	-	-	1,26
			Уфимский	P2 u	1949	2162	-	-	1,26
		Нижний	Кунгурский	P1 k	2162	2263	-	-	1,11
			Артинский	P1 ar	2263	2369	-	-	1,11
			Сакмарский + Ассельский	P1 s+a	2369	2492	-	-	1,11
	Карбон	Верхний		C3	2492	2595	-	-	1,11
		Нижний	Серпуховский	C1 s	2595	2808	-	-	1,11
			Визейский	C1 v	2808	2883	-	-	1,11
			Окский	C1 ок	2883	2911	-	-	1,11
			Турнейский	C1 t	2911	2948	-	-	1,11
	Девон	Верхний	Фаменский	D3fm up	2948	2978	-	-	1,14
				D3 fm-VI	2978	3008	-	-	1,14
				D3 fm-V	3008	3063	-	-	1,14
				D3 fm-IV	3063	3100	-	-	1,14
				D3 fm-III a	3100	3123	-	-	1,14
				D3 fm-III	3123	3190	-	-	1,14

Таблица 4.2 - Литологическая характеристика разреза скважины

Индекс	Интервал по вертикали, 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	
Q+К	0	565	Песок	35	Переслаивание песков, глин, алевролитов.
			Глина	35	
			Алевролит	30	
J3	565	714	Глина	60	Переслаивание глин, песчаников и алевролитов. Глины серые, неравномерно-алевритистые переходящие в алевролиты глинистые. Алевролиты серые, глинистые. Песчаники буровато-серые, мелкозернистые, слабоуплотнённые с обугленной древесиной.
			Песчаник	10	
			Алевролит	30	
J2+J1	714	904	Песчаник	60	Песчаники серые, светло-серые, мелкозернистые, с прослоями глин и алевролитов. Глины серые, зеленовато-серые, неравномерно алевритистые, слюдистые.
			Глина	10	
			Угли	20	
			Алевролит	10	
T3	904	1240	Глина	50	Глины и алевролиты с прослоями песчаников. Глины серые, зеленовато-серые, горизонтально-слоистые, с растительным детритом. Алевролиты серые, неравномерно-глинистые, слюдистые, с растительным детритом, часто переходящие в глины. Песчаники полимиктовые, серые, мелкозернистые, глинистые, слюдистые, с обугленным растительным детритом.
			Алевролит	15	
			Угли	20[(1)]	
			Песчаник	15	
T2	1240	1415	Глина	50	Глины и алевролиты с прослоями песчаников. Глины пестроцветные, аргиллитоподобные, слабо-алевритистые, с растительным детритом. Алевролиты серые, неравномерно глинистые, слюдистые, с растительным детритом. Песчаники полимиктовые, светло-серые с зеленоватым оттенком, мелкозернистые, глинистые, слюдистые.
			Алевролит	15	
			Угли	20	
			Песчаник	15	
T1	1415	1764	Песчаник	20	Коричневые и красноцветные глины с подчиненными прослоями зеленовато-серых песчаников и алевролитов.
			Глина	70	
			Алевролит	10	
P2	1764	2162	Песчаник	35	Переслаивание песчаников, алевролитов и аргиллитов.
			Алевролит	35	
			Аргиллит	30	
P1k	2162	2263	Аргиллит	30	Переслаивание аргиллитов, алевролитов, песчаников – верхняя часть. Нижняя часть – алевролиты.
			Алевролит	40	
			песчаник	30	
P1ar	2263	2369	Известняк	70	Глинистые известняки, мергели, аргиллиты
			Мергель	20	
			Аргиллит	10	
P1a+s	2369	2492	Аргиллит	5	Известняки темно-серые, глинистые, алевролиты, аргиллиты.
			Алевролит	5	
			Известняк	90	

Индекс	Интервал по вертикали, 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	
C3	2492	2595	Известняк	100	Известняки серые, светло-серые, органогенно-детритовые, скрытокристаллические, неравномерно перекристаллизованные, прослоями и участками доломитизированные, иногда глинистые.
C1	2595	2948	Известняк	80	Чередование известняков серых, светло-серых, ангидритов тонкозернистых, доломитов плотных
			Ангидрит	5	
			Доломит	10	
			Аргиллит	5	
D3fm	2948	3190	Известняк	95	Рифогенные известняки, аргиллиты
			Аргиллит	5	

Примечание:

1) Возможно увеличение угольных пропластков до 90%.
2) В процессе бурения возможно изменение процентного соотношения выбуриваемой породы.

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

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность, кг/м^3	Пористость, %	Проницаемость, 10^{-15}м^2	Глинистость, %	Карбонатность, %	Соленосность, %	Сплошность породы	Твердость, МПа	Расслоенность породы	Абразивность	Категория породы по промысловой классификации (мягкая, средняя и т.д.)	Коэффициент Пуассона	Модуль Юнга, Мпа	Гидратационное разуплотнение (набухание) породы
	от (верх)	до (низ)															
Q+K	0	565	Песок	2400							100			мягкая	0.35	4800	
			Глина	2670			40.0	10.0			100			мягкая	0.35	1900	
			Алевролит	2590							500			средняя	0.35	2600	
J_3	565	714	Глина	2670							500			средняя	0.35	1900	
			Песчаник	2730			40.0				1200			твердая	0.35	4800	
			Алевролит	2590							800			средняя	0.42	2000	
J_2+J_1	714	904	Песчаник	2400							100			мягкая	0.42	2500	
			Алевролит	2590			40,0				1200			твердая	0.42	2000	
			Глина	2670							800			средняя	0.42	1900	
T_3	904	1240	Глина	2670							800			средняя	0.42	1900	
			Алевролит	2590			35,0				1200			твердая	0.42	2000	
			Песчаник	2730							1500			твердая	0.42	4800	
T_2	1240	1415	Глина	2670							800			средняя	0.42	1900	
			Алевролит	2590			35,0				1200			твердая	0.42	2000	
			Песчаник	2730							1500			твердая	0.42	4800	
T_1	1415	1764	Песчаник	2730							120			средняя	0,35	200	
			Глина	2670			35,0				80			мягкая	0,35	190	
			Алевролит	2590							150			средняя	0,35	480	
P_2	1764	2162	Песчаник	2730							1800			твердая	0,42	4800	
			Алевролит	2590			30,0	10,0			1200			твердая	0,42	2000	
			Аргиллит	2670							800			средняя	0,35	1900	
P_1k	2162	2263	Аргиллит	2748							1500			твердая	0,42	6100	
			Алевролит	2590			25,0	35,0			1400			твердая	0,42	2000	
			Песчаник	2670										твердая			
P_1ar	2263	2369	Известняк	2740							2000			твердая	0,42	6100	
			Мергель	2670				80,0			1000			твердая	0,35	1900	
			Аргиллит	2590							1500			твердая	0,42	2000	
P_1a+s	2369	2492	Аргиллит	2740							1500			твердая	0,42	6100	
			Алевролит	2610				90,0			1200			твердая	0,42	1100	
			Известняк	2740							2000			твердая	0,42	6100	
C_3	2492	2595	Известняк	2740				70,0			2000			твердая	0,42	6100	
C_1	2595	2948	Известняк	2740							2000			твердая	0,42	6100	
			Ангидрит	2890			10	90			2400			твердая	0,42	7800	
			Доломит	2830							2500			твердая	0,42	5500	
			Аргиллит	2670							1200			средняя	0,42	1900	
D_3fm	2948	3190	Известняк	2740				85			2000			твердая	0,42	6100	
			Аргиллит	2830							2500			твердая	0,42	5500	

Таблица 4.4 - Геокриологическая характеристика разреза скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал залегания многолетнемерзлых пород, м		Тип многолетнемерзлых пород: основная, реликтовая	Льдистость пород, %	Наличие: ДА, НЕТ			
	от (верх)	до (низ)			избыточной льдистости в породе в виде линз, пропластков, прослоев и т.д.	таликов	межмерзлотных напорных (защемленных) вод	пропластков газогидратов
Q+K	0	300	реликтовая	15,0	нет	нет	нет	нет

4.2 Нефтегазоводоносность по разрезу скважины

Сведения, освещающие нефтегазоводоносность проектного разреза скважины, приводятся в таблицах 4.5- 4.8.

Достоверность данных определяется:

-степенью изученности месторождения;

-прогнозной оценкой, которая базируется на аналогии с соседними месторождениями;

-установленными общими закономерностями распределения нефтяных, газонефтяных и газовых залежей и водоносных горизонтов в разрезе на территории Ненецкого автономного округа.

Промышленная нефтеносность на Сихорейском месторождении установлена в отложениях фаменского яруса (D_3fm) верхнего девона.

Таблица 4.5 - Нефтеносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, кг/м^3		Давление начальное, МПа	Подвижность, мкм^2/мПа·с	Содержание серы, % по весу	Содержание парафина, % по весу	Свободный дебит, м3/сут	Параметры растворенного газа				
	от (верх)	до (низ)		В пластовых условиях	После дегазации						Газовый фактор, м^3/т	Содержание сероводорода, %	содержание углекислого газа, %	Относительная по воздуху плотность газа	Давление насыщения в Пластовых условиях, МПа
C_1ok	2883	2911	трещ.-пор	815,0	886,0	30,6	0,078	0,94	5,22	н.д.	н.д.	Отс	н.д.	0,6	9,6
D_3 fm-IV	3063	3100	трещ.-пор	835,0	920,0	32,5	0,065	2,57	8,87	7,98	24,55	<0,1	н.д.	1,142	14,4
D_3 fm-III	3100	3123	трещ.-пор	835,0	920,0	32,9	0,065	2,57	8,87	67	60,40	<0,1	н.д.	1,142	14,4

Таблица 4.6 - Газоносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Состояние (газ, конденсат)	Содержание, % по объему		Относительная по воздуху плотность газа	Коэффициент сжимаемости газа в пластовых условиях	Свободный дебит, тыс. м^3/сут	Плотность газоконденсата, кг/м3		Фазовая проницаемость, мД
	от (верх)	до (низ)			сероводорода	углекислого газа				в пластовых условиях	на устье скважины	
Таблица 4.6 не содержит информации. Газосодержащие пласты в разрезе проектируемой скважины отсутствуют.												

Таблица 4.7 - Водоносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, кг/м^3	Свободный дебит, м^3/сут	Фазовая проницаемость, 10^{-15}м^2	Химический состав воды в 10^{-3} кг-экв./м^3						Минерализация общая, 10^{-3} кг-экв./м^3	Тип вод по Сулину: СФН –сульфатнонатриевый; ГКН – гидрокарбонатнонатриевый; ХЛМ – хлормагниевый; ХЛК – хлоркальциевый	Относится к источнику питьевого водоснабжения (да, нет)
							анионы			катионы					
	от (верх)	до (низ)					Cl^-	HCO_3^-	SO_4^{2-}	Na^+ K^+	Mg^{2+}	Ca^{2+}			
Q+K	0	565	поровый	1000	-	-	5	0,17	0,002	2,0	0,05	0,20	-	ХЛК	нет
J3, J2+J1	565	904	поровый	1050	-	-	4	0,17	0,002	1,9	0,08	0,20	-	ХЛК	нет
T1	1415	1764	поровый	1040	-	-	35	0,07	0,01	13,5	0,75	6,6	-	ХЛК	нет
C1	2595	2948	Поровый	1112	-	-	114	0.5	1,2	56,7	2.4	11,4	-	ХЛК	нет
D3 fm	2948	3190	пор. трещ	1110	-	-	122	0,3	0,6	60,4	2,4	12,8	-	ХЛК	нет

Таблица 4.8 - Давление и температура по разрезу скважин

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Градиент давления МПа/м						Температура в конце интервала, °С
	от	до	пластового		гидроразрыва пород		горного		
			верх	низ	верх	низ	верх	низ	
Q	0	243	0,01	0,01	0,0185	0,0185	0,02	0,02	6
K1 a+al	243	565	0,01	0,01	0,0185	0,0189	0,02	0,02	11
J3 v	565	714	0,01	0,01	0,0189	0,0189	0,0266	0,0266	13
J2 k	714	858	0,01	0,01	0,0189	0,0189	0,0266	0,0266	16
J1	858	904	0,01	0,01	0,0189	0,0189	0,0266	0,0266	17
T2-3 nm2	904	1240	0,01	0,01	0,0189	0,0189	0,0266	0,0266	25
T2 an	1240	1415	0,01	0,01	0,0189	0,0189	0,0266	0,0266	30
T1 hr	1415	1764	0,01	0,01	0,0189	0,0189	0,0266	0,0266	39
P2 kz+t	1764	1949	0,01	0,01	0,0189	0,0189	0,0266	0,0266	43
P2 u	1949	2162	0,01	0,01	0,0189	0,0189	0,0266	0,0266	48
P1 k	2162	2263	0,01	0,01	0,0189	0,019	0,0266	0,0268	51
P1 ar	2263	2369	0,0106	0,0106	0,0190	0,0220	0,0268	0,0270	54
P1 s+a	2369	2492	0,0106	0,0106	0,0220	0,0223	0,0270	0,0274	56
C3	2492	2595	0,0106	0,0106	0,0223	0,0226	0,0274	0,0274	58
C1 s	2595	2808	0,0106	0,0106	0,0226	0,0226	0,0274	0,0274	60
C1 v	2808	2883	0,0106	0,0106	0,0226	0,0226	0,0274	0,0274	62
C1 ок	2883	2911	0,0106	0,0106	0,0226	0,0226	0,0274	0,0274	62
C1 t	2911	2948	0,0106	0,0106	0,0226	0,0226	0,0274	0,0274	63
D3 fm	2948	2978	0,0106	0,0106	0,0226	0,0226	0,0274	0,0274	64
D3 fm-VI	2978	3008	0,0106	0,0106	0,0226	0,0226	0,0274	0,0274	64
D3 fm-V	3008	3063	0,0106	0,0106	0,0226	0,0226	0,0274	0,0274	65
D3 fm-IV	3063	3100	0,0106	0,0106	0,0226	0,0226	0,0274	0,0274	67
D3 fm-III a	3100	3123	0,0106	0,0090	0,0226	0,0226	0,0274	0,0274	68
D3 fm-III	3123	3190	0,0090	0,0090	0,0226	0,0226	0,0274	0,0274	70

4.3 Возможные осложнения по разрезу скважины

Исходя из анализа геологических условий и опыта, ранее пробуренных скважин в аналогичных геологических условиях, в таблицах 4.9-4.14 приводятся возможные осложнения в разрезе проектируемой скважины.

Таблица 4.9 - Поглощение бурового раствора

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Максимальная интенсивность поглощения, $м^3$/час.	Глубина статического уровня при max поглощении	Имеется ли потеря циркуляции (да, нет)	Градиент давления поглощения, МПа/м		Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)				при вскрытии	после изоляционных работ	
Q+K	0	350	60	150	да			Поглощение промывочной жидкости от частичного до полного
P1a+s	2369	2492	-	-	да	-	-	При цементировании технической колонны потеря циркуляции и недоподъём цемента до устья
D_3fm	2948	3190	40	100	да	-	-	Поглощение промывочной жидкости от частичного до полного

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, $кг/м^3$	дополнительные данные по раствору, влияющие на устойчивость пород		
T2, T1, P2	1240	2162	полиакриламидный	1180	Содержание полиакриламида и полиакрилата	-	Увеличение плотности, увеличение концентрации ПАА и полиакрилата

Таблица 4.11 - Нефтегазоводопроявления

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Вид проявляемого флюида (вода, нефть, конденсат, газ)	Длина столба газа при ликвидации газопроявления, м	Плотность смеси при проявлении для расчета избыточных давлений, г/см^3		Условия возникновения	Характер проявления (в виде пленок нефти, пузырьков газа, перелива воды, увеличения водоотдачи и т.д.)	Мероприятия по предупреждению и ликвидации НГВП
	от (верх)	до (низ)			внутреннего	наружного			
C1ok	2883	2911	нефть	312	0,815	0,815	Снижение уровня или плотности бурового раствора при вскрытии продуктивных пластов	Пленка нефти, пузырьки газа, переливы бурового раствора на устье скважины, увеличение объема раствора в приемных емкостях	1. Поддерживать плотность и другие параметры бурового раствора в соответствии с требованиями программы на бурение. 2. Запрещается отступление от проектной конструкции. 3. Оборудовать устье скважины противовыбросовым оборудованием.
D_3fm-IV	3063	3100	нефть	904	0,835	0,835			
D_3fm-III	3100	3123	нефть	886	0,886	0,886			

Таблица 4.12 - Прихватоопасные зоны

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Вид прихвата (от перепада давления, заклинки, сальникообразования и т.д)	Раствор, при применении которого произошел прихват				Наличие ограничений на оставление инструмента без движения или промывки (да, нет)	Условия возникновения	Мероприятия по ликвидации последствий прихвата
	от (верх)	до (низ)		тип	плотность, г/см^3	водоотдача, см^3/30 мин	смазывающие добавки			
Q+K	0	565	Заклинка инструмента, сальникообразование	глинистый			графит	да	Несоблюдение регламентированных показателей промывки скважины и параметров бурового раствора. Наличие поглощающих проницаемых пород. Падение с поверхности в скважину посторонних предметов.	Механические методы: Расхаживание, механические удары (ясс). Химические методы: установка нефтяных или кислотных ванн.
J_3, J_2+J_1	565	904		глинистый			графит	да		
T_3+T_2+T_1	904	1764		глинистый			графит	да		
P_3+P_2	1764	2162		глинистый			графит	да		
P_1^k	2162	2492		глинистый			графит	да		

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	до			
Таблица 4.13 не содержит информации. Текучие породы в разрезе проектируемой скважины не установлены.					

Таблица 4.14 - Прочие возможные осложнения

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Вид (название) осложнения: желобообразование, перегиб ствола, искривление, грифонообразование	Характеристика (параметры) осложнения и условия возникновения
	от (верх)	до (низ)		
Таблица 4.14 не содержит информации. Текучие породы в разрезе проектируемой скважины не установлены.				

4.4 Исследовательские работы

Виды и объемы исследовательских работ определяются целевым назначением проектируемой скважины. Они выполняются в соответствии с «Скважины нефтяные и газовые. Геофизические исследования и работы в скважинах. Общие требования», утвержденных 28.12.99 г. ГОСТ 32358-2013, и уточняются в зависимости от степени изученности месторождения. Сведения об исследовательских работах приводятся в таблицах 4.15- 4.19.

Таблица 4.15 - Отбор керна, шлама и грунтов

Отбор керна					
Индекс стратиграфического подразделения	Параметры отбора керна		Интервалы по вертикали, м		Метраж отбора керна, м
	минимальный диаметр, мм	максимальная проходка, м	от	до	
C_1ok	100	18	2883	2910	27
D_3 fm-IV+IIIa	80	18	3050	3150	100

Примечание:

1) интервалы отбора керна уточняются геологической службой заказчика по результатам привязочного каротажа;
2) по решению недропользователя длина интервалов и количество интервалов могут быть уточнены в соответствии с производственной программой.

Таблица 4.16 - Отбор шлама и грунтов

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Частота отбора шлама через, м
	От (верх)	До (низ)	
Q-P1k	0	2160	10
P1k-C1	2160	2950	5
D_3fm	2950	3190	2

Таблица 4.17 - Геофизические исследования

Колонна	Интервал	Виды исследований в открытом стволе	Виды исследований в обсаженном стволе
Кондуктор	0-350	-	АКЦ
Техническая	0-2240	-	АКЦ, СГДТ
Эксплуатационный хвостовик	2240-3190	КС, ПС, БК, МБК, МК, ВИКИЗ, АК, ГГКп, КВ-ПР, инклинометрия	АКЦ, СГДТ, гироскоп
	0-3190	ГК, ННКТ	

Таблица 4.18 - Данные по испытанию (опробованию) пластов в процессе бурения

Индекс стратиграфического подразделения	Испытание (опробование) пластоиспытателем на трубах			Опробование пластоиспытателем на кабеле		
	вид операции (испытание, опробование)	интервал, м	количество циклов промывки после проработки	интервал, м		количество проб, шт
				от (верх)	до (низ)	
C1ok	ИП	*2883-2911	2	-	-	-
D_3 fm IV	ИП	*3063-3100	2	-	-	-
D_3 fm IIIa	ИП	*3100-3123	2	-	-	-

Примечание: *Интервал опробования уточняется по данным ГИС

Таблица 4.19 - Прочие виды исследований

Название работы	Единица измерения	Объем работы
1. Комплекс гидродинамических исследований ИД, КВД. Отбор глубинных проб нефти при выходе скважины на фонтан	Комплекс	1
2. Разгон глубинных проб нефти	исследование	3 пробы по каждому объекту
3. Исследование кернового материала	Комплекс	Одна скважина

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

Данные по испытанию продуктивных пластов в эксплуатационной колонне и освоению скважины приводятся в таблицах 4.20 - 4.26.

Сведения об осложнениях по пробуренным скважинам аналогам приводятся в таблице 4.27.

Таблица 4.20 - Испытание продуктивных горизонтов (освоение скважины) в эксплуатационной колонне

Индекс стратиграфического подразделения	Номер объекта	Интервал залегания объекта испытания, м		Интервал установки цементного моста		Тип конструкции продуктивного забоя: открытый забой, фильтр, цемент. 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: смене раствора на воду (раствор-вода), смене раствора на нефть (раствор-нефть), смене воды на нефть (вода-нефть), аэрация (аэрация), понижение уровня компрессорами (компрессор)	Опорожнение колонны при испытании (освоении)	
		от (низ)	до (верх)	от (низ)	до (верх)							Максимальное снижение уровня, м	Плотность жидкости, г/см^3
D3fm-IV	2	3063	3100	-	-	Цемент. Колонна	УПА-60/80	Да	1-3	3-18	Нормализация забоя, перфорация, СКВ, СКО, понижение уровня	2000	1,0
D3fm-IIIa	1	3100	3123	-	-			Да	1-3	3-18		2000	1,0

Таблица 4.21 - Работы по перфорации эксплуатационной колонны при испытании (освоении)

Номер объекта	Перфорационная среда		Интервал перфорации, м		Мощность перфорации, м	Вид перфорации: кумулятивная; пылевая; снарядная; гидропескоструйная; гидроструйная	Типоразмер перфоратора	Количество отверстий на 1 м, шт.	Количество одновременно спускаемых снарядов, шт.	Количество спусков перфоратора	Предусмотрен ли спуск перфоратора на НКТ? (да, нет)	Насадки для гидропескоструйной перфорации	
	вид: раствор нефть; вода	плотность, кг/м^3	от	до								диаметр, мм	количество, шт.
D_3 fm-IV	$CaCl_2$	1140	3063	3100	37	кумулятивная	ПКТ-73	20	120	7	да	нет	нет
D_3 fm-III			3100	3123	23					4			

Таблица 4.22 - Интенсификация притока пластового флюида

Номер объекта	Название процесса: солянокислотная обработка, обр. керосино-кислыми эмульс., установка кислотной ванны, добав. кумулят. перфор., гидроразрыв пласта, гидропескоструйн. перфор., обработка ПАВ, метод переменных давлений, закачка изотопов и другие операции, выполняемые по местным нормам	Количество операций, установок, импульсов, спусков перфораторов	Плотность жидкости в колонне, кг/м^3	Давление на устье, МПа	Температура закачиваемой жидкости, °С	Глубина установки пакера, м
2	СКВ, СКО	1	1020	13,5	15	3060
1	СКВ, СКО	1	1020	13,5	15	3097

Таблица 4.23 - Дополнительные работы при испытании (освоении)

Номер объекта (снизу вверх)	Название работ: Промывка песчаной пробки; повышение плотности бурового раствора до; повторение понижения 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.
Таблица 4.23 не содержит информации. Дополнительные работы при испытании скважин не предусматриваются.				

Таблица 4.24 - Данные по эксплуатационным объектам

Номер объекта	Плотность жидкости в колонне, кг/м^3		Пластовое давление, ожидаемое МПа	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	
D_3 fm-III	920	920	32,9	-	20	70	-	-	1,125

Таблица 4.25 - Дополнительные данные для определения продолжительности испытания (освоения) скважины

Номер объекта	Относится ли к объектам, которые (да, нет)		Для эксплуатационных скважин предусмотрено ли (да, нет)		Работа по испытанию проводятся 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 6 м имеют подошвенную воду	задавка скважины через НКТ	использование норм по ССНВ для разведочных скважин		вызов притока в нагнетательной скважине	гидрогазодинамические исследования в эксплуатационной скважине	освоение, очистку и гидрогазодинамические исследования	шаблонирование обсадной колонны
1-2	Нет	Да	Нет	Нет	Две	Да	Да	Да	Нет

Таблица 4.26 - Данные по нагнетательной скважине

Индекс стратиграфического подразделения	Номер объекта (снизу вверх)	Интервал залегания объекта нагнетания, м		Название нагнетаемого агента (вода, нефть газ, пар)	Режим нагнетания					Пакер		Жидкость за НКТ	
		от (верх)	до (низ)		плотность жидкости, г/см^3	относительная 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
не содержит информации. Нагнетательные скважины проектом не предусмотрены.													

Таблица 4.27 - Сведения об осложнениях по пробуренным скважинам аналогам

Номер скважины	Площадь (месторождение)	Интервал осложнения, м		Индек стратигра-фического подразделения	Вид осложнения	Условия возникновения (тип и параметры бурового раствора глубина спуска предыдущей колонны, диаметр ствола и т.д.)
		от	до			
34201	Восточно-Сихорейское	1000	1960	T_3-T_1	Неустойчивость стенок скважин за счёт гидратации глинистых отложений	Буровой раствор полимер глинистый, в котором снижена концентрация ингибиторов и стабилизаторов глин
34202	Восточно-Сихорейское	1800	1960	T_1	Проработки сплошные	Неустойчивость стенок скважины из-за гидратации активных глин

5 Конструкция скважины

5.1 Обоснование конструкции скважины

Проектная документация на строительство эксплуатационных наклонно-направленных скважин №№ 32102, 32103, 32104, 32105, 32106, 32121, 32122, 32123 на кустовой площадке № 1 Сихорейского месторождения, ЦХП, блок 3 разрабатывается на основании анализа литологических особенностей горных пород, графика совмещенных давлений, ожидаемых осложнений при бурении скважин, с учетом технологических регламентов, опыта бурения на данной площади, материально-технических ограничений, выявленных при согласовании и утверждении технического задания на строительство скважин.

Конструкция скважин соответствует «Правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности», а также учитывает требования по охране недр и окружающей природной среды.

Кондуктор - диаметр 244,48 мм

Башмак кондуктора устанавливается на глубине 350 м с целью перекрытия верхних неустойчивых пород четвертичной системы, нижнего мела. Бурение интервала осуществляется на обсадной колонне. Колонна цементируется до устья.

Эксплуатационная колонна - диаметр 168,28 мм

Спускается на глубину 2240 м / 2410 м с целью перекрытия несовместимых условий бурения (по результатам расчета на ГРП при ГНВП Рисунок **5.1**). На экспл. колонну устанавливается ПВО. Колонна цементируется до устья.

Эксплуатационный хвостовик- диаметр 114,30 мм

Башмак спускается на глубину 3190 м / 4244 м, голова хвостовика устанавливается на 75 м выше башмака предыдущей обсадной колонны на глубине 2335 м по стволу, с целью обеспечения долговечной эксплуатации скважины из продуктивного пласта D3fm IIIa+IV.

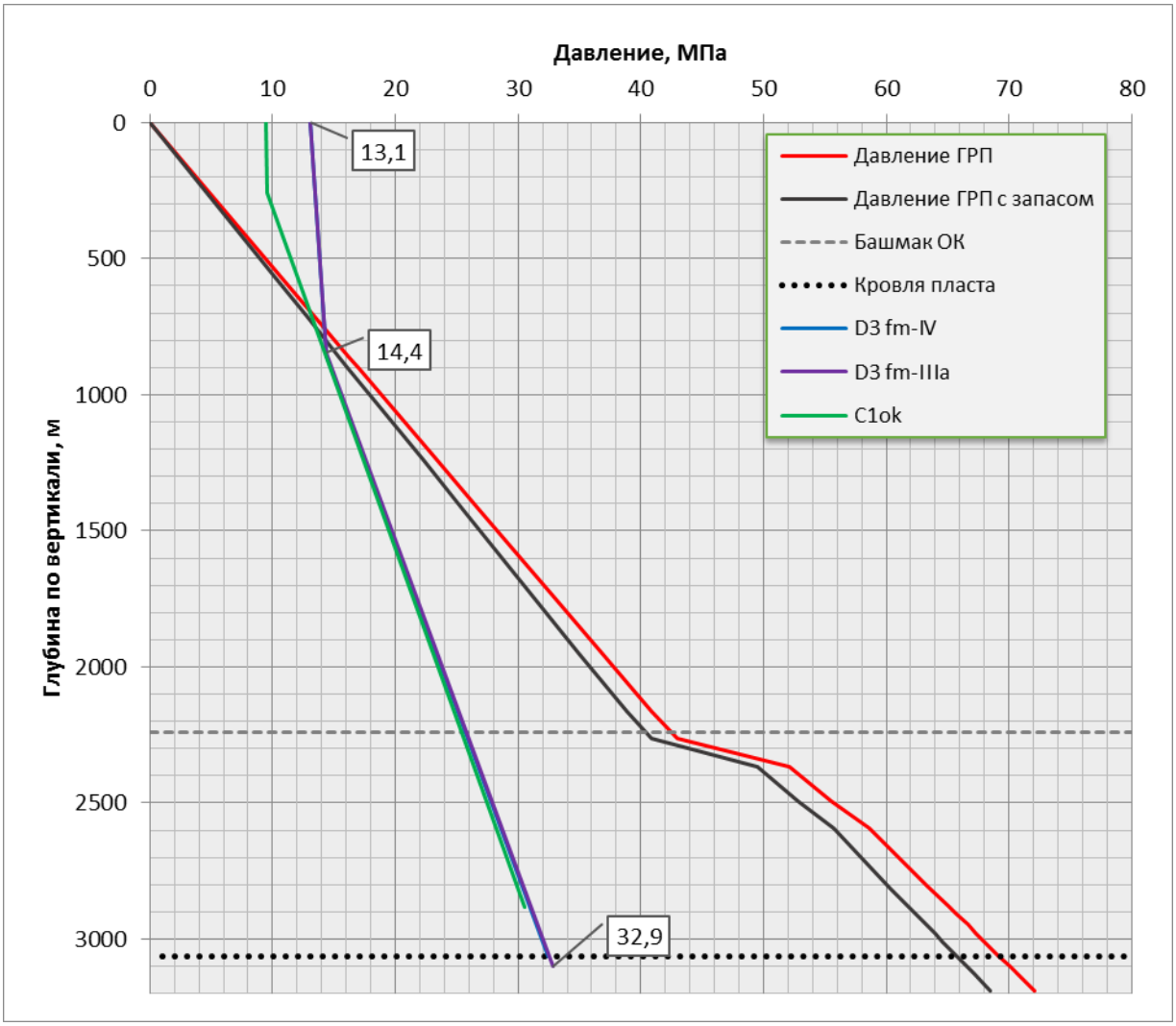


Рисунок 5.1 – Распределение давления по стволу скважины при ГНВП с закрытым устьем с замещением скважины на пластовый флюид.

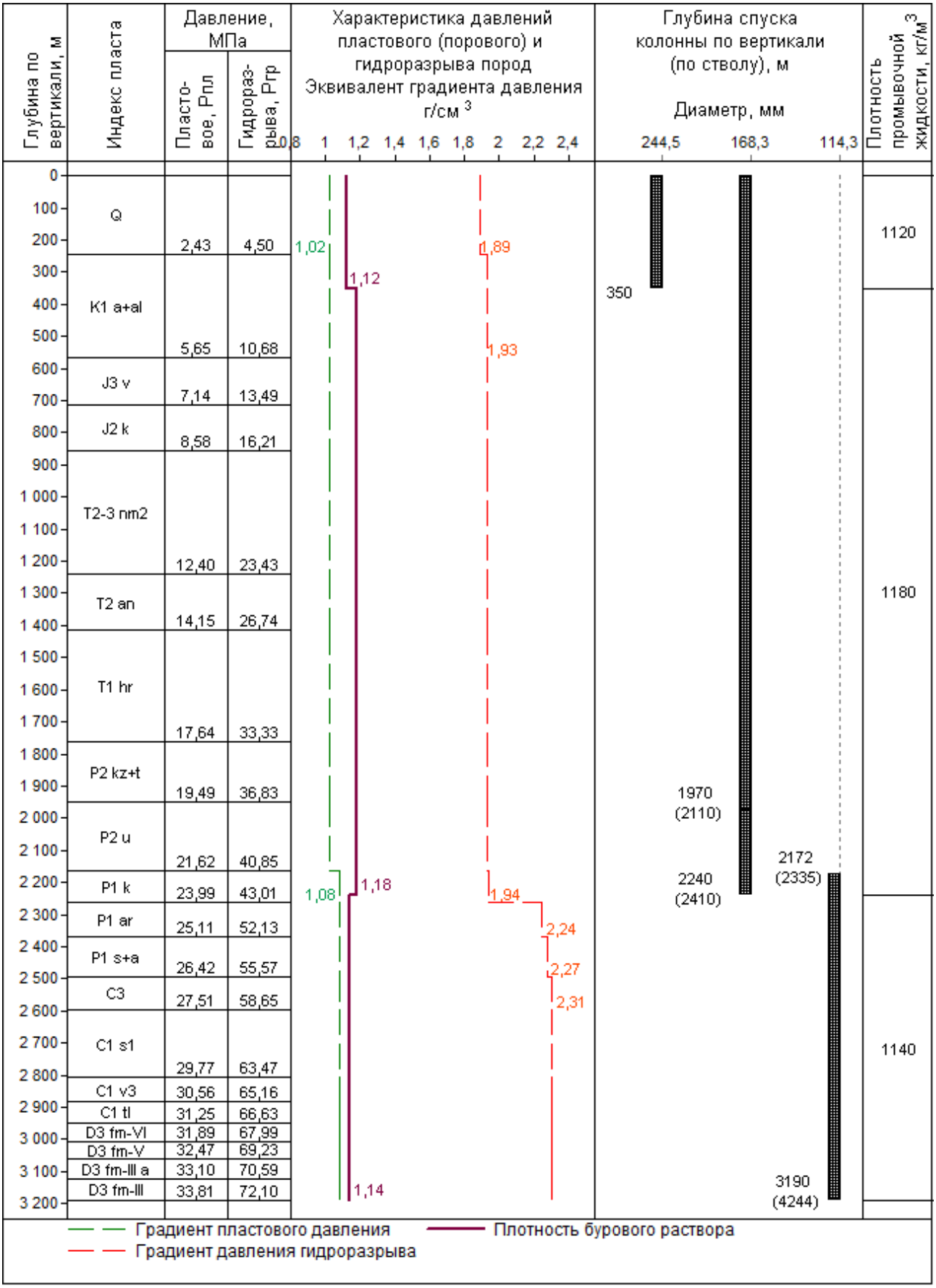


Рисунок 5.2 - График совмещенных давлений.

5.2 Характеристика и устройство шахтового направления

В таблице 5.1 представлена характеристика и устройство шахтового направления.

