

Свидетельство № П-113-147-7707717910-2012.3 от 16.04.2012

Заказчик – ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

**«Строительство и обустройство скважин Бугровского месторождения»**

**Проектная документация**

**Раздел 4 Здания, строения и сооружения, входящие в инфраструктуру  
линейного объекта**

**Часть 3 Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-  
технического обеспечения, перечень инженерно-технических  
мероприятий, содержание технологических решений**

**Книга 4.2 Технологические решения. Строительство скважин на  
Башкирский ярус.**

**2021/354/ДС5-PD-ILO.IOS3.4.2**

**Том 4.3.4.2**

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

Общество с ограниченной ответственностью  
«ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»  
Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»  
«ПермНИПИнефть» в городе Перми

Свидетельство № П-113-147-7707717910-2012.3 от 16.04.2012

**«Строительство и обустройство скважин Бугровского месторождения»**

Проектная документация

Раздел 4 Здания, строения и сооружения, входящие в инфраструктуру линейного  
объекта

Часть 3 Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-  
технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий,  
содержание технологических решений

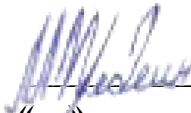
Книга 4.2 Технологические решения. Строительство скважин на Башкирский  
ярус.

2021/354/ДС5-PD-ILO.IOS3.4.2

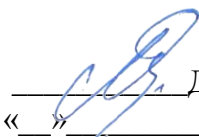
Том 4.3.4.2

Заместитель директора филиала по научной  
работе в области строительства скважин  
ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»  
«ПермНИПИнефть» в г.Перми




 А.А. Предеин  
«\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2022 г.

Начальник Управления проектирования  
строительства скважин филиала  
ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»  
«ПермНИПИнефть» в г. Перми

 Д.С. Лопарев  
«\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2022 г.

Главный инженер проекта  
отдела разработки рабочих проектов  
филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»  
«ПермНИПИнефть» в г. Перми

 П.Н. Кустов  
«\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2022 г.

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

2022

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



**Состав проектной документации приведен в томе 2021/354/ДС5-PD-SP**

Согласовано						2021/354/ДС5-PD-SP					
Взам. инв. №											
Подп. и дата											
Инв. № подл.	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	СОСТАВ ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ	Стадия	Лист	Листов	
								Разработал	Байдин		
Проверил	Топчиенко			07.2022							
Н. контр.	Топчиенко			07.2022							
							ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» ПермНИПИнефть в г.Перми				



## Оглавление

Раздел 1. ОБЩАЯ ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА.....	5
1. Сводные технико-экономические данные .....	5
2. Основание для проектирования .....	11
3. Общие сведения.....	12
4. Геологическая часть.....	16
4.1 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза скважины.....	16
4.2 Нефтегазоводоносность по разрезу скважины.....	20
4.3 Возможные осложнения по разрезу скважины .....	24
4.4 Исследовательские работы.....	29
4.5 Работы по испытанию и освоение скважины, сведения по эксплуатации .....	32
5. Конструкция скважины .....	41
6 Профиль ствола скважины .....	73
7 Буровые растворы .....	78
8 Углубление скважины .....	103
9 Крепление скважин .....	117
9.1 Обсадные колонны.....	118
9.2 Цементирование обсадных колонн .....	138
9.3 Оборудование устья скважины.....	150
10. Испытание скважины.....	154
11 Дефектоскопия и опрессовка .....	163
12 Строительные и монтажные работы .....	166
13 Продолжительность строительства скважины .....	183
14 Механизация и автоматизация технологических процессов, средства контроля и диспетчеризации.....	184
15 Охрана труда, противофонтанные мероприятия, промышленная санитария, промышленная и пожарная безопасность.....	196
16 Перечень нормативно-справочных и инструктивно-методических материалов, использованных при принятии проектных решений.....	249
Раздел 2. ЛИКВИДАЦИЯ И КОНСЕРВАЦИЯ СКВАЖИН.....	253
Паспорт.....	260
ПРИЛОЖЕНИЯ.....	265
Приложение А. Задание на проектирование .....	266
Приложение Б. Протокол ЦКР.....	271
Приложение В. Проектный наряд .....	292
Приложение Г. Геолого-технический наряд .....	294
Приложение Д. Схема расположения оборудования и коммуникаций .....	295
Приложение Е. Сводный геологический разрез.....	296
Приложение Ж. Схемы исполнения устьевого оборудования и колонной головки .....	298
Приложение З. Программа по буровым растворам .....	301
Приложение И. Программа по креплению .....	320
Таблица регистрации изменений .....	327

Согласовано
Взам. инв. №
Подп. и дата
Инв. № подл.