Таблица 5.1- Характеристика и устройство шахтового направления

Характеристика трубы						Подготовка шахты, спуск и крепление направления
наружный диаметр, мм	длина, м	группа прочности	толщина стенки, мм	масса, т	ГОСТ, ОСТ, МРТУ, ТУ, МУ и т.д. на изготовление	
Устройство шахты						Устройство шахты размером 3,0×3,0×1,5 м для сброса и откачки буровых сточных вод в систему очистки
245	16	Д	8,9	0,86	ГОСТ 632-80	Шурф под квадрат
Примечание - устройство забурочной ямы под основанием буровой установки вокруг устья скважины производится с целью сбора и откачки промывочной жидкости и сточных вод. Стенки забурочной ямы укрепляются металлическим коробом. Металлический короб устанавливается на дно забурочной ямы и снаружи фиксируется цементно-бентонитовой смесью. В забурочную яму погружается вертикальный шламовый насос для откачки выходящего бурового раствора и выбуренной породы						

5.3 Глубина спуска и характеристика обсадных колонн

Таблица 5.2 - Глубина спуска и характеристика обсадных колонн

№ колонны	Название колонны	Интервал по стволу скважин, м		Диаметр колонны, мм	Номинальный диаметр ствола, мм	ВПЦ, м	Интервал установки раздельно спускаемой части, м		Обоснование
		от	до				от	до	
1	Кондуктор	0	350	244,48	295,3	0	0	350	Перекрытие зоны обвалообразования и ММП на всю мощность.
2	Эксплуатационная колонна	0	2410	168,28	219,1	0	0	2410	Перекрытие несовместимых условий бурения. Установка ПВО с целью безопасного вскрытия продуктивных пластов.
3	Эксплуатационный хвостовик	2335	4244	114,30	146,0	2335	2335	4244	Обеспечение долговечной эксплуатации скважины из продуктивного пласта.
Примечание – По решению заказчика типоразмер долот может корректироваться									

5.4 Характеристика раздельно спускаемых частей обсадных колонн

Таблица 5.3 - Характеристика раздельно спускаемых частей обсадных колонн

Название колонны	Раздельно спускаемые части								
	Наружный диаметр, мм	Стенка, мм	Группа прочности	Интервал установки одноразмерной части, м		Соединения обсадных труб в каждой одноразмерной части			
				от	до	Условный код типа соединения	Наружный диаметр соединения, мм	Интервал установки труб с заданным типом соединения, м	
								от	до
Кондуктор	244,48	8,94	K55	0	350	TMK UP CWB	269,88	0	350
Эксплуатационная колонна	168,28	8,94	N80	0	2240/2410	ОТТМ / БТС	187,71	0	2240/2410
Хвостовик	114,30	6,35	K55	2335	3190/4244	ОТТМ / БТС	127,00	2335	3190/4244

Примечания:

1. Типоразмер обсадных труб в таблице указан в соответствии с ГОСТ 31446-2017.
2. По решению заказчика и согласованию с проектной организацией допускается замена обсадных труб на аналогичные или более прочные по прочностным характеристикам, изготовленные по ГОСТ 31446-2017 и/или ГОСТ 632-80, а также использование труб с другими типами соединений, соответствующих условиям крепления скважин по герметичности и прочностным характеристикам.
3. Бурение интервала под кондуктор (0-350 м) осуществляется на обсадной колонне диаметром 244,5 мм. Условный код типа соединения – TMK UP CWB или аналог. Допускается применение резьбовых соединений ОТТМ/БТС с моментоповышающими кольцами при условии устойчивости к крутящим нагрузкам.

6 Профиль ствола скважины

Рабочим проектом предусматривается строительство эксплуатационных наклонно-направленных скважин №№ 32102, 32103, 32104, 32105, 32106, 32121, 32122, 32123 на кустовой площадке № 1 Сихорейского месторождения, ЦХП, блок 3.

В настоящем разделе приведена траектория наиболее глубокой скважины по стволу с наибольшим отходом от устья. Траектория каждой скважины уточняется геологической службой заказчика и может отличаться от траектории, приведённой в настоящем рабочем проекте. Азимут целей определяется исходя из сетки разбуривания месторождения и положения цели относительно кустовой площадки. Окончательная траектория скважины рассчитывается на основании Геолого-технического задания, утверждённого геологической службой и указывается в программе на бурение каждой конкретной скважины.

Исходные данные для проектирования траектории ствола скважины и данные по ее профилю представлены в таблице 6.1, изображение проектного профиля представлено на рисунке 6.1.

В таблице 6.2 указан предварительный азимут скважины. Перед началом бурения геологическая служба заказчика уточняет цели бурения, на основании которых производится проектирование профиля каждой скважины.

Таблица 6.1 - Исходные данные для проектирования траектории скважины

Наименование параметра	Значение параметра
Проектный пласт	D_3fm-IIIa
Глубина кровли продуктивного пласта по вертикали, м	3100
Проектная глубина скважины по вертикали, м	3190
Отклонение от вертикали точки входа в кровлю продуктивного (базисного) пласта, м	2190
Максимальная пространственная интенсивность изменения угла	1°/10м
Радиус круга допуска	25

Графическое изображение проектного профиля представлено на рисунке 6.1.

Таблица 6.2 - Профиль ствола скважины

MD, м	Зенитный угол, град	Азимут дирекц., град	TVD, м	Отклонение от устья, м	DLS, град/10 м	Комментарий
0	0,0	0	0	0	0	
350	0,0	0	350	0	0	Кондуктор 244,48 мм
380	0,0	0	380	0	0	
900	26,0	88	882	116	0,5	
2410	26,0	88	2240	778	0	Эксплуатационная 168,28 мм
2444	26,0	88	2270	793	0	
2828	64,4	86	2535	1060	1,0	
3630	64,4	86	2883	1783	0	Нефть C1ok
3815	64,4	86	2963	1950	0	
4023	58,1	86	3063	2132	0,3	Нефть-D3 fm-IV
4091	56,1	86	3100	2190	0,3	Нефть-D3 fm-IIIa
4244	51,5	86	3190	2312	0,3	Хвостовик 114,30 мм

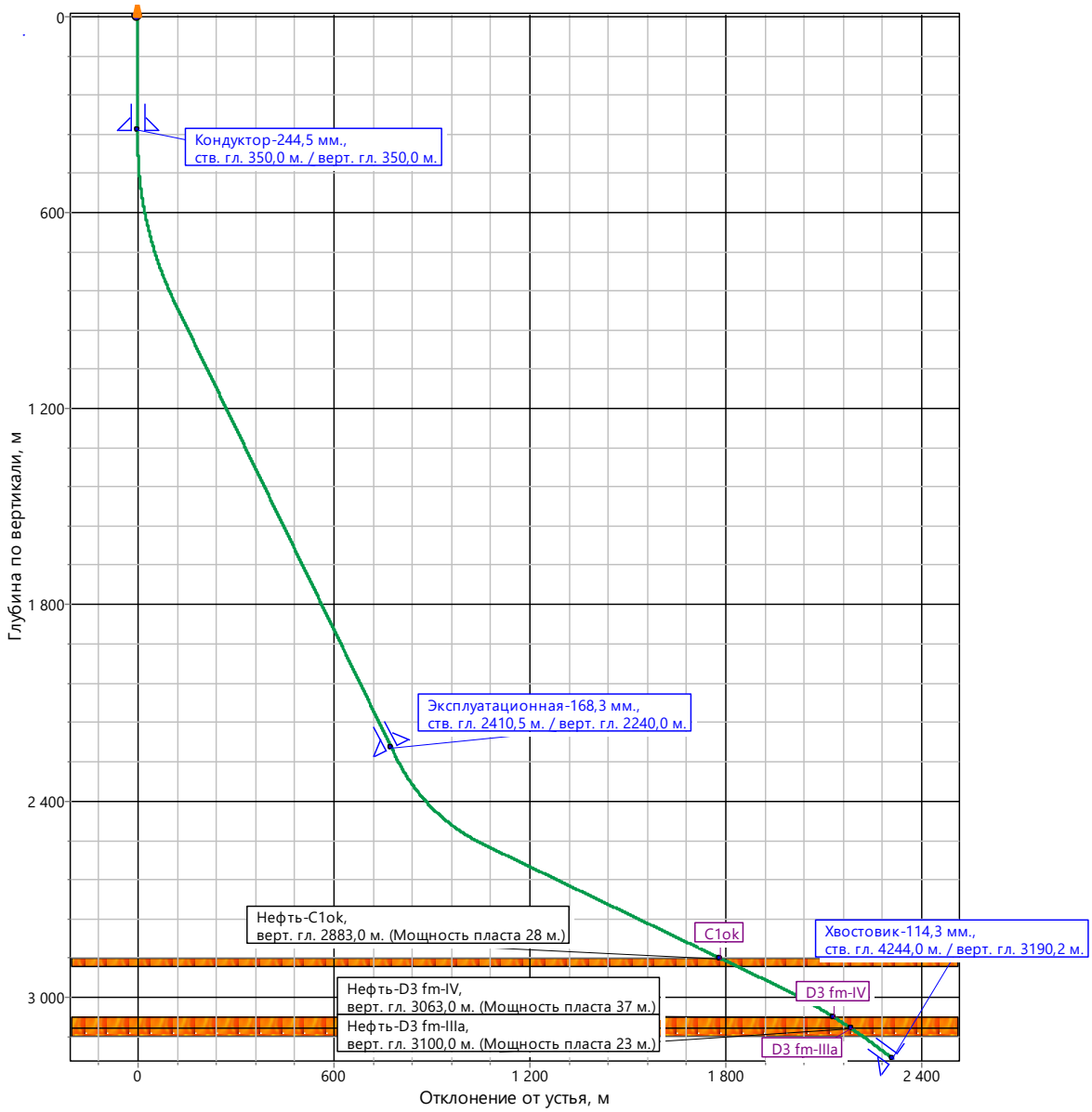


Рисунок 6.1 - Графическое изображение профиля типовой скважины

7 Буровые растворы

Основным критерием выбора типа буровых растворов является способность предотвращать осложнения, обеспечивать безаварийное строительство скважин, минимизировать негативное влияние на коллекторские свойства продуктивных пластов и способствовать достижению высоких технико-экономических показателей.

При выборе типа буровых растворов, их свойств и параметров необходимо руководствоваться требованиями:

– для приготовления буровых растворов использовать экологически безопасные, разрешенные к применению реагенты, внесенные в отраслевой реестр "Нормативы качества воды водных объектов рыбохозяйственного назначения, в том числе нормативы предельно допустимых концентраций вредных веществ в водах водных объектов рыбохозяйственного назначения»;

– снижением отрицательного воздействия бурового раствора на коллекторские свойства продуктивных пластов;

– обеспечением качественной промывки ствола скважины, очистки забоя от выбуренной породы;

– сокращением объемов отработанного бурового раствора, возможности повторного их использования;

– минимизация репрессии при циркуляции в условиях малых кольцевых зазоров;

– возможности приготовления и обработки буровых растворов на оборудовании, поставляемом в комплекте буровой установки и циркуляционной системы;

– возможности поддержания и регулирования их агрегативной и кинетической устойчивости, определяющей технические показатели растворов (плотность, реологические, фильтрационные, смазочные, антикоррозионные свойства).

7.1 Обоснование плотности применяемых буровых растворов

Плотность буровых растворов для интервалов совместимых условий бурения, рассчитывается исходя из условий сохранения устойчивости горных пород, слагающих стенки скважины, а в интервалах, содержащих напорные пласты - создания столбом раствора гидростатического давления на забой, предотвращающего поступление пластового флюида в ствол скважины.

Типы и параметры буровых растворов для строительства скважин Сихорейского месторождения выбраны с учетом минералогического состава и свойств горных пород, слагающих разрез, а также анализа практического опыта бурения по ранее пробуренным скважинам в схожих горно-геологических условиях.

В соответствии с п. 387 ПБ НиГП рассчитывается минимально допустимая плотность бурового раствора из условия создания столбом раствора гидростатического давления на забой скважины и вскрытие продуктивного горизонта, превышающего проектные пластовые давления на величину не менее 10% для интервалов до 1200 м и 5 % для интервалов от 1200 м до проектной глубины.

В соответствии с п. 388 ПБ НиГП максимально допустимая репрессия (с учетом гидродинамических нагрузок) должна исключать возможность гидроразрыва пород или поглощения раствора на любой глубине интервала совместимых условий бурения.

Определение максимальной допустимой плотности бурового раствора при бурении возможно по результатам проведения теста на утечку (Leak-off test – LOT) и на основании опыта ранее пробуренных скважин.

Для строительства скважины устанавливаются следующие значения плотности бурового раствора с учётом опыта ранее пробуренных скважин:

Таблица 7.1 – Конструкция скважин

Секция	Глубина по вертикали, м	Глубина по стволу, м	Плотность, кг/м^3
Кондуктор	350	350	1120
Эксплуатационная колонна	2240	2410	1180
Эксплуатационный хвостовик	3190	4244	1140

Плотность бурового раствора в процессе строительства скважин может быть уточнена в соответствии с величинами текущих пластовых давлений продуктивных и водонапорных пластов. В этом случае в проектную документацию должны быть внесены изменения.

Далее в разделе все интервалы бурения приводятся по стволу, в соответствии с проектным профилем.

7.2 Типы и параметры буровых растворов

Типы и параметры буровых растворов для строительства проектируемых скважин выбраны с учетом минералогического состава и свойств горных пород, слагающих разрез.

На основе анализа промыслового материала при строительстве скважин на аналогичных месторождениях, принимаются следующие типы буровых растворов по интервалам бурения запроектированных скважин.

1. Интервал бурения под кондуктор 0-350 м приурочен к отложениям меловой системы.

Кондуктор спускается на глубину 350 м с целью перекрытия верхних неустойчивых пород четвертичной системы, нижнего мела и интервала залегания многолетнемерзлых пород. Колонна цементируется до устья.

Интервал литологически представлен переслаиванием песков, глин, алевролитов. Для данного интервала характерно островное залегание многолетнемерзлых пород (ММП).

Для бурения данного интервала рекомендуется применять полимер-глинистый буровой раствор на водной основе с плотностью – 1120 кг/м^3.

2. Интервал бурения под эксплуатационную колонну 350-2410 м приурочен к отложениям меловой, юрской, триасовой и пермской систем.

Эксплуатационная колонна спускается на глубину 2240 м / 2410 м с целью перекрытия несовместимых условий бурения (по результатам расчета на ГРП при ГНВП). На экспл. колонну устанавливается ПВО с целью безопасного вскрытия продуктивных пластов. Колонна цементируется до устья.

Интервал литологически представлен глинами, вязкими, плотными, алевритистыми либо слабоизвестковыми; алевролитами тонкозернистыми, полимиктовыми; песчаниками мелко и среднезернистыми, полимиктовыми, слабосцементированными. В нижней части

интервала (пермская система) разрез сложен песчаниками, алевролитами, аргиллитами, известняками глинистыми темно-серыми, мергелями.

При бурении вязких, выпучивающихся глин меловых и юрских отложений происходит интенсивное увеличение содержания твердой фазы в буровом растворе за счет выбуренной породы.

При бурении интервала возможны поглощения в нижних интервалах пермских отложениях, необходимо следить за изменением механической скорости бурения, уровнем промывочной жидкости. Увеличение скорости проходки, а также провалы инструмента говорят о том, что, возможно, встречен поглощающий пласт. Перед вскрытием потенциально поглощающих интервалов предусмотреть использование долот с размерами насадок, которые позволяют применять наполнители (кольматирующие добавки). Диаметр насадок 10 мм и более. На буровой необходимо иметь запас разноразмерных инертных наполнителей, глинопорошка и цемента для ликвидации поглощений.

Для бурения данного интервала рекомендуется применять полиакриламидный буровой раствор на водной основе. До глубины 850м плотность бурового раствора поддерживается 1150-1180 кг/м^3, с глубины 850м – плотность бурового раствора 1180 кг/м^3. При признаках неустойчивости ствола скважины, по согласованию с Заказчиком допускается увеличение плотности до 1240 кг/м^3.

При бурении интервала необходимо учитывать следующие риски и мероприятия по их предотвращению:

- При необходимой концентрации МСН, буровой раствор имеет низкие реологические свойства. Для лучшей очистки ствола скважины необходимо поддерживать максимально возможную производительность буровых насосов. При невозможности увеличения производительности, производить прокачивание очищающих пачек с добавлением синтетических волокон через каждые 100-150м с интенсивным расхаживанием бурильного инструмента.
- При использовании необходимых концентраций МСН, может фиксироваться незначительный рост фильтрации. Для снижения фильтрации необходимо повысить концентрацию асфальтенов. Эффективность повышения концентрации ПАЦ-НВ (PAC-LV) минимальна.
- При признаках химического загрязнения бурового раствора необходимо вести постоянную обработку известью в концентрациях 1-2 кг/м^3.

3. Интервал бурения секции под эксплуатационный хвостовик 2410-4244 **м** приурочены к отложениям пермской и каменноугольной и девонской систем.

Эксплуатационный хвостовик спускается на глубину 3190 м / 4244 м, голова хвостовика устанавливается на 75 м выше башмака предыдущей обсадной колонны на глубине 2335 м по стволу, с целью обеспечения долговечной эксплуатации скважины из продуктивного пласта D3fm IIIa+IV

Значения показателей свойств буровых растворов по интервалам бурения скважин приведены в таблице **7.1**.

Таблица 7.2 - Типы и параметры буровых растворов

Параметры	Интервал и тип раствора		
	0 - 350	350 - 2410	2410 - 4244
	Кондуктор	Эксплуатационная колонна	Эксплуатационный хвостовик
	Полимер-глинистый	Полиакриламидный инкапсулирующий	Биополимерный Хлоркалиевый
Плотность, г/см^3	1,12	1,18	1,14
ПВ, сП	< 25	<28	<25
ДНС, фунт/100 футов^2	18 - 30	18 - 28	15 - 25
СНС 10 сек, фунт/100 футов^2	8 - 15	6 - 12	4 - 12
СНС 10 мин, фунт/100 футов^2	15 - 40	10 - 28	8 - 25
Фильтрация АНИ, см^3/30мин	≤ 12	≤ 6	≤ 6
Ca^{2+}, мг/л	<400	<400	> 800
pH	8,5 - 9,5	8 - 9	9 - 10,5
МВТ, кг/м^3	< 85	< 49	< 21
Песок, %	< 2	< 1	< 1
Смазка, %	≥ 1	≥ 2	≥ 2
Корка, мм	≤ 2	≤ 1	≤ 1
Повторное использование	Свежий	Переведён с предыдущей секции	Свежий

Примечание:

1. Не разрешается отклонение плотности бурового раствора (освобожденного от газа), закачиваемого в скважину в процессе циркуляции, более чем на ±0,03 г/см^3 от установленной проектом величины (кроме случаев ликвидации газонефтеводопроявлений и осложнений).

2. При признаках неустойчивости ствола скважины, по согласованию с Заказчиком допускается увеличение плотности до 1,24 г/см^3

3. При прохождении водонапорных и продуктивных пластов при бурении секции под эксплуатационную колонну плотность раствора должна быть не менее 1,14 г/см^3.

4. Плотность бурового раствора может быть скорректирована в процессе строительства скважины на основании данных пластовых давлений с учетом необходимой репрессии на продуктивный пласт в соответствии с п. 387 ПБ НиГП. В процессе эксплуатации в продуктивных пластах возможно снижение градиента пластового давления, в таких случаях плотность раствора определяется с учетом 5% репрессии на продуктивные пласты.

5. В процессе строительства скважины необходим замер следующих параметров: параметры вискозиметра (600, 300, 200, 100, 6 и 3 об\мин.), щелочность раствора по фенолфталеину (Pm), щелочность фильтрата по фенолфталеину и метилоранжу (Pf/Mf), содержание ионов Cl-, содержание твердой фазы по реторте. Это необходимо для более полного анализа состояния бурового раствора и оперативного регулирования его параметров.

6. При строительстве каждой секции свойства бурового раствора, доливаемого в скважину, не должны отличаться от свойств бурового раствора, находящегося в ней.

7.3 Компонентный состав бурового раствора и характеристики компонентов

Компонентный состав промывочных жидкостей и характеристики компонентов представлены в Таблица 7.3.

Таблица 7.3 - Компонентный состав бурового раствора и характеристики компонентов

Интервал	Название компонентов бурового раствора	Концентрация, кг/м3	Описание	Выполняемые функции	ГОСТ, ОСТ, МРТУ, ТУ, МУ на изготовление
Кондуктор					
0-350 м	Бентонит	35	Натриевый монтмориллонит	Регулятор вязкости	ГОСТ 56946-2016
	Каустическая сода	1	Гидроксид натрия	Регулирование уровня pH	ГОСТ 55064-2012
	ПАЦ-НВ	3	Полианионная целлюлоза	Контроль водоотдачи	ГОСТ 56946-2016
	ПАЦ-В	2	Полианионная целлюлоза	Контроль водоотдачи, вязкости	ГОСТ 56946-2015
	Полиакриламид	1	Частично гидролизованный полиакриламид, флокулянт	Ингибитор	ТУ 2458-011-14023401-2012
	Полиакрилат натрия	1	Полиакрилат натрия	Контроль водоотдачи	ТУ 2458-010-14023401-2012
	Ингидол ДТ	2	ПАВ	Противосальниковая добавка	ТУ 2458-018-14023401-2010
	ГКЖ	3	Гидрофобизирующая жидкость	Ингибитор	ТУ 2229-001-24362535-2016
	CaCO3(5,50,100мкм)	200	Мраморная крошка	Утяжелитель, Кольматант	ГОСТ 8253 74
	Глитал	5	Смесь модифицированных жирных кислот	Смазывающая добавка	ТУ 2458-019-32957739-2010

Продолжение таблицы 7.3

Интервал	Название компонентов бурового раствора	Концентрация, кг/м3	Описание	Выполняемые функции	ГОСТ, ОСТ, МРТУ, ТУ, МУ на изготовление
Эксплуатационная колонна					
350-2410 м	Каустическая сода	1	Гидроксид натрия	Регулирование уровня pH	ГОСТ 55064-2012
	Полиакриламид	3	Частично гидролизованный полиакриламид, флокулянт	Ингибитор	ТУ 2458-011-14023401-2012
	Полиакрилат натрия	5	Полиакрилат натрия	Контроль водоотдачи	ТУ 2458-010-14023401-2012
	Полигликоль	8	Полигликоль	Ингибитор	ТУ 2422-057-52470175-2005
	МСН	3	Метасиликат натрия	Ингибитор	ТУ 2145-00152257004-2002
	Асфасол	15	Сульфированный асфальт	Кольматант/стабилизатор	ТУ 2458-072-14023401-2013
	Биополимер	3	Биополимер	Структурообразователь	ТУ 2458-001-14023401-2008
	ГКЖ	2	Гидрофобизирующая жидкость	Ингибитор	ТУ 2229-001-24362535-2016
	ПАЦ-НВ	3	Полианионная целлюлоза	Контроль водоотдачи	ГОСТ 56946-2016
	ПАЦ-В	3	Полианионная целлюлоза	Контроль водоотдачи, вязкости	ГОСТ 56946-2015
	Ингидол ДТ	2	ПАВ	Противосальниковая добавка	ТУ 2458-018-14023401-2010
	Известь	2	Известь	Поставщик ионов Са++	ГОСТ 9179-77
	Синтетические волокна	0,1	Полиакрилнитрильная фибра	Очистка ствола скважины	ТУ 2272-001-30726220-2015
	CaCO3(5,50,100мкм)	120	Мраморная крошка	Утяжелитель, Кольматант	ГОСТ 8253 74
	Глитал	5	Смесь модифицированных жирных кислот	Смазывающая добавка	ТУ 2458-019-32957739-2010

Продолжение таблицы 7.3

Интервал	Название компонентов бурового раствора	Концентрация, кг/м3	Описание	Выполняемые функции	ГОСТ, ОСТ, МРТУ, ТУ, МУ на изготовление
Эксплуатационный хвостовик					
2410-4244 м	Каустическая сода	1	Гидроксид натрия	Регулирование уровня pH	ГОСТ 55064-2012
	Биополимер	3	Биополимер	Структурообразователь	ТУ 2458-001-14023401-2008
	ПАЦ-НВ	2	Полианионная целлюлоза	Контроль водоотдачи	ГОСТ 56946-2016
	КМК-БУР	15	Модифицированный крахмал	Контроль водоотдачи	ГОСТ 56946-2016
	Хлористый калий	50	KCL	Ингибитор	ГОСТ 4568-95
	Биоцидол	0,5	Бактерицид	Противобактериальная добавка	ТУ 2458-008-14023401-2012
	Известь	3	Известь	Поставщик ионов Ca++	ГОСТ 9179-77
	ПТЖ-20	1	ПАВ	Пеногаситель	ТУ 2458-120-14023401-2015
	Ингидол ДТ	1	ПАВ	Противосальниковая добавка	ТУ 2458-018-14023401-2010
	CaCO3(5,50,100мкм)	80	Мраморная крошка	Утяжелитель, Кольматант	ГОСТ 8253-79
	Глитал	5	Смесь модифицированных жирных кислот	Смазывающая добавка	ТУ 2458-019-32957739-2010

Продолжение таблицы 7.3

Интервал	Название компонентов бурового раствора	Концентрация, кг/м3	Описание	Выполняемые функции	ГОСТ, ОСТ, МРТУ, ТУ, МУ на изготовление
На ликвидацию осложнений	Кордовое волокно	30	Кордовое волокно	Кольматант	ТУ 39-190-75
	Древесная мука	60	Древесная мука	Кольматант	ГОСТ 16361-87
	Ореховая скорлупа	45	Ореховая скорлупа	Кольматант	ТУ 2458-001-30984100-2015
	CaCO3 600мкм	250	Мраморная крошка	Утяжелитель, Кольматант	ГОСТ 8253 78
	ЦФ-1	30	Природные и синтетические полимеры	Кольматант	ТУ 0392-002-32957739-2007
	Резиновая крошка	40	Резиновая крошка	Кольматант	ТУ 38.105590-91
	Слюда	35	Слюда	Кольматант	ГОСТ 19571-74
	Графит ГЛ-1	10	Графит	Смазывающая добавка	ГОСТ 5279-74

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

Таблица 7.4 - Потребность бурового раствора и компонентов для его приготовления, обработки и утяжеления

Интервал	Секция	Название (тип) бурового раствора	Название компонентов бурового раствора	Потребность компонентов, кг		Потребность бурового раствора, м³			
				на бурение интервала	запас на поверхности в сухом виде	переведено с предыдущего интервала	объём на бурение с учетом потерь	общие потери	суммарная в интервале с учётом запаса и потерь
0-350 м	Кондуктор	Полимер-глинистый	Бентонит	4 538,9	2 100,0	0	129,7	40,5	129,7
			Каустическая сода	129,7	60,0				
			ПАЦ-НВ	389,0	180,0				
			ПАЦ-В	259,4	120,0				
			Полиакриламид	129,7	60,0				
			Полиакрилат натрия	129,7	60,0				
			Ингидол ДТ	259,4	120,0				
			ГКЖ	389,0	180,0				
			CaCO3(5,50,100мкм)	25 936,4	12 000,0				
			Глитал	648,4	300,0				
350-2410 м	Эксплуатационная колонна	Полиакриламидный инкапсулирующий	Каустическая сода	286,5	107,3	40,0	286,5	107,3	326,5
			Полиакриламид	859,5	321,8				
			Полиакрилат натрия	1 432,5	536,4				
			Полигликоль	2 292,0	858,2				
			МСН	859,5	321,8				
			Асфасол	4 297,4	1 609,1				
			Биополимер	859,5	321,8				
			ГКЖ	573,0	214,5				
			ПАЦ-НВ	859,5	321,8				
			ПАЦ-В	859,5	321,8				
			Ингидол ДТ	573,0	214,5				
			Известь	573,0	214,5				
			Синтетические волокна	28,6	10,7				
			CaCO3(5,50,100мкм)	34 379,6	12 872,9				
			Глитал	1 432,5	536,4				
			Бикарбонат натрия	80,0	-				
			Лимонная кислота	80,0	-				

Продолжение таблицы 7.4

Интервал	Секция	Название (тип) бурового раствора	Название компонентов бурового раствора	Потребность компонентов, кг		Потребность бурового раствора, м³			
				на бурение интервала	запас на поверхности в сухом виде	переведено с предыдущего интервала	объём на бурение с учетом потерь	общие потери	суммарная в интервале с учётом запаса и потерь
2410-4244 м	Эксплуатационный хвостовик	Биополимерный Хлоркалиевый	Каустическая сода	207,2	77,9	0,0	207,2	51,4	207,2
			Биополимер	621,5	233,7				
			ПАЦ-НВ	414,3	155,8				
			КМК-БУР	3 107,6	1 168,3				
			Хлористый калий	10 358,5	3 894,2				
			Биоцидол	103,6	38,9				
			Известь	621,5	233,7				
			ПТЖ-20	207,2	77,9				
			Ингидол ДТ	207,2	77,9				
			CaCO3(5,50,100мкм)	16 573,6	6 230,7				
			Глитал	1 035,9	389,4				
На ликвидацию осложнений			Кордовое волокно	-	9 000,0	0,0	0,0	0,0	300,0
			Древесная мука	-	18 000,0				
			Ореховая скорлупа	-	13 500,0				
			CaCO3 600мкм	-	75 000,0				
			ЦФ-1	-	9 000,0				
			Резиновая крошка	-	12 000,0				
			Слюда	-	10 500,0				
			Графит ГЛ-1	-	3 000,0				

7.5 Потребность воды или компонентов для обработки бурового раствора при разбуривании цементных стаканов

Таблица 7.5 - Потребность воды или компонентов для обработки бурового раствора при разбуривании цементных стаканов

Операция	Название компонентов для обработки раствора	Характеристика компонента				Расход на обработку 1 м^3 раствора, кг/м^3	Количество, кг
		плотность, кг/м^3	влажность, %	содержание вещества в товарном продукте, %	сорт		
При разбуривании оснастки кондуктора	Двууглекислый натрий	2160	10	98	1	2	80
	Лимонная кислота	1665	7,5-8,8	99,5	1	2	80
При разбуривании оснастки эксплуатационной колонны	Двууглекислый натрий	2160	10	98	1	2	160
	Лимонная кислота	1665	7,5-8,8	99,5	1	2	160

Примечание – разбуривание оснастки эксплуатационной колонны производится на оставшемся буровом растворе с предыдущей секции, объем которого после разбуривания перерабатывается на блоке ФКУ.

7.6 Потребность компонентов для обработки бурового раствора при спуске обсадных колонн

Таблица 7.6 - Потребность компонентов для обработки бурового раствора при спуске обсадных колонн

Название колонны	Название компонентов для обработки раствора	Характеристика компонента				Расход на обработку, кг/м^3	Количество, кг
		плотность, кг/м^3	влажность,%	содержание вещества в товарном продукте, %	сорт		
Кондуктор	Смазывающая добавка	980	-	55	-	1	280
Эксплуатационная колонна [1]	Смазывающая добавка	980	-	55	-	10	200
Эксплуатационный хвостовик [2]	Смазывающая добавка	980	-	55		10	200

Примечания

1. Перед спуском эксплуатационный колонны, в открытый ствол закачивается 20м^3 смазывающей пачки.
2. Перед спуском эксплуатационного хвостовика, в открытый ствол закачивается 20м^3 смазывающей пачки.

7.7 Суммарная потребность компонентов бурового раствора на скважину

Таблица 7.7 - Суммарная потребность компонентов бурового раствора на скважину

Название компонентов бурового раствора	ГОСТ, ОСТ, МРТУ, ТУ, МУ на изготовление	Вес упаковки, кг	Потребность компонентов бурового раствора									
			название колонн								Суммарная на скважину	
			Кондуктор		Эксплуатационная колонна		Эксплуатационный хвостовик		На ликвидацию осложнений			
			упак.	кг	упак.	кг	упак.	кг	упак.	кг	упак.	кг
CaCO3 600мкм	ГОСТ 8253 74	1000	0	0	0	0	0	0	75	75000	75	75000
CaCO3(5,50,100мкм)	ГОСТ 8253 74	1000	38	37936	48	47253	23	22804	0	0	109	109000
Асфасол	ТУ 2458-072-14023401-2013	25	0	0	237	5907	0	0	0	0	237	5925
Бентонит	ГОСТ 56946-2016	1000	7	6639	0	0	0	0	0	0	7	7000
Бикарбонат натрия	ГОСТ 2156-76	25	0	0	4	80	0	0	0	0	4	100
Биополимер	ТУ 2458-001-14023401-2008	25	0	0	48	1181	35	855	0	0	83	2075
Биоцидол	ТУ 2458-008-14023401-2012	25	0	0	0	0	6	143	0	0	6	150
ГКЖ	ТУ 2229-001-24362535-2016	210	3	569	4	788	0	0	0	0	7	1470
Глитал	ТУ 2458-019-32957739-2010	170	6	948	12	1969	9	1425	0	0	27	4590
Графит ГЛ-1	ГОСТ 5279-74	25	0	0	0	0	0	0	120	3000	120	3000
Древесная мука	ГОСТ 16361-87	500	0	0	0	0	0	0	36	18000	36	18000
Известь	ГОСТ 9179-77	25	0	0	32	788	35	855	0	0	67	1675
Ингидол ДТ	ТУ 2458-018-14023401-2010	210	2	379	4	788	2	285	0	0	8	1680
Каустическая сода	ГОСТ 55064-2012	25	8	190	16	394	12	285	0	0	36	900
КМК-БУР	ГОСТ 56946-2016	25	0	0	0	0	172	4276	0	0	172	4300
Кордовое волокно	ТУ 39-190-75	125	0	0	0	0	0	0	72	9000	72	9000
Лимонная кислота	ГОСТ 908-2004	25	0	0	4	80	0	0	0	0	4	100
МСН	ТУ 2145-00152257004-2002	25	0	0	48	1181	0	0	0	0	48	1200
Ореховая скорлупа	ТУ 2458-001-30984100-2015	25	0	0	0	0	0	0	540	13500	540	13500
ПАЦ-В	ГОСТ 56946-2015	25	16	379	48	1181	0	0	0	0	64	1600
ПАЦ-НВ	ГОСТ 56946-2016	25	23	569	48	1181	23	570	0	0	94	2350
Полиакриламид	ТУ 2458-011-14023401-2012	25	8	190	48	1181	0	0	0	0	56	1400
Полиакрилат натрия	ТУ 2458-010-14023401-2012	25	8	190	79	1969	0	0	0	0	87	2175
Полигликоль	ТУ 2422-057-52470175-2005	210	0	0	16	3150	0	0	0	0	16	3360
ПТЖ-20	ТУ 2458-120-14023401-2015	210	0	0	0	0	2	285	0	0	2	420
Резиновая крошка	ТУ 38.105590-91	250	0	0	0	0	0	0	48	12000	48	12000
Синтетические волокна	ТУ 2272-001-30726220-2015	9,8	0	0	5	39	0	0	0	0	5	49
Слюда	ГОСТ 19571-74	25	0	0	0	0	0	0	420	10500	420	10500
Хлористый калий	ГОСТ 4568-95	1000	0	0	0	0	15	14253	0	0	15	15000
ЦФ-1	ТУ 0392-002-32957739-2007	15	0	0	0	0	0	0	600	9000	600	9000

Примечание

1. Возможно применение химических реагентов-аналогов для приготовления бурового раствора.
2. При бурении интервалов до вскрытия продуктивного горизонта допускается применение барита в составе бурового раствора для утяжеления, в концентрации до 80–100 кг/м³. После вскрытия продуктивного горизонта использование барита запрещается во избежание кольматации призабойной зоны пласта. Применение барита допускается по согласованию с заказчиком при бурении интервала под эксплуатационную колонну.