2021/354/ДС5-ИЛО.ИОС3.4.2.ТСН					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата
Разработал		Кармаенков			07.2022
Разработал		Кохан			07.2022
Разработал		Спешилова			07.2022
Разработал					
Проверел		Фефелов			07.2022
Н.контр.		Крапивина			07.2022
Раздел 4 Здания, строения и сооружения, входящие в инфраструктуру линейного объекта Часть 3 Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений Книга 4.2 Технологические решения. Строительство скважин на Башкирский ярус. Текстовая часть					
		Стадия	Лист	Листов	
		П	1	327	
ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» ПермНИПИнефть в г.Перми					

## Раздел 1. ОБЩАЯ ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

### 1. Сводные технико-экономические данные

Таблица 1.1 – Основные проектные данные

№	Наименование	Значение
1	2	3
1.	Номер района строительства скважин	17а
2.	Номера скважин, строящихся по данному проекту	см. табл. 1.1а
3.	Месторождение (площадь)	Бугровское (Бугровская)
4.	Цель бурения	Эксплуатационное
5.	Назначение скважин	Эксплуатационные
6.	Проектный базисный горизонт	Башкирский ярус (С <sub>2</sub> b)
7.	Проектные эксплуатационные горизонты	Башкирский ярус С <sub>2</sub> b (Бш)
8.	Проектная глубина, м по вертикали	1292
9.	Проектная длина, м по стволу	1372
10.	Число объектов освоения	1
11.	Вид скважин	наклонно-направленные
12.	Отклонение от вертикали точки входа в кровлю продуктивного пласта, м	404
13.	Максимальный зенитный угол, град	22,3
14.	Максимальная интенсивность набора зенитного угла, град/10м	1,0
15.	Максимальная интенсивность снижения зенитного угла град/10м	до 0,5
16.	Радиус круга допуска, м	50
17.	Категория скважины	первая
18.	Металлоемкость конструкции, кг/м	26,7
19.	Способ бурения	вращательный
20.	Вид привода	ДВС + электрический привод
21.	Вид монтажа	Повторный мелкими блоками или передвижка в кусте на 13,5 м
22.	Тип буровой установки	АРБ-100*
23.	Номер основного комплекта бурового оборудования	100
24.	Тип установки для испытания	АР-32/40**
25.	Максимальная масса колонны, т: обсадной	27,0***
	бурильной	37,7
26.	Продолжительность цикла строительства скважины, сут.	1-43,1; 2-36,9; 3-32,9
	в том числе: строительно-монтажные работы	1,2,3-6,3
	подготовительные работы к бурению	1-2,0; 2,3-0,6
	бурение и крепление	1-19,3; 2,3-14,5
	освоение:	1,2-13,9+1,6 ПЗР; 3-9,9+1,6ПЗР
27.	Проектная скорость бурения, м/ст. мес.****	1-2130; 2,3-2841

Примечание к таблице 1.1.

1.\* Возможно применение других типов буровых установок грузоподъемностью не менее 100т.

2. Заказчик при выборе подрядчика по тендеру для строительства скважин по данной проектной документации обязан выполнить следующие условия:

-минимально необходимая грузоподъемность не превышала величину параметра «Допустимая нагрузка на крюке» выбранной буровой установки;

- нагрузка на крюке от максимальной расчетной массы бурильной колонны и наибольшей расчетной массы обсадных колонн не должна превышать 0,6 и 0,9 "допускаемой нагрузки на крюке" соответственно [3, п.315];

-буровая установка должна иметь технический паспорт.

2. \*\*Допускается использование других установок с допустимой нагрузкой на крюке не менее 40 тонн.

3. \*\*\*Масса обсадной колонны приведена с учётом транспортной колонны ПВ-102.

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС5-ИЛО.ИОС3.4.2.ТСН	Лист
							2

## 4. Указаны значения:

- 1 – повторный монтаж с отбором керна, первая в кусте, добывающая с СКО;
- 2 – передвижка в кусте, без отбора керна. добывающая с СКО;
- 3 – последняя в кусте, без отбора керна, нагнетательная с СКО.

5. \*\*\*\*Коммерческая скорость будет корректироваться в индивидуальных программах на строительство скважин.

Таблица 1.1а – Номера скважин, строящихся по данному проекту

Месторождение (поднятие)	Объект	Номера скважин куста	Назначение скважин
Бугровское (Бугровское)	Куст № 5а (сущ. куст)		
	С <sub>2</sub> b (Бш)	600, 601, 809	Добывающие
		607	Нагнетательные

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
							3
Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС5-ИЛО.ИОС3.4.2.ТСН	

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	
К.уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

Таблица 1.2 – Общие сведения о конструкции скважины

Название колонны	Диаметр×толщина стенки колонны, мм (диаметр долота, мм)	Интервал спуска, м			
		по вертикали		по стволу	
		от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5	6
Направление*	323,9×9,5 (420,0)	0	10	0	10
Кондуктор	244,5×7,92 (295,3)	0	85	0	85
Эксплуатационная колонна	168,3×7,32 (215,9)	0	580	0	603
Эксплуатационный хвостовик	114,3×6,4 (149,2)	511	1292	528	1372

Примечание.

1. \*Приведено справочно. Применяется только на скважинах, где по результатам инженерных изысканий (поиск воды) в верхней части разреза присутствуют неустойчивые породы (пластичная глина, галечник, водоносный горизонт-верховодка). Бурение до спуска кондуктора производить с применением шламового насоса. Направление обустройства при подготовительных работах к бурению со станка БА-15.

2. Глубина спуска кондуктора может быть изменена в зависимости от распространения интервалов зон поглощения и по результатам бурения первой скважины в кусте.

3. Глубина спуска эксплуатационной колонны и хвостовика корректируется в зависимости от фактического профиля ствола скважины и данным геофизики и определяется службой Заказчика.

2021/354/ДС-ЛО.ЮС3.4.2.ТСН

Лист	4
------	---

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

Таблица 1.3 – Дополнительные сведения для составления смет

Мощность труборемонтных баз или площадок, тыс. м бурильных труб	Наличие тампонажной конторы или тампонажного цеха (ДА, НЕТ)	Время пребывания турбобура на забое, %	Дежурство, работа бульдозера, трактора на буровой, ч/сут.	Форма оплаты труда буровой бригады (сдельная, повременная)	Коэффициент оборачиваемости бурильных труб
1	2	3	4	5	6
Площадка, пользующаяся услугами мех. мастерской	да	-	работа трактора в процессе бурения 3 ч/сут, дежурство – 8 час.	сдельная	2,3

Плановые накопления — 8%  
 Полевое довольствие — 5,7 %  
 Премияльные доплаты — 6,6 %  
 Лабораторные работы — 0,15 %  
 Авторский надзор ООО “Лукойл-Инжиниринг”  
 “ПермНИПИнефть” - 214 041,00 руб. без учета НДС в ценах 2021г.  
 Супервайзерский контроль – 7900,0 руб./сут.

Режим работы бригад:  
 вышкомонтажная бригада –3 звенная со сменой звена через 7 дней  
 буровая бригада работает в 3 смены со сменой вахт через 7 дней  
 бригада по испытанию работает в 3 смены с пересменкой через 7 дней

2021/354/ДС-ЛО.ЮС3.4.2.ТСН

5	Лист
---	------

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	
К.уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

Таблица 1.4 – Дополнительные сведения для составления смет

Содержание полевой лаборатории по контролю промывочной жидкости в интервале, м		Дополнительные рабочие для приготовления утяжелителей и обработки бурового раствора		Дополнительные рабочие			Отходы бурения	Объем отходов, м <sup>3</sup>							
при бурении		при испытании		интервал глубины, м		кол-во		количество		число смен работы в сутки	всего	в том числе подлежит			
от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)			слесарей	электромонтеров			вывозу	используют для отсыпки	повт. использо ванию	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	
0	1372	—	—	не предусмотрены				1	1	1	Отработанный буровой раствор (ОБР)	244,6	89,3	-	155,3
											Буф. жидкости при цементировании + цемент на устье (при продавке)	24,0	24,0	-	-
											Буровой шлам (БШ)	76,2	76,2	-	-
											Буровые сточные воды (БСВ)	52,1	52,1	-	-
											Жидкость освоения	49,8	49,8		
<b>Кондуктор</b>															
0	85									Отработанный буровой раствор (ОБР)	36,4	6,4	-	30,0*	
										Буф. жидкости + цемент на устье	4,0	4,0	-	-	
											Буровой шлам (БШ)	12,4	12,4	-	-
<b>Эксплуатационная колонна</b>															
85	603									Отработанный буровой раствор (ОБР)	54,2	14,2	-	40,0**	
										Буф. жидкости + цемент на устье	4,0	4,0	-	-	
											Буровой шлам (БШ)	38,7	38,7	-	-

2021/354/ДС-ЛО.ЮС3.4.2.ТСН

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	
К у.ч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

Продолжение таблицы 1.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
<b>Хвостовик</b>														
603	1372									Отработанный буровой раствор (ОБР)	45,3 (Тех.вода)	-	-	45,3*
											52,8 (ХНР)	52,8 (ХНР)	-	-
											55,9 (УББР/ББР-СКП-МГ)	15,9 (УББР/ББР-Р-СКП-МГ)	-	40,0**
											Буф. жидкости + цемент на устье	16,0	16,0	-
Буровой шлам (БШ)											25,1	25,1	-	-
<b>Освоение</b>														
0	1372									Жидкость освоения	49,8	49,8		

Примечание.