7.8 Оборудование для приготовления и очистки буровых растворов

Таблица 7.8 - Оборудование для приготовления и очистки буровых растворов

Наименование блока циркуляционной системы	Состав блока	Кол-во, шт.
Буровая установка		
Блоки очистки, приготовления и хранения бурового раствора	Рабочие ёмкости	3
	Резервные ёмкости	3
	Ёмкость блока очистки	1
	Сито вибрационное с эллипсным колебанием	2
	Сито вибрационное осушающее	1
	Пескоотделитель	1
	Илоотделитель	1
	Шламовый насос	3
	Центрифуга	1
	Винтовой насос подачи на центрифугу	1
	Дегазатор вакуумный	1
	Гидроворонка	2
	Перемешиватель лопастной (для каждой ёмкости)	2
	Перемешиватель гидравлический (для каждой ёмкости)	2
	ФСУ (блок коагуляции и флокуляции)	1

Примечания

1. Блок очистки предназначен для обеспечения очистки бурового раствора по четырёхступенчатой системе, включающей в себя ряд последовательных операций: вибросита, гидроциклонные установки (СГУ, Mud Cleaner) и удаление коллоидных частиц на центрифуге. Методом четырёхступенчатой очистки достигается удаление частиц выбуренной породы размерами более 0,005мм.
2. В случае необходимости дегазации бурового раствора используется имеющийся на буровой установке дегазатор.
3. Блок циркуляционной системы предназначен для приготовления бурового раствора, его обработки, утяжеления, диспергирования и хранения.
4. Эффективность блока флокуляции и коагуляции составляет 75%, что позволяет перерабатывать буровой раствор с получением 25% шлама и 75% фугата для последующего использования при приготовлении бурового раствора.
5. 60% фугата может быть использовано для приготовления бурового раствора после разбавления с технической водой, завезённой для технических нужд.

7.9 Потребность технической воды

Таблица 7.9 – Потребность технической воды

Название технологического процесса	Норма расхода, м^3/сут	Потребность технической воды при бурении под обсадные колонны, м^3			
		Кондуктор	Эксплуатационная колонна	Эксплуатационный хвостовик	На скважину
Количество суток		**2,6**	**16,6**	**26,3**	**45,5**
На приготовление буровых растворов, м3		129,7	286,5	207,2	623,3
На цементирование и УЦМ, м^3		18,5	54,2	41,50	114,2
На технологические нужды		47,2	136,0	90,6	273,8
Котельная, м3/сут	27,6	70,7	458,2	726,8	1255,7
Заполнение скважины при освоении, м3				47,1	47,1
Испытания		Вид испытания		Количество суток	
	20	Освоение объектов		35,0	700,0
Итого на скважину					3014,1
Расчетная средняя потребность в технической воде, м3/сут		103,89	56,32	40,48	37,4

Примечания:

1) Расход технической воды для работы котельной, рассчитан для отопительного сезона. В летний период, данный расход не учитывается.
2) При превышении среднесуточной потребности в технической воде более 50 м3, набор технической воды необходимо производить за несколько дней до начала работ.

7.10 Расчет отходов бурения

7.10.1 Расчёт количества выбуренной породы

Расчёт отходов бурения выполнен на основании инструкции РД 51-1-96 «По охране окружающей среды при строительстве скважин на суше на месторождениях углеводородов поликомпонентного состава, в том числе сероводородсодержащих», а также с учётом Технологического регламента образования отходов бурения на лицензионных участках ООО «СК «РУСВЬЕТПЕТРО».

Объем выбуренной породы, выраженной в м^3, производится по формуле (7.1).

$$V_{\text{ш}} = 0{,}785 \times D_d^2 \times L_{\text{с}} \times k_{\text{кав}} \times k_{\text{рг}} \quad (7.1)$$

Расчёт массы выбуренной породы, выраженной в тоннах, определяется по формуле (7.2).

$$W_{\text{ш}} = V_{\text{ш}} \times \rho_{\text{гп}} \quad (7.2)$$

7.10.2 Расчёт количества отработанного бурового раствора

Объем бурового раствора при строительстве скважин рассчитывают на основании исходных данных, приведённых в таблице 7.10.

Таблица 7.10 – Исходные данные для расчёта отработанного бурового раствора

Параметр	Ед. измерения	Обозначение
Диаметр долота	м	D_d
Длина открытого ствола	м	$L_{\text{с}}$
Внутренний диаметр обсадной колонны	м	$D_{\text{вн}}$
Коэффициент кавернозности	-	$k_{\text{кав}}$
Коэффициент эффективности системы очистки раствора	-	$k_{\text{со}}$
Коэффициент смачиваемости породы	-	$k_{\text{см}}$
Допустимое содержание выбуренной породы в растворе	%	$m_{\text{гп}}$
Плотность бурового раствора	кг/м^3	$\rho_{\text{р}}$
Количество переведённого бурового раствора с предыдущей секции или с другой скважины	м^3	$V_{\text{ПЕР}}$
Объём раствора на разбавление	м^3	$V_{\text{РБ}}$
Общий объём раствора	м^3	$V_{\text{ОБЩ}}$
Количество твёрдой фазы в растворе, переведённом с предыдущего интервала (определяется по лабораторным тестам)	м^3	$m_{\text{тфп}}$
Количество шлама, попавшего в циркуляцию на расчётном интервале (зависит от эффективности системы очистки).	м^3	$m_{\text{тфр}}$
Глубина башмака предыдущей колонны	м	$L_{\text{Б}}$

В первую очередь определяется минимальный объём бурового раствора в приготовленном виде по окончании бурения интервала по формуле (7.3). Минимальный объём бурового раствора состоит из объёма раствора в скважине и одного объёма скважины на поверхности.

$$V_{\text{мин}} = (V_{\text{ОС}} + V_{\text{ОК}}) = (0{,}785 \times D_d^2 \times L_{\text{с}} \times k_{\text{кав}} + 0{,}785 \times D_{\text{ВН}}^2 \times L_{\text{Б}}) \quad (7.3)$$

$V_{\text{ОС}}$ – объём в открытом стволе, м^3;

$V_{\text{ОК}}$ – объём в обсадной колонне, м^3.

Далее определяется возможное количество потерь раствора в скважине и на поверхности при СПО по формуле (7.4). Данное значение определено практически и зависит от количества рейсов, наличия зон высокой проницаемости коллекторов.

$$V_{\text{ПСПО}} = V_{\text{ОС}} \times 0{,}1 + \left(\frac{\boldsymbol{L_{\text{с}}}}{\mathbf{1000}} \times \mathbf{2}\right) \qquad (7.4)$$

$V_{\text{ПСПО}}$ – потри раствора в скважине и на поверхности при СПО, м^3.

Потери бурового раствора со шламом определяются по формуле (7.5).

$$V_{\text{ПШ}} = V_{\text{ОС}} \times k_{\text{со}} \times k_{\text{см}} \qquad (7.5)$$В процессе бурения происходит наработка бурового раствора выбуренной породой, что приводит ухудшению реологических свойств бурового раствора. В связи с этим, в некоторых случаях, требуется разбавление рабочего раствора свежеприготовленным. Объём разбавления определяется исходя из содержания выбуренной породы, попавшей в буровой раствор по формуле (7.6).

$$V_{\text{РЗБ}} = \left[\left(\boldsymbol{m}_{\text{тфп}} + \boldsymbol{m}_{\text{тфр}}\right) - (\mathbf{2} \times (V_{\text{ОС}} + V_{\text{ОК}}) + V_{\text{ПСПО}} + V_{\text{ПШ}}) \times \boldsymbol{m}_{\text{гп}}\right] \times \left(\frac{1}{\boldsymbol{m}_{\text{гп}}} - 1\right) \qquad (7.6)$$

Общий объём раствора на бурение интервала определяется по формуле (7.7).

$$V_{\text{ИНТ}} = V_{\text{ПЕР}} + V_{\text{МИН}} + V_{\text{ПСПО}} + V_{\text{ПШ}} + V_{\text{РЗБ}} \qquad (7.7)$$

Общий объём отработанного бурового раствора определяется как сумма объёмов раствора на все интервалы скважины, рассчитывается по формуле (7.8).

$$V_{\text{ОБР}} = \sum V_{\text{ИНТ}_i} \qquad (7.8)$$

7.10.3 Расчёт количества сточных вод

В соответствии с требованиями РД 51-1-96 «Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на суше на месторождениях углеводородов поликомпонентного состава, в том числе сероводородсодержащих» требуется учитывать в отходах бурения буровые сточные воды (БСВ).

Исходя из опыта строительства скважин на ООО «СК «РУСВЬЕТПЕТРО», на буровых используется оборотная система водоснабжения, позволяющая повторно использовать буровые сточные воды для нужд бурения.

Расчёт количества сточных вод выполняется по формуле (7.9).

$$V_{\text{БСВ}} = 0{,}25 \times V_{\text{ИНТ}} \qquad (7.9)$$

Таблица 7.11 – Отходы бурения при бурении скважины

№ п/п	Показатель	Размерность	Кондуктор	Эксплуатационная колонна	Эксплуатационный хвостовик	Сумма
1	Внутренний диаметр предыдущей обсадной колонны	м		0,227	0,151	
2	Номинальный диаметр ствола	м	0,295	0,219	0,146	
3	Глубина башмака предыдущей колонны	м	0,00	350	2410	
4	Длина обсадной колонны	м	350,0	2410	4244	
5	Коэффициент кавернозности	-	1,22	1,20	1,14	
6	Коэффициент разуплотнения грунта	-	1,50	1,50	1,50	
7	Допустимое содержание выбуренной породы в растворе	%	10%	10%	7%	
8	Количество переведённого бурового раствора с предыдущей секции или с другой скважины	$м^3$	0	40	0	
9	Плотность шлама	$кг/м^3$	**1717**	**1717**	**1717**	
10	Коэффициент эффективности системы очистки раствора	-	70%	70%	75%	
11	Коэффициент смачиваемости породы	-	1,8	1,5	1,5	
12	Количество твёрдой фазы в растворе с предыдущего интервала	$м^3$	0%	7%	0%	
13	Количество шлама, попавшего в раствор	м3	8,8	27,9	8,8	
14	Количество твёрдой фазы в растворе по окончании бурения	%	7%	9%	4%	
15	Плотность бурового раствора	$кг/м^3$	1120	1180	1100	
16	Плотность сточных вод	$кг/м^3$	**1005**	**1005**	**1005**	
17	**Объём породы**	**$м^3$**	**43,84**	**139,73**	**52,55**	**236,1**
18	**Масса выбуренной породы**	**т**	**75,28**	**239,92**	**90,23**	**405,4**
19	Объем раствора в колонне	$м^3$	0,00	14,1	42,9	
20	Объем раствора в открытом стволе	$м^3$	29,23	93,15	35,03	
21	Объем раствора на поверхности по окончанию бурения	$м^3$	60,0	107,3	77,9	
22	Вероятные потери раствора в скважине (фильтрация) и на поверхности при СПО	$м^3$	3,62	14,14	11,99	
23	Потери со шламом	$м^3$	36,83	97,81	39,41	
24	Объем разбавления	$м^3$	0,00	0,0	0,0	
25	Общий объём раствора на бурение интервала	$м^3$	129,68	326,5	207,2	
26	Объём приготовления раствора	м3	129,68	286,5	207,2	
27	Объём раствора оставленный в скважине при цементировании	$м^3$	**0,00**	**0,00**	**26,44**	
28	Общий объём раствора по окончании бурения интервала	м3	89,2	214,5	129,3	
29	Раствор на перераотку	$м^3$	49,23	214,5	129,3	
30	Коэффицинте переработки раствора (соотношение фугата к раствору)	-	0,75	0,75	0,75	
31	Объём фугата всего	м3	36,92	160,91	97,00	
32	Объём шлама после переработки раствора	м3	12,31	53,64	32,33	**98,3**
33	Доля повторно применяемого фугата для приготовления раствора	-	0,60	0,60	0,60	
34	Объём повторно применяемого фугата	м3	22,15	96,55	58,20	
35	Объём фугата на утилизацию	м3	14,77	64,36	38,80	
36	Объём раствора ушедший со шламом	м3	36,83	97,8	39,4	
37	**Объём раствора на утилизацию**	**$м^3$**	**40,45**	**111,95**	**51,40**	**203,8**
38	**Масса раствора на утилизацию**	**т**	**45,31**	**132,10**	**56,54**	**233,9**
39	**Объем сточных вод**	**$м^3$**	**47,19**	**135,99**	**90,59**	**273,8**
40	**Масса сточных вод**	**т**	**47,43**	**136,67**	**91,04**	**275,1**

Таблица 7.12 – Общие отходы бурения при бурении скважин

Параметр	Ед.	Куст 1
Объём шлама на одну скважину	м3	334,40
Объём отработанного бурового раствора на одну скважину	м3	203,80
Объём сточных вод на одну скважину	м3	273,77
Объём отходов бурения на одну скважину	м3	811,98
Количество скважин в кустовой площадке	шт.	8
Среднегодовой уровень дождевых и талых вод	мм	288,00
Высота уровня талых вод за период бурения	м	0,38
Количество дождевых и талых вод	м3	947,80
Объём отходов	м3	6 496
Отходов бурения с талыми водами + 10%	м3	8 188

В соответствии с расчётом, общее количество отходов бурения составляет 6496,0 м^3. Для размещения шлама используется 2 шламонакопителя общей вместительностью по 8 188м^3 каждый. Один шламонакопитель рассчитан на размещение отходов от 4-х скважин.

Осадки, выпадающие в летний период, не учитываются в объёме накопления в шламонакопителе, так как собираемые с площадки осадки скачиваются в шламонакопитель и используются в технологических целях: приготовление и обработка бурового раствора.

8 Углубление скважины

8.1 Способы и режимы бурения ствола скважины и применяемые КНБК

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

Условный номер КНБК	Интервал, м		Вид технологической операции	Способ бурения	Режим бурения			Скорость выполнения технологической операции, м/ч
	от	до			осевая нагрузка, тс	скорость вращения, об/мин	расход бурового раствора, л/с	
1	0	350	Бурение под кондуктор (на колонне)	Роторный	2-8	40-70	36-42	30
2	350	2410	Бурение под эксплуатационную колонну	Совмещённый	5-15	40-80	35-40	30[2] (2 рейса)
3	2410	4244	Бурение эксплуатационный хвостовик	Совмещённый	5-15	40-80	13-18	12 (2 рейса)
4	-	-	Отбор керна[6]	Роторный	1-5	15-30	10-20	2

Примечания

1. Бурение интервала под кондуктор в интервале 0-350м осуществляется на 245 мм обсадной колонне.
2. Механическая скорость проходки в интервале 350-1700 м 45 м/ч, далее до конца секции МСП 15 м/ч.
3. Режимы могут быть скорректированы в соответствии с программой сервисной компании по ННБ и долотному сопровождению.
4. Нагрузка на долото при бурении в режиме слайда может быть скорректирована сервисной компании по ННБ и выбирается исходя из соблюдения фактической траекторией планового профиля скважины.
5. При разбуривании оснастки обсадной колонны нагрузка на долото 1-5 т, скорость вращения – 30 об/мин, расход в соответствии с таблицей 8.1.
6. Номер скважины, на которой планируется отбор керна, определяется геологической службой заказчика. Рекомендуется отбирать керн в скважине с зенитным углом не более 15 градусов.

8.2 Компоновка низа бурильных колонн (КНБК)

Таблица 8.2 - Компоновка низа бурильных колонн (КНБК) №1 под кондуктор

Описание	Длина, м	Нараст. длина, м	Глуб. от устья, м	Наруж. диам, мм	Внутр. диам., мм	Вес 1м, кг/м	Вес элем., тн	Нараст. вес, тн	Замковое соединение
БТ 244,5х7,32 К55 ТМК UP CWB	337,58	350	0	244,5	226,6	48,1	16,20	16,81	ТМК UP CWB
Обратный клапан ЦКОД 245мм	0,5	12,42	337,6	269,9	150,0	55,0	0,02	0,61	
БТ 244,5х7,32 К55 ТМК UP CWB	11,4	11,92	338,1	244,5	226,6	48,1	0,56	0,59	ТМК UP CWB
Бур. башмак 295,3 мм	0,52	0,52	349,5	295,3		65,0	0,03	0,03	

Таблица 8.3 - Компоновка низа бурильных колонн (КНБК) №2 под эксплуатационную колонну

Описание	Длина, м	Нараст. длина, м	Глуб. от устья, м	Наруж. диам, мм	Внутр. диам., мм	Вес 1м, кг/м	Вес элем., тн	Нараст. вес, тн	Замковое соединение
БТ 127х9,19 "G" IEU NC50 Premium	1956,1	2410,0	0,0	127,0	108,6	32,6	63,77	89,62	NC50 IEU
ТБТ 127х25,4 мм	70	453,9	1956,1	127,0	76,2	75,0	5,23	25,85	NC50 IEU
Яс гидрав. 172 мм	9,25	383,9	2026,1	172,0	71,4	129,7	1,13	20,62	
ТБТ 127х25,4 мм	100	374,7	2035,3	127,0	76,2	75,0	7,47	19,49	NC50 IEU
БТ 127х9,19 "G" IEU NC50 Premium	250	274,7	2135,3	127,0	108,6	32,6	8,15	12,02	NC50 IEU
НУБТ 172мм	4,5	24,69	2385,3	171,4	83,0	170,0	0,77	3,87	
ЗТС 172	5,4	20,19	2389,8	172,0	71,0	149,1	0,81	3,10	
Переводник Немагнитный	0,5	14,79	2395,2	178,0	50,0	100,0	0,07	2,30	
НУБТ 172мм	4,5	14,29	2395,7	171,4	83,0	170,0	0,77	2,23	
ВЗД 178 мм	9,44	9,79	2400,2	178,0		143,0	1,41	1,46	
PDC 219,1мм	0,35	0,35	2409,7	219,1		171,4	0,05	0,05	

Таблица 8.4 - Компоновка низа бурильных колонн (КНБК) №3 под эксплуатационный хвостовик

Описание	Длина, м	Нараст. длина, м	Глуб. от устья, м	Наруж. диам, мм	Внутр. диам., мм	Вес 1м, кг/м	Вес элем., тн	Нараст. вес, тн	Замковое соединение
БТ 88,9х9,35 "S" EU NC38 Premium	1291,73	4244	0	88,9	70,2	22,2	28,70	95,98	NC38 EU
БТ 88,9х9,35 "G" EU NC38 Premium	2500	2952,3	1291,7	88,9	70,2	21,9	54,78	67,28	NC38 EU
ТБТ 88,9 х 57,2 мм	57	452,3	3791,7	88,9	57,1	28,6	1,63	12,50	NC38 EU
Яс гидрав. 121мм	5,8	395,3	3848,7	120,0	57,2	77,6	0,45	10,88	
ТБТ 88,9 х 57,2 мм	57	389,5	3854,5	88,9	57,1	28,6	1,63	10,43	NC38 EU
БТ 88,9х9,35 "G" EU NC38 Premium	250	332,5	3911,5	88,9	70,2	21,9	5,48	8,80	NC38 EU
ТБТ 88,9 х 57,2 мм	57	82,47	4161,5	88,9	57,1	28,6	1,63	3,32	NC38 EU
Переводник SUB 120 мм	0,44	25,47	4218,5	120,0	57,0	73,2	0,03	1,69	
НУБТ 120 мм	9,5	25,03	4219	120,0	68,0	75,0	0,71	1,66	
ЗТС 120 мм	6,5	15,53	4228,5	120,0	68,0	56,2	0,37	0,95	
Калибратор КЛС 144,5 мм	0,8	9,03	4235	144,5	70,0	60,0	0,05	0,58	
ВЗД 120 мм	7,93	8,23	4235,8	121,0		66,1	0,52	0,54	
Долото 146,1 мм	0,3	0,3	4243,7	146,1		39,3	0,01	0,01	

Таблица 8.5 - Компоновка низа бурильных колонн (КНБК) №4 для отбора керна

Описание	Длина, м	Нараст. длина, м	Глуб. от устья, м	Наруж. диам, мм	Внутр. диам., мм	Вес 1м, кг/м	Вес элем., тн	Нараст. вес, тн	Замковое соединение
БТ 88,9х9,35 "S" EU NC38 Premium	1232,3	4178,0	0,0	88,9	70,2	22,2	27,36	93,61	NC38 EU
БТ 88,9х9,35 "G" EU NC38 Premium	2500,0	2945,7	1232,3	88,9	70,2	21,9	54,75	66,25	NC38 EU
ТБТ 88,9 х 18,26 мм	57,0	445,7	3732,3	88,9	57,1	28,6	1,63	11,50	NC38 EU
Яс гидрав. 121мм	5,8	388,7	3789,3	120,0	57,2	77,6	0,45	9,87	
ТБТ 88,9 х 18,26 мм	57,0	382,9	3795,1	88,9	57,1	28,6	1,63	9,42	NC38 EU
БТ 88,9х9,35 "G" EU NC38 Premium	250,0	325,9	3852,1	88,9	70,2	21,9	5,48	7,79	NC38 EU
ТБТ 88,9 х 57,2 мм	57,0	75,9	4102,1	88,9	57,1	28,6	1,63	2,32	NC38 EU
Переводник ПН З-88х3-108	0,6	18,9	4159,1		38,0	73,2	0,05	0,69	
Снаряд для отбора керна 120,65мм	18,0	18,3	4159,7	120,7	80,0	35,0	0,63	0,64	
142.9 XR50YPS	0,3	0,3	4177,7	142,9		39,3	0,01	0,01	

8.3 Рекомендуемые бурильные трубы

Таблица 8.6 - Рекомендуемые бурильные трубы

Обозначение бурильной трубы	Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Марка (группа прочности) материала	Тип замкового соединения	Вес, кг/м	Количество труб, м	Максимальная нагрузка до предела текучести, тс		Максимальный момент до предела текучести, кН·м		Момент свинчивания замка, кН·м	Допустимое давление, МПа	
							по телу	по замку	по телу	по замку		разрыв	смятие
ТБТ 127х25,4 мм	127,0	25,4	40ХГМА	NC50 IEU	74,97	170	313,1	642,4	76,6	78,4	40,7	151,9	138,9
127х9,19 "G" IEU NC50 Premium	127,0	9,19	G-105	NC50 IEU	32,65	1960	197,6	460,5	61,3	55,8	29,7	91,7	97,2
ТБТ 88,9 х 57,2 мм	88,9	15,9	40ХГМА	NC38	28,56	180	140,8	315,6	25,0	33,6	18,5	118,6	111,3
88,9х9,35 "G" EU NC38 Premium	88,9	9,35	G-105	NC38 EU	21,91	2750	134,6	257,0	27,2	24,1	13,4	133,3	136,3
88,9х9,35 "S" EU NC38 Premium	88,9	9,35	S-135	NC38 EU	22,22	1300	173,0	305,7	35,0	28,8	17,1	171,4	175,2

8.4 Конструкция бурильных колонн

Таблица 8.7 - Конструкция бурильных колонн

Вид технологической операции (бурение скважины, спуск частей обсадной колонны, разбуривание цемента)	Интервал по стволу, 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 учётом КНБК	статическую прочность	выносливость	смятие в клиньях
Бурение	350	2410	1	СБТ	127	G-105	9,19	NC50 IEU	250	8,9	12	6,21	8,34	>10
			2	ТБТ	127	40ХГМА	25,4	NC50 IEU	100	7,5	19,5	8,01	8,54	>10
			3	ТБТ	127	40ХГМА	25,4	NC50 IEU	70	5,2	25,9	6,73	7,85	>10
			4	СБТ	127	G-105	9,19	NC50 IEU	1956,06	63,8	89,6	1,98	2,73	2,31
Бурение	2410	4244	1	ТБТ	88,9	40ХГМА	15,9	NC38 EU	57	1,6	3,3	5,25	7,33	>10
			2	СБТ	88,9	G-105	9,35	NC38 EU	250	5,5	8,8	6,09	7,90	>10
			3	ТБТ	88,9	40ХГМА	15,9	NC38 EU	57	1,6	10,4	4,53	5,20	>10
			4	ТБТ	88,9	40ХГМА	15,9	NC38 EU	57	1,6	12,5	4,28	4,77	9,96
			5	СБТ	88,9	G-105	9,35	NC38 EU	2500	54,8	67,3	2,73	2,75	2,42
			6	СБТ	88,9	S-135	9,35	NC38 EU	1291,73	28,7	95,9	2,32	2,44	2,04

Таблица 8.8 - Характеристика и масса бурильных труб, УБТ по интервалам бурения

Название обсадной колонны	Интервал, м		Характеристика бурильной трубы					Дефицит длины труб на интервале, м	Масса труб, т		
	от (верх)	до (низ)	тип (шифр)	наружный диаметр, мм	марка (группа прочности) материала	толщина стенки, мм	тип замкового соединения		теоретическая	с плюсовым допуском	с нормативным запасом
Эксплуатационная 168,3мм	0	2410	ТБТ 127х25,4 мм	127,0	40ХГМА	25,40	NC50 IEU	170,0	12,74	13,25	13,92
			БТ 127х9,19 "G" IEU NC50 Premium	127,0	G-105	9,19	NC50 IEU	2207,0	71,9	75,5	79,3
Хвостовик 114,3мм	2410	4244	ТБТ 88,9 х 57,2 мм	88,9	40ХГМА	15,90	NC38 EU	171,0	4,88	5,08	5,33
			БТ 88,9х9,35 "S" EU NC38 Premium	88,9	S-135	9,35	NC38 EU	1292,0	28,68	30,11	31,62
			БТ 88,9х9,35 "G" EU NC38 Premium	88,9	G-105	9,35	NC38 EU	2750,0	60,23	63,24	66,40

8.5 Оснастка талевой системы и выбор талевого каната на прочность

Таблица 8.9 – Оснастка талевой системы

Интервал по стволу, м		Название технологической операции (бурение, спуск обсадной колонны)	Тип оснастки М×К	
от	До		М	К
0	4244	Подъем бурильной колонны	5	6
		Спуск обсадной колонны		

8.6 Режим работы буровых насосов

Таблица 8.10 - 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 использоавния гидравлической мощности	диаметр цилиндровых втулок, мм	допустимое давление, МПа	коэффициент наполнения	число двойных ходов в мин	производительность, л/с	
0	350	Бурение	F1300	1	0,90	120	27,96	85	120	42,0	42,0
350	2410	Бурение	F1300	2	0,90	140	27,89	95	80	17,8	35,7
4073	4178	Отбор керна	F1300	1	0,90	130	31,07	95	70	13,4	13,4
2410	4244	Бурение	F1300	1	0,90	130	31,07	95	75	14,4	14,4

8.7 Распределение потерь давлений в циркуляционной системе буровой

Таблица 8.11 - Распределение потерь давлений в циркуляционной системе буровой

Интервал, м		Вид технологической операции	Давление на стояке в конце интервала, МПа	Потери давлений (МПа) для конца интервала в				
				элементах КНБК		бурильной колонне	кольцевом пространстве	обвязке буровой установки
от (верх)	до (низ)			долоте (насадках)	забойном двигателе			
0	350	Бурение секции под кондуктор на колонне	4,73	2,27		0,10	0,29	2,07
350	2410	Бурение секции под эксплуатационную колонну	19,54	3,53	4,90	9,13	1,22	0,76
4073	4178	Отбор керна	21,78	2,85		15,55	3,16	0,21
2410	4244	Бурение секции под эксплуатационный хвостовик	28,98	1,45	5,39	18,44	3,45	0,24

8.8 Гидравлические показатели промывки

Таблица 8.12 - Гидравлические показатели промывки

Интервал, м		Вид технологической операции	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с·см^2	Схема промывки долота (центральная, периферийная, комбинированная)	Диаметр сопла на центральном отверстии, мм	Гидромониторные насадки (количество х диаметр, мм)	Скорость истечения, м/с	Мощность, срабатываемая на долоте, кВт
от (верх)	до (низ)								
0	350	Бурение	1,153	0,061	Периферийная	-	10х9,5	59,2	97,5
350	2410	Бурение	1,024	0,095	Периферийная	-	7х9,5	71,9	128,4
4073	4178	Отбор керна	1,087	0,080	Периферийная	-	4х8	66,9	39,1
2410	4244	Бурение	1,119	0,086	Периферийная	-	6х8	47,8	21,4

9 Крепление скважины

9.1 Обсадные колонны

Расчет обсадных колонн выполнен в соответствии с "Инструкцией по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин", "Инструкцией по испытанию обсадных колонн на герметичность".

Требуемые расчеты кондуктора диаметром 245 мм, спускаемого в интервале 0 - 350 м:

- наружное избыточное давление в момент окончания цементирования 245 мм кондуктора;
- внутреннее избыточное давление в момент окончания цементирования 168 мм эксплуатационной колонны;
- растягивающая нагрузка от собственного веса.

Требуемые расчеты эксплуатационной колонны диаметром 168 мм, спускаемой до глубины 2240 м / 2410 м:

- наружное избыточное давление в момент окончания цементирования 168 мм тех. колонны;
- наружное избыточное давление при испытании колонны (снижение уровня на 2000 м);
- внутреннее избыточное давление в момент опрессовки совместно с ПВО на соленой воде;
- растягивающая нагрузка от собственного веса.

Требуемые расчеты эксплуатационного хвостовика диаметром 114 мм, спускаемого в интервал от 2172 м / 2335 м до глубины 3190 м / 4244 м:

- наружное избыточное давление в момент окончания цементирования 114 мм экспл. хвостовика;
- наружное избыточное давление при испытании колонны (снижение уровня на 2000 м);
- внутреннее избыточное давление в момент опрессовки совместно с ПВО на соленой воде;
- растягивающая нагрузка от собственного веса.

Расчет избыточных давлений произведен по методике, изложенной в «Инструкции по расчету обсадных колонн» Москва, 1997 г.

Таблица 9.1 - Способы расчёта наружных давлений и опрессовки обсадных колонн

Секция	Номер раздельно спускаемой части колонны в порядке спуска	Признаки: ДА, НЕТ			Опрессовочный агент		Рекомендуемая глубина установки пакера для опрессовки, м
		допустима ли поэтапная опрессовка	критерий расчёта наружного давления		краткое название, тип, шифр	плотность, кг/м^3	
			По пластовому давлению	По столбу бурового раствора			
168	1	НЕТ	ДА	НЕТ	Буровой раствор	1180	-
114	1	НЕТ	ДА	НЕТ	Соленая вода	1140	-

Таблица 9.2 - Распределение давлений по длине колонны

Название колонны	Распределение избыточных давлений по длине раздельно спускаемой части колонны					
	глубина по вертикали, м		наружное, МПа		внутреннее, МПа	
	от	до	от	до	от	до
Кондуктор 245 мм	0	350	0	2,4	0	2,0
Эксплуатационная колонна 168 мм	0	2240	0	22,0	16,7	20,8
Эксплуатационный хвостовик 114 мм	2172	3190	20,0	24,1	16,7	19,4
Примечание – В таблице приведены максимальные значения избыточных давлений.						

Таблица 9.3 - Рекомендуемые типоразмеры обсадных труб

Раздельно спускаемые части													
Интервал по стволу, м		Наружный диаметр	Толщина стенки	Сминающее давление	Сминающее давление с учётом запаса	Допустимое внутреннее давление	Допустимое внутреннее давление с запасом	группа прочности	Номинальный погонный вес	соединения обсадных труб			
от	до									условный код типа соединения	Наружный диаметр соединения	Растяжение до предела текучести	Допустимое растяжение с запасом 1,75
м	м	мм	мм	МПа	МПа	МПа	МПа	-	кг/м	-	мм	тс	тс
0	350	244,48	7,92	10,8	10,8	21,5	21,5	К55	48,07	TMK UP CWB	269,9	227,4	129,94
0	2410	168,28	8,94	39,7	39,7	51,3	44,6	N80	35,72	ОТТМ/БТС	187,7	251,8	143,9
2335	4244	114,30	6,35	34,2	34,2	36,8	32,0	К55	17,38	ОТТМ/БТС	127,0	83,2	47,5

Примечания:

1. Типоразмер обсадных труб в таблице указан в соответствии с ГОСТ 31446-2017.
2. По решению заказчика и согласованию с проектной организацией допускается замена обсадных труб на аналогичные или более прочные по прочностным характеристикам, изготовленные по ГОСТ 31446-2017 и/или ГОСТ 632-80, а также использование труб с другими типами соединений, соответствующих условиям крепления скважин по герметичности и прочностным характеристикам.
3. Бурение интервала под кондуктор (0-350 м) осуществляется на обсадной колонне диаметром 244,5 мм. Условный код типа соединения – TMK UP CWB или аналог. Допускается применение резьбовых соединений ОТТМ/БТС с моментоповышающими кольцами при условии устойчивости к крутящим нагрузкам.

Таблица 9.4 - Параметры обсадных труб

Секция	условное обозначение трубы	Интервал установки равнопрочной секции, м		Длина секции, м	Масса секции, т	Нарастающая масса, т	Коэффициенты запаса прочности		
		от	до				наружное давление	внутреннее давление	растяжение
Кондуктор	244,48х7,92 К55	0	350	350	16,82	16,82	4,50	>10	>10
Экспл. Колонна	168,28х8,94 N80	0	2410	2410	86,09	86,09	1,80	2,47	2,93
Экспл. Хвостовик	114,30х6,35 К55	2335	4244	1909	33,18	33,18	1,42	1,90	2,51

Таблица 9.5 - Суммарная масса обсадных труб

Характеристика трубы		Масса труб с заданной характеристикой, т		
условное обозначение трубы	код типа соединения	теоретическая	с плюсовым допуском	с нормативным допуском
244,48х7,92 К55	ТМК UP CWB	16,8	17,7	18,5
168,28х8,94 N80	ОТТМ/БТС	86,1	90,4	94,9
114,30х6,35 К55	ОТТМ/БТС	33,2	34,8	36,6
Примечание – При строительстве могут применяться обсадные трубы, аналогичные по прочностным характеристикам, в том числе изготовленные по ГОСТ 632-80 и ГОСТ 31446-2017.				

Таблица 9.6 - Технологическая оснастка обсадных колонн

Название колонны	Элементы технологической оснастки колонны					Суммарное на колонну	
	наименование, шифр, типоразмер	ГОСТ, ОСТ, МРТУ, ТУ, МУ и т.д. на изготовление	масса, кг	интервал установки, м		количество, шт.	масса, кг
				от	до		
Кондуктор 245 мм	ЦКОД-245	ТУ-3666-708-07501107-2014	55	338	338	1	55
	PDC TSBRD-245/295,3	ТУ 3666-706-07501107-2013	53	350	350	1	53
Эксплуатационная колонна 168 мм	ПЦ-168/219	ТУ 3663-070-07538145-97	16	0	350	5	128
	ПЦ-168/219	ТУ 3663-070-07538145-97	16	1500	2410	68	1088
	ЦКОД-168	ТУ 3666-708-07501107-2014	35	2386	2398	2	110
	БКМ-168	ТУ 3666-706-07501107-2013	23	2410	2410	1	53
Эксплуатационный хвостовик 114 мм	ПХГМЦ 114/168	ТУ производителя	152	2335	2335	1	152
	ПЦ-114/144	ТУ 3663-070-07538145-97	5	2335	4244	80	400
	ЦКОД-114	ТУ 3666-708-07501107-2014	12	4220	4232	2	24
	БКМ-114	ТУ 3666-706-07501107-2013	8	4244	4244	1	8
Примечание – Возможно применение дублирующего пакера.							