1. Объем бурового раствора, который остается после окончания бурения каждого интервала складывается из объема раствора в циркуляционной системе буровой установки (на поверхности) и объема в скважине:  $V_{\text{ОБР}} = V_{\text{пов}} + V_{\text{скв}}$ .

Объем раствора в циркуляционной системе складывается из объема рабочего мерника и емкости ЦСГО:  $V_{\text{пов}} = V_{\text{раб}} + V_{\text{ЦСГО}}$ . При этом объем раствора на поверхности должен быть не менее объема скважины. Также в объеме отработанных буровых растворов учтена зона смешивания при переходах и цементирования.

Объем скважины вычисляется по формуле:  $V_{\text{скв}} = 0,785(D_{i-1}^2 \cdot L_{i-1} + d_i^2 \cdot K_i \cdot h_i)$ , где  $D_{i-1}$  – внутренний диаметр обсадной колонны, спускаемой для крепления предыдущего интервала,  $L_{i-1}$  – глубина спуска обсадной колонны, спускаемой для крепления предыдущего интервала,  $d_i$  – диаметр долота в интервале бурения,  $K_i$  – средний коэффициент кавернозности в интервале бурения.

В отходах бурения учтены объемы буферных жидкостей, используемых при цементировании каждой колонны (табл. 9.10).

2. Объем шлама:  $V_{\text{ш}} = V_{\text{ос}} \cdot K_2$ , где:  $V_{\text{ос}}$  – объем открытого ствола пробуренного интервала,  $\text{м}^3$ ,  $K_2$  - коэффициент разуплотнения и увлажнения выбуренного шлама ( $K_2=1,7$ ).

3. Объем буровых сточных вод на мойку площадок и оборудования:  $V_{\text{БСВ}} = 2,7 \cdot t_{\text{бур}}$ .

4. \*Объем бурового раствора, используемый при бурении следующего интервала.

5. \*\*Объем бурового раствора, сохраняемый в БДЕ (блоке дополнительных емкостей), для применения на следующих скважинах кустовой площадки.

2021/354/ДС-ЛО.ЮС3.4.2.ТСН

7	Лист
---	------

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К.уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

## 2. Основание для проектирования

Таблица 2.1 – Список документов, которые являются основанием для проектирования

№ п/п	Название документа (проект геологоразведочных работ, технологические схемы (проект) разработки площадей (месторождений), задание на проектирование), номер, дата, должность, фамилия и инициалы лица, утвердившего документ
1	«Дополнение к технологическому проекту разработки Бугровского нефтяного месторождения Пермского края», утв. Протоколом ЦКР Роснедр по УВС № 514 от 21.12.2021 г.
2	Лицензия ПЕМ № 12412 НЭ от 31.05.2004 г. (сроком до 31.12.2039 г.) на разработку и лицензия ПЕМ № 12417 НР от 31.05.2004 г. (сроком до 01.12.2102 г.) выдана ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» на геологическое изучение, разведку и добычу.
3	Задание на проектирование «Строительство и обустройство скважин Бугровского месторождения», утвержденное Заместителем Генерального директора по бурению ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» В.А. Яценко, 2020 г.

2021/354/ДС-ЛО.ЮС3.4.2.ТСН

Лист	8
------	---



Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	
К у.ч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

### 3. Общие сведения

Таблица 3.1 – Сведения о районе буровых работ

Наименование	Значение (текст, название, величина)
Месторождение	Бугровское
Административное расположение	
Республика	Россия
край	Пермский
район	Частинский
Год ввода площади в бурение	1978
Температура воздуха, °С	
среднегодовая	+2,8
наибольшая летняя	+39
наименьшая зимняя	- 52
Среднегодовое количество осадков, мм	559
Максимальная глубина промерзания грунта, м	1,33
Продолжительность отопительного периода в году, сут.	221
Продолжительность зимнего периода в году, сут.	164
Преобладающее направление ветра	южное

2021/354/ДС-ЛО.ЮС3.4.2.ТСН

Лист	9
------	---

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	
К.уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

Таблица 3.2 -Сведения о площадке строительства буровой

Наименование	Значение (текст, название, величина)
Рельеф местности	спокойный
Состояние местности	Местность спокойная. Углы наклона поверхности не превышают 6°.
Толщина, см	
снежного покрова	58
почвенного слоя	20
Растительный покров	смешанный
Категория грунтов	вторая

Таблица 3.3 – Размеры отводимых во временное пользование земельных участков

Назначение участка	Размер, га	Источник нормы отвода земель
Во временное краткосрочное пользование на период строительства скважины	Согласно акту выбора площадки	СН 459-74 нормы отвода земель для нефтяных и газовых скважин

2021/354/ДС-ЛО.ЮС3.4.2.ТСН

Лист	10
------	----

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	
К.уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

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

Название вида снабжения: для бурения, для дизелей, питьевая вода, для бытовых нужд; энергоснабжение, связь, местные стройматериалы) и т.д.	Источник заданного вида снабжения	Расстояние от источника до буровой,	Характеристика водо- и энергопривода, связи и стройматериалов
1	2	3	4
Водоснабжение:			
На период строительства водозаборной скважины	Подвоз воды автомобильным транспортом	35	Из разводящей сети АКБ «ЦДНГ - 7», ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»
на период строительства скважины (монтаж БУ, бурение, крепление, освоение) - для технических нужд	Водозаборная скважина,	0,1	Куст №14: Н=69м; Q=137,4 м <sup>3</sup> /сут; Куст №5а: Н=71м; Q=172,8 м <sup>3</sup> /сут;
– для хоз - бытовых и питьевых нужд	Водовод, подвоз воды автомобильным транспортом	35	Из разводящей сети АКБ «ЦДНГ - 7», ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»
Электроснабжение:			
- на период СМР	ДВС	-	АД-200-2 шт. (1-рабочая, 1-резервная)
- бурение и крепление	Уральская энергосистема, ДВС	-	Двигатель ЯМЗ-8424.10 (привод буровой лебедки и ротора) Caterpillar – С-18 (привод буровых насосов) Электроснабжение дополнительного оборудования: Кусты №№ 14, 5а от отпаяк ВЛ-6кВ фидера №09 ПС 110/6кВ «Опалиха»

2021/354/ДС-ЛО.ЮС3.4.2.ТСН

Лист	11
------	----

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К у.ч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

Продолжение таблицы 3.4

1	2	3	4
- на период испытания:	Уральская энергосистема, ДВС	0,1	Электроснабжение дополнительного и вспомогательного оборудования: Кусты №№ 14, 5а от отпаек ВЛ-6кВ фидера №09 ПС 110/6кВ «Опалиха»
			АР-32/40 (Двигатель ЯМЗ-236НЕ2.3)
			АД-200-1 шт. (аварийная)
Связь	сотовая	-	GSM 900/1800
Теплоснабжение - бурение и крепление освоение	электрокотел ДВС	0,2	Гейзер-600АБМ* ППУ-1200/100
Стройматериалы**	местные	30	гравий и песок

Примечание.

- \*Возможно применение других котельных установок.
- \*\*Уточняются по результатам инженерных изысканий.

2021/354/ДС-ПО.ЮС3.4.2.ТСН

Лист	12
------	----

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	
К.уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

#### 4. Геологическая часть

#### 4.1 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза скважины

Таблица 4.1 – Стратиграфический разрез скважины

Ар = + 177 м, Аз = + 171 м

Глубина залегания, м				Коэффициент кавернозности в интервале	Стратиграфическое подразделение	
по вертикали		по стволу			название	индекс
от (верх)	до (низ)	Скважины наклонно- направленные				
от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)			
1	2	3	4	5	6	7
0	17	0	17	1,3	Четвертичная система	Q
17	321	17	324	1,2	Казанский+уржумский ярусы	P <sub>2</sub> kz+ur
321	572	324	594	1,2	Уфимский ярус	P <sub>1</sub> u
572	623	594	649	1,2	Кунгурский ярус	P <sub>1</sub> k
623	652	649	681	1,2	Артинский карбонатный	P <sub>1</sub> ar <sub>k</sub>
652	783	681	822	1,07	Сакмарский+Ассельский ярусы	P <sub>1</sub> s+a
783	959	822	1012	1,07	Верхнекаменноугольный отдел	C <sub>3</sub>
959	1022	1012	1081	1,07	Мячковский горизонт	C <sub>2</sub> mc
1022	1134	1081	1202	1,07	Подольский горизонт	C <sub>2</sub> pd
1134	1190	1202	1262	1,07	Каширский горизонт	C <sub>2</sub> ks
1190	1242	1262	1318	1,12	Верейский горизонт	C <sub>2</sub> vr
1242	1292	1318	1372	1,10	Башкирский ярус	C <sub>2</sub> b

Примечание.