Примечания

1. Места установки центраторов уточняются в плане работ на крепление скважины по данным ГИС на основании фактических замеров инклинометрии ствола.
2. При бурении кондуктора должны устанавливаться специальные центраторы, позволяющие осуществлять бурение на обсадной колонне.
3. Элементы оснастки, в том числе их резьбовые соединения, стыковочные узлы и др., встраиваемые в состав обсадной колонны, не должны снижать ее герметичность, расчетную прочность на растяжение, сжатие, изгиб, внутреннее и внешнее давление, а также долговечность с учетом конкретных горно-геолого-технических условий их работы.
4. В случае осложнённых горно-геологических условий возможно применение башмаков с эксцентричным вращающимся «носом».
5. При наличии признаков обвалов допускается применение прорабатывающих башмаков для прохождения интервала неустойчивых пород.
6. Предусмотреть применение башмаков, обратных клапанов обсадных колонн в разбуриваемом для PDC долот исполнении.
7. Предусмотреть применение двух цементировочных пробок (верхняя и нижняя). Предусмотреть пробки не вращающиеся, легко разбуриваемые.
8. Рекомендуется рассмотреть применение центраторов в интервале открытого ствола с минимальным усилием проталкивания в скважине.
9. В случае осложнённых горно-геологических условий рекомендуется применение пружинных цельнометаллических центраторов со стопорными кольцами в интервале открытого ствола.
10. Количество набухающих пакеров определяется исходя из данных геофизических исследований. Для разобщения могут применяться пакера гидравлические и набухающие.
11. Центраторы на кондуктор должны быть устойчивыми к вращению колонны в условиях бурения на обсадной колонне.

Фиксация центратора на колонне осуществляется двумя стопорными кольцами с двух сторон с целью предотвращения смещения центратора по оси скважины, но колонне вращаться без вращения центратора.

12. Для крепления технической и эксплуатационных колонн применяются цельнометаллические центраторы со стопорными кольцами, либо с винтами для крепления колонне обеспечивающих.

Таблица 9.7 - Режим спуска обсадных труб

Название колонны	Инструмент для спуска	Средства смазки и уплотнения резьбовых соединений		Интервал глубины с одинаковой допустимой скоростью спуска труб, м		Допустимая скорость спуска труб, м/с	Допустимая глубина спуска труб на клиньях, м	Периодичность долива колонны, м	Промежуточные промывки		
		шифр или название	ГОСТ, ОСТ, МРТУ, ТУ, МУ и т.д. на изготовление	от	до				глубина, м	продолжительность, мин	расход, л/с
Эксплуатационная колонна 168 мм	КМ 168	Р-402	ТУ 301-04-020-92	0 350	350 2410	0,7-1,0 0,5-0,7	2410	12-24	350 2410	20 40	20
Эксплуатационный хвостовик 114 мм	КМ 114	РУС Премиум	ТУ 0254-008-54044229-2005	0 2410	2410 4244	0,7-1,0 0,3-0,5	4244	постоянный	2410 4244	40 60	12

Примечания:

1. Спуск обсадной колонны 245 мм не рассмотрен, так как бурение осуществляется на колонне
2. По решению оператора могут быть использованы другие средства смазки.
3. Скорость спуска обсадных колонн и периодичность промежуточных промывок может быть уточнена на основании фактических данных строительства скважины по причине возникших осложнений.
4. Промежуточные промывки при спуске ОК производятся до выхода бурового раствора с параметрами, соответствующими проектным. Время промывки должно быть не менее двух циклов.

Таблица 9.8 - Опрессовка обсадных труб и натяжение эксплуатационной колонны

Название колонны	Натяжение эксплуатационной колонны, т	Плотность жидкости для опрессовки, г/см^3		Давление на устье скважины при опрессовке, МПа		
		раздельно спускаемой части	цементного кольца	раздельно спускаемой части	цементного кольца	Межколонного пространства (МКП)
Эксплуатационная колонна 168 мм	-	1,21	1,21	16,7	Столб Б.Р.	-
Эксплуатационный хвостовик 114 мм	-	1,14	-	16,7	-	5,0

Примечания

1. Все колонны, несущие на себе противовыбросовое оборудование, после окончания ОЗЦ подвергаются испытанию на герметичность и проверке качества цементирования. Все расчетные параметры испытаний устанавливаются с учетом фактического состояния скважины.
2. Испытания на герметичность эксплуатационной колонны проводятся не ранее 48 часов после окончания затвердевания цементного камня.
3. Давление на устье при испытании горной породы на начало поглощения не должно превышать давление опрессовки обсадных колонн.
4. Давление испытания горной породы на начало поглощения должно быть пересчитано, если изменена плотность бурового раствора.
5. Изменение плотности жидкости опрессовки должно быть согласовано с проектной организацией после проведения расчётов нагрузок на обсадные колонны.
6. Натяжение эксплуатационной колонны не производится, так как колонна цементируется до устья.
7. Давление опрессовки МКП не должно превышать давления прочности цементного камня на сжатие, а также не выше предельного давления на обсадную колонну.

9.2 Цементирование обсадных колонн и установка цементных мостов

Таблица 9.9 - Общие сведения о цементировании обсадных колонн

Название колонны	Данные по раздельно спускаемой части колонны		Данные о каждой ступени цементирования			
	интервал установки, м		высота цементного стакана, м	название порции тампонажного раствора	интервал глубины цементирования, м	
	от (верх)	до (низ)			от (верх)	до (низ)
Кондуктор 244,5 мм	0	350	12	Отмывочный химический буфер		
				Отмывочный вязкий буфер		
				Разделительный буфер		
				Тампонажный раствор нормальной плотности на основе ПЦТ I-G-CC-1	0	350
				Продавочный буфер		
				Буровой раствор 1,12 г/см3		
Эксплуатационная 168,3 мм	0	2410	24	Отмывочный химический буфер		
				Отмывочный вязкий буфер		
				Разделительный буфер		
				Обл. тампонажный раствор на основе ПЦТ I-G-CC-1	0	2110
				Тампонажный раствор нормальной плотности на основе РТМ-50	2110	2410
				Продавочный буфер		
				Буровой раствор 1,18 г/см3		
Хвостовик 114,3 мм	2335	4244	24	Отмывочный химический буфер		
				Отмывочный вязкий буфер		
				Разделительный буфер		
				Тампонажный раствор нормальной плотности на основе РТМ-75	2335	4244
				Продавочный буфер		
				Соленая вода 1,14 г/см3		

Примечания

1. Параметры крепления по фактическим результатам бурения и исследования каждой секции, физико-механические свойства цементного раствора могут быть откорректированы технологической службой оператора.
2. При наличии рисков поглощения раствора при креплении 114 мм эксплуатационного хвостовика включить дополнительно облегченный цементный раствор плотностью 1,60 г/см^3 на основе ПЦТ I-G-CC-1; цементный раствор РТМ-75 должен применяться в интервале продуктивных пластов с их перекрытием выше кровли не менее 100 м по стволу.

3. Технико - технологические мероприятия, направленные на полное замещение бурового раствора тампонажным и качественное цементирование, осуществляются сервисной компанией, которая будет привлечена для выполнения работ по цементированию обсадных колонн.
   а) запрещается цементирование при наличии признаков газонефтеводопроявлений или поглощений бурового раствора до их ликвидации;
   б) рецептуру тампонажных растворов следует подбирать за 5 суток до начала цементирования. При этом особое внимание в обязательном порядке обращается на совместимость раствора с буферной и промывочной жидкостями;
   в) технологическая оснастка обсадной колонны должна включать центрирующие устройства, глубина установки которых рассчитывается после проведения кавернометрии;
   г) продавливание тампонажного раствора должно быть непрерывным;
   д) режим закачивания раствора обеспечивать в соответствии с гидравлической программой цементирования с контролем и записью процесса на станции контроля цементирования;
   е) остановка процесса для перехода от закачивания к продавливанию тампонажного раствора должна быть максимально кратковременной. Прерывание процесса для набора технической воды, продавочной жидкости и других не допускается;
   ж) в процессе продавливания необходимо поддерживать режим в соответствии с гидравлической программой;
   контроль и управление процессом вести по показаниям СКЦ, а также по объемам закачанной жидкости по мерным бакам насосных установок.

Таблица 9.10 - Характеристика жидкостей для цементирования

Название колонны	Характеристика жидкости (раствора)					
	тип или название	объём порции, $м^3$	плотность, $кг/м^3$	пластическая вязкость, сП	динамическое напряжение сдвига, дПа	время ОЗЦ, ч
Кондуктор 244,5мм	Отмывочный химический буфер	3,0	1020	2	15	8
	Отмывочный вязкий буфер	3,0	1020	6	30	
	Разделительный буфер	3,0	1450	25	95	
	ПЦТ I-G-CC-1	13,3	1850	40	3,5	
	Продавочный буфер	2,0	1020	2	10	
	Буровой раствор 1,12 $г/см^3$	11,9	1120	15	70	
Эксплуатационная 168,3мм	Отмывочный химический буфер	5,0	1020	2	15	48
	Отмывочный вязкий буфер	5,0	1020	6	30	
	Разделительный буфер	5,0	1450	25	95	
	Облегченный цемент	47,4	1600	35	105	
	РТМ-50	7,5	1900	65	130	
	Продавочный буфер	2,0	1020	2	10	
	Буровой раствор 1,18 $г/см^3$	40,5	1180	25	20	
Хвостовик 114,3мм	Отмывочный химический буфер	3,0	1020	2	15	48
	Отмывочный вязкий буфер	3,0	1020	6	30	
	Разделительный буфер	3,0	1600	25	95	
	РТМ-75	16,3	1900	85	135	
	Продавочный буфер	2,0	1020	2	10	
	Соленая вода	22,3	1140	6	40	

Примечание

1. Время проведения работ по цементированию и вымыву цементных пачек не должно превышать 75% от времени загустевания тампонажного раствора до 30 Вс.
2. Время цементирования хвостовика должно учитывать время на якорение, расстыковку транспортировочной колонны от хвостовика, активацию пакера подвески и вымыв остатков цементного раствора на устье.

Таблица 9.11 - Компонентный состав жидкостей для цементирования и характеристики компонентов

Название колонны	Тип или название жидкости для цементирования	Название компонента	Плотность, кг/м^3	Норма расхода компонента, кг/м^3
Кондуктор 244,5мм	Отмывочный химический буфер	Вода	1000	1000,0
		Химический буфер	1300	20,0
	Отмывочный вязкий буфер	Вода	1000	1000,0
		Вязкий буфер	1200	20,0
	Разделительный буфер	ПЦТ I-G-CC-1	3150	635,7
		Понизитель водоотдачи	1080	2,5
		Вода	1020	811,8
	ПЦТ I-G-CC-1	ПЦТ I-G-CC-1	3150	1205,5
		Понизитель водоотдачи	1080	4,8
		Ускоритель	2150	24,1
		Структурообразователь	1500	6,0
		Вода	1020	609,6
	Вода + НТФ	Вода	1000	1000,0
		НТФ	1300	20,0
	Буровой раствор 1,12 г/см^3		1120	-
Эксплуатационная 168,3мм	Отмывочный химический буфер	Вода	1000	1000,0
		Химический буфер	1300	20,0
	Отмывочный вязкий буфер	Вода	1000	1000,0
		Вязкий буфер	1200	20,0
	Разделительный буфер	ПЦТ I-G-CC-1	3150	635,7
		Понизитель водоотдачи	1080	2,5
		Вода	1020	811,8
	Облегченный цемент	ПЦТ I-G-CC-1	3150	839,0
		Понизитель водоотдачи	1080	4,2
		Замедлитель	1180	1,3
		Структурообразователь	1500	4,2
		Наполнитель (бентонит)	1380	41,9
		Вода	1020	709,4
	РТМ	РТМ-50	3150	1291,5
		Замедлитель	1180	1,3
		Вода	1020	607,2
	Вода + НТФ	Вода	1000	1000,0
		НТФ	1300	20,0
	Буровой раствор 1,18 г/см^3		1180	-
Хвостовик 114,3мм	Отмывочный химический буфер	Вода	1000	1000,0
		Химический буфер	1300	20,0
	Отмывочный вязкий буфер	Вода	1000	1000,0
		Вязкий буфер	1200	20,0
	Разделительный буфер	ПЦТ I-G-CC-1	3150	857,5
		Понизитель водоотдачи	1080	3,4
		Вода	1020	739,1
	РТМ	РТМ-75	3150	1291,5
		Замедлитель	1180	1,3
		Вода	1020	607,2
	Вода + НТФ	Вода	1000	1000,0
		НТФ	1300	20,0
	Соленая вода	Вода	1020	959,1
		$CaCl_2$	2150	187,2

Примечания

1. Возможно применение аналогичных видов цементных материалов для выполнения работ по цементированию обсадных колонн.
2. Возможно применение аналогичных видов добавок в цементные раствор для регулирования их свойств, а также других добавок по рецептуре сервисной компании по цементированию.

Таблица 9.12 - Технологические операции при цементировании и режим работы цементировочных агрегатов

Секция	Тип или название жидкости	Режим работы агрегатов (буровых насосов)					Время выполнения технологической операции	
		диаметр втулок, мм	суммарный расход, л/с	давление, МПа		объём порции на данном режиме, м^3	в данном режиме	нарастающее от начала затворения до момента «стоп»
				допустимое для агрегатов	на устье скважины			
245 мм	Отмывочный химический буфер	115	10	8	0,16	3,0	5,0	5,0
	Отмывочный вязкий буфер	115	10	8	0,18	3,0	5,0	5,0
	Разделительный буфер	115	10	8	0,17	3,0	5,0	5,0
	Тамп. раствор на основе ПЦТ I-G-CC-1	115	10	8	0,09	13,3	22,2	22,2
	Сброс продавочной пробки				0,05		5,0	27,2
	Продавочный буфер	115	10	8	0,00	2,0	3,3	30,5
	Буровой раствор 1,12 г/см^3	115	10	8	2,09	9,9	16,5	47,0
		115	6	8	2,64	2,0	5,6	52,6
168 мм	Отмывочный химический буфер	115	12	8	3,39	5,0	6,9	6,9
	Отмывочный вязкий буфер	115	12	8	3,76	5,0	6,9	6,9
	Разделительный буфер	115	12	8	3,68	5,0	6,9	6,9
	Обл. тамп. раствор на основе ПЦТ I-G-CC-1	115	12	8	2,88	47,4	65,9	65,9
	Тамп. раствор на основе РТМ-50	115	12	8	0,02	7,5	10,5	76,3
	Сброс продавочной пробки				0,37		5,0	81,3
	Продавочный буфер	115	12	8	0,05	2,0	2,8	84,1
	Буровой раствор 1,18 г/см^3	115	12	8	3,28	22,5	31,2	115,3
		115	10	14	11,40	16,0	29,6	144,9
		115	4	26	11,88	2,0	8,3	153,3
114 мм	Отмывочный химический буфер	115	10	8	10,71	3,0	5,0	5,0
	Отмывочный вязкий буфер	115	10	8	11,14	3,0	5,0	5,0
	Разделительный буфер	115	10	8	11,00	3,0	5,0	5,0
	Тамп. раствор на основе РТМ-75	115	10	8	8,66	16,3	27,1	27,1
	Сброс продавочной пробки				2,64		5,0	32,1
	Продавочный буфер	115	12	8	0,52	2,0	2,8	34,9
	Солевой раствор 1,14 г/см^3	115	12	8	4,48	7,3	10,1	45,0
		115	8	14	13,80	10,5	21,8	66,8
		115	4	26	17,06	4,5	18,8	85,6

Примечание – при расчете времени загустевания тампонажного раствора для хвостовика РТМ-75 дополнительно учитывать время на активацию подвески 30минут и на срезку цем. раствора 60минут.

Таблица 9.13 - Схема обвязки и потребность в цементировочных агрегатах

Секция	Интервал, м		Потребное количество			
			Основных		дополнительных	
	от (верх)	до (низ)	тип	всего	тип	всего
245	0	350	ЦА-320М	4	БМ-700	1
					СКЦ-2М	1
					УС-6/30	2
					УСО-16	1
					ГЦУ 245А ОТТМ	1
168	0	2410	ЦА-320М	6	БМ-700	1
					СКЦ-2М	1
					УС-6/30	4
					УСО-16	1
					ГЦУ 168А ОТТМ	1
114	2335	4244	ЦА-320М	4	БМ-700	1
					СКЦ-2М	1
					УС-6/30	2
					УСО-16	1
					ГЦК-БТ-89Р	1

Таблица 9.14 - Потребность в смесительных машинах, цементовозах и автоцистернах

Условный типоразмер ОК, мм	Интервал, м		Количество цементовозов	
	от	от	тип	всего
245	0	350	ТЦ-12	1
168	0	2410	ТЦ-25	1
114	2335	4244	ТЦ-12	1

Таблица 9.15 - Потребное для цементирования обсадных колонн количество цементировочной техники

Название или шифр		Секция		
		245 мм	168 мм	114 мм
БМ-700	Блок манифольда	1	1	1
СКЦ-2М	Станция контроля процесса цементирования	1	1	1
ТЦ-25	Цементовоз	-	1	-
ТЦ-12	Цементовоз	1	-	1
УСО-20	Установка смесительная осреднительная	1	1	1
ЦА-320М	Цементировочный агрегат	4	6	4
УС-6/30	Установка смесительная	2	4	2

Таблица 9.16 - Потребное для цементирования обсадных колонн количество материалов

№ пп	Название или шифр	ГОСТ, ТУ и т.д. на изготовление	Единица измерения	Потребное количество			
				Типоразмер ОК, мм			суммарное на скважину
				245	**168**	**114**	
1.	ПЦТ I-G-CC-1	ГОСТ 1581-2019	т	17,9	42,9	2,6	63,5
2.	РТМ-50	ТУ производителя	т	0,0	9,7	0,0	9,7
3.	РТМ-75	ТУ производителя	т	0,0	0,0	21,1	21,1
4.	Наполнитель (бентонит)	ТУ производителя	т	0,0	2,0	0,0	2,0
5.	Вода		т	18,5	54,2	41,5	114,3
6.	Химический буфер	ТУ производителя	кг	60,0	100,0	60,0	220,0
7.	Вязкий буфер	ТУ производителя	кг	60,0	100,0	60,0	220,0
8.	Структурообразователь	ТУ производителя	кг	80,2	198,8	0,0	279,0
9.	Понизитель водоотдачи	ТУ производителя	кг	71,8	211,6	10,3	293,6
10.	Ускоритель	ГОСТ 450-77	кг	320,7	0,0	0,0	320,7
11.	Замедлитель	ТУ производителя	кг	0,0	69,3	21,1	90,4
12.	НТФ	ГОСТ 6318-77	кг	40,0	40,0	40,0	120,0
13.	CaCl2	ГОСТ 450-77	т	0,0	0,0	4,2	4,2

9.3 Оборудование устья скважины

Таблица 9.17 - Спецификация устьевого и противовыбросового оборудования (ПВО)

Обсадная колонна	Номер схемы обвязки ПВО	Давление опрессовки, МПа	Шифр устьевого и ПВО оборудования	ГОСТ, ОСТ, МРТУ, ТУ, МУ и т.д. на изготовление	Количество, шт.	Допустимое рабочее давление, МПа	Масса, т	
							единицы	суммарная
При бурении под 114 мм ОК	ОП-5 180/80х21 К1 ХЛ	16,7	ПК-180х21 ППГ-180х21	ГОСТ Р 71075-2023	1 2	21	1,5 1,0	3,5
При освоении	ОП-2 180/65х21 К1 ХЛ	16,7	ППГ-180х21	ГОСТ Р 71075-2023	2	21	1,0	2,0
Колонная головка		16,7	ОКК1-21-168 х 245 К1 ХЛ	ГОСТ Р 51365-2009	1	21	0,7	0,7
Фонтанная арматура		16,7	АФКЭ2 65×21 К1 ХЛ	ГОСТ 13846-89	1	21	1,8	1,8

Примечания

1. По решению оператора может быть использовано другое оборудование аналогичных типоразмеров
2. Применяемые фонтанные арматуры оборудуются трубными головками для подвески насосно-компрессорных труб с возможностью контроля давления в межтрубном пространстве

10 Испытание скважины

10.1 Испытание пластов в процессе бурения

Таблица 10.1 - Продолжительность работы пластоиспытателя, спускаемого на трубах

Объект испытания	Вид операции	Затраты времени для буровой организации				Затраты времени для геофизической организации			
		нормативное время, ч			всего на объект, ч	нормативное время, ч			всего на объект, ч
		Шаблонировка	Тест на прихват	СПО		ГДК	ОПК	СПО	
C1v3 D_3 fm IV D_3 fm III	ГДК, ОПК	22,2	17,3	29,1	68,6	18	40	72,3	130,3

Примечание:
1) Решение о проведении ГДК, ОПК в процессе бурения принимается геологической службой заказчика.
2) ГДК, ОПК проводятся не на всех скважинах, только на тех, которые заложены в производственной программе бурения.

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

Номер объекта испытания	Количество одновременно испытываемых объектов	Характеристика КИИ					Количество отбираемых проб	Режим испытания объекта			Длина зумпфа, м	Диаметр долота для бурения под зумпф, мм
		тип испытателя пластов	количество, шт.		шифр пакера	Тип пробоотборника		депрессия, передаваемая на пласт, кгс/см^2	Количество циклов исследования	Время ожидания притока, ч		
			испытателей пластов	пакеров								
C1v3	1	Компоновка ГДК-ОПК	1	1	MRPA+DP	MRMS	До 4	До 270	2	2,5	>10	146,1
D_3 fm IV	1		1	1			До 4	До 270	2	2,5		
D_3 fm III	1		1	1			До 4	До 270	2	2,5		

Примечание:
1) Возможно применение других элементов компоновки пластоиспытателя на трубах, имеющейся у подрядчика по КИИ.
2) Режимы испытания могут быть уточнены геологической службой заказчика.

Таблица 10.3 – Продолжительность работы опробователя пластов, спускаемого на кабеле

Интервал залегания объекта по вертикали, м		Тип опробователя	Испытание объекта		
от (верх)	до (низ)		количество отбираемых проб, шт.	продолжительность работы, сут	количество выездов отряда, шт.
Выполнение работ по испытанию пласта на кабеле не предусмотрено					

10.2 Испытание горизонтов на продуктивность в эксплуатационной колонне

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

Интервал установки, м		Характеристика трубы					Длина секции, м	Масса секции, т			Коэффициент запаса прочности		
									с учетом			на избыточное давление	
от	до	Номинальный наружный диаметр, мм	тип	Марка стали	толщина стенки, мм	Теоретическая масса 1 м, кг		теоретическая	плююсового допуска	Запаса при спуске, при наличиив скважине сероводорода	На растяжение	наружное	внутреннее
0	4244	73,0	с высаж. наружу концами	К	5,5	9,64	4244	40,91	40,91	-	1,43	1,86	3,87

Примечания:

1. Типоразмер обсадных труб в таблице указан в соответствии с ГОСТ 633-80.
2. По решению заказчика и с согласованием проектной организации могут применяться насосно-компрессорные трубы, аналогичные по прочностным характеристикам.

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

Номер объекта испытания	Интервал установки моста, м		Характеристика жидкости									
								составляющие компоненты				
	от	до	Название или тип	Объем порции, $м^3$	Плотность, $г/см^3$	Пластическая вязкость, сП	динмическое напряжение сдвига, Па	название	плотность, $г/см^3$	влажность, %	сорт	удельный расход на 1 м раствора, $кг/м^3$
Цементный мост после испытания скважины не устанавливается												

Таблица 10.6 - Продолжительность испытания (освоения) объектов в колонне

Номер объекта	Интервалы испытания по вертикали, м		Продолжительность работ, сут					Продолжительность освоения, сут
	от	до	подготовительные	основные работы	интенсификация притока (СКВ)	снижение уровня	установка цементного моста	
D_3fm	3063	3123	4,8	12,0	6,9	0,25	-	35

Таблица 10.7 - Продолжительность работы агрегатов при испытании и заканчивании скважины

Название или шифр		Коли-во вызовов	Продолжительность работы, ч
вид операции	наименование агрегата		
1. Опрессовка ПВО совместно с ЭК	ЦА-320 М	1	2,0
2. Опрессовка снижением уровня	Азотный компрессор	1	12,0
3. Закачка HCl	ЦА-320 М	1	4,0
4. Вымывание HCL. Циркуляция раствора	ЦА-320 М	1	3,5
5. Вызов притока	Азотный компрессор	1	6,0
6. Глушение (промывка) скважины солевым раствором (1,14 г/см^3)	ЦА-320 М	1	6,9

Таблица 10.8 - Потребное количество материалов для испытания (освоения) скважины в эксплуатационной колонне

Название или шифр	ГОСТ, ОСТ, ТУ,	Концентрация, кг/м3	Потребное количество	Единица измерения	Вес упаковки, т	Вид упаковки	Количество упаковок
Жидкость перфорации							
Вода техническая	ТУ 38.303-06-94	959,1	64,22	м^3	-	-	-
Хлористый кальций до плотности 1,14 г/см^3	ГОСТ 450-77	187,2	12,53	т	1	Биг-бэг	13
ПАВ	Стандарт АНИ	5,0	0,33	т	0,025	Бумажный мешок	14

11 Дефектоскопия, опрессовка оборудования и инструмента

Сроки выполнения работ устанавливаются проектом строительства скважин и могут быть уточнены в "Графике проведения профилактических работ".

В процессе выполнения спуско-подъемных операций в ходе бурения скважин постоянно:

– контролировать износ замковых соединений путём замера числа оборотов ниппеля до полного закрепления резьбового соединения или замера расстояния между торцами ниппеля и муфты в момент начала свинчивания;

– контролировать изменение диаметра наружной поверхности труб и замков;

– выявлять смятие труб в месте посадки на клиновой захват;

– следить за отсутствием промыва бурильных труб (резьбовые соединения, сварной шов) при турбинном бурении.

В таблице 11.1 и в таблице 11.2 приведены виды операций контроля, объемы работ по дефектоскопии бурильного инструмента и глубины, при достижении которых осуществляются эти работы.

В таблице 11.3 приведены объёмы работ по опрессовке оборудования и используемой для этого техники.

В таблице 11.4 приведены перечень и периодичность проверки некоторых элементов бурового оборудования неразрушающими методами контроля (дефектоскопия) и гидроиспытанием.

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

Название обсадной колонны	Номер по порядку проведения дефектоскопии бурильного инструмента	Глубина скважины при проведении операции, м	Время механического бурения между очередными проверками, ч	Тип контролируемых бурильных труб и УБТ	Количество контролируемых концов, шт.	Вид операции дефектоскопии: трубные резьбы СБТ, зона сварного шва, УБТ и переводники, толщинометрия ЛБТ	Норма времени на контроль одной трубы, мин	Продолжительность дефектоскопии, ч
Требования к инспектированию БТ, УБТ, КНБК и прочего бурового оборудования приведены в Таблице 11.2								

Примечания

1. Рекомендуемая частота проведения инспекционных проверок определяется часами наработки с вращением. При приближении инструмента к предельному сроку его наработки следует руководствоваться опытом и соображениями рациональности.
2. Инспекция в промысловых условиях забойных двигателей, инструмента ИПБ, КПБ, ясов и прочего специального оборудования должна выполняться в соответствии с положениями главы 1 тома 3 регламента DS-1 за исключением магнитопорошковой дефектоскопии и рентгенографии, которые могут не проводиться. В состав операций по промысловой инспекции УБТ, переводников, стабилизаторов, перепускных переводников и фрез должны входить визуальный осмотр соединений и наружных поверхностей корпусов на предмет наличия коррозии и/или повреждений.

Таблица 11.2 - Сводный регламент инспекционных проверок

Наименование	Тип инспекционной проверки	Частота прим. 1	Критерии приемки
Бурильные трубы всех типов и размеров	DS-1 Кат. 5 (трубные и бурильные замки)	1500 часов наработки с вращением	Трубы класса Premium
	Проверка твердого сплава, наваренного на наружную поверхность (с использованием проходных/непроходных калибров)	После проходки интервалов ствола диаметрами 8-½ дюйма (215,9мм)	Минимальный выступ ⅛ дюйма
	Осмотр	После каждой СПО	Отсутствие видимых повреждений и изгибов
Толстостенные бурильные трубы	DS-1 Кат. 3-5	200 часов наработки с вращением	В соответствии с DS-1
	Инспекция в промысловых условиях Прим. 2	Не реже одного раза за 12 месяцев с даты последней инспекционной проверки	В соответствии с DS-1
УБТ, переводники, стабилизаторы наружным диаметром 6-¼ дюйма и больше	DS-1 Кат. 3-5	200 часов наработки с вращением	В соответствии с DS-1
	Инспекция в промысловых условиях Прим. 2	Не реже одного раза за 12 месяцев с даты последней инспекционной проверки	В соответствии с DS-1
УБТ, переводники, стабилизаторы наружным диаметром 6 дюймов и меньше	DS-1 Кат. 3-5	150 часов наработки с вращением	В соответствии с DS-1
	Инспекция в промысловых условиях Прим. 2	Не реже одного раза за 12 месяцев с даты последней инспекционной проверки	В соответствии с DS-1
Клапаны-отсекатели, вставные ПВП	Заводская инспекция	Перед каждым спуском в скважину	В соответствии с DS-1
	Инспекция в промысловых условиях Прим. 2	Не реже одного раза за 12 месяцев с даты последней инспекционной проверки	В соответствии с DS-1
Забойные двигатели, ясы, прочий инструмент	DS-1 Кат. 3-5	200 часов наработки с вращением Прим. 3	В соответствии с DS-1
	Заводская инспекция	В соответствии с рекомендациями изготовителя оборудования	В соответствии с критериями изготовителя оборудования
	Инспекция в промысловых условиях Прим. 2	Не реже одного раза за 12 месяцев с даты последней инспекционной проверки	В соответствии с DS-1

Таблица 11.3 - Опрессовка оборудования и используемая техника

Название обсадной колонны	Название контролируемого объекта	Глубина скважины при проведении операции, м	Используемая для проведения операции техника		Максимальное давление, создаваемое агрегатами при опрессовке, МПа
			тип (шифр)	количество, шт.	
Эксплуатационная колонна	Обсадная колонна совместно с ПВО	2410	ЦА-320	1	16,7
Эксплуатационный хвостовик	Обсадная колонна совместно с ПВО	4244	ЦА-320	1	16,7

Примечание:

1) Испытания на герметичность эксплуатационной колонны проводятся не ранее 48 часов после окончания затвердевания цементного камня.
2) Изменение плотности жидкости опрессовки должно быть согласовано с проектной организацией после проведения расчётов нагрузок на обсадные колонны.

Таблица 11.4 - Перечень бурового оборудования, подлежащего дефектоскопии в условиях эксплуатации

Наименование оборудования	Проверяемые детали	Периодичность проверки
Талевые блоки	Щеки, нижняя серьга, кронштейн для подвешивания серьги	1 раз в год
Крюки	Рог крюка, штроп, карманы корпуса крюка	
Крюкоблоки	Щеки, крюк, боковые рога крюка, карманы корпуса крюка	
Вертлюги	Штроп, карманы корпуса, переводник	
Штропы эксплуатационные	По всей длине	
Бурильные трубы	Стыки сварных соединений	При турбинном бурении через 6 месяцев При роторном через 3 месяца
	Замки	При турбинном-1 раз в год При роторном через 6 месяцев
	УБТ	При турбинном бурении через 6 месяцев При роторном через 3 месяца
Ведущие трубы (квадрат) переводники	Мелкие резьбы	При турбинном бурении через 6 месяцев При роторном через 3 месяца
Турбобуры	Вал, корпус, ниппель, переводник	При текущем ремонте
Манифольды	Измерение толщины стенок в местах изменения направления потока жидкости	1 раз в год
Краны конечных выключателей	Рукоятки, траверса	2 раза в год
Буровые лебедки	Тормозные ленты	2 раза в год
Ключи машинные трубные	Челюстедержатели, челюсти	1 раз в год
Элеваторы корпусные для бурильных и обсадных труб	Захваты	2 раза в год

12 Строительные и монтажные работы

12.1 Обоснование выбора бурового оборудования

Нагрузка на крюке буровой установки не должна превышать 0,6 величины параметра «Допускаемая нагрузка на крюке» от расчетной массы бурильной колонны и 0,9 величины от расчетной массы наиболее тяжелой обсадной колонны (п. 315. ПБ в НГП)

Максимальная масса бурильной колонны, при бурении под эксплуатационный хвостовик (глубина 4244 м), составляет – 96 т.

Исходя из этого, грузоподъемность буровой установки должна быть не менее:

95,9 / 0,6 = 160 т

Наиболее тяжелой обсадной колонной является 168 мм эксп. колонна (спускается на глубину 2410 м), масса которой составляет – 86,0 т.

Исходя из этого, грузоподъемность буровой установки должна быть не менее

86,1 / 0,9 = 96 т

Масса крюкоблока УТБК-5-320 составляет 11,8 т; масса ВСП TDS-11SA – 10 т.

Исходя из вышеприведенных расчетов (см. разделы 8 и 9), для строительства скважины необходима буровая установка с минимальной грузоподъемностью не менее **200** т.

Требованиям по грузоподъемности отвечает буровая установка ZJ40, которая позволит довести бурение скважин до проектной глубины и спустить эксплуатационную колонну диаметром 168 мм и 114 мм хвостовик. При этом возможно применение другой буровой установки грузоподъемностью не менее **200** т.