1.Приведен усредненный стратиграфический разрез. Альтитуда ротора корректируется в зависимости от типа буровой установки и результатов замера высотных отметок на кустовой площадке.

2021/354/ДС-ЛО.ЮС3.4.2.ТСН

Лист	13
------	----

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

Таблица 4.2 - Литологическая характеристика разреза скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Горная порода	Стандартное описание горной породы
	от (верх)	до (низ)		
1	2	3	4	5
Q	0	17	Суглинки, глины, пески, супеси	Суглинки, глины, пески, галечники, супеси.
P <sub>2kz+ur</sub>	17	321	Песчаники, алевролиты, глины	Переслаивание песчаников, алевролитов и глин. Встречаются прослой конгломератов, мергелей и известняков.
P <sub>1u</sub>	321	572	Песчаники, глины, алевролиты, доломиты, известняки	Переслаивание песчаников и глин с прослоями алевролитов, маломощными прослоями известняков и мергелей. В нижней части – доломиты и известняки глинистые, с прослоями гипса и ангидрита.
P <sub>1k</sub>	572	623	Ангидриты, доломиты	Ангидриты и доломиты.
P <sub>1ar<sub>k</sub></sub>	623	652	Ангидриты, доломиты	Ангидриты с прослоями доломитов.
P <sub>1s+a</sub>	652	783	Доломиты, известняки	Доломиты с редкими прослоями известняков, с включениями ангидритов.
C <sub>3</sub>	783	959	Доломиты, известняки	Доломиты с прослоями известняков и включениями ангидритов.
C <sub>2mc</sub>	959	1022	Известняки, доломиты	Переслаивание известняков и доломитов, встречаются прослой аргиллитов и мергелей.
C <sub>2pd</sub>	1022	1134		
C <sub>2ks</sub>	1134	1190		
C <sub>2vr</sub>	1190	1242	Известняки, аргиллиты, алевролиты	Чередование известняков, аргиллитов и алевролитов. Известняки часто глинистые.
C <sub>2b</sub>	1242	1292	Известняки	Известняки органогенно-обломочные, участками окремнелые.

Примечание. Интервалы представлены по вертикали.

2021/354/ДС-ЛО.ЮС3.4.2.ТСН

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

Таблица 4.3 – Физические свойства горных пород

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Горная порода краткое название	Плотность, кг/м <sup>3</sup>	Пористость, %	Проницаемость, мкм <sup>2</sup>	Твердость по Шрейнеру, кгс/мм <sup>2</sup>	Категория абразивности	Модуль Юнга, кгс/мм <sup>2</sup>	Коэффициент Пуассона	Категория породы по промышленной классификации
	от (верх)	до (низ)									
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Q	0	17	суглинки глины пески супеси	-	-	-	-	-	-	-	мягкая, сыпучая
P <sub>2kz+ur</sub>	17	321	песчаники алевролиты глины	2620	-	-	-	II- VII	190-260	0,26-0,35	мягкая, средняя
P <sub>1u</sub>	321	572	песчаники глины алевролиты известняки доломиты	2620	-	-	150-200	II- VII	260-550	0,27-0,33	средняя, мягкая, твердая
P <sub>1k</sub>	572	623	ангидриты доломиты	2720	-	-	150-200	I-II	610	0,27-0,33	средняя, твёрдая
P <sub>1ar<sub>k</sub></sub>	623	652	ангидриты доломиты	2720	9	0,022	200-300	IV-VII	550-610	0,28-0,31	средняя, твёрдая
P <sub>1s+a</sub>	652	783	доломиты известняки	2720	9	0,022	200-300	IV-VII	550-610	0,28-0,31	твердая, средняя
C <sub>3</sub>	783	959	доломиты известняки	2720	9	0,022	200-300	IV-VII	550-610	0,28-0,31	твердая, средняя
C <sub>2mc</sub>	959	1022	известняки доломиты	2720	9	0,022	200-300	IV-VII	550-610	0,28-0,31	средняя, твердая
C <sub>2pd</sub>	1022	1134									
C <sub>2ks</sub>	1134	1190									
C <sub>2vr</sub>	1190	1242	известняки аргиллиты алевролиты	2700	11,0	0,026	200-300	IV-VII	550-610	0,28-0,31	средняя, мягкая
C <sub>2b</sub>	1242	1292	известняки	2700	15,0	0,227	200-300	IV-VII	550-610	0,28-0,31	средняя

Примечание.

1. Интервалы указаны по вертикали.

2. Категории твердости и абразивности пород принята в соответствии со «Справочником по механическим и абразивным свойствам горных пород нефтяных и газовых месторождений», М., Недра, 1984.

2021/354/ДС-ЛО.ЮС3.4.2.ТСН

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Таблица 4.4 – Геокриологическая характеристика разреза скважины

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

Изм.	
К.уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

2021/354/ДС-ЛО.ЮС3.4.2.ТСН

Лист	16
------	----



Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	
К.уч.	
Лист	
№ док.	
Подп.	
Дата	

## 4.2 Нефтегазоводоносность по разрезу скважины

Таблица 4.5 – Нефтеносность

Название объекта (пласта)	Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, г/см <sup>3</sup>		Подвижность, мкм <sup>2</sup> /мПа*с	Содержание серы, % по весу	Содержание парафина, % по весу	Абсол. отметка ВНК, м	Параметры растворенного газа				
		От (верх) по верт.	До (низ) по верт.		в пластовых условиях	после дегазации					газовый фактор, м <sup>3</sup> /т	содержание сероводорода, %	содержание углекислого газа, %	относительная по воздуху плотность газа	давление насыщения в пласт. условиях, МПа
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
ВЗ*	C <sub>2vr</sub>	1219 (1293)	1221 (1296)	карбонатный поровый	0,856	0,871	0,0025	2,98	4,49	-1044,5	10,3	0,0	0,31	1,170	5,1
Бш	C <sub>2b</sub>	1248 (1325)	1262 (1340)	карбонатный поровый	0,856	0,871	0,0073	2,10	5,29	-1085,0	10,3	0,0	0,31	1,170	5,1

Примечание.

1. Нефтеносность указана согласно «Дополнению к технологическому проекту разработки Бугровского нефтяного месторождения Пермского края», утв. Протоколом ЦКР Роснедр по УВС № 514 от 21.12.2021 г.
2. \*Сведения по пласту ВЗ приведены справочно. В районе проектных тракторий сквжин коллектор замещен плотными непроницаемыми породами.
3. Отметки продуктивных горизонтов могут быть изменены в зависимости от расположения забоев конкретных скважин.
4. Интервалы указаны по вертикали, в скобках указаны интервалы по стволу.

2021/354/ДС-ЛО.ЮС3.4.2.ТСН

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	
К.уч.	
Лист	
№ док.	
Подп.	
Дата	

Таблица 4.5.1 - Характеристика продуктивных пластов

Индекс стратигр. подразделения (залежи)	Интервал, м		Тип коллектора	Тип флюида	Проницаемость пласта, мкм <sup>2</sup>	Коэффициент нефтенасыщенности, д. ед.	Коэффициент сжимаемости, 1/МПа*10 <sup>-4</sup>	Пластовое давление МПа	Градиент пластового давления, МПа/100 м
	От (верх) по верт.	До (низ) по верт.							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
C <sub>2</sub> vt (B3)*	1219 (1293)	1221 (1296)	карбонатный поровый	нефть	0,020	0,74	8,03	12,3	1,01
C <sub>2</sub> b (Бш)	1248 (1325)	1262 (1340)	карбонатный поровый	нефть	0,58	0,81	7,46	12,8	1,02

Примечание.

1. Характеристика продуктивных пластов указана согласно «Дополнению к технологическому проекту разработки Бугровского нефтяного месторождения Пермского края», утв. Протоколом ЦКР Роснедр по УВС № 514 от 21.12.2021 г.

2. \*Сведения по пласту B3 приведены справочно. В районе проектных тракторий скважин коллектор замещен плотными непроницаемыми породами.

3. Интервалы указаны по вертикали, в скобках указаны интервалы по стволу.