Объемы и варианты строительно-монтажных работ приведены в таблицах:

- Объемы подготовительных работ к строительству скважины (скважин) Таблица 12.1
- Перечень топографо-геодезических работ - Таблица 12.2
- Варианты строительных и монтажных работ - Таблица 12.3
- Объемы работ по комплекту бурового и силового оборудования - Таблица 12.4
- Объемы работ под конструктивные узлы вышки и привышечных сооружений к комплекту - Таблица 12.5
- Объемы работ по фундаментам под комплект (и вышку) - Таблица 12.6
- Объемы работ по дополнительному оборудованию - Таблица 12.7
- Объемы работ под конструктивные узлы привышечных сооружений для дополнительного оборудования - Таблица 12.8
- Объемы работ по фундаментам под дополнительное оборудование - Таблица 12.9
- Объемы работ по теплофикационной котельной установке - Таблица 12.10
- Объемы работ под конструктивные узлы привышечных сооружений для теплофикационной котельной установки - Таблица 12.11
- Объемы работ по фундаментам под теплофикационную котельную установку - Таблица 12.12
- Объемы работ при использовании специальной установки для испытания скважины (скважин) - Таблица 12.13
- Объемы работ по перечню оборудования, исключенного при испытании (освоении) первого и последующих объектов - Таблица 12.14
- Спецификация теплофикационной котельной установки - Таблица 12.15

12.2 Подготовительные работы к строительству скважины (скважин)

Таблица 12.1- Объемы подготовительных работ к строительству скважины (скважин)

Номер расценки по ЕРЕР или разовая	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Единица измерения	Номер варианта подготовительных работ	Номер скважины по варианту подготовительных работ	Кол-во
138-10-31А К=1,43	Обустройство площадки для строительства скважин	скв	1	Скважины на кустовой площадке №1	1
138-10-31Б К=1,43	Термоизоляция трубопроводов	скв.	1		1
	Линейный водовод				
127-159	Линейный трубопровод	100 м	1		1,0
132Б-206	Термоизоляция линейных трубопроводов войлоком	100 м	1		1,0
131-188	Строительство деревянных ящиков для задвижек и гидрантов	шт	1		2
129А-182	Установка стальных задвижек	шт	1		2
	Низковольтная ЛЭП				
134-229	Установка металлических опор	100 м	1		1,0
135-234	Подводящие н/в линии передач	100 м	1		1,0
234-1022	Очистка оборудования от шлама и промывочной жидкости	$м^3$	1		50
	Очистка механизированным способом от снега и грязи				
115А-116-1	Дороги	км	1		1,0
115-118	Расчистка трассы шириной до 12 м от снежного покрова	км	1		1,0
327А-4347-300 327А-4347-301 К=55	Транспортировка строймеханизмов на 20 км: 2 × 119,856	т	1		239,7

Таблица 12.2 - Перечень топографо-геодезических работ

Номер расценки по ЕРЕР или разовая	Наименование работ	Номер скважины
Расчет № 1 «Калькуляция сметной стоимости перенесения в натуру и привязки одной скважины» Сборник нормативных документов 1990 г.	Перенесение в натуру и привязка скважины (определение планово-высотного положения скважины, определение азимута, переезд бригады и др.)	Скважины на кустовой площадке №1

12.3 Объемы строительных и монтажных работ для строительства скважины (скважин)

Таблица 12.3 - Варианты строительных и монтажных работ

Номер варианта	Номер расценки по ЕРЕР или разовая	Номер скважины	Номер комплекта бурового оборудования	Вид привода (электрический, ДВС)	Вид строительства (первичное, передвижка на 5 / 15 м)
1	49-201	Согласно графика буровых работ	№ 9	ДВС	Первичный
2	49-202		№ 9	ДВС	Передвижка

Таблица 12.4 - Объемы работ по комплекту бурового и силового оборудования

Номер расценки по ЕРЕР или разовая	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Единица измерения	Номер варианта	Количество	Способ и вид транспортировки
Сборник УКР 213-6-123	Укрупнённый комплект ZJ40 Вышка буровая – мачтовая, телескопическая с гидравлическим подъемом и спуском, с открытой передней частью, высотой 38 м. Вышка буровая JJ180/38 Лебедка буровая JC28 Привод лебедки и ротора – дизельный, от ходового двигателя CAT C-18. Насос буровой F-1300, 2 шт. Привод насоса - CATERPILLAR 3512C	к-т	1	1	Автотранспорт
	Транспортировка строительных механизмов для вышкомонтажных работ				
327А-4347-200 327А-4347-201 К=20	При монтаже 2×133,36	т	1	267,4	
238Б-4347-200 238Б -4347-201 К=20	При демонтаже	т	1	133,7	
325-2750	Пробег агрегата ЦА-320 М для опрессовки манифольда в оба конца на 350 км	км	1	700	

Номер расценки по ЕРЕР или разовая	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Единица измерения	Номер варианта	Количество	Способ и вид транспортировки
	Транспортирование крупных блоков и вышки на тяжеловозах или гусеничных тележках на 1 км:				
330В-4030	Транспортировка вахты при первичном и повторном монтаже. Эксплуатационное бурение	сут.	1	14,0	Автотранспорт

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

Номер расценки по ЕРЕР или разовая	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Единица измерения	Номер варианта	Количество	Способ и вид транспортировки
213-6-123	Объемы работ учтены в УКР	к-т	1	1	Автотранспорт

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

Номер расценки по ЕРЕР или разовая	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Единица измерения	Номер варианта	Количество	Способ и вид транспортировки
213-6-123	Объемы работ учтены в УКР	к-т	1	1	Автотранспорт

Таблица 12.7 - Объемы работ по дополнительному оборудованию

Номер расценки по ЕРЕР или разовая	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Единица измерения	Номер варианта	Количество	Способ и вид транспортировки (волоком, на тягачах, автотранспортом, трактором и т.д.)
	Первичный монтаж				Автотранспорт
207-524	Вагон-домик (6+11):5	к-т	1	3,4	
232Г-894	Первичный электромонтаж комплекса бытовых помещений	к-т	1	3,4	
232Б-895	Первичный монтаж контура заземления	Контур	1	1	
229Д-820 расчет	Первичный монтаж противовыбросового оборудования (3 превентора)	к-т	1	2	
229Д-819 Расчет	Первичный монтаж противовыбросового оборудования при испытании (1 превентор)	к-т	1	1	
5А-1	Амортизация оборудования при первичном монтаже	сут.	1	14	
5А-1	Амортизация оборудования при повторном монтаже	сут.	1	14	
230Б-849	Обвязка водяной скважины трубопроводами	к-т	1	1	
236-1012	Монтаж радиостанции до 100 Вт, соединение шланговое	к-т	1	1	

Таблица 12.8 - Объемы работ под конструктивные узлы привышечных сооружений для дополнительного оборудования

Номер расценки по ЕРЕР или разовая	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Единица измерения	Номер варианта	Количество	Способ и вид транспортировки (волоком, на тягачах, автотранспортом, трактором и т.д.)
213-6-123	Объемы работ учтены в УКР	к-т	1	1	Автотранспорт

Таблица 12.9 - Объемы работ по фундаментам под дополнительное оборудование

Номер расценки по ЕРЕР или разовая	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Единица измерения	Номер варианта	Количество	Способ и вид транспортировки (волоком, на тягачах, автотранспортом, трактором и т.д.)
213-6-123	Объемы работ учтены в УКР	к-т	1	1	Автотранспорт

Таблица 12.10 - Объемы работ по теплофикационной котельной установке

Номер расценки по ЕРЕР или разовая	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Единица измерения	Номер варианта	Количество	Способ и вид транспортировки (волоком, на тягачах, автотранспортом, трактором и т.д.)
233 -899	Первичный монтаж котельной установки ПКН-2С	к-т	1	1	Трактор
232Г-893	Первичный электромонтаж блока котельной ПКН-2С	к-т	1	1	

Таблица 12.11 - Объемы работ под конструктивные узлы привышечных сооружений для теплофикационной котельной установки

Номер расценки по ЕРЕР или разовая	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Единица измерения	Номер варианта	Количество	Способ и вид транспортировки (волоком, на тягачах, автотранспортом, трактором и т.д.)
213-6-61	Объемы работ учтены в УКР	к-т	1	1	Автотранспорт

Таблица 12.12 - Объемы работ по фундаментам под теплофикационную котельную установку

Номер расценки по ЕРЕР или разовая	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Единица измерения	Номер варианта	Количество	Способ и вид транспортировки (волоком, на тягачах, автотранспортом, трактором и т.д.)
233-899	Объемы работ учтены в расценке	к-т	1	1	Автотранспорт

Таблица 12.13 - Объемы работ при использовании специальной установки для испытания скважины (скважин)

Номер расценки по ЕРЕР или разовая	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Единица измерения	Номер варианта	Количество	Способ и вид транспортировки (волоком, на тягачах, автотранспортом, трактором и т.д.)
213-10-50 к=0,45	Первичный монтаж агрегата УПА-60/80	к-т	1	1	Автотранспорт
127-156	Выкидные линии из электросварных труб	100 м	1	3	
231-850	Первичный монтаж осветительного трансформатора N=160 КВА	к-т	1	1	

Номер расценки по ЕРЕР или разовая	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Единица измерения	Номер варианта	Количество	Способ и вид транспортировки (волоком, на тягачах, автотранспортом, трактором и т.д.)
205 В-520	Трансформаторная площадка на земляной насыпи 6×6м	Площадка	1	1	
221-717	Первичный монтаж блока металлических емкостей до 20 м^3	блок	1	5	
213201 А-402	Плиты 200х200 мм под емкости	м^3	1	2,0	
201 А-404	Плиты толщиной 70 мм под емкости	м^3	1	1,0	
207-524	Вагон-домик (4:5=0,8)	к-т	1	0,8	
232Г-894	Электромонтаж комплекса бытовых помещений при первичном монтаже	к-т	1	0,8	

12.4 Дополнительные сведения

Таблица 12.14 - Объемы работ по перечню оборудования, исключенного при испытании (освоении) первого и последующего объектов

Номер расценки по ЕРЕР или разовая	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Единица измерения	Номер варианта	Количество
Таблица 12.14 информацию не содержит				

Таблица 12.15 - Спецификация теплофикационной котельной установки

Количество котлов	Тип котла	Вид топлива	Конструкция здания котельной	Количество скважин, одновременно обслуживаемых котельной	Номер скважины
1	ПКН-2С	Нефть	Котельная в блочном исполнении	1	

13 Продолжительность строительства скважины

Продолжительность монтажа буровой установки, продолжительность бурения и крепления скважины определяется из опыта строительства скважин в районе ведения планируемых работ.

Время испытания продуктивных пластов в процессе бурения и освоения на продуктивность в эксплуатационной колонне определено в 10 разделе проекта.

Общие данные о продолжительности строительства одной скважины приведены в таблицах 13.1 и 13.2.

Таблица 13.1 - Продолжительность строительства скважин

Продолжительность цикла строительства скважины, сут.			**Всего**
строительно-монтажные работы	**бурение и крепление**	**Освоение / испытание**	
25	45,5	35,0	105,5
Примечание – Планируемое время передвижки буровой установки 5 суток.			

Таблица 13.2 - Продолжительность бурения и крепления по интервалам глубин

№ этапа	Название колонны	Забой, м		Продолжительность бурения, сут.								Крепление, сут.
				Работы по проходке			Вспом. работы				Итого, сут	
		от	до	Бурение	Сборка / разборка КНБК	СПО	Промывка	Шаблонировка	Испытание пластов и ГИС	Остальное		
1	Кондуктор	0	350	1,0	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4	1,7	0,9
2	Эксплуатационная колонна	350	2410	5,8	0,6	1,7	0,6	3,1	0,6	1,4	13,8	2,8
3	Хвостовик	2410	4244	8,4	1,0	4,4	1,5	4,6	2,9	0,9	23,9	2,5

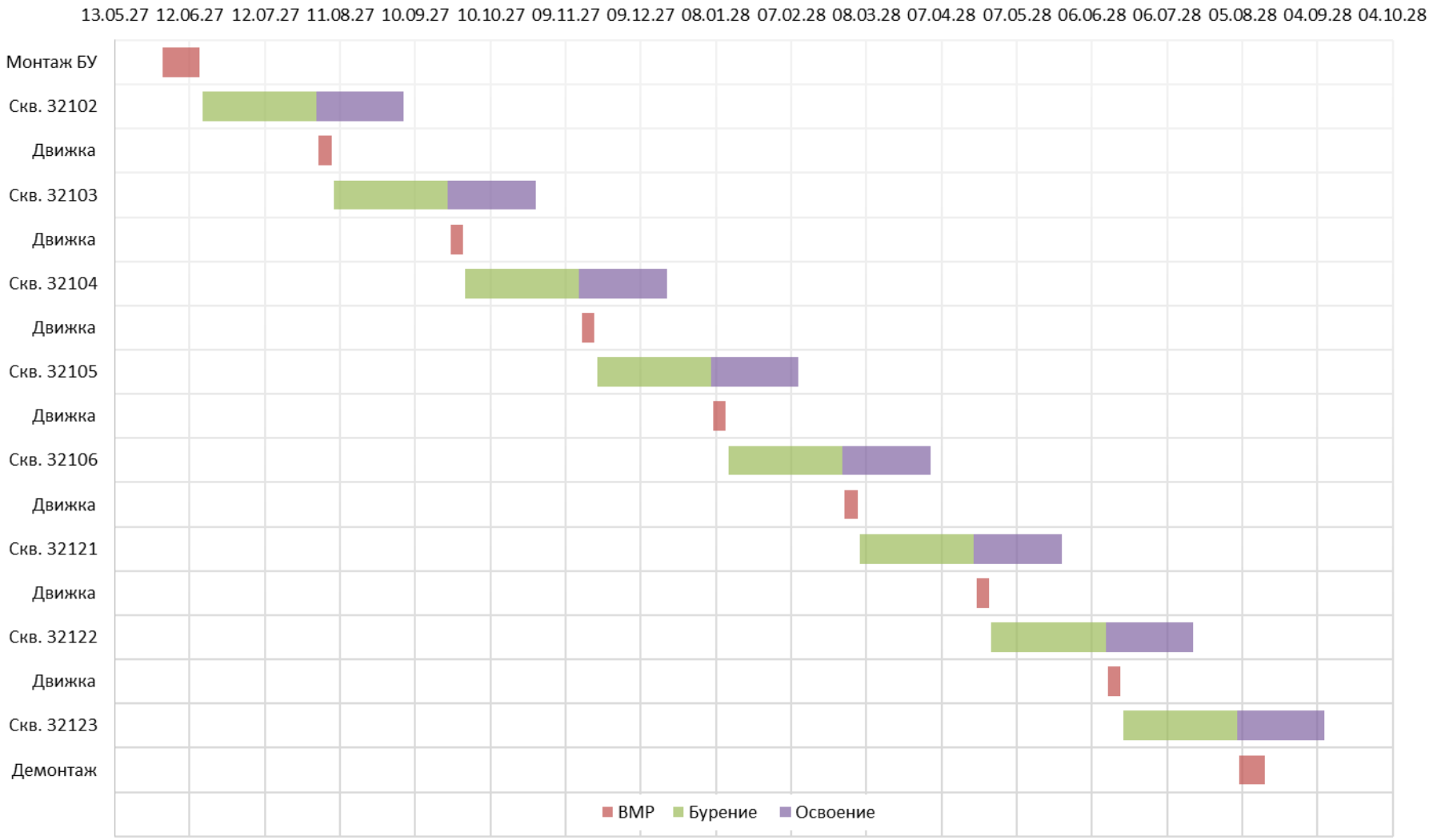


Рисунок 13.1 – Календарный план строительства скважин на кустовой площадке №1

14 Механизация и автоматизация технологических процессов, средства контроля и диспетчеризации

Мероприятия по механизации процессов бурения предусматривают применение комплекса малой механизации (приспособлений и устройств), повышающих безопасность и технический уровень эксплуатации объектов бурения и добычи нефти. Наличие механизмов и приспособлений, облегчающих труд при спускоподъемных операциях, снижают риск производственных инцидентов. Средства механизации буровой установки ZJ40 приведены в таблице 14.1; средства контроля – в таблице 14.2, средства диспетчеризации – в таблице 14.3.

Таблица 14.1 – Комплектация буровой установки ZJ40

Средства механизации, автоматизации и контроля	Шифр
Система верхнего привода	«Varco»
Регулятор подачи долота	
Модуль вспомогательной лебедки	WCB324
Гидролебедка	JC28B
Автоматический ключ буровой	ZQ100
Гидрораскрепитель	Y15100
Перекачивающие шламовые насосы	SB 6×8
Шнековый транспортер	ZLS700
Регенеративная система осушки	WGZ-8/10
Система обогрева (электротепловентиляторы)	D40
Ключи машинные буровые	
Клиновой пневматический захват	
Пневмоклинья, встроенные в ротор	
Приспособление для выброса труб с буровой плащадки на мостки	
Механизм для подачи труб на приемный мост	
Приспособление для установки квадрата с вертлюгом в шурф с помощью вспом.лебедки	
Ограничитель высоты подъема талевого блока	
Ограничитель грузоподъемности буровой лебедки	
Блокирующие устройства по предупреждению включения ротора при снятых ограждениях и поднятых клиньях ПКР	

Наименование приспособлений и устройств
Механизмы для приготовления, обработки, утяжеления, очистки, дегазации и перемешивания раствора
Устройство для сушки воздуха, подаваемого в пневмосистему управления буровой установки
Установка забойных двигателей механизированная
Монорельс с передвижной талью г/п 1 т, для обслуживания компрессорного блока
Приспособление для крепления неподвижного конца талевого каната
Приспособление для правильной намотки каната на барабан
Очиститель бурильных труб
Механизм для открывания ворот
Приспособление для аварийной эвакуации верхового рабочего.
Приспособление для отвинчивания и завинчивания шарошечных долот
Приспособление для монтажа превенторов с двумя талями г/п 8 и 25 т.
Устройство для отклонения ведущей трубы в шурф
Устройство для долива скважины при подъеме бурильного инструмента или доливная мерная емкость оборудованная уровнемером
Устройство против разбрызгивания глинистого раствора с автоматическим затвором
Пусковая задвижка с дистанционным управлением
Предохранительный клапан (для сброса жидкости из нагнетатльного трубопровода буровых насосов при превышении давления выше допустимого)
Кран консольно-поворотный, г/п 3,2 т
Механизированная поворотная консоль для подвески ролика геофизических исследований
Монорельс поворотный с талью ручной г/п 1 т в модулях запасных емкостей, в модуле шламового насоса, в модуле хранения раствора в эшелоне
Примечание – При использовании другой БУ грузоподъемностью не менее 200 т применяются аналогичные, соответствующие буровой установке, средства механизации, автоматизации и контроля

Таблица 14.2 - Средства контроля

Наименование, а также тип, вид, шифр и т.д.	ГОСТ, ОСТ, МУ, ТУ, МРТУ и т.д. на изготовление		Количество, шт.
Компьютеризированный комплекс приборов	СГТ-микро		1
Пульт управления и индикации системы контроля параметров бурения	СПБК «ГЕОТЕК»	-	1
Прибор для измерения нагрузки на канате	ГИВ6-1	-	1
Расходомер бурового раствора	РГР-1	-	1
Манометр	МБГ-1	-	Комп-лект
Моментомер	ИМР-2	-	1
Указатель уровня в приемных емкостях	УП-ПМ	-	1
Прибор контроля плотности	Рычажные весы	Стандарт АНИ	2
Прибор определения условной вязкости	Воронка Марша	Стандарт АНИ	1
Прибор определения статического напряжения сдвига	Вискозиметр	Стандарт АНИ	1
Прибор водоотдачи	Фильтрпресс	Стандарт АНИ	1
Прибор контроля за содержанием газовой фазы	ПГ-1У		1
Магнитная мешалка			1
Индикаторы давления	ОБМ	ТУ 25-02-26-74	9
Рулетка 0-20 м	-	ГОСТ 7502-98	1
Кронциркуль и штангенциркуль	-	ГОСТ 166-89	по 3 шт.
Шаблоны для контроля за износом центраторов и калибраторов	-	-	2
Мерные скобы для контроля диаметров бурильных труб	-	-	2
Полевая лаборатория для контроля за параметрами бурового и тампонажного растворов	-	-	1
Станция контроля и управления процессом цементирования	СКЦ-2М	-	1
Система видео регистрации бурения и измерения и передачи показателей режимов бурения[2]	Станция ГТИ	-	1
Прибор контроля загазованности воздушной среды			

Наименование, а также тип, вид, шифр и т.д.	ГОСТ, ОСТ, МУ, ТУ, МРТУ и т.д. на изготовление	Количество, шт.
Примечания 1. При производстве работ возможно применение других средств измерений, аналогичных указанным в таблице 14.2. 2. Постоянно контролируемые параметры станцией ГТИ: вес инструмента (нагрузка на крюке); крутящий момент стола ротора (силового вертлюга); частота вращения стола ротора (силового вертлюга); скорость перемещения талевого блока; положение талевого блока; перемещение инструмента; глубина бурения; давление, расход, плотность и температура бурового раствора на входе в скважину; газосодержание, температура, плотность и расход бурового раствора на выходе из скважины; число двойных ходов насосов; уровень бурового раствора в резервуарах; суммарный объем бурового раствора в емкостях; диэлектрическая проницаемость и минерализация раствора на входе и выходе из скважины.		

Таблица 14.3 - Средства диспетчеризации

Наименование, а также тип, вид, шифр и т.д.	ГОСТ, ОСТ, МУ, ТУ, МРТУ и т.д. на изготовление	Количество
РРС-2М "Аркнот-Моторола"с использованием трех каналов связи	-	2

Для контроля загазованности воздушной среды предусматриваются следующие приборы: Стационарный двенадцатиканальный газоанализатор GH-120A, переносной газоанализатор AG-6000, портативный газоанализатор AG-5100 или EC-80HS, универсальный переносной газоанализатор ГПХВ-2, переносной сигнализатор «Сигнал-2» или газоанализатор АНКАТ-7664, индивидуальный газосигнализатор сероводорода с цифровой индикацией и сигнализацией тревоги HS-82, конус или флюгер и указатель сторон света. Для указанных приборов контроля возможно применение аналогичных газоанализаторов и газосигнализаторов, имеющих разрешение на применение от Ростехнадзора.

В производственных помещениях и в рабочих зонах наружных установок, где возможно выделение газов и взрывоопасных паров, организуется постоянный контроль воздуха. Первичные приборы (датчики ПДК и ДВК) в помещениях устанавливаются в соответствии с плотностями газов и паров в местах наиболее вероятного проявления загазованности согласно ГОСТ Р 52350.29.2-2010/

В производственных помещениях датчики ПДК устанавливают в местах преимущественного пребывания персонала в количестве не менее одного датчика на 200 м^2 площади, но не менее 1 датчика на помещение.

Датчики ПДК устанавливаются на расстоянии не менее 3 м от воздухоподающих устройств приточной вентиляции, не менее 1 м от возможных источников утечки вредных веществ: у основного входа на промплощадку и в помещениях у рабочего места персонала (на высоте 0,5 м от уровня земли/пола); у вибросита на высоте 0,5-0,7 м от его поверхности; на рабочей площадке на расстоянии 0,5 м от стола ротора (по горизонтали); в подвышечном пространстве на уровне универсального превентора на расстоянии 1 м от оси скважины в направлении преобладающего ветра; в насосном помещении между насосами; в культбудке.

Согласно ГОСТ Р 52350.29.2-2010 на скважине предусматривается:

1) световые сигналы от датчиков ПДК сероводорода - на рабочей площадке у индикатора веса; в насосном помещении у пульта управления; у вибросита; в культбудке;

2) звуковые сигналы от группы датчиков ПДК.

В производственных помещениях аварийные вентиляционные установки должны быть сблокированы с газосигнализаторами для автоматического включения при ПДК вредных веществ в воздухе рабочей зоны.

Датчики довзрывоопасных концентраций взрывопожароопасных веществ (ДВК) устанавливаются с учётом плотностей контролируемых газов и паров: в блоке очистки у вибросит и пескоотделителя; у основания вышки в начале желобной системы; у ротора в вышечно-лебедочном блоке; в насосном блоке и блоке приготовления растворов; в емкостном блоке; у ёмкости топлива ДЭС; по периметру склада ГСМ.

Вторичные блоки газоанализаторов располагаются в помещении станции ГТИ, где обеспечивается постоянное дежурство оператора.

Автоматические газоанализаторы блокируются с устройствами световой и звуковой сигнализации, оповещающей персонал о наличии в помещении концентраций паров и газов, достигших 20% НКПВ. Предусмотрено автоматическое включение вентиляции при достижении 10 % НКПВ, при достижении 50 % НКПВ - полное отключение оборудования и механизмов. Предусмотрено отключение вентиляции при пожаре.

Дополнительно контроль воздушной среды организован переносными газоанализаторами согласно требованиям ГОСТ Р 52350.29.2-2010.

15 Техника безопасности, промышленная санитария и противопожарная техника

15.1 Основные требования и мероприятия по технике безопасности и противопожарной технике

Основные требования и мероприятия по технике безопасности и противопожарной технике представлены в таблице 15.1

Основные требования и мероприятия по промышленной санитарии и гигиене труда представлены в таблице 15.2.

Таблица 15.1 - Основные требования и мероприятия по технике безопасности и противопожарной технике

Основные требования и мероприятия
Обученность членов буровой бригады
Наличие на территории буровой знаков безопасности и предупредительных знаков
Наличие, укомплектованность и обеспечение готовности к использованию блоков безопасности
Соответствие оборудования, трубопроводов, аппаратуры условиям эксплуатации
Обеспечение буровой электрооборудованием в безопасном исполнении
Обеспечение освещенности территории буровой, рабочих мест и технологических зон обслуживания
Наличие аварийного обеспечения электроэнергией
Наличие и эффективность системы аварийного освещения
Размещение буровой с учетом требований безопасности и охраны окружающей среды
Соблюдение требований техники безопасности и охраны окружающей среды при планировании территории буровой и монтаже бурового оборудования
Наличие противовыбросового оборудования на устье скважины и его соответствие обвязки
Обеспечение и контроль качества монтажа, контроль надежности оборудования
Обеспечение запаса промывочной жидкости и химреагентов
Обеспечение постоянного долива скважины промывочной жидкостью
Обеспечение постоянного контроля за изменением объема промывочной жидкости
Обеспечение автоматического контроля параметров бурения
Обеспечение пожарной безопасности
Обеспечение инструментом, спецприспособлениями, средствами механизации ручного труда
Обеспечение оперативной ликвидации возможных аварий
Готовность персонала бригады к выполнению первоочередных действий в аварийной ситуации
Обеспечение буровой запасов аварийных материалов, инструмента и оборудования
Обеспечение безопасности работающих промплощадок, народнохозяйственных объектов и населения при возникновении возможных аварийных ситуаций

Основные требования и мероприятия
Обеспечение оперативной связи служб и местных административных органов об аварийной ситуации и оповещение людей в зоне возможной загазованности
Обеспечение контроля воздушной среды и метеопараметров при возникновении возможной аварийной ситуации
Обеспечение буровой необходимой нормативной документацией по охране труда и окружающей среды, а также технической документацией

Таблица 15.2 - Основные требования и мероприятия по промышленной санитарии и гигиене труда

Наименование требования и мероприятия
Обеспечение работающих привозной питьевой водой в соответствии с ГОСТ Р 51232-98 Вода питьевая Общие требования к организации и методам контроля качества.
Обеспечение постоянного лабораторного контроля качества питьевой воды
Обеспечение неприкосновенности запаса привозной питьевой воды в объеме 200 л, ее обновление при каждом завозе на объект
Наличие в душевой не менее двух ножных ванн, два душа и двух кранов для умывания, вагона-сушилки с двумя отделениями, туалетом на 1 место
Обеспечение вагон-клуба в вышкостроении и вагон-клуба в бурении и испытании кондиционером
Отсутствие медицинских противопоказаний к выполняемым работам членов буровой бригады (с учетом возможного наличия сероводорода в воздухе рабочей зоны)
Контроль воздуха рабочей зоны на токсичные концентрации сероводорода
Обеспечение вентиляцией рабочих мест, зон обслуживания и мест возможного скопления в воздухе токсичных веществ
Обеспечение всех работающих средствами индивидуальной защиты органов дыхания и поддержание в состоянии готовности и немедленному использованию
Наличие и готовность к использованию средств оказания доврачебной помощи пострадавшим
Обеспечение буровой приборами для определения направления ветра
Наличие станции для наполнения, мытья и дезинфекции емкостей для доставки и хранения питьевой воды

Средства индивидуальной защиты, спецодежда приведены в соответствии с Приказом № 970Н от 9.12.2009 г. Министерства здравоохранения и социального развития РФ «Об утверждении Типовых норм бесплатной выдачи специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты работникам нефтяной промышленности, занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением» и представлены в таблице 15.3

Таблица 15.3 - Средства индивидуальной защиты, спецодежда

Наименование профессий и должностей	Наименование специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты	Норма выдачи на год (штуки, комплекты, пары)
Бурильщик эксплуатационного и разведочного бурения скважин на нефть и газ; **помощник бурильщика эксплуатационного и разведочного бурения скважин на нефть и газ;**	Жилет сигнальный повышенной видимости	1 шт
	Костюм для защиты от воздействия статического электричества, механических воздействий (истирания), кратковременного воздействия открытого пламени, нефти и/или нефтепродуктов	1 шт.
	Пальто, полупальто, плащ для защиты от воды	1 шт. на 2 года
	Обувь специальная для защиты от воздействия статического электричества, механических воздействий (ударов), нефти и/или нефтепродуктов	1 пара
	Нарукавники для защиты от нефти и/или нефтепродуктов	2 пары
	Перчатки для защиты от воздействия статического электричества, от механических воздействий (истирания), от нефти и нефтепродуктов	12 пар
	Головной убор для защиты от механических воздействий (истирания), статического электричества, кратковременного воздействия открытого пламени	1 шт.
	Очки защитные от механических воздействий, в том числе с покрытием от запотевания	1 шт.
	Противоаэрозольные, противогазовые, противогазоаэрозольные (комбинированные) средства индивидуальной защиты органов дыхания с изолирующей лицевой частью (полумаской, маской, четвертьмаской)	до износа
Машинист буровых установок на нефть и газ	Костюм для защиты от воздействия статического электричества, механических воздействий (истирания), кратковременного воздействия открытого пламени, нефти и/или нефтепродуктов	1 шт.
	Обувь специальная для защиты от механических воздействий (ударов), нефти и/или нефтепродуктов	1 пара
	Перчатки для защиты от механических воздействий (истирания), нефти и/или нефтепродуктов	12 пар
	Противошумные вкладыши (беруши) или противошумные наушники, включая активные, и их комплектующие	определяется документами изготовителя
	Головной убор для защиты от общих производственных загрязнений	1 шт.
	Каска защитная от механических воздействий	1 шт. на 2 года
Машинист подъемника	Костюм для защиты от механических воздействий (истирания)	1 шт.
	Обувь специальная для защиты от	1 пара

Наименование профессий и должностей	Наименование специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты	Норма выдачи на год (штуки, комплекты, пары)
	механических воздействий (ударов)	
	Перчатки для защиты от механических воздействий (истирания)	12 пар
	Головной убор (подшлемник) для защиты от механических воздействий (истирания)	1 шт.
	Каска защитная от механических воздействий	1 шт. на 2 года
Слесарь по обслуживанию буровых	Жилет сигнальный повышенной видимости	1 шт.
	Костюм для защиты от нефти и/или нефтепродуктов	1 шт.
	Пальто, полупальто, плащ для защиты от воды	1 шт. на 2 года
	Обувь специальная для защиты от механических воздействий (ударов), нефти и/или нефтепродуктов	1 пара
	Обувь специальная для защиты от нефти и/или нефтепродуктов	1 пара
	Нарукавники для защиты от воды и растворов нетоксичных веществ	12 пар
	Перчатки для защиты от механических воздействий (проколов), нефти и/или нефтепродуктов	12 пар
	Головной убор для защиты от общих производственных загрязнений	1 шт.
	Каска защитная от механических воздействий	1 шт. на 2 года
	Очки защитные от механических воздействий, в том числе с покрытием от запотевания	1 шт.
Оператор котельной	Костюм для защиты от механических воздействий (истирания)	1 шт.
	Обувь специальная для защиты от механических воздействий (ударов)	1 пара
	Перчатки для защиты от механических воздействий (истирания)	12 пар
	Головной убор для защиты от общих производственных загрязнений	1 шт.
	Очки защитные от механических воздействий, в том числе с покрытием от запотевания	1 шт.
Вышкомонтажник; вышкомонтажник-электромонтер	Костюм сигнальный повышенной видимости для защиты от механических воздействий (истирания)	1 шт.
	Пальто, полупальто, плащ для защиты от воды	1 шт. на 2 года
	Обувь специальная диэлектрическая	определяется документами изготовителя
	Обувь специальная для защиты от механических воздействий (проколов, порезов, ударов)	1 пара
	Перчатки для защиты от механических воздействий (истирания, проколов), контакта с нагретой поверхностью	12 пар
	Перчатки специальные диэлектрические	определяется документами

Наименование профессий и должностей	Наименование специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты	Норма выдачи на год (штуки, комплекты, пары)
		изготовителя
	Головной убор для защиты от общих производственных загрязнений	1 шт.
	Каска защитная от механических воздействий	1 шт. на 2 года
Вышкомонтажник-сварщик	Жилет сигнальный повышенной видимости	1 шт.
	Костюм для защиты от искр и брызг расплавленного металла, металлической окалины, для защиты от механических воздействий (истирания)	1 шт.
	Обувь специальная для защиты от механических воздействий (ударов), контакта с разогретой поверхностью, искр и брызг расплавленного металла, металлической окалины	1 пара
	Перчатки для защиты от искр и брызг расплавленного металла, металлической окалины	12 пар
	Головной убор для защиты от искр и брызг расплавленного металла, металлической окалины	1 шт.
	Каска защитная от повышенных температур	1 шт. на 2 года
	Щиток защитный лицевой от брызг расплавленного металла и горячих частиц	1 шт.
	Противоаэрозольные, противоаэрозольные с дополнительной защитой от паров и газов средства индивидуальной защиты органов дыхания с фильтрующей лицевой частью - фильтрующие полумаски	до износа
Примечание – На каждого члена буровой бригады в мобильной вагон-доме «Сушилка» имеются промышленные противогазы ППФ-95М с коробкой БКФ и сменными универсальными коробками типа А2, Б2, Е2, К2, а также противогаз шланговый типа ШП-1, ШП-2 и противогаз, изолирующий типа ИП-4МК хранятся на буровой, на случай ликвидации аварийной ситуации при проведении спасательных работ в количестве 3-5 комплектов. В вагон-доме бурового мастера имеется аптечка промышленная на 100 чел. 1 комплект, который ежемесячно пополняется.		

Сведения о средствах коллективной защиты от шума и вибраций, средствах контроля воздушной среды, нормы освещенности, санитарно-бытовых помещениях, первичных средств пожаротушения представлены соответственно в таблицах 15.4, 15.5, 15.6, 15.7, 15.8.

Таблица 15.4 - Средства коллективной защиты от шума и вибраций

Наименование	Место установки на буровой
Звукоизолирующие кожухи (ДЮ А 200031-25)	Вертлюжки-разрядники ШПМ, пневмосистема
Антивибрационная площадка конструкции ВНИИБТ (черт. №295.000)	У пульта бурильщика

Таблица 15.5 - Средства контроля воздушной среды

Наименование	Количество, шт.	Место установки датчиков стационарного газоанализатора
Стационарный газосигнализатор (сигнализация на присутствие углеводородных газов, H_2S)	9	Первичные приборы-датчики располагаются на высоте 0,5м от пола На площадке буровой: • в подвышечном пространстве - 1, • у ротора - 1, • в начале желобной системы - 1, • возле вибросит - 1, • возле буровых насосов - 2, • над приемными емкостями - 2, • в служебном помещении - 1.
Переносной газоанализотор серии «АНКАТ» (АНКАТ-7664М)	5	Контроль воздушной среды переносными газосигнализаторами производится: • в рабочей зоне рабочей площадки на устье скважины (стол ротора), у пультов управления буровой лебедкой, ключом АКБ, механизмами АСП; • в рабочей зоне подвышечного основания у превентора и манифольдной линии; • в рабочей зоне силового блока у пультов управления дизелями и электродвигателями; • в рабочей зоне насосного блока и блока циркуляционной системы у пультов управления насосами и пусковыми задвижками блока приготовления очистки и дегазации бурового раствора • в рабочей зоне блока циркуляционной системы; • в бытовых и административных помещениях (в мобильных вагон-домиках); • в котельной; • на складе ГСМ; • на площадке слива ГСМ из автоцистерны.

Таблица 15.6 - Нормы освещенности

Рабочие места	Рабочая поверхность на которой нормируется освещённость	Плоскость формирования освещённости: Г- горизонталь В- вертикаль	Разряд и подразряд зрительной работы	Рабочее освещение				Аварийное освещение (освещенность), лк
				освещённость, лк		показатель ослеплён-ности, не более %	дополни-тельные указания	
				при лампах накаливания	при газоразрядных лампах			
Измерительная аппаратура, пульт и щит управления	Шкала приборов, кнопки управления	Г, В	IV г	150	200	40		10
Пульт и щит управления без измерительной аппаратуры, стол оператора	Рычаги, рукоятки	Г, В	IV	75	150	60		10
Стол оператора, машиниста, аппаратчика, дежурного	Стол	Г	IV г	100	150	40		10
Задвижки насоса, штурвал, рукоятка, 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	30	75	80		10
Стеллажи, приемный мост	Бурильные трубы, обсадные колонны, приемный мост	Г	XI	10	10			
Лестничные марши, площадки, сходы с рабочей площадки	Ступеньки и пол площадки	Г	XI	10	10			
Вышечно-лебедочный блок								
Рабочая площадка	Пол	Г		30	50	60		10
Роторный стол	Роторный стол	В		100	100			
Буровая лебедка	Барабан	В	X	30	30			
Автоматический ключ буровой	Челюсть	В	VIIIA	30	75			
Подсвечник	Место установки свеч	Г	X	30	30			
Путь движения талевого блока	Талевый блок	В	X	30	30			
Элеватор на уровне площадки верхового рабочего, магазин для свеч	Замковое устройство, место установки свеч	В	IX	50	50			

Рабочие места	Рабочая поверхность на которой нормируется освещённость	Плоскость формирования освещённости: Г- горизонталь В- вертикаль	Разряд и подразряд зрительной работы	Рабочее освещение				Аварийное освещение (освещенность), лк
				освещённость, лк		показатель ослеплён-ности, не более %	дополни-тельные указания	
				при лампах накаливания	при газоразрядных лампах			
Рабочее место верхового рабочего (люлька, балкон)	Пол	Г	IX	50	50			
Кронблочная площадка, кронблок	Рабочие блоки	Г, В	X	30	30			
Силовое помещение								
Редуктор (коробка скоростей)	Место замера уровня масла	В	VIIIA	30	75			
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	Место замера уровня раствора	В	VIIIB	20	50			
Насосное помещение								
Воздушный компенсатор бурового насоса	Диафрагменный разделитель	В	VI	75	150	Во время смены разделителя		

Таблица 15.7 - Санитарно-бытовые помещения

Название, вид, тип, функциональное назначение	Площадь пола, м^2	Количество вагонов, шт.
В период вышкомонтажных работ		
Вагон-общежитие	28,0	2
Вагон-сушилка	14,7	1
Вагон-душевая	14,7	1
Вагон-столовая	14,7	1
Вагон-склад	14,7	1
Итого:		**6**
В период бурения и крепления		
Вагон-общежитие	14,7	10
Гостевой вагон	14,7	1
Вагон-сушилка	14,7	2
Вагон-душевая	14,7	1
Вагон-столовая	14,7	2
Вагон мастера	14,7	1
Вагон ННБ	14,7	1
Вагон ГТИ	14,7	1
Вагон-офис	14,7	1
Вагон-дом для совещаний	14,7	1
Вагон-слесарная	14,7	1
Итого:		**22**
В период испытания (освоения) с УПА-60		
Вагон-общежитие	28,0	1
Вагон-мастера	14,7	1
Вагон-сушилка	14,7	1
Вагон-душевая	14,7	1
Слесарская	14,7	1
Итого:		**5**
Примечание - На «Схеме расположения основного оборудования на промплощадке количество вагон-домиков принято на период бурения и крепления с учетом вагон-склада.		

Таблица 15.8 - Первичные средства пожаротушения

Наименование первичных средств пожаротушения и инвентаря	Нормы комплектации в зависимости от пожарного щита и класса пожара		
	ЩП-А Класс А	ЩП-В Класс В	ЩП-Е Класс Е
Огнетушитель порошковый ОП-5	2	2	2
Огнетушитель углекислотный ОУ-5	-	-	2
Лом	1	1	-
Багор	1	-	-
Крюк с деревянной рукояткой	-	-	1
Лопата штыковая	1	1	-
Лопата совковая	1	1	1
Ящик с песком 0,5 $м^3$	-	1	1
Емкость для воды 0,2 $м^3$	1	-	-
Ведра	2	1	-
Комплект для резки эл/проводов	-	-	1
Асбестовое полотно 2,0 ×м	-	1	1

Примечания

1. Пожарный щит ЩП-А для очагов пожара класса А (пожары твердых веществ, в основном органического происхождения) установлен в жилом городке.
2. Пожарный щит ЩП-В для очагов пожара класса В (пожары горючих жидкостей или плавящихся твердых веществ) установлен около емкостей склада ГСМ.
3. Пожарный щит ЩП-Е для очагов пожара класса Е (пожары, связанные с горением электроустановок) установлен около буровой установки, со стороны силового блока.

16 Анализ и оценка степени риска при строительстве скважин

Надежность и безаварийность строительства нефтяных, газовых, газоконденсатных и других скважин обуславливаются многообразными факторами, из числа которых особо существенными являются следующие, составляющие базу для проектирования строительства:

– географическая и климатическая характеристика района;

– горно-геологические условия бурения;

– конструкция скважин, обусловленная горно-геологическими условиями бурения и обеспечивающая безаварийную проводку скважин, охрану недр и окружающей природной среды;

– способ бурения скважин и породоразрушающий инструмент в соответствии с принятой конструкцией скважин, горно-геологическими условиями бурения и материальной обеспеченностью бурового предприятия;

– промывочные жидкости, обеспечивающие надежность бурения, управления траекторией ствола, крепления, проведения исследовательских работ, освоение скважин и предотвращение возникновения аварийных и осложненных ситуаций;

– выбор обсадных, лифтовых труб и колонн, обеспечивающих выполнение заданной конструкции и долговечной эксплуатации скважин;

– выбор тампонажных материалов для крепления обсадных колонн с целью надежного разобщения пластов и предохранения обсадных колонн от воздействия агрессивных сред;

– выбор колонны бурильных труб и КНБК по интервалам глубин в соответствии с конструкцией скважин и геолого-техническими условиями;

– проектирование рациональной промывки скважин;

– выбор оборудования для обвязки устья скважин при бурении, эксплуатации, освоении;

– проектирование способа освоения скважин;

– выбор буровой установки для бурения и освоения скважин;

– выполнение регламентных и организационных работ в соответствии с требованиями нормативно-инструктивной документации, в том числе «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

16.1 Основные технико-технологические решения проекта

Сихорейское месторождение расположено на территории Ненецкого автономного округа, за полярным кругом, отнесённой к арктической зоне со сложным природно-климатическими условиями.

Горно-геологический разрез, представлен осадочными породами четвертичной, меловой, юрской, триасовой, пермской, каменноугольной и девонской систем. Разрез включает в себя: глины, песчаники, ангидриты, карбонаты, алевролиты и доломиты.

Основными осложнениями при бурении являются:

– наличие многолетнемерзлых пород (ММП);

– кавернообразования, связанные с обвалами и осыпями песчано-глинистых пород;

– зоны поглощения промывочной жидкости;

– нефтегазоводопроявления.

С целью обеспечения надежности бурения, уменьшения или полного исключения риска возникновения аварийных ситуаций и осложнений при бурении скважин запроектирована рациональная конструкция, представленная обсадными колоннами:

Кондуктор - диаметр 245 мм

Кондуктор спускается на глубину 350 м с целью перекрытия верхних неустойчивых пород четвертичной системы, нижнего мела и интервала залегания многолетнемерзлых пород. Колонна цементируется до устья.

Эксплуатационная колонна - диаметр 168,3 мм

Эксплуатационная колонна спускается на глубину 2240 м / 2410 м с целью перекрытия несовместимых условий бурения по результатам расчета на ГРП при ГНВП. На экспл. колонну устанавливается ПВО с целью безопасного вскрытия продуктивных пластов. Колонна цементируется до устья.

Эксплуатационный хвостовик- диаметр 114,3 мм

Хвостовик 114 мм спускается на глубину 3190 м / 4244 м с целью обеспечения долговечной эксплуатации скважин из продуктивных пластов D3fmIIIa, D3fmIV. Голова хвостовика устанавливается на 75 м выше башмака предыдущей обсадной колонны на глубине 2355 м по стволу. Хвостовик цементируется на всю длину до от башмака до подвески.

На основании вышеуказанного считаем, что проектная конструкция скважин полностью соответствует горно-геологическим условиям бурения и обеспечивает надёжность и безопасность строительства скважин на всех этапах.

Основные критерии расчета бурильной колонны:

– вес наиболее тяжелой бурильной колонны не должен превышать 0,6 величины параметра «Допустимая нагрузка на крюке» от расчетной массы бурильной колонны.

– запас прочности бурильной колонны при воздействии на нее статической осевой растягивающей нагрузки, крутящего момента, а также изгибающей нагрузки должны быть для роторного бурения не менее 1,5, для турбинного бурения – 1,4

– запас прочности бурильной колонны (по текучести) при применении клинового захвата и при воздействии на трубу избыточного наружного и внутреннего давления должен быть не менее 1,15.

Проектная конструкция бурильной колонны должна иметь следующие минимальные запасы прочности:

– на прочность – 1,5;

– на смятие в клиньях – 1,15;

– по выносливости > 1,5 и удовлетворяют условиям бурения скважин во всех интервалах глубин.

Для замены изношенных в процессе бурения скважин бурильных труб предусмотрен запас труб на нормативный износ. При соблюдении проектной конструкции бурильной колонны вероятность возникновения аварийных ситуаций практически исключается.

Конструкция бурильной колонны представлена в таблицах 8.2 – 8.6.

Проектные (расчетные) запасы прочности бурильных колонн превышают нормативные во всех интервалах бурения при запроектированных компоновках.

Проектные параметры промывочных жидкостей долевой и компонентный состав растворов по интервалам глубин установлены с учетом требований Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности и горно-геологических условий месторождения. Плотность бурового раствора в интервалах совместимых условий бурения определена из расчета создания столбом бурового раствора гидростатического давления в скважине, превышающее пластовое (поровое) давление. Запроектированные параметры, химическая обработка растворов обеспечивают качественную проводку скважин, предотвращают нефтегазоводопроявления, обвалы неустойчивых пород с образованием каверн, поглощения и гидроразрыва горных пород.

Типы растворов, их химический и долевой состав определен местными нормами, потребность в буровом растворе рассчитывается исходя из опыта пробуренных скважин на данном месторождении, что способствует безаварийной проводке скважин.

Крепление скважин включает расчеты величин давлений опрессовки обсадных колонн и ПВО в скважине, обсадных труб на поверхности, определение избыточных давлений. Расчет обсадных колонн и их цементирование в скважине, выполнено в проекте на основании ряда нормативных документов и инженерных расчетов, базирующихся на этих документах, в том числе:

– «Инструкция по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин», М., 1997 г., Госгортехнадзор России № 10-13/127 от 12.03.97 г.;

– «Инструкция по испытанию обсадных колонн на герметичность», М., ВНИИТнефть, 1999 г., Госгортехнадзор России № 10-13/137 от 11.03. 98г.;

– «Оборудование противовыбросовое, типовые схемы, основные параметры и технические требования и конструкции», ГОСТ 13862-90, Госстандарт СССР, М.,1990 г.;

– Приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020 №534 Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности “Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности”

– «Инструкция по креплению нефтяных и газовых скважин»,

– РД 39-00147001-767-2000, М., 2000 г.

Коэффициенты запаса прочности обсадных колонн приведены в таблице 9.4.

Фактические запасы прочности проектируемых колонн превышают нормативные, что исключает риск аварийности при спуске их в скважину и обеспечивает длительную эксплуатацию.

С целью снижения степени риска аварий с обсадными трубами в проектной документации предусмотрена опрессовка обсадных колонн совместно с ПВО в скважине и опрессовка обсадных труб на поверхности перед спуском в скважину. Схемы ПВО, величины давлений опрессовки устанавливаются «Инструкцией по испытанию обсадных колонн на герметичность», М., 1999 г.; ГОСТ 13862-90 «Оборудование противовыбросовое», М., 1990 г.; «Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности» от 15.12.2020г.

Надежность цементирования обсадных колонн в проекте определяется выполнением требований нормативных документов, регламентирующих типы применяемых тампонажных материалов, жидкостей затворения, высоты подъема тампонажных смесей за колоннами на необходимую высоту.

Для повышения надежности цементирования предусмотрены: крепление обсадных колонн цементными растворами нормальной плотности, химическая обработка цементных растворов, прокачка буферной жидкости, организационно-технические мероприятия по обеспечению подъема цементного раствора на необходимую высоту.

На эксплуатационную колонну 168мм предусмотрен монтаж превенторной установки, которая обеспечивает безопасность вскрытия пластов при бурении под эксплуатационную колонну.

Рабочее давление ПВО превышает фактическое (возможное) в процессе проводки скважин.

Снижение степени риска поломок элементов КНБК, бурильных труб, УБТ, талевой системы достигается проектным объемом работ по неразрушающему контролю (дефектоскопии) и периодических опрессовок КНБК и бурильных труб.

Проектной документацией предусмотрен необходимый объем работ и основные мероприятия по охране окружающей природной среды, обеспечивающее значительное снижение риска нанесения ущерба окружающей природе в районе ведения буровых работ.

С целью повышения надежности строительства скважин запроектирован комплекс средств механизации, контроля и диспетчеризации на буровых. Эти средства повышают безопасность и технический уровень эксплуатации объектов бурения.

Правила электробезопасности должны отвечать требованиям ПБ.

Подготовительные и вышкомонтажные работы производятся с выполнением требований ПБ. Проект содержит основные мероприятия по технике безопасности, промсанитарии и противопожарной безопасности.

Для снижения риска возникновения аварийной ситуации при строительстве скважин, производство всех видов работ осуществляется специально обученным обслуживающим персоналом согласно требованиям ПБ.

Отступление от проектных технических решений со стороны заказчика или подрядчика допускается только по согласованию с проектной организацией.

Заказчик и подрядчик обязаны строго выполнять требования «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности», соблюдать всю нормативную и инструктивную документацию на проводку скважин, а также постоянно повышать технологическую

дисциплину в буровых бригадах и квалификацию кадров (буровых мастеров, бурильщиков) – непосредственных исполнителей работ на объектах бурения, от которых в значительной степени зависит степень риска строительства скважин.

16.2 Анализ и оценка степени риска при строительстве скважин

Анализ риска – это часть системного подхода к принятию технико-технологических, экономических и других решений и практических мер, которые должны быть отражены в проектах на строительство скважин, с целью предупредить или уменьшить *опасность*. К опасности, при строительстве скважин, относится травматизм, аварийность, нанесение ущерба предприятию и окружающей среде и ряд других факторов.

Основная задача анализа риска заключается в предоставлении объективной информации о состоянии:

– трудовой дисциплины на буровом предприятии;

– производственного объекта;

– обученности персонала и наличие навыков при проведении работы в нештатных ситуациях;

– проведение организационно-технических мероприятий и др.

При строительстве скважин основные причины опасности следующие:

– травматизм персонала при нарушении функционирования оборудования из-за отказа; отказ (неполадка) – событие, заключающееся в нарушении работоспособности оборудования, объекта;

– нефтегазопроявление с выходом флюида на поверхность из-за отказа оборудования, недостаточной геологической изученности, человеческого фактора;

– аварии с нанесением больших материальных затрат предприятию.

Выявление и анализ недостатков при строительстве скважин, позволяет уменьшить количественную и качественную оценку риска, выбрать и заложить в проект оптимальные решения.

16.3 Анализ видов и последствий отказов

Этот вид анализа применяется для качественной оценки безопасности. В нашем случае, при строительстве скважин, вид отказа, приводящего к аварии, при которой может быть нанесен ущерб: персоналу, населению, окружающей среде, оборудованию. Критерии отказа по тяжести последствий:

- *катастрофическое событие* - приводит к нескольким смертельным исходам для персонала, полной потере объекта, невосполнимому ущербу окружающей среде;
- *критическое событие* - угрожает жизни людей, приводит к существенному ущербу имуществу и окружающей среде;
- *некритическое событие* - не угрожает жизни людей, возможны отдельные случаи травмирования людей, не приводит к существенному ущербу имуществу или окружающей среды;
- *событие с пренебрежимо малыми последствиями* - событие, не относящееся по своим последствиям ни к одной из первых трех категорий.

Категории отказов (в таблице 16.1)

– **А** – обязателен детальный анализ риска, требуются особые меры безопасности для снижения риска;

– **B** – желателен детальный анализ риска, требуются меры безопасности;

– **C** – рекомендуется проведение анализа риска, требуются меры безопасности;

– **D** – анализ и принятие мер безопасности не требуются.

Таблица 16.1 - Критерии отказа по тяжести последствий

Частота возникновения	**Тяжесть последствий**			
	катастрофический отказ	**критический отказ**	**некритический отказ**	**отказ с пренебрежимо малыми последствиями**
Частый отказ > 1	A	A	A	C
Вероятный отказ $1 – 10^{-2}$	A	A	B	C
Возможный отказ $10^{-2} - 10^{-4}$	A	B	B	C
Редкий отказ $10^{-4} – 10^{-6}$	A	B	C	D
Невероятный отказ $< 10^{-6}$	B	C	C	D

Рассмотрим вид отказа - аварийность.

Наиболее опасными являются аварии, связанные со взрывом и пожаром на объектах при нефтегазопроявлениях (открытых фонтанах).

Под степенью промышленного риска $Р_ф$ понимается величина вероятности возникновения отказа, приводящего к аварии, связанной с взрывом или пожаром на объектах.

Под степенью индивидуального риска $Р_{иф}$ понимается величина средней вероятности гибели человека в год.

Количественные величины исходных данных при расчетах $Р_ф$ и $Р_{иф}$ приняты по данным статистики и литературным источникам:

– «Дж. Хенли, Х. Кумамото «Надежность технических систем и оценка риска», М., «Машиностроение», 1984 г.;

– журнал «Безопасность труда в промышленности», М., 1995 г.;

– журнал «Нефтяная промышленность России», М., 1992

Принимается, что ПВО установлено.

При проведении расчетов по количественной оценке степени риска и риска смертельных исходов в случае аварийного фонтанирования на проектируемой скважине приняты следующие вероятности:

– вероятность аварии – $Р_1 = 1 - Р_{без.\ раб.} = 1$;

– вероятность безаварийной работы – $Р_{без.\ раб.} = 0$;

– вероятность нарушения технологического регламента – $Р_2 = 0{,}01$;

– вероятность фонтанирования – $Р_3 = 1$ на 1000 скважин;

– вероятность несвоевременного обнаружения аварийной ситуации – $Р_4 = 0{,}01$;

– вероятность несрабатывания дистанционного управления – $Р_5 = 0{,}01$;

– вероятность ошибок человека при ручном управлении – $Р_6 = 0{,}01$;

– вероятность несрабатывания превентора – $P_7 = 0,01$.

Степень риска при строительстве скважин складывается из произведения всех допустимых вероятностей (R_n): $R_n=P_1\times P_2\times P_3\times P_4\times P_5\times P_6\times P_7$

Таблица 16.2 – Степень риска при строительстве скважин

Скважины, бурящиеся по данной проектной документации	Количественная оценка промышленной и индивидуальной степени риска	
	$P_ф$	$P_{иф}$
Эксплуатационные скважины №№ 32102, 32103, 32104, 32105, 32106, 32121, 32122, 32123 на кустовой площадке № 1 Сихорейского месторождения	1×10^{-10}	8×10^{-13}

При возникновении фонтана и его загорания ущерб, в зависимости от своевременных мер по их ликвидации, может достичь 100 % стоимости строительства скважин ($C_{скв.}$).

В соответствии с ГОСТ 12.1.010-76 «Система стандартов безопасности труда. Взрывобезопасность. Общие требования» и ГОСТ 12.1.004-91 «Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность. Общие требования» приемлемым максимальным уровнем риска считается величина 10^{-6} в год.

Таким образом, проектными решениями по строительству скважин 1 куста Сихорейского месторождения обеспечивается уровень приемлемого индивидуального риска и достаточная безопасность производства.

Во «Временных методических указаниях» по составлению раздела «Оценка воздействия на окружающую среду», в схемах размещения ТЭО ЭТЭР и проектах разработки месторождений и строительства объектов нефтегазовой промышленности приводится примерная вероятность возникновения аварийных ситуаций на 1000 м бурения (проходки).

Примерная вероятность возникновения аварийных ситуаций на 1000 м бурения (проходки) представлена в таблице 16.3

Таблица 16.3 - Примерная вероятность возникновения аварийных ситуаций на 1000 м бурения (проходки)

Вид аварии	Вероятность возникновения аварий	
	разведочное бурение	эксплуатационное бурение
Поломка бурильных труб	0,022	0,006
Поглощение бурового раствора	0,044	0,015
Слом долота	0,021	0,003
Падение в скважину посторонних предметов	0,007	0,001
Прихват бурильного инструмента	0,02	0,001
Поломка обсадных труб	0,01	0,003
Недоподъем цементного раствора	0,0003	0,0003
Поломка забойных двигателей	0,009	0,002
Открытые фонтаны	0,0001	0,00001
Прочие виды аварий	0,016	0,002

Данной проектной документацией предусматривается строительство эксплуатационных наклонно-направленных скважин №№ 32102, 32103, 32104, 32105, 32106, 32121, 32122, 32123. Глубина бурения по проектной документации 4244 м. Примерная вероятность возникновения аварийных ситуаций на запроектированной скважине определяется по формуле:

$$P_{ав.} = P_{табл.} \times N_{скв.} \times L / 1000,$$

где $P_{табл.}$ –вероятность возникновения аварийных ситуаций на 1000 м проходки, взятая из таблицы;

$N_{скв.}$ – количество скважин, заложенных в данном проекте;

L – средняя проектная глубина скважин, м.

Расчетные вероятности возникновения аварийных ситуаций при бурении эксплуатационных скважин 1 куста Сихорейского месторождения с использованием данных таблицы составят:

от поломки бурильных труб:	Рав. =	0,203712
от поглощения бурового раствора	Рав. =	0,509280
от слома долот:	Рав. =	0,101856
от падения в скважину посторонних предметов:	Рав. =	0,033952
от прихвата колонны бурильного инструмента:	Рав. =	0,033952
от поломки обсадных труб:	Рав. =	0,101856
от недоподъема цементного раствора	Рав. =	0,010186
от поломки забойных двигателей:	Рав. =	0,067904
от открытого фонтанирования:	Рав. =	0,000340
от прочих аварий:	Рав. =	0,067904

Как видно из вышеприведенных расчетов, вероятность возникновения аварий от открытого фонтанирования невелика – $3{,}4 \times 10^{-4}$.

Статистика показывает, что все открытые фонтаны произошли по организационным причинам из-за нарушения технологии производства работ или правил безопасности. Проектные решения по строительству скважин предполагают обеспечение уровня приемлемого индивидуального риска и достаточную безопасность производства.

17 Мероприятия по предотвращению постороннего вмешательства в технологические процессы и противодействию террористическим актам

Все изменения и дополнения в геолого-технический наряд в процессе строительства скважин должны быть представлены в письменном виде, за подписью руководителей заказчика, бурового подрядного предприятия и проектной организации.

Технологические операции по скважине (спуск и цементирование обсадных колонн, набор угла наклона и азимута в наклонно-направленных скважинах, различного рода цементные заливки и т.д.) должны выполняться по плану, утвержденному техническим руководителем бурового предприятия, с назначением руководителя работ из числа ИТР.

Перед проведением технологической операции, руководитель работ обязан ознакомиться с планом предстоящих работ, при обнаружении в плане технологических осложнений, которое могут привести к аварийной ситуации и нанесению материального ущерба буровому предприятию, или несоответствий с геолого-техническим нарядом и технологическими регламентами на бурение скважины, руководитель работ обязан уточнить и согласовывать позиции плана работ с техническим руководителем бурового предприятия.

Не принимаются к исполнению указания по изменению технологического процесса бурения, переданные на буровую вышестоящей организацией без ведома и согласования с техническим руководителем бурового предприятия.

Не принимаются к исполнению указания, переданные на буровую по рации, исполнение которых противоречит геолого-техническому наряду, технологическим регламентам, способные привести к изменению нормального технологического процесса бурения.

Пользоваться рацией разрешается только буровому мастеру (начальник буровой), а в его отсутствии бурильщику, который находится на вахте.

Работы на скважине сторонних организаций (проведение ГИС, ИПГ и т.д.) должны проводится по плану по утвержденному и согласованному техническими руководителями подрядчика (геофизическая организация) и заказчика. При проведении ГИС, ИПТ на скважине обязан присутствовать ответственный руководитель работ из числа ИТР бурового предприятия (начальник геологического отдела или старший геолог).

Отступление от плана при проведении работ запрещается.

Проведение технологических операций в осложненных скважинах (поглощение, обвалы с образованием каверн, нефтегазоводопроявления) осуществляется по плану, утвержденному техническим руководителем бурового предприятия с приложением к нему мероприятий по недопущению аварийных ситуаций и других негативных последствий.

Нахождение посторонних лиц на территории буровой запрещается.

По периметру территории строящейся скважины должны быть выставлены предупредительные таблички: *"Вход и въезд посторонним лицам на территорию буровой запрещен!"*.

Вход на буровую (насосный или дизельный блоки, циркуляционная система и т.д.) лицам, не входящим в состав буровой бригады разрешается только в сопровождении бурового мастера.

Стоянка на территории строящейся скважины груженного автомобильного транспорта запрещается.

В темное время суток буровая установка и прилегающая территория должны быть освещены прожекторами.

Во время вынужденных простоев устье строящейся скважины должно быть загерметизировано и находиться под наблюдением.

Доступ к токсичным химическим реагентам (каустическая сода, кислота и т.д.) должен быть ограничен, обеспечено их хранение в закрытых помещениях.

Не допускать проникновения на территорию строящейся скважины посторонних лиц, о случаях попыток проникновения незамедлительно информировать руководство бурового предприятия.

Лица виновные в нарушении технологического процесса строительства скважин должны нести административную, материальную, судебную ответственность.

Обеспечить площадку строительства скважины ограждением с действующим контрольно-пропускным пунктом (КПП).

18 Мероприятия по предупреждению и ликвидации ГНВП и возможных осложнений. Мероприятия по повышению качества вскрытия продуктивных пластов

18.1 Мероприятия по предупреждению и ликвидации газонефтеводопроявлений и возможных осложнений

Глубина залегания газонефтеводопроявляющих пластов, зон возможных осложнений и их характеристики приведены в разделе 4.

Предупреждение газонефтеводопроявлений

Основной причиной возникновения газонефтеводопроявлений (ГНВП) является дестабилизация гидродинамического равновесия в системе «пласт-скважина» под действием депрессии на напорные пласты.

Газонефтеводопроявления в глубоких скважинах опасны высоким давлением в процессе закрытия и глушения; в скважинах малой и средней глубины (до 2000 м) опасность ГНВП обусловлена быстрым развитием процесса и трудностями раннего обнаружения проявлений.

Превышение забойного давления над пластовым давлением практически не приводит к предвыбросовой ситуации. Тем не менее, поступление пластового флюида в скважину возможно вследствие капиллярных перетоков, перетоков за счёт осмоса, поступления с выбуренной и обвалившейся породой, гравитационного замещения, диффузии газа, контракционного и фильтрационно-депрессионного эффектов.

Мероприятия по предупреждению газонефтеводопроявлений должны предусматривать следующее:

– предотвращение уменьшения гидростатического давления на пласт за счёт снижения плотности бурового раствора по сравнению с проектной;

– предотвращение поступления в циркулирующий раствор жидкости меньшей плотности (воды);

– обеспечение достаточной дегазации бурового раствора;

– предотвращение снижения уровня бурового раствора в скважине (в результате поглощения бурового раствора или недолива в скважину при подъеме бурильной колонны);

– предотвращение депрессии на пласт, возникающей при спускоподъёмных операциях, усиливающейся за счёт эффекта поршневания;

– обеспечение стабильности бурового раствора и поддержание его свойств в соответствии с проектными значениями;

– обеспечение надёжной работы противовыбросового оборудования и системы очистки бурового раствора, включая дегазатор;

– обеспечение контроля за уровнем жидкости в затрубном пространстве, за измерением разности между объёмом бурового раствора, доливаемого при подъеме колонны бурильных труб и вытесненного при её спуске, и объёмом металла труб при подъеме и спуске.

При разнице между объёмом доливаемого бурового раствора и объёмом поднятых труб более 0,5 м^3 подъем должен быть прекращён и приняты меры, предусмотренные инструкцией под действием вахты при газонефтеводопроявлениях.

При вскрытии напорных пластов на буровой необходимо иметь два шаровых крана. Один шаровый кран устанавливается между рабочей трубой и ее предохранительным переводником за 50 м до вскрытия напорного пласта, второй – является запасным. Кроме шаровых кранов на буровой необходимо иметь два обратных клапана – один является рабочим, а второй – резервный.

18.2 Мероприятия по предупреждению газонефтеводопроявлений при бурении под эксплуатационную колонну

Поглощения наиболее вероятны в интервалах, приуроченных к продуктивным объектам и обусловлены пониженными пластовыми давлениями и возникающей при вскрытии пласта репрессией.

При поглощении промывочной жидкости, возможно снижение уровня в скважине, что может привести к нефтепроявлениям.

При бурении интервалов поглощения необходимо принять меры по предупреждению и ликвидации поглощения промывочной жидкости.

При бурении, с целью предупреждения газонефтеводопроявлений, необходимо выполнить следующие мероприятия:

– Проверить обученность членов буровой бригады действиям по предупреждению и ликвидации ГНВП. При необходимости провести дополнительное обучение. Произвести распределение обязанностей среди членов вахты (смены) при ГНВП.

– Провести учебную тревогу по действию буровой бригады в случае ГНВП.

– Провести ревизию бурового оборудования (насосной группы, гидромешалки, системы очистки бурового раствора). Особое внимание обратить на исправность и работоспособность противовыбросового оборудования (ПВО). Проверить работу контрольно-измерительных приборов (ГИВ-6; манометров и т.д.), при необходимости заменить.

– Проверить работоспособность доливной емкости с уровнемером и мерной рейкой с делениями.

– Завезти на буровую необходимое количество бентонита, утяжелителя (барит, мел), хим. реагентов, наполнителя (кордное волокно, резиновая крошка и т.д.) и другие необходимые материалы и запчасти для нормальной работы буровой на период бурения скважины.

– Составить план работ по вскрытию нефтегазонапорных пластов при возможном поглощении промывочной жидкости. Назначить ответственных лиц из числа ИТР за безаварийность при бурении данного интервала. Ознакомить с планом всех ответственных лиц под роспись.

– Укомплектовать пожарный инвентарь согласно перечня.

– Приёмные емкости заполнить буровым раствором с параметрами согласно рабочему проекта.

– На буровой необходимо иметь запас бурового раствора в количестве не менее двух объемов скважины: один в емкостях буровой установки, второй разрешается иметь в виде материалов и химических реагентов для его оперативного приготовления.

– Скорость спуска бурильной колонны в зонах поглощения ограничить до 0,3-0,7 м/с.

– Во время бурения следить за циркуляцией бурового раствора и уровнем в приемных емкостях, а также за показаниями манометров на стояке и в насосной.

– Контролировать плотность бурового раствора через 1-2 ч, остальные параметры 3-4 раза в вахту (смену) с записью в журнале по буровым растворам. При частичном поглощении бурового раствора в процессе бурения с вскрытыми нефтеводонапорными пластами и отсутствии проявлений бурильную колонну поднять в башмак кондуктора с доливом, загерметизировать устье скважины и приступить к дообработке бурового раствора с вводом в него наполнителя (Kwik-Seal F, M, карбонатная мука SB Carb различного фракционного состава).

– Оптимальное суммарное количество вводимых в буровой раствор наполнителей изменяется от 0,5 до 3 % по весу на объем.

– После дообработки бурового раствора до параметров соответствующих проектной документации и ввода наполнителя проверить наличие проявления из скважины.

– При наличии проявления из скважины загерметизировать устье и приступить к его ликвидации по специальному плану.

– При отсутствии проявления спустить бурильную колонну по вышеизложенной технологии и продолжить углубление скважины.

– Постоянно регулировать гидродинамическое давление в скважине с целью поддержания режима равновесия в системе «скважина – пласт».

– Колонну бурильных труб из скважины поднимать только тогда, когда параметры бурового раствора одинаковы по всему циркулирующему объёму и соответствуют заданным величинам в рабочем проекте и ГТН.

– При подъеме бурильной колонны скважину обязательно доливать буровым раствором, который использовался при бурении, не допуская снижения уровня в затрубном пространстве.

– Если в процессе подъема бурильной колонны уровень в скважине не снижается, то подъем приостановить, восстановить циркуляцию бурового раствора, проверить наличие в нем газа или другого флюида, произвести обработку раствора до параметров, указанных в ГТН.

– Если при подъеме бурильной колонны возникло предположение о наличии «сальника» на бурильных трубах, то необходимо принять меры к его разрушению (промывка с вращением и расхаживанием, обработка бурового раствора реагентами – детергентами).

– Важное профилактическое мероприятие для предупреждения ГНВП – практическая подготовка буровых бригад, строгая технологическая и трудовая дисциплина членов бригад, непосредственных исполнителей работ на объектах.

– При вскрытии нефтеводонапорных пластов строго выполнять требования «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности», и «Инструкции по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов при строительстве и ремонте скважин в нефтяной и газовой промышленности»

18.3 Мероприятия по предупреждению и раннему обнаружению нефтеводопроявлений.

На каждую скважину с возможностью возникновения нефтеводопроявлений или открытого фонтана должен быть подготовлен план ликвидации аварий, утверждённый главным инженером бурового предприятия и согласованный с территориальными органами Ростехнадзора.

– С членами буровой бригады провести дополнительный инструктаж по первоочередным действиям членов бригады при проявлении признаков нефтеводопроявлений, порядок проведения штатных мероприятий по предупреждению развития аварий с росписью в журнале инструктажей. План ликвидации аварий должен быть вывешен на видном месте, доступном каждому члену бригады.

Ранними признаками возникновения и развития нефтеводопроявлений являются:

– несоответствие количества, закачиваемого в скважину и выходящего из неё бурового раствора, изменение уровня бурового раствора в приемных емкостях в процессе бурения;

– увеличение объёма (уровня) раствора в емкостях при бурении или проведении спуско-подъемных операций;

– повышение расхода (скорости) выходящего из скважины потока бурового раствора;

– повышение газосодержания в промывочной жидкости;

– снижение плотности бурового раствора;

– поступление жидкости из скважины при неработающих буровых насосах;

– резкий рост механической скорости при неизменных параметрах режима бурения;

– изменение давления на насосах при прочих равных условиях их работы;

– увеличение вращающего момента на роторе;

– снижение уровня столба раствора в скважине при технологических остановках и простоях.

При вскрытых нефтеводонапорных пластах производить контроль плотности бурового раствора не реже одного раза в час, остальные параметры замерять 3-4 раза в смену с записью в журнале по глинистым растворам.

При спуско-подъемных операциях контролировать соответствие объёмов металла поднятых (спущенных) труб и доливаемого (вытесняемого) в скважину (из скважины) бурового раствора. Режим долива должен обеспечивать поддержание уровня на устье скважины. Свойства бурового раствора, доливаемого в скважину, должен соответствовать требованиям проекта. Следить за уровнем бурового раствора в скважине при технологических остановках и длительных простоях.

При всех отклонениях в процессе нормального бурения, перечисленных выше, остановить углубление скважины, поднять бурильную колонну от забоя на длину свечи СБТ (квадратной штанги), загерметизировать устье и преступить к ликвидации аварии согласно плана работ.

При бурении скважин по предупреждению нефтеводопроявлений руководствоваться «Инструкцией по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов при строительстве и ремонте скважин в нефтяной и газовой промышленности», М, 1999 г. (РД 08-254-98 утверждено Постановлением Госгортехнадзором России № 80 от 31.12.98 г.) и ««Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

18.4 Предупреждение обвалов пород

Конструкцией скважины предусмотрено своевременное перекрытие обсадными колоннами интервалов неустойчивых горных пород склонных к осыпям и обвалам. В целях обеспечения устойчивости стенок скважины, предотвращения обвалов поддерживать параметры бурового раствора согласно геолого-технического наряда. Особое внимание уделить показателям реологических свойств и фильтрации бурового раствора.

Снизить время контакта бурового раствора с отложениями неустойчивых горных пород путём исключения непроизводительных затрат времени (аварии, простои).

В случае если, нарушения в технологии строительства скважины привели к осыпанию и обвалу неустойчивых пород, то наряду с вышеперечисленными мероприятиями провести укрепляющие цементные заливки осложнённого интервала.

Количество заливок до 3-х.

В случае отсутствия положительного результата дальнейшие работы вести по дополнительному плану, согласованного с проектной организацией и Заказчиком.

18.5 Мероприятия по предупреждению поглощений бурового раствора

Одним из видов осложнений при бурении скважин на Сихорейского месторождении является поглощение промывочной жидкости (бурового раствора).

Наиболее интенсивные зоны поглощения приурочены к отложениям нижнего отдела каменноугольной системы и верхнего девона которые литологически представлены карбонатными породами – доломитами и известняками. Эти породы являются коллекторами различного типа: поровые, трещиновато-кавернозные.

Опыт бурения в указанных отложениях свидетельствует о том, что карбонатные породы в зонах поглощений слабо сцементированы и состоят, вероятно, из разрушенного обломочного материала, склонного к осыпанию. Поэтому бурение в зонах поглощения, как правило, сопровождается осадконакоплениями. По мере образования каверн ухудшаются условия выноса шлама. В итоге возникают шламонакопления на забое скважины.

Пластовые давления в зонах поглощения в настоящее время не измеряются.

Бурение в нижнем отделе каменноугольной системы и фаменском ярусе необходимо производить с минимальной репрессией на пласты.

С учётом обеспечения долива (в объеме поднятых труб) скважины во время подъема инструмента по настоящему проекту рекомендуется следующий запас репрессии на зоны поглощения по интервалам глубин:

– до 1200 м – 10% пластового давления;

– 1200 – до проектной глубины – 5 % пластового давления;

Эти нижние значения запасов репрессии приняты согласно ПБ НГП.

Практика бурения скважин в карбонатных толщах пород, свидетельствует, что полные (катастрофические) поглощения в большинстве случаев сопровождаются «провалами» бурильного инструмента, после чего, как правило, циркуляция бурового раствора во время бурения полностью исчезает. На этом основании можно сделать вывод о том, что полные поглощения, в основном, вызваны естественной кавернозностью и тектонической нерешённостью карбонатных пород.

Гидродинамические давления, возникающие при спуске бурильных колонн, восстановлении циркуляции и промывке скважины, могут быть причиной гидроразрывов пластов и, следовательно, поглощений бурового раствора, а также гидроразрывов (гидропрорывов) уже закольматированной или изолированной зоны поглощения. Поэтому

регулирование гидродинамических давлений при бурении скважин является важным условием успешного прохождения зон поглощения.

На этапе планирования бурения скважин, в которых существуют риски возникновения поглощений, необходимо проведение подготовительных мероприятий:

– Согласовать с сервисом по наклонно-направленному бурению рецептуры кольматационных пачек для ликвидации поглощений.

– Завезти на буровую площадку запас компонентов бурового раствора на случай поглощения, обеспечивающий приготовление требуемого количества промывочной жидкости, а также реагенты для ликвидации поглощения.

– Перед началом бурения интервала с возможным поглощением включить в КНБК циркуляционный переводник.

– Иметь на буровой достаточный запас промывочной жидкости, материалов для его приготовления, а также технической воды на случай необходимости пополнения его объёма при поглощении.

– Иметь на буровой основу для ВУС с целью экстренной прокачки его в случае возникновения поглощения.

Мероприятия по предупреждению поглощений бурового раствора в целом выстраиваются по следующей технологической цепочке:

– применение комплекса профилактических мероприятий по предупреждению поглощений бурового раствора за счет улучшения очистки ствола и снижения ЭЦП на забой скважины;

– ограничение МСП в возможной зоне поглощения;

– снижение производительности БН, контроль плотности и реологических характеристик бурового раствора;

– исключить промежуточные промывки при нахождении КНБК в интервалах возможных Поглощений.

– ограничить скорость спуска КНБК до 0,2 м/с за 50 м до вскрытой или прогнозируемой зоны поглощения и до полного выхода КНБК из неё.

– скорость движения КНБК вниз с циркуляцией ограничить не более 0,1 м/с.

– плотность бурового раствора не должна превышать программное значение более чем на 0,02 г/см^3.

– перед запуском буровых насосов для разрушения структуры бурового раствора проворачивать компоновку ротором в течение 30 секунд.

– восстановление циркуляции производить ступенчато, начиная с минимальной производительности.

Выбор способов ликвидации поглощений осуществляется на основании определения интенсивности поглощения промывочной жидкости.

Фиксация зоны поглощения

– Зафиксировать глубину начала поглощения по стволу / по вертикали.

– Зафиксировать интенсивность поглощения при заданной производительности насосов.

– Зафиксировать плотность бурового раствора и реологические параметры.

– Описать процесс, при котором зафиксирован момент начала поглощения.

Первоочередные действия при возникновении поглощения:

– Снизить производительность буровых насосов до минимально возможной;

– Снизить механическую скорость бурения до 1 м/ч;

– Идентифицировать зону поглощения (глубина по вертикали / по стволу) с отражением в суточном рапорте;

– Снизить плотность бурового раствора (если допустимо);

– Снизить реологические характеристики и предельное статическое напряжение сдвига (если допустимо)

Комплексы мероприятий в зависимости от интенсивности поглощений приведены в таблице 18.1. Для ликвидации поглощения на одном интервале предусмотрено применение нескольких комплексов в зависимости от эффективности полученного результата. В случае получения отрицательного результата технологические операции не должны повторяться, а должны переходить на следующий по очередности комплекс.

Таблица 18.1 - Рекомендуемые пачки для борьбы с поглощениями

Интенсивность, %	**Тип КНБК**	**Состав кольматирующей пачки**	**Объем пачки, м^3**
Серпуховский ярус			
0-10	ВЗД + телесистема	$CaCO_3$ (80-120 кг/м^3)	5-15
10-30	ВЗД+ телесистема	$CaCO_3$ (40-80 кг/м^3) + К-MIX 1/3/5 (20-50 кг/м^3)	5-15
Фаменский ярус			
10-30	ВЗД + телесистема	$CaCO_3$ (40-60 кг/м^3) + К-MIX 1/3/5 (20-40 кг/м^3)	5-7
60-100	ВЗД + телесистема + циркуляционный переводник PBL	Бентонит (60-100 кг/м^3) + КМ-40/100/200 (100-200 кг/м^3)	5-10
		К-MIX 1/3/5 (60-100 кг/м^3) + Опилки древесные (20-60 кг/м^3)	5-10
	Открытый конец	Напрессовка кордового волокна (до 150 кг) и резиновой крошки (до 100 кг) с дальнейшей продавкой пачкой СБС+АК-639	4-6

Примечания
1. Размер кольматанта должен быть согласован с сервисами, предоставляющими забойное оборудование, исходя из пропускной способности телеметрической системы и других элементов КНБК.
2. В случае проведения напрессовки кольматанта, давление создавать при помощи циркуляции через блок дросселирования, что позволит плавно регулировать давление на забое.
3. При отсутствии несовместимых условий бурения (снижение гидростатического столба бурового раствора, вследствие поглощения, приводящее к поступлению пластового флюида) возможен спуск нецементируемого хвостовика без проведения мероприятий по ликвидации поглощения

При возникновении поглощения до 10% в процессе бурения секций под эксплуатационную колонну осуществляется кольматация зоны поглощения пачками на основе раствора с добавлением разнофракционного $CaCO_3$ (кислоторастворимый кольматант).

В процессе бурения секций под эксплуатационную колонну при увеличении интенсивности поглощения до 30 % в кольматационные пачки добавляется CaCO3 (до 80 кг/м3) и К-MIX 1/3/5 (до 50 кг/м3).

При бурении с поглощением до 30 % необходимо ограничить подачу бурового раствора до минимально возможной без ущерба для выноса шлама из затрубного пространства. Снизить плотность бурового раствора с учетом того, что в интервале

открытого ствола возможно нахождение отложений склонных к обвалообразованию, с учётом снижения подачи и плотности бурового раствора снизить реологический профиль.

При отсутствии циркуляции (полное поглощение) вскрывается зона поглощения + 15-20 м по стволу. Бурение в интервале поглощения осуществляется на тех воде с периодической прокачкой тандемных пачек (тех. вода / утяжеленная пачка на основе CaCO3) для очистки забоя с последующим кольматированием интервала пачками (Таблица 18.1). Далее производится смена КНБК (бурильные трубы + воронка) для осуществления мероприятий по снижению интенсивности / ликвидации поглощения.

При бурении в интервалах полных поглощений необходимо обеспечить пополняемый запас технической воды (150 $м^3$) и иметь запас хим. реагентов и кольматантов для приготовления не менее 100-150 $м^3$ бурового раствора.

Для ликвидации полных поглощений в зонах карстов и каверн необходимо включение в кольматирующие пачки на основе бентонита (100 $кг/м^3$) и разнофракционного $CaCO_3$ (до 400-500 $кг/м^3$) кордового волокна (до 150 $кг/м^3$) и резиновой крошки (до 100 $кг/м^3$), которые обеспечивают создание экрана и предотвращают миграцию последующих кольматирующих пачек и цементных растворов.

Альтернативные варианты представлены в таблице 18.2, один из которых намыв кордового волокна в зону поглощения.

В башмаке обсадной колонны (в интервале плотных пород, с низким риском диф. прихвата) в бурильные трубы порциями по 7-10 кг намывается кордовое волокно; корд предварительно замачивать в смазке или дизельном топливе. Для предотвращения забития СБТ корд продавливается по 0,05-0,10 $м^3$ приготовленной пачкой ВУС (бентонит 60-70 $кг/м^3$, кауст. сода 1-2 $кг/м^3$).

После намыва осуществить спуск бурильных труб до кровли поглощающего горизонта и произвести продавку кордового волокна пачкой ВУС (бентонит 60-70 кг/м3, кауст. сода 1-2 кг/м3).

Объем продавки рассчитывается по фактическим данным на буровой, продавку осуществлять с постепенным выходом на рабочий режим. При закачке производить непрерывное расхаживание на длину свечи и вращение бурильной колонны, контролировать возможное появление циркуляции

Снижение интенсивности поглощения после экранирования зон карстов и каверн достигается применением пачек композитного материала с водонабухающими полимерами.

После установки пачек в интервал поглощения закрывается ПВО и кольматант задавливается в поглощающий горизонт с помощью ЦА-320. Избыточное давление на устье не более 30-40 атм (эквивалент ЭЦП бурового раствора во время промывки / бурения), объем продавки определяется исходя из объема пачки, но не более 60-80% объема.

Для закрепления зоны поглощения устанавливается мост на основе цементного раствора плотности 1,80-1,90 $г/см^3$. Низкое значение водоцементного отношения (0,45-0,50) и высокая пластическая вязкость цемента (90-110 сПз) предотвращают его миграцию в зону поглощения. Для снижения рисков частичного поглощения раствора необходимо сокращение времени загустевания цементного раствора до 1,5 ч (расчетная продолжительность процесса цементирования обсадной колонны не должна превышать 75% времени начала загустевания).

При снижении интенсивности поглощения повторить операции по установке цементных мостов.

Таблица 18.2 - Альтернативные пачки для борьбы с поглощениями

Интенсивность	Тип КНБК	Наименование кольматантов	Концентрация кг/м^3	Объём пачки м^3
0-10% 2-10 м^3/час	ВЗД+ Телесистема	$CaCO_3$ 600 мкм	25	10-15
		Nutshell Fine	15	
		Nutshell Medium	15	
		CF-1	20	
10-30% 10-30 м^3/час	ВЗД	$CaCO_3$ 600 мкм	30	10-15
		Nutshell Coarse	20	
		Nutshell Medium	20	
		CF-1	25	
30-60% 30-60 м^3/час	Роторная или КНБК с PBL	Резиновая крошка	50	15-20
		$CaCO_3$ 600 мкм	60	
		Nutshell Coarse	30	
		Nutshell Medium	30	
		CF-1	35	
		Cord fiber	5-10	
60-100% 60 м^3/час – до полного поглощения	Открытый конец	Напрессовка Cord fiber	250 кг	15-20
		Резиновая крошка	60	
		$CaCO_3$ 600 мкм	60	
		Nutshell Coarse	30	
		Nutshell Medium	30	
		CF-1	50	

18.6 Предупреждение обвалов горных пород и кавернообразований

Конструкцией скважины предусмотрено своевременное перекрытие обсадными колоннами интервалов неустойчивых горных пород, склонных к осыпям и обвалам.

В целях обеспечения устойчивости стенок скважины, предотвращения обвалов при бурении в интервалах обвалов горных пород поддерживать параметры бурового раствора в соответствии со значениями табл. 7.1. Особое внимание уделить показателям реологических свойств и водоотдаче бурового раствора.

Снизить время контакта бурового раствора с отложениями неустойчивых горных пород путем исключения непроизводительных затрат времени (аварий, простоев).

В случае если нарушения в технологии строительства скважины привели к осыпям и обвалам неустойчивых пород, то наряду с вышеперечисленными мероприятиями, приведенными в таблице 18.3, провести укрепляющие цементные заливки осложненных интервалов. В случае отсутствия положительного результата дальнейшие работы ведутся по дополнительному плану, согласованному с проектной организацией и Заказчиком.

Мероприятия по предупреждению прихватов бурильной колонны при прохождении прихватоопасных зон представлены в таблице 18.4

Таблица 18.3 - Мероприятия по предупреждению обвалов и кавернообразований

Наименование осложнения	Наименование мероприятия	Глубина или интервал залегания зоны осложнения, м
Возможны при прохождении терригенных пород.	1. Поддерживать параметры бурового раствора в соответствии с требованиями проекта и ГТН	Возможны при прохождении терригенных пород.
	2. Создать условия для бурения неустойчивых интервалов с максимально возможными скоростями, не допуская остановок из-за отсутствия материалов, запасных частей, труб и т. д.	
	3. При турбинном способе бурения в случае появления признаков обвалов пород перейти на роторный способ бурения.	
	4. Спускать бурильную колонну следует с промежуточными промывками для снижения давления при продавливании бурового раствора, особенно, при больших значениях СНС.	
	5. Следует предусмотреть периодическую промывку ствола скважины порциями вязкого бурового раствора.	
	6. Для предупреждения обвалов неустойчивых пород необходимо применять известковые буровые растворы, почти исключающие обвалы глин, аргиллитов при бурении.	

Таблица 18.4 - Мероприятия по предупреждению прихватов бурильной колонны при прохождении прихватоопасных зон

Наименование осложнения	Интервал залегания, м	Интервал проведения мероприятия, м	Наименование мероприятия
Возможны при прохождении терригенных пород			1. Параметры бурового раствора поддерживать в соответствии с проектными значениями. 2. Плотность бурового раствора должна исключать превышение избыточного давления на пласт не более, чем это установлено нормами, для чего геологическая служба должна прогнозировать величину пластового давления с наибольшей точностью. 3. Для повышения противоприхватной безопасности необходимо в течении всего цикла бурения скважины поддерживать в промывочной жидкости определённое количество смазочных добавок и ингибитора глинистых сланцев. 4. При спуске бурильной колонны в скважину перед прихватоопасной зоной бурильную колонну оставляют в обсадной колонне и производят проверку роторной цепи, лебёдки, насосов, воздухопроводы. 5. Элементы низа бурильной колонны не должны иметь сварочных поясов и острых кромок, приводящих к разрушению глинистой корки на стенках скважины. 6. Строго следить за исправностью насосов и механизмов очистки промывочной жидкости (гидроциклон, вибросита, пескоотделитель и т. д.). 7. Запрещается оставлять бурильную колонну без движения в открытой части ствола, особенно при вскрытых неустойчивых породах; в продуктивных пластах, сильно пористых и проницаемых зонах, а также напротив пород, склонных к образованию осыпей и обвалов. 8. После длительных остановок в процессе бурения ствол скважины рекомендуется проработать, особенно интервалы неустойчивых пород. 9. В компоновку низа бурильной колонны рекомендуется включать узлы, снижающие площадь их наружной поверхности, входящую в контакт со стенкой скважины (спиральные УБТ). 10. В качестве противоприхватных опор можно использовать стабилизаторы, диаметр которых на 5-10 мм меньше диаметра долота.

18.7 Мероприятия по предотвращению прилипания бурильного инструмента к стенкам скважины или прихвата обвалившейся породой

Прихваты и прилипание бурильного инструмента при строительстве скважин Сихорейского месторождения возможны в результате:

– осыпей и обвалов неустойчивых горных пород;

– высокой скорости фильтрации бурового раствора в интервалах горных пород, обладающих высокими коллекторскими свойствами;

– изменения физического состояния горных пород в интервалах залегания глин и ангидридов при их контакте с щелочным фильтратом бурового раствора;

– падение с поверхности посторонних предметов в скважину.

Прихваты в результате потери устойчивости горных пород, склонных к текучести не предусматриваются из-за отсутствия их в разрезе скважины.

Прилипание бурильного инструмента к стенкам скважины за счёт высокой скорости фильтрации возможны при вскрытии отложений горных пород приуроченных к зоне частичных поглощений и продуктивных пластов.

Прилипание и бурение колонны в данном случае возможно в течение 1,5-2 часов после вскрытия указанных интервалов при оставлении инструмента без движения более, чем на 5 мин.

Прилипание бурильного инструмента за счёт изменения физического состояния (набухания) глин, ангидритов возможно при бурении отложений четвертичной, меловой и триасовой систем, а также верхнего отдела пермской системы.

Прилипание бурильного инструмента в интервалах перечисленных отложений возможно в случае увеличения срока строительства скважины (простои, аварии) в перечисленных интервалах относительно проектного при длительном контакте бурового раствора с горными породами.

Для исключения прихватов и прилипания бурильного инструмента при строительстве скважины применить следующий комплекс мероприятий:

– Исключить непроизводительные затраты времени при строительстве скважины (аварий, простои).

– В случае длительных остановок процесса бурения ствол скважины проработать. Особое внимание уделить интервалам залегания неустойчивых горных пород.

– Параметры бурового раствора поддерживать в соответствии с проектными значениями.

– Для повышения смазочных и противоприхватных свойств буровых растворов ввести в их состав карбонатный наполнитель и смазывающую добавку.

– Обеспечить устойчивую работу буровых насосов, режим промывки по всем интервалам обеспечить в соответствии с расчётными данными.

– Обеспечить устойчивую работу системы очистки бурового раствора.

– В процессе бурения следить за выносом шлама, при прекращении или уменьшения выноса шлама остановить бурение и промыть скважину в течение не менее 2-х циклов с одновременным рассаживанием инструмента.

– Не оставлять бурильную колонну без движения в открытой части ствола более чем на 5 минут.

– В компоновку низа бурильной колонны рекомендуется включать узлы, снижающие площадь их наружной поверхности, входящую в контакт со стенкой скважины (спиральные УБТ).

– При СПО не допускать «посадок» бурильного инструмента боле 5 тс, «затяжек» более 10 тс, интервалы «посадок» и «затяжек» проработать.

– Вести журнал наработки комплекта бурильных труб, УБТ. Своевременно проводить ревизию бурильного инструмента. Дефектоскопию и опрессовку бурильного инструмента проводить в соответствии с проектом.

– Элементы низа бурильных колонн не должны иметь сварочных поясов и острых кромок, приводящих к разрушению фильтрационной корки на стенках скважин.

– После окончания каждого долбления промыть ствол скважины в течение 2-х циклов с одновременным расхаживанием инструмента на максимальную длину.

– При бурении обеспечить расход промывочной жидкости, позволяющей формирование турбулентного режима потока в затрубном пространстве.

– Исключить падение в скважину с устья посторонних предметов.

18.8 Мероприятия по повышению качества вскрытия продуктивных пластов

При выборе способов бурения и типоразмеров долот (раздел 8), параметров бурового раствора (раздел 7), выборе скоростей спуска обсадных колонн, при расчёте режимов промывки, выборе материалов и режимов цементирования эксплуатационных колонн (раздел 9) учтены требования по повышению качества вскрытия продуктивных пластов.

Общим правилом должно быть стремление к снижению времени воздействия фильтрата бурового раствора и величины перепада давления (репрессии) на продуктивный пласт. С этой целью особое внимание следует уделять выбору таких параметров режима бурения, которые обеспечивают прохождение интервала от кровли продуктивного пласта до глубины спуска обсадной колонны с минимальным расходом долот. Для уменьшения непроизводительного и аварийного времени перед вскрытием пласта необходимо провести ревизию бурового оборудования, инструмента и противовыбросового оборудования, обеспечить буровую всем необходимым.

18.9 Мероприятия по предупреждению смятия колонн в интервалах ММП при длительных простоях и консервации скважин.

Набор мероприятий по предупреждению смятия колонн в скважинах в случае длительных их простоев после окончания бурения или в период эксплуатации зависит от предполагаемого срока простоя /времени обратного промерзания/ и наличия в заколонном пространстве замерзающей жидкости.

Для снижения вероятности смятия обсадных колонн при креплении скважин должны выполняться следующие требования:

- колонны в интервале ММП должны оборудоваться центрирующими устройствами, обеспечивающими концентричное расположение колонн во всем интервале ММП;
- тампонажные растворы должны быть седиментационно устойчивы и не расслаиваться с образованием водяных поясов;
- колебание плотности закаченных цементных растворов не должно превышать +0,3 г/см3, а облегчённых +0,5 г/см3;
- при цементировании колонн в интервале ММП прямым способом должен быть обеспечен выход тампонажного раствора на устье скважины.

Прочность крепи на смятие на всем интервале ММП должна выдерживать максимальные давления, которые могут возникнуть при полном восстановлении температур мёрзлых пород в данной скважине. Перечень мероприятий по предупреждению смятия

колонн должен разрабатываться предприятием-исполнителем работ по согласованию с добывающим предприятием, противофонтанной службой и органами Госгортехнадзора.

В процессе бурения, простоя скважины должен осуществляться периодический контроль температуры (термометрический метод с использованием термометрических трубок типа АДТ-01Р; ММТ-1; ММТ-4) крепи глубинными термометрами, при наличии в крепи замерзающих жидкостей. В случае падения температуры крепи до опасных значений необходимо обеспечивать периодические прогревы крепи прокачкой подогретой жидкости или отборами газа либо /при длительной консервации/ проведение управляемого замораживания без перфорации. В деле скважины должны быть полностью оформленные документы по каждой колонне, перекрывающей ММП:

- тампонажная карточка, диаграммы всех основных параметров процесса цементирования;
- акт об установке на колонне цементирующих устройств с указанием места их расположения;
- акт об определении водоотделения и сроков схватывания пробы тампонажного раствора;
- обработанной на устье скважины в момент завершения процесса цементирования, диаграмма геостатической температуры ММП на данной площади;
- сведения о прочности крепи на смятие в интервале ММП.

Мероприятия по строительству скважины в зонах многолетнемерзлых пород (МПП)

Проектная документация выполнена строго в соответствии с Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности, в т.ч. с обязательным выполнением раздела XXVII «Дополнительные требования безопасности к производству буровых работ в зонах многолетнемерзлых пород».

Основные мероприятия:

– Проектом предусмотрена надёжная конструкция скважины, обеспечивающая сохранность устья и околоствольного пространства в процессе всего цикла строительства и эксплуатации скважины.

– В целях предупреждения растепления ММП высота отсыпки площадки принимается 3,0 м. Основные проектные решения по отсыпке площадки приведены в разделе 2 «Схема планировочной организации земельного участка».

– Бурение ствола под направление до глубины 20-30 м необходимо производить на буровом растворе, предотвращающем кавернообразование и растепление пород. Направление должно цементироваться.

– Бурение скважины в интервале кондуктора предусматривается с промывкой забоя только специальными полимерными буровыми растворами с регламентированной фильтрацией, в максимально короткие сроки. Кондуктор перекрывает всю толщу ММП с заходом башмака не менее чем на 50 м в устойчивые горные породы.

– Для цементирования обсадных колонн применяется цемент для низких и нормальных температур с ускорителем схватывания.

– Температура тампонажного раствора должна быть не ниже 8-10°С, для обеспечения его ускоренного схватывания, но не превышать температуру бурового раствора при бурении под колонну.

– При опрессовке колонн и межколонных пространств следует применять незамерзающие жидкости, в том числе и используемые буферные жидкости.

– Комплекс мероприятий по предупреждению смятия колонн и аварийных проявлений в скважинах в случае длительных их простоев после окончания бурения или в период

эксплуатации зависит от предполагаемого срока простоя (времени обратного промерзания) и наличия в заколонном и межколонном пространствах замерзающей жидкости. Комплекс мероприятий разрабатывается организацией - исполнителем работ по согласованию с пользователем недр (заказчиком). При наличии в межколонных пространствах скважины замерзающих жидкостей необходимо проводить периодический контроль ее температуры глубинными термометрами

– Для контроля за температурой в зоне ММП предусмотрено проведение термометрии скважины, а также постоянный замер температуры промывочной жидкости на выходе из скважины средствами станции ГТИ. Термометрия скважины проводится с помощью глубинных термометров, замер температуры производится в интервале 0-400 м после спуска каждой обсадной колонны.

– Работы по вызову притока могут быть начаты только после обследования состояния скважины глубинными приборами (термометром, манометром), установления проходимости по всему стволу и прогрева крепи в интервале ММП прокачкой подогретой жидкости через спущенные НКТ.

19 Консервация и ликвидация скважин

Настоящий раздел разработан для выполнения работ по консервации / ликвидации при строительстве эксплуатационных наклонно-направленных скважин №№ 32102, 32103, 32104, 32105, 32106, 32121, 32122, 32123 на кустовой площадке № 1 Сихорейского месторождения, ЦХП, блок 3.

Разделом установлен порядок ведения работ и оформления документов при консервации / ликвидации скважины, определены применяемые при этом технические средства, оборудование и материалы. Детальное проведение работ по каждой конкретной скважине приводится в плане изоляционно-ликвидационных работ в соответствии с решениями проектной документации.

Ответственность за своевременное и качественное проведение работ по консервации / ликвидации скважины, а также охрану недр и рациональное использование природных ресурсов несет организация - владелец лицензии на пользование недрами (далее, Заказчик).

Работы по консервации и ликвидации скважин проводятся пользователем недр или его представителем (далее - пользователь недрами). Контроль состояния устьев ликвидированных и законсервированных скважин осуществляет пользователь недрами или уполномоченный им представитель в соответствии с действующими лицензиями на пользование недрами.

Ликвидация скважины осуществляется по инициативе пользователя недр ООО «Совместная компания «РУСВЬЕТПЕТРО».

Оборудование, используемое при ликвидации и консервации скважин, применяется на территории Российской Федерации в порядке, установленном законодательством Российской Федерации о техническом регулировании и в области промышленной безопасности.

При разработке раздела руководствовались требованиями:

– Федерального закона «О недрах» № 27-ФЗ, 03.03.1995 г.;

– Федерального закона «О производственной безопасности опасных производственных объектов» № 116-ФЗ, 27.07.1997 г.;

– Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утв. приказом Ростехнадзора от 15.12. 2020 г. № 534.

19.1 Технологические решения по консервации скважины

Консервации подлежат все категории скважин по окончании бурения на срок до их передачи заказчику для дальнейшей организации добычи нефти.

Консервация скважин производится после окончания строительства скважин и в процессе эксплуатации.

Консервация скважин в процессе бурения производится в случаях:

– консервации части ствола скважины, защищенного обсадной колонной, при сезонном характере работ - на срок до возобновления бурения;

– разрушения подъездных путей в результате стихийных бедствий - на срок, необходимый для восстановления путей;

– несоответствия фактических геолого-технических условий проектным - на срок до уточнения проектных показателей и утверждения нового (измененного) рабочего проекта производства буровых работ.

Консервация скважин может быть, как после перфорации, так и без проведения перфорации продуктивных горизонтов. В зависимости от наличия или отсутствия перфорации определяется плотность жидкости перфорации.

Временная приостановка скважин в связи с экономическими причинами (до строительства системы сбора и подготовки добываемой жидкости) может осуществляться без консервации на срок до 6 месяцев с последующим продлением по согласованию с территориальным органом Ростехнадзора, при условии выполнения мероприятий по безопасному пользованию недрами, безопасности жизни и здоровью населения, охране окружающей среды на срок приостановки скважин.

Порядок организации работ и оформления документации на консервацию скважины

Работы по консервации скважин (с учетом результатов проверки технического состояния скважин) проводятся пользователем недр или его представителем (далее - пользователь недрами).

Последовательность работ, выполняемых при консервации скважины для различных сценариев – в процессе бурения, после его окончания и в процессе эксплуатации, указана ниже.

Последовательность работ, выполняемых при консервации скважины в процессе бурения секции под 114 мм хвостовик и после его окончания

Порядок проведения работ устанавливается для случаев консервации скважин с открытым стволом и консервации скважин со спущенной перфорированной / неперфорированной колоннами.

1. Консервация скважин с открытым стволом:

- спустить бурильные трубы до забоя скважины, промыть и перевести скважину на буровой раствор в соответствии с таблицей 7.1 раздела 7 (Буровые растворы);
- поднять бурильные трубы до уровня башмака последней обсадной колонны;
- приустьевую часть скважины (на 300 м от устья) заполнить незамерзающей жидкостью, которая обеспечивает предотвращение ее замерзания при отрицательной температуре;
- устьевое оборудование защитить от коррозии (метод защиты определяется планом работ на консервацию);

- загерметизировать трубное и затрубное пространство скважины;
- провести консервацию бурового оборудования;
- на устье скважины укрепить металлическую табличку с указанием номера скважины, времени начала и окончания консервации скважины и организации-владельца.

2. Консервация скважин со спущенной неперфорированной колонной

- по окончании крепления ствола скважины обсадной колонной производится опрессовка обсадной колонны;
- спуск НКТ с воронкой до искусственного забоя;
- промыть скважину и довести параметры бурового раствора до значений, регламентированных проектом на строительство скважины: при промывке в буровой раствор добавить ингибитор коррозии INGICOR 35 или аналогом (ингибитор В-2, Катапин-А, Марвелан-К)
- приустьевую часть скважины (на 300 м от устья) заполнить незамерзающей жидкостью, которая обеспечивает предотвращение ее замерзания при отрицательной температуре;
- устьевое оборудование защитить от коррозии (метод защиты определяется планом работ на консервацию);
- с устьевой арматуры снять штурвалы, манометры, установить на арматуре заглушки;
- на устье скважины укрепить металлическую табличку с указанием номера скважины, времени начала и окончания консервации скважины и организации-владельца.

Последовательность работ, выполняемых при консервации скважины в процессе эксплуатации

- произвести монтаж подъёмного агрегата (УПА-60/80);
- заглушить скважину нейтральной жидкостью 1140 кг/м^3; оборудовать устье скважины ПВО;
- произвести гидравлические испытания скважины совместно с ПВО. Давление испытания должно определяться из условия остаточной прочности обсадной колонны;
- при наличии негерметичности и заколонной циркуляции дальнейшие работы вести по отдельному плану работ в соответствии с Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности с целью восстановления целостности скважины;
- поднять из скважины оборудование (при консервации сроком более одного года по скважинам, оборудованным глубинным скважинным оборудованием, поднимается подземное оборудование);
- спустить НКТ, промыть ствол скважины, при наличии аварийного оборудования нормализовать забой до головы аварийного оборудования;
- перевести скважинную жидкость на нейтральный раствор плотностью 1140 кг/м^3 исключающей коррозионное воздействие на колонну и обеспечивающей сохранение коллекторских свойств продуктивного горизонта и необходимое противодавление на пласт;
- поднять инструмент до глубины 300 м. Подъем труб из скважины проводится с доливом и поддержанием уровня на устье. При разнице между объемом доливаемого раствора и объемом металла поднятых труб более 0,2 м^3 подъем должен быть прекращен и приняты меры по герметизации устья.
- приустьевую часть скважины (на 300 м от устья) заполнить незамерзающей жидкостью, которая обеспечивает предотвращение ее замерзания при отрицательной температуре;
- оборудовать устье скважины, произвести демонтаж подъемного агрегата.

После завершения работ по консервации скважины предприятие-исполнитель составляет акт о консервации скважины. Консервация законченной строительством скважины считается завершенной после подписания акта о консервации организацией, эксплуатирующей ОПО и территориальным соответствующим органом Ростехнадзора.

При наличии в интервале необсаженного ствола доказанных или потенциально возможных источников МПП их изоляция (установка цементных мостов) на период консервации ведется согласно требованиям Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности.

Периодичность проверок состояния законсервированных скважин устанавливается пользователем недр, но не реже одного раза в год (для скважин, законсервированных в процессе бурения, после окончания бурения и в процессе эксплуатации если в них установлены цементные мосты) и одного раза в квартал (для скважин, законсервированных в процессе эксплуатации если в них не установлены цементные мосты). Результаты проверок отражаются в специальных журналах по произвольной форме.

При обнаружении в ходе проверок или в других случаях недостатков (устьевое давление, межколонные проявления, грифоны и ГНВП) скважина должна быть выведена из консервации. Пользователь недр обязан выяснить причины недостатков, разработать и реализовать мероприятия по их устранению. Дальнейшая консервация скважины может быть продлена после устранения причин появления неисправностей

Срок консервации скважин после эксплуатации без установки консервационного моста над интервалом перфорации - 5 лет. Срок консервации скважин после эксплуатации с установкой консервационного моста над интервалом перфорации - 7 лет. Срок нахождения в бездействии скважины перед консервацией при этом не учитывается. Продление срока консервации скважин устанавливается пользователем недр или его представителем.

Прекращение (в том числе досрочное) консервации скважин в процессе бурения или эксплуатации осуществляется на основании плана работ по выводу скважины из консервации.

В случае, когда длительность консервации зданий и сооружений ОПО может превысить сроки, предусмотренные документацией на их консервацию, такие объекты подлежат ликвидации или должны пройти экспертизу промышленной безопасности с целью продления сроков безопасной консервации и оценки угрозы причинения вреда имуществу, жизни или здоровью населения, окружающей среде.

Если длительность консервации скважины по той или иной причине превысила (или может превысить) проектные сроки или превысила 15 лет (срок нахождения скважины в бездействии при этом не учитывается) и по результатам наблюдения за ее состоянием (производственного контроля, экспертизы промышленной безопасности, государственного экологического контроля) может возникнуть угроза нанесения вреда жизни и здоровью людей, окружающей природной среде, имуществу, то по требованию соответствующего органа государственного надзора и контроля или самостоятельно пользователь недр обязан разработать и реализовать дополнительные меры безопасности, исключающие риск аварий, или ликвидировать скважину в порядке.

19.2 Технологические решения по ликвидации скважины

Все ликвидируемые скважины в зависимости от причин ликвидации подразделяются на 4 категории:

– I - скважины, выполнившие свое назначение;
– II - скважины, ликвидируемые по геологическим причинам;
– III - скважины, ликвидируемые по техническим причинам;
– IV - скважины, ликвидируемые по технологическим, экологическим и другим причинам.

Организацией (пользователем недрами) определяется категория, по которой ликвидируется скважина.

Для оформления комплекта документов на ликвидацию скважины пользователь недрами или его представитель создает комиссию. В комиссию включаются представители геологической службы, службы бурения, главного инженера, службы промышленной и экологической безопасности. Председателем комиссии назначается главный инженер или главный геолог пользователя недр. Дополнительно в комиссию могут привлекаться необходимые специалисты (геолог, экономист, главный бухгалтер). Решение комиссии о ликвидации группы скважин (скважины) является основанием для подготовки плана изоляционно-ликвидационных работ на конкретную скважину.

Ликвидация скважин с негерметичными обсадными колоннами, заколонными перетоками, грифонами допускается только после их устранения. В акте на ликвидацию скважины указываются перечень выполненных работ, результаты исследований по проверке надежности этих работ и вывод о непригодности скважины к ее дальнейшей безопасной эксплуатации. Акт составляется комиссией пользователя недрами с участием представителя территориального органа Ростехнадзора.

До проведения ликвидационных работ проводится диагностика технического состояния скважины по имеющейся геолого-промысловой информации с учетом последнего комплекса ГИС, выделяются потенциально опасные пласты-источники МПП и МКД во вскрытом разрезе.

МКД и МПП пластовых флюидов ликвидируются в процессе проведения работ по ликвидации, начиная с нижней части ствола скважины. Осложнения и аварии, возникшие в процессе изоляционно-ликвидационных работ в скважине, ликвидируются по дополнительным планам на ликвидацию скважин.

Подрядная организация обязана обеспечить ликвидацию скважины, не подлежащей использованию, в установленном порядке.

Проектная документация предусматривает два варианта ликвидации скважины:

– ликвидация скважины без спуска 114 мм хвостовика (осуществляется с буровой установки ZJ40).
– ликвидация скважины со спущенным 114 мм хвостовиком (осуществляется с подъёмного агрегата УПА-60/80);

Ответственность за своевременное и качественное проведение работ по ликвидации скважины, а также, охрану недр и рациональное использование природных ресурсов несет пользователь недр.

На проведение работ по ликвидации скважины составляется план в соответствии с документацией и с учетом конкретных горно-геологических условий. Согласованный и

утвержденный в установленном порядке план изоляционно-ликвидационных работ является основанием для проведения работ по ликвидации скважины.

Технологические и технические решения по ликвидации скважины

План работ на установку изоляционно-ликвидационных мостов должен предусматривать выполнение всех технико-технологических решений документации. В плане работ необходимо указать меры по предупреждению осложнений и аварий при производстве работ.

Техническим решением для ликвидации скважины принимается метод установки цементных мостов «на равновесии» с учетом конкретных горно-геологических особенностей разреза.

Высота цементных мостов и место их установки в скважине определяются в соответствии с Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности.

Ликвидация скважины без эксплуатационной колонны в зависимости от горно-геологических условий вскрытого разреза производится путем установки в открытом стволе цементных мостов в интервалах залегания высоконапорных минерализованных вод с коэффициентом аномальности больше 1.1 и низкопродуктивных, не имеющих промышленного значения залежей углеводородов. Высота цементного моста должна быть на 20 м ниже подошвы и на столько же выше кровли каждого такого горизонта.

В башмаке последней обсадной колонны устанавливается цементный мост с перекрытием башмака колонны не менее чем на 50 м выше и на 20 м ниже башмака колонны.

Изоляционно-ликвидационные цементные мосты в обсадной колонне устанавливаются напротив каждого объекта. Установленные цементные мосты перекрывают интервалы перфорации плюс 20 м выше и ниже подошвы пласта. Над кровлей верхнего продуктивного пласта цементный мост устанавливается на высоту не менее 50 м.

Наличие и интервал установки каждого ликвидационного моста, проверяется разгрузкой бурильного инструмента на 3 т. Проверка на герметичность цементных мостов в интервалах перфорации производится опрессовкой на нейтральном растворе с пересчетом давления опрессовки соответствующей обсадной колонны технической водой. Давление испытания принимается с учётом остаточной прочности обсадной колонны.

При ликвидации скважины с аварийным оборудованием в стволе скважины необходимо произвести установку цементного моста под давлением в интервалах перфорации и с перекрытием головы оставшегося инструмента на 20 м. После ожидания затвердения цемента следует определить разгрузкой бурильного инструмента или насосно-компрессорных труб верхний уровень цементного моста. При ликвидации скважин в результате аварии с внутрискважинным оборудованием (категория III-а) и невозможности его извлечения необходимо произвести торпедирование или отворот не прихваченной части инструмента.

При нахождении верхней части оставшегося в скважине оборудования ниже башмака последней спущенной колонны необходимо произвести установку цементного моста под давлением с перекрытием головы оставшегося инструмента на 50 м. После ожидания затвердения цемента следует определить разгрузкой бурильного инструмента или насосно-компрессорных труб верхний уровень цементного моста. В башмаке последней спущенной колонны необходимо также установить цементный мост высотой 50 м и проверить его наличие разгрузкой бурильного инструмента или насосно-компрессорных труб и опрессовкой. Дальнейшие работы проводятся в соответствии с требованиями настоящих Правил.

При аварии с внутрискважинным оборудованием, когда его верхняя часть осталась в интервале ствола, перекрытого последней спущенной колонны, необходимо произвести его торпедирование или отворот на уровне башмака колонны и цементирование под давлением с установкой цементного моста на уровне не менее 100 м над башмаком последней спущенной колонны.

Буровые и цементные растворы

Для ликвидации скважины применяется нейтральный раствор плотностью не менее 1140 кг/м^3.

По типу коррозионной среды скважина попадает под коррозию нейтральных сред и ингибиторы нефтяных сред. С целью снижения коррозии консервационная жидкость обрабатывается ингибитором коррозии INGICOR 35 или аналогом. В состав INGICOR 35 входят ингибиторы образования отложений, основу которых составляют пленкообразующий амин, а также фосфор и полимеры. Рекомендуемая концентрация ингибитора – 0,4-0,5 кг/м^3.

В соответствии с требованиями правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности требуется закачка незамерзающей жидкости в интервале 0 – 300 м. В качестве незамерзающей жидкости предусмотреть закачку пачки нефти разгазированной.

При установке ликвидационных мостов используется цементный раствор плотностью 1900 кг/м3, приготовленный на основе тампонажного ПЦТ I-G ГОСТ 1581-2019. Время загустевания цемента должно быть не менее 90 мин. Водоотделение цементного раствора должно быть не более 3,5 мл. Прочность цементного камня на изгиб после суток набора прочности – не менее 2,7 МПа. Прочность на сжатие при 60 градусах – 10,3 МПа.

Перед цементированием необходимо произвести лабораторный анализ тампонажного раствора. Применение цемента без проведения предварительного лабораторного анализа для условий предстоящего цементирования колонны запрещается.

Расчетная продолжительность процесса цементирования обсадной колонны не должна превышать 75% времени начала загустевания тампонажного раствора по лабораторному анализу.

Рецептура тампонажного раствора подбирается по динамической температуре и давлению, ожидаемым в цементируемом интервале скважины.

Подбор рецептур цементного раствора и буферных жидкостей для установки цементных мостов должен осуществляться с учетом горно-геологических условий бурения скважины, а также ее технологических особенностей.

Основными определяющими параметрами подбора рецептуры цементного раствора является время начала его загустевания, водоотделение, прочность цементного камня на сжатие и изгиб.

Порядок организации работ и оформления документации на ликвидацию скважины

Работы по ликвидации скважин (с учетом результатов проверки технического состояния скважин) проводятся пользователем недр или его представителем (далее - пользователь недрами).

Ликвидация скважины должна осуществляться на основании плана изоляционно-ликвидационных работ.

Последовательность работ по установке и испытанию мостов на прочность (и герметичность).

I. Ликвидация скважины без спуска 114 мм хвостовика (в том числе ликвидация пилотных стволов, аварийных стволов) осуществляется с буровой установки ZJ40

– спустить бурильные трубы до забоя;
– произвести промывку ствола с заполнением скважины нейтральным раствором с параметрами, приведенными в соответствии с требованиями проектной документации, предусмотренными для последнего пробуренного интервала скважины – 1140 кг/м^3;
– установить цементный мост, который обеспечит перекрытие продуктивных пластов с подъёмом его на 20 м ниже подошвы и на 50 м выше кровли пластов;
– поднять инструмент выше кровли моста на 50 – 100 м и произвести срезку в объёме двух затрубных пространств;
– выждать ОЗЦ в течение 10-16 ч (до набора прочности цемента 50 psi – определяется по результатам лаб. тестов);
– определить голову цементного моста разгрузкой бурильного инструмента на 3 т, но не более предельно допустимой нагрузки на цементный камень. Мост опрессовать на растворе плотностью 1140 кг/м^3 с пересчетом давления опрессовки соответствующей обсадной колонны технической водой (давление испытания должно определяться из условия остаточной прочности обсадной колонны);
– поднять бурильный инструмент до глубины залегания кровли водоносного горизонта верхнего карбона, установить цементный мост, который обеспечит перекрытие водоносного горизонта с подъёмом его на 20 м ниже подошвы и на 50 м выше кровли пласта;
– поднять инструмент выше кровли моста на 50 – 100 м и произвести срезку в объёме двух затрубных пространств;
– выждать ОЗЦ в течение 10-16 ч (до набора прочности цемента 50 psi – определяется по результатам лаб. тестов);
– определить голову цементного моста разгрузкой бурильного инструмента на 3 т, но не более предельно допустимой нагрузки на цементный камень. Мост опрессовать на растворе плотностью 1140 кг/м^3 с пересчетом давления опрессовки соответствующей обсадной колонны технической водой (давление испытания должно определяться из условия остаточной прочности обсадной колонны);
– поднять бурильный инструмент до глубины башмака предыдущей колонны, установить цементный мост, который обеспечит перекрытие башмака с подъёмом его на 20 м ниже и на 50 м выше башмака ОК;
– поднять инструмент выше кровли моста на 50 – 100 м и произвести срезку в объёме двух затрубных пространств;
– выждать ОЗЦ в течение 10-16 ч (до набора прочности цемента 50 psi – определяется по результатам лаб. тестов);
– определить голову цементного моста разгрузкой бурильного инструмента на 3 т, но не более предельно допустимой нагрузки на цементный камень. Мост опрессовать на растворе плотностью 1140 кг/м^3 с пересчетом давления опрессовки соответствующей обсадной колонны технической водой (давление испытания должно определяться из условия остаточной прочности обсадной колонны);
– после установки и проверки цементного моста производится опрессовка межколонного пространства на давление 5 МПа.
– ствол скважины между цементными мостами и выше последнего моста заполняется нейтральной жидкостью плотностью 1140 кг/м^3.
– поднять инструмент до глубины 300 м. Подъем труб из скважины проводится с доливом и поддержанием уровня на устье. При разнице между объемом доливаемого

раствора и объемом металла поднятых труб более 0,2 м3 подъем должен быть прекращен и приняты меры по герметизации устья.

– приустьевую часть скважины (на 300 м от устья) заполнить незамерзающей жидкостью, которая обеспечивает предотвращение ее замерзания при отрицательной температуре;

– поднять инструмент, демонтировать ПВО и устьевое оборудование;

– демонтировать буровую установку.

II. Ликвидация скважины на этапе эксплуатации – со спущенным 114 мм хвостовиком (осуществляется с подъёмного агрегата УПА-60/80):

– произвести монтаж подъёмного агрегата (УПА-60/80);

– заглушить скважину нейтральной жидкостью 1140 кг/м^3; оборудовать устье скважины ПВО;

– произвести гидравлические испытания скважины совместно с ПВО. Давление испытания должно определяться из условия остаточной прочности обсадной колонны;

– при наличии негерметичности, заколонной циркуляции, МКД и МПП дальнейшие работы вести по отдельному плану работ в соответствии с Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности с целью восстановления целостности скважины;

– поднять из скважины оборудование;

– спустить НКТ, промыть ствол скважины, очистить интервал перфорации, при наличии аварийного оборудования нормализовать забой до головы аварийного оборудования;

– перевести скважинную жидкость на нейтральный раствор плотностью 1140 кг/м^3;

– установить цементный мост, который обеспечит перекрытие продуктивного пласта с подъёмом его на 20 м ниже и на 50 м выше интервала перфорации;

– поднять инструмент выше кровли моста на 50 – 100 м и произвести срезку в объёме двух затрубных пространств;

– выждать ОЗЦ в течение 10-16 ч (до набора прочности цемента 50 psi – определяется по результатам лаб. тестов);

– определить голову цементного моста разгрузкой бурильного инструмента на 3 т, но не более предельно допустимой нагрузки на цементный камень. Мост опрессовать на растворе плотностью 1140 кг/м^3 с пересчетом давления опрессовки соответствующей обсадной колонны технической водой (давление испытания должно определяться из условия остаточной прочности обсадной колонны).

– после установки и проверки цементного моста производится опрессовка межколонного пространства на давление 5 МПа.

– ствол скважины выше цементного моста заполняется нейтральной жидкостью плотностью 1140 кг/м^3.

– поднять инструмент до глубины 300 м. Подъем труб из скважины проводится с доливом и поддержанием уровня на устье. При разнице между объемом доливаемого раствора и объемом металла поднятых труб более 0,2 м^3 подъем должен быть прекращен и приняты меры по герметизации устья.

– приустьевую часть скважины (на 300 м от устья) заполнить незамерзающей жидкостью, которая обеспечивает предотвращение ее замерзания при отрицательной температуре;

– поднять НКТ, демонтировать ПВО и устьевое оборудование;

– демонтировать установку, которой производилась ликвидация скважины.

– устье скважины необходимо оборудовать заглушкой (или глухим фланцем с вваренным патрубком и вентилем), установленной эксплуатационной колонне.

Наличие каждого из мостов после ОЗЦ проверяется разгрузкой бурильного инструмента с усилием, не превышающим предельно допустимую удельную нагрузку на цементный камень (до 3 т).

Результаты выполнения работ по установке цементных мостов и проверка их на прочность (герметичность) оформляется соответствующими актами за подписью ответственных исполнителей.

После завершения работ по ликвидации скважины составляется акт на выполненные работы по утверждённой форме (приложение №11 Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности) за подписью ответственных исполнителей, который затем предоставляется в территориальный орган Ростехнадзора.

Номер и дата акта о ликвидации проставляются территориальным органом Ростехнадзора после его подписания. После подписания акта территориальным органом Ростехнадзора ликвидация скважины считается завершенной.

Все материалы по ликвидированной скважине, включая подписанный сторонами акт на ликвидацию, должны быть сброшюрованы, заверены печатью и подписями. Материалы хранятся у пользователя недр.

Учет, ежегодный контроль состояния устьев ликвидированных скважин осуществляет пользователь недр. Периодичность проверок устанавливается пользователем недр, но не реже одного раза в год. Необходимые ремонтные работы при обнаружении неисправностей и нарушений требований по безопасному пользованию недрами, безопасности жизни и здоровью населения, охраны окружающей среды осуществляются пользователем недр на основании планов работ, составленных исполнителем работ и утвержденных пользователем недр.

Устье скважины необходимо оборудовать заглушкой (или глухим фланцем с вваренным патрубком и вентилем), установленной на эксплуатационной колонне. На устье скважины устанавливается бетонная тумба размером 1.0 х 1.0 х 1.0 м (допускается применение металлической опалубки диаметром не менее 0.5 м и высотой 1.0 м). На тумбе устанавливается репер высотой не менее 0.5 м с металлической таблицей (далее - таблица), на которой электросваркой указываются: номер скважины, дата ее ликвидации, месторождение (площадь), организации - пользователь недр.

20 Список нормативно-справочных и инструктивно-методических материалов, используемых при принятии проектных решений и строительстве скважин

Таблица 20.1 - Список литературы

1. Федеральный закон № 116-ФЗ "О промышленной безопасности опасных производственных объектов" в редакции, от 01.11.2017 г.
2. Федеральный закон "О недрах" № 27-ФЗ от 03.03.95 г.
3. Федеральный закон № 7-ФЗ "Об охране окружающей среды"
4. Федеральный закон №96-ФЗ "Об охране атмосферного воздуха", принят Государственной Думой 02.04.1999 г.
5. Федеральный Закон № 174-ФЗ "Об экологической экспертизе". Собрание Законодательства Российской Федерации, 1995 г., № 48.
6. Федеральный Закон РФ № 52-ФЗ "О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения " от 30.03.1999 г., принят ГЮФС РФ от 12.03.1999 г.
7. Закон РФ от 14.03.1995 г. № 33-ФЗ "Об особо охраняемых природных территориях", принят Государственной Думой от 15.02.1995 г.
8. Федеральный закон РФ №52-ФЗ «О животном мире»;
9. Водный кодекс Российской Федерации от 3 июня 2006 г. № 74-ФЗ
10. Лесной кодекс Российской Федерации от 4 декабря 2006 г. № 200-ФЗ
11. Земельный кодекс Российской Федерации от 25 октября 2001 г. № 136-ФЗ
12. СП 22.13330.2016 «СНиП 2.02.01-83* Актуализированная редакция. Основание зданий и сооружений»
13. СП 62.13330.2011 «СНиП 42-01-2002* Актуализированная редакция. Газораспределительные системы»
14. СП 31.13330.2021 «СНиП 2.04.02-84* Актуализированная редакция. Водоснабжение. наружные сети и сооружения»
15. СанПиН 2.1.3684-21. «Санитарно-эпидемиологические требования к содержанию территорий городских и сельских поселений, к водным объектам, питьевой воде и питьевому водоснабжению населения, атмосферному воздуху, почвам, жилым помещениям, эксплуатации производственных, общественных помещений, организации и проведению санитарно-противоэпидемических (профилактических) мероприятий»
16. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» в редакции от 15.12.2020 г.
17. РД 39-0148052-537-87. Макет рабочего проекта на строительство скважин на нефть и газ.
18. РД 52.04.667-2005. Документы о состоянии загрязнения атмосферы в городах для информирования государственных органов, общественности и населения. Общие требования к разработке, построению, изложению и содержанию.
19. РД 39-133-94 "Инструкции по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ на суше", М., Роснефть, НПО "Буровая техника", 1994 г.
20. РД 153-39-023-97. Правила ведения ремонтных работ в скважинах. Минтопэнерго России, 1997 г.
21. РД 08-254-98. Инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов при строительстве и ремонте скважин в нефтяной и газовой промышленности. Постановление Госгортехнадзора от 31.12.98 № 80, М., 1999 г.
22. РД 08-272-99 Требования безопасности к буровому оборудованию для нефтяной и газовой промышленности. Госгортехнадзор России, М., 2001 г.

23. РД 39-00147001-767-2000 Инструкция по креплению нефтяных и газовых скважин, М., 2000 г.
24. РД 153-39.0-062-00 Инструкции по испытанию пластов инструментами на трубах, М., 2001 г.
25. РД 153-39.0-109-01 Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений. "Наука", М., 2001 г.
26. Инструкция по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин, ВНИИБТ, М., 1997 г.
27. Инструкция по испытанию обсадных колонн на герметичность. Согласовано с Госгортехнадзором России от 13.01.1999 г.
28. Инструкция по расчету колонн насосно-компрессорных труб, Ассоциация буровых подрядчиков, М., 1998 г.
29. Инструкция по предупреждению открытого фонтанирования при бурении скважин. Утверждена Государственным геологическим комитетом СССР 31.05.65 г., Государственным комитетом нефтедобывающей промышленности при Госплане СССР 21.05.65 г., Государственным производственным комитетом по газовой промышленности СССР 24.05.65 г. М., Недра 1966 г.
30. Временная Инструкция по применению буферных систем при цементировании обсадных колонн, ВНИИКРнефть, Краснодар, 1975 г.
31. Временная Инструкция по предупреждению гидравлического разрыва горных пород при бурении скважин, ТатНИПИнефть, Бугульма, 1971 г.
32. Рекомендации по разработке проектно-сметной документации на строительство скважин. Согласованные с Госгортехнадзором России № 10-03/797 от 14.12.99 г.
33. Единые нормы времени на бурение скважин. Часть 1, 2. Москва 2000 г.
34. Межотраслевые нормы времени на геофизические исследования в скважинах, пробуренных на нефть и газ, Центральное Бюро нормативов по труду, М.., 1996 г.

Таблица 20.2 - Сокращения, типы, шифры, условные КОДы технических средств и инструмента

Сокращения, типы, шифры, условные обозначения	Расшифровка условных обозначений
ГТИ	Геолого-технологические исследования
МБК	Микробоковой каротаж
ДС	Измерение диаметра скважины
ГГКп	Гамма-гамма каротаж плотностной
БКЗ	Боковое каротажное зондирование
МЗ	Микрозонд
РК(ГК+НГК)	Радиоактивный каротаж (гамма каротаж + нейтронный гамма каротаж)
АК	Акустический каротаж
БК	Боковой каротаж
ИК	Индукционный каротаж
ОКЦ	Отбивка цементного кольца
АКЦ	Акустическая цементометрия
ФКД	Фазо-корреляционная диаграмма
ИННК	Импульсный нейтрон – нейтронный каротаж
ПАВ	Поверхностно-активные вещества
НКТ	Насосно-компрессорные трубы
ПБМБ	Порошок бентонитовый модифицированный, марка Б
КССБ-2М	Конденсированная сульфит-спиртовая барда
КМЦ 600	Карбоксиметилцеллюлоза
КНБК	Компоновка низа бурильной колонны
УБТ	Утяжеленные бурильные трубы
КЛС	Калибратор лопастной спиральный
ЦС	Центратор лопастной спиральный
МШУ	Металлошламоуловитель
ТБПК	Трубы бурильные с комбинированной высадкой
ОТТГ, ОТТМА	Трубы ОТТМ исполнения А и Б
ПЦТ	Портландцемент
НТФ	Нитрилотриметилфосфоновая кислота
МПБ	Материал буферный порошкообразный
ЦА	Цементировочный агрегат
БМ	Блок-манифольд
СМН	Цементосмесительная машина
СКЦ	Станция контроля цементирования
ОП	Оборудование противовыбросовое

Сокращения, типы, шифры, условные обозначения	Расшифровка условных обозначений
ПП	Превентер плашечный
ПК	Превентер кольцевой
МПБ2	Манифольд противовыбросового оборудования
ГУП	Блок гидравлического управления превенторами

ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИЙ НАРЯД

Строительство эксплуатационных наклонно-направленных скважин NN 32102, 32103, 32104, 32105, 32106, 32121, 32122, 32123 на кустовой площадке NN 1 Сихорейского месторождения, ЦХП, блок 3

Глубина скважин по вертикали: 3190 м;
Глубина скважин по стволу: 4244м;
Цель: Уточнение геологического строения нефтяной залежей фаменского яруса (пласт D3fm) верхнего девона;
Проектный горизонт: D3fm;
Продолжительность бурения: 45,5 сут.;
Продолжительность освоения объекта: 35,0 сут.;
Коммерческая скорость: 2800 м/ст.-мес.

Тип БУ: ZJ-40
Вышка: мачтовая, телескопическая с гидравлическим подъемом и спуском, с открытой передней частью;
Привод: дизельный;
Верхний силовой привод: DQ40B-JH;
Ротор: P-700;
Насосы: F-1300;
Лебедка: JC28;
Талевый блок: SL-250;
Оснастка: 5х6.

Оборудование устья скважины:
1. Противовыбросовое оборудование:
Колонна 114мм:
ОП-5 - 180/80 х 21 К1 ХЛ
Колонна 168мм(освоение):
ОП2-180/65х21 К1 ХЛ
2. Колонная головка:
ОКК1-21-168х245 К1 ХЛ
3. Фонтанная арматура:
АФКЭ2-65х21 К1 ХЛ

Опрессовка обсадных колонн

N п/п	Типоразмер обсадных труб	Давление опрессовки, МПа	Плотность опрессовочной жидкости, г/см3
1	Эксплуатационная колонна 168 мм ø168.28х8.9 "N80"	16,7	1,21
2	Эксплуатационный хвостовик 114 мм ø114.30х6.35 "K55"	16,7	1,14

Геологическая часть

Стратиграфия: Глубина по стволу, м; Система; Горизонт, ярус, свита, отдел (глубина по стволу/вертикали)

Литологический разрез

Нефтеносность (глубина по стволу)

Интервалы отбора керна (TVD)

Отбор керна производится в интервалах продуктивных пластов: 3263-3300м/2724-2742м (27 метров керна); 3680-3926м/2903-3014м(102 метров керна)

Осложнения (глубина по стволу/вертикали)

Поглощение БР: 2346-2446/2530-2670, 2941-3190/3760-4244м. Обвалы и осыпи стенок скважины: 700-1590м/698-1501м. ГНВП: 3263-3330/2724-2752, 2903-2941/3680-3770,2963-3014/3815-3926м. Прихватоопасные зоны: 0-520м, 520-920м/520-900м, 920-1940м/900-1820м, 1940-2410м/1820-2240м, 2410-2530/2240-2347.

Глубина по стволу, м	Система	Горизонт, ярус, свита, отдел (глубина по стволу/вертикали)
100	четвертичная+меловая	Нижний отдел меловой системы
600	Юрская	Верхний отдел
698		Средний + нижний отделы
940/920	Триасовая	Верхний+средний отделы
1262/1320		Средний отдел
1590/1501		Нижний отдел
1880/1763	Пермская	Верхний отдел
2000/1875		Кунгурский ярус
2530/2346		Ассельский, сакмарский ярусы
2670/2446	Каменноугольная	Верхний отдел
2740/2490		Нижний отдел
3620/2876	Девонская	Фаменский ярус
4244/3190		

3263-4244

Техническая часть

Конструкция скважины (глубина по стволу/вертикали): 245 | 168 | 114; 350; 2110/1970; 2335/2172; 2410/2240; 4244/3190

Промыслово-геофизические исследования	Параметры, тип промывочной жидкости	КНБК	Долото, Насадки	Частота вращения ротора ВСП, об/мин	Нагрузка на долото, тс	Производительность насосов, л/сек.
КС 2 зонда, ПС,Кавернометрия, профилеметрия,ГК, ННКт, Инклинометрия	Бентонитовый стабилизированный; Плотность:1,14 г/см3; ПВ: < 25 сП; ДНС:18-30 фунт/100 футов2; СНС10 сек: 10-15 фунт/100 футов2; СНС10 мин: 15-30 фунт/100 футов2; Фильтрация АНИ:≤10 см3/30мин; Ca2+:≤400 мг/л; pH: 8,5-9,5; МВТ:<56 кг/м3; Песок<1 % ; Смазка>1 % ; Корка ≤ 1 мм.	Бур.башмак 295,3 мм (0,52м) БТ 244.5х7.32 мм (11,4 м) ЦКОД 245 мм (1,3м) БТ 244.5х7.32 (337,58м)	PDC ø295,3 мм - 10х9.5	40-70 (прим.2)	2-8 (прим.2)	36-42 (прим.2)
В открытом стволе: ПС, 2КС, БК, ГК, НГК, АК, ГТК-П, ДС, ВИКИЗ*, инклинометрия с точками замера через 10 м, Рез, Терм. ДС для расчета цемента под эксплуатационную колонну; В обсадной колонне: АКЦ+ ФКД, СГДТ, гироскоп.	Тип: Полиакриламидный Плотность: 1,18-1,21(1,24)* г/см3; ПВ: < 28 сП; ДНС: 18 - 28 фунт/100 футов2; СНС 10 сек: 8 - 15 фунт/100 футов2; СНС 10 мин: 10 - 25 фунт/100 футов2; Фильтрация АНИ: ≤ 6 см3/30мин; Ca2+: ≤ 400 мг/л; pH: 8-9; МВТ: < 45 кг/м3; Песок: < 1 %; Смазка: ≥ 2 %; Корка: ≤ 1 мм; *- При признаках неустойчивости ствола скважины, по согласованию с Заказчиком допускается увеличение плотности до 1,24 г/см3.	PDC 219,1 мм (0,4м) ДГР 178 (9,5м) НУБТ 172 (4,5м) ЗТС 172 (9,5м) НУБТ 172 (4,5м) БТ 127х9,19 IEU "G" (250м) ТБТ 127х25,4 (100м) Яс гидрав. Jar-172 (9,25м) ТБТ 127х25,4мм (70м) БТ 127х9,19 IEU "G" (ост.)	PDC ø219,1 мм - 7х9,5	40-80	5-15	50-60
Примечание 1	Тип: Биополимерный; Плотность: 1,14* г/см3; ПВ: < 20 сП; ДНС: 18 - 25 фунт/100 футов2; СНС 10 сек: 6 - 12 фунт/100 футов2; СНС 10 мин: 8 - 25 фунт/100 футов2; Фильтрация АНИ: ≤ 5 см3/30мин; Ca2+: > 800 мг/л;pH: 9-11; МВТ: < 21 кг/м3; Песок: < 1 %; Смазка: ≥ 2 %; Корка: ≤ 1 мм. *-Допускается снижение плотности бурового раствора для вскрытия продуктивных отложений на основании проведённых замеров пластовых давлений по результатам ИПТ в пилотном стволе.	PDC 146,1мм (0,3м) ВЗД 120 мм (7,93м) КЛС 144,5 мм (0,8м) ЗСТ 120 мм (6,5м) НУБТ 120 мм (9,5м) Переводник SUB120мм (0,44м) ТБТ 88,9х57,2 мм (57м) БТ 88,9х9,35 "G" IEU NC38 (250м) ТБТ 88,9х57,2 мм (57м) Яс гидрав. 121 (5,8м) ТБТ 88,9х57,2 мм (57м) БТ 88,9х9,35 "G" IEU NC38 (2500м) БТ 88,9х9,35 "S" IEU NC38 (ост.)	PDC ø146,1 мм - 6х8;	40-80	5-15	28-36
В открытом стволе: БКЗ, ПС, БК, ИК, ГТКп, ГК, НГК, 2-ННКт, АКШ, электросканер, МКЗ, МБК, АК, ДС, Рез, Терм. LWD (ГК, резистивиметр); В обсадной колонне: АКЦ+ ФКД, СГДТ, гироскоп.	прим. 3 142.9мм Бур.головка (0,3м) Снаряд для отбора керна (18м) Переводник ПН 3-88х3-108 (0,6м) ТБТ 88,9 х 57,2 мм (57м) БТ 88,9х9,35 "G"NC38 Premium (250м) ТБТ 88,9 х 18,26 мм (57м) Яс гидрав. 121мм (5,8м) ТБТ 88,9 х 18,26 мм (57м) БТ 88,9х9,35 "G" NC38 Premium(2500м) БТ 88,9х9,35 "S" NC38 Premium (ост.)	прим. 3 Бур.головка ø142,9 мм - 4х8	прим. 3 15-30	прим. 3 1-5	прим. 3 10-20
В открытом стволе: ГК, ННКТ, LWD (ГК, резистивиметр); В обсадной колонне: Гироскоп.						

Примечание 1
В открытом стволе: КС, ПС, БК, МБК, МК, ВИКИЗ, АК, ГТКп, КВ-ПР, инклинометрия.
Примечание 2
Бурение интервала под кондуктор по решению заказчика, может осуществляться на 324 мм обсадной колонне в интервале 0-350м;
Примечание 3
Для интервала 4073(3090)-4178(3150)м с отбором керна.
Мероприятия по предупреждению ГНВП.
1. Перед вскрытием продуктивного пласта проверить состояние бурового оборудования, КИП и ОП, провести с вахтами учебные тревоги и получить разрешение военизированного отряда на дальнейшее углубление скважины.
2. Объем бурового раствора в циркуляционной системе должен быть не менее объема скважины.
3. Вскрытие продуктивного пласта без рабочего дегазатора запрещается.
4. В процессе бурения контролировать плотность бурового раствора на ситах и в конце очистной системы перед всасывающей линией буровых насосов.
5. Бурение продуктивных горизонтов вести с установкой под ведущей трубой/ВСП шарового крана.
6. При наличии поглощения, вскрывать продуктивные пласты категорически запрещается.
7. В интервалах возможных ГНВП после окончания долбления, перед СПО необходимо проводить промывку скважины до выхода забойной пачки на поверхность.
8. При подъеме инструмента доливать скважину буровым раствором с поддержанием уровня жидкости на устье скважины (с контролем объема доливаемой жидкости).
9. В случае поступления флюида и снижения плотности бурового раствора в скважине, загерметизировать устье, в течение 10 минут зафиксировать давление в трубном пространстве, вымыть флюид с противодавлением и перевести скважину на буровой раствор с плотностью, согласованной с техническим руководством.
10. Объем и параметры доливаемой жидкости записывать в вахтовый журнал.
11. При вскрытии продуктивных пластов соблюдать инструкцию по вскрытию пластов, содержащих сероводород.
12. Производить замер концентрации флюида с записью в журнале не реже 1 раза в сутки ИТР, ответственным за вскрытие этого пласта.
13. При вскрытии продуктивных горизонтов и при бурении скважин в осложненных условиях, показатели свойств бурового раствора следует контролировать:
13.1 плотность и вязкость - через 10-15 минут;
13.2 СНС, водоотдачу,t - каждый час;
13.3 содержание солей в фильтрате - 2 раза в день.
14. Указанные свойства должны регистрироваться в журнале.

Условные обозначения:

Глины; Суглинки; Песчанник; Аргилит; Ангидриты; Мергель; Доломит; Песок; Известняки; Нефтенасыщенность; Алевролиты; Глинистый песчаник

Согласовано

Взам. инв. N

Подп. и дата

Инв. N подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	N док.	Подп.	Дата
Разраб.		Кормухин			19.07.26
Проверил		Щербаков			19.07.26
Н.контр.		Казаков			19.07.26
ГИП		Казаков			19.07.26

1704-000-ТР-0001

Строительство эксплуатационных наклонно-направленных скважин NN32102, 32103, 32104, 32105, 32106, 32121,на кустовой площадке N 1 Сихорейского месторождения, ЦХП, блок 3

Стадия	Лист	Листов
П		1

Геолого-технический наряд

ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ

Формат А2 Файл 1704-000-ТР-0001_0.dwg