Таблица 4.6 – Газоносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал по вертикали, м		Тип Коллектора	ГНК, м	Содержание по объему		Относительная по воздуху плотность газа, доли ед.	Коэффициент сжимаемости и газа в пластовых условиях	Свободный дебит, Тис. м <sup>3</sup> /сут	Пластовое давление, МПа		Плотность газоконденсата, г/см <sup>3</sup>		фазовая проницаемость мкм <sup>2</sup>
	от (верх)	до (низ)			сероводорода	углекислого газа				начальное	остаточное	в пластовых условиях	на устье скважины	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	11	12	13	14
Свободный газ отсутствует														

2021/354/ДС-ЛО.ЮС3.4.2.ТСН

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	
К.уч.	
Лист	
№ док.	
Подп.	
Дата	

2021/354/ДС-ЛО.ЮС3.4.2.ТСН

Таблица 4.7 – Водоносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Химический состав воды, мг/л						Степень минерализации, г/л	Содержание H <sub>2</sub> S, мг/л	Тип воды по Сулину	Относится к источнику питьевого водоснабжения
	от (верх)	до (низ)			анионы			катионы						
					Cl <sup>-</sup>	SO <sub>4</sub> <sup>- -</sup>	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	Ca <sup>2+</sup>	Mg <sup>2+</sup>	Na <sup>+</sup> + K <sup>+</sup>				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Q	0	17	Поровый	1,0	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	0,2-0,5	н.с.	Гидрокарб. кальциевый, Гидрокарб. кальциево-магниевый	да
P <sub>1</sub> kz+u	17	321 (324)	трещинно-поровый	1,0	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	0,35-0,74	н.с.	Гидрокарб. кальциевый магниевый, Гидрокарб. кальциевый натриевый	да
P <sub>1</sub> fl + C <sub>3</sub>	321 (324)	959 (1012)	трещинно-поровый	1,169	147721,0	1171,0	37,0	17259,0	5452,0	69179,0	240,82	н.с.	ХЛК	нет
C <sub>2</sub> mc-C <sub>2</sub> vr	959 (1012)	1242 (1218)	поровый, трещинно-поровый	1,143-1,158	127798,0-143819,0	525,1-1238,0	12,2-36,6	9432,0-16200,0	2995,0-5831,0	57973,59-67092,97	208,86-230,44	н.с.	ХЛК	нет
C <sub>2</sub> b	1262 (1340)	1292 (1372)	поровый	1,154-1,172	142753,2-159886,0	541,5-703,0	48,8-122,0	14068,0-16876,0	3842,0-5165,0	64157,61-78731,09	229,35-258,59	н.с.	ХЛК	нет

Примечание.

1. Глубина залегания подошвы пресных вод до 80 м.
2. Физико-химическая характеристика подземных вод приведена согласно «Дополнению к технологическому проекту разработки Бугровского нефтяного месторождения Пермского края», утв. Протоколом ЦКР Роснедр по УВС № 514 от 21.12.2021 г.
3. Интервалы указаны по вертикали, в скобках указаны интервалы по стволу.

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К.уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

2021/354/ДС-ЛО.ЮС3.4.2.ТСН

20	Лист
----	------

**Таблица 4.8 – Давление и температура в продуктивных пластах**

(в графах 5,7 проставляются условные обозначения источника получения градиентов: РФЗ – расчет по фактическим замерам в скважинах) ПГФ – прогноз по геофизическим исследованиям)

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Градиенты давления									Температура в конце интервала	
	от (верх)	до (низ)	пластового			гидро разрыва пород			горного			°С	источник получения
			МПа на 100 м		источник получения	МПа на 100 м		источник получения	МПа на 100 м		источник получения		
			от	до		от	до		от	до			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Q	0	17	0,00	0,96	РФЗ	0,00	2,6	РФЗ	0,00	2,53	РФЗ	3,3	ПГФ
P <sub>2kz+ur</sub>	17	321	0,96	0,96	РФЗ	2,6	2,6	РФЗ	2,53	2,53	РФЗ	8,3	ПГФ
P <sub>1u</sub>	321	572	0,96	0,96	РФЗ	2,6	2,6	РФЗ	2,53	2,55	РФЗ	12,4	ПГФ
P <sub>1k</sub>	572	623	0,96	0,91	РФЗ	2,6	2,6	РФЗ	2,55	2,58	РФЗ	13,3	ПГФ
P <sub>1ar<sub>k</sub></sub>	623	652	0,91	0,91	РФЗ	2,6	2,6	РФЗ	2,58	2,60	РФЗ	13,8	ПГФ
P <sub>1s+a</sub>	652	783	0,91	0,91	РФЗ	2,6	2,6	РФЗ	2,60	2,60	РФЗ	15,9	ПГФ
C <sub>3</sub>	783	959	0,91	0,96	РФЗ	2,6	2,6	РФЗ	2,60	2,60	РФЗ	18,8	ПГФ
C <sub>2mc</sub>	959	1022	0,96	0,96	РФЗ	2,6	2,34	РФЗ	2,60	2,60	РФЗ	19,9	ПГФ
C <sub>2pd</sub>	1022	1134	0,96	0,96	РФЗ	2,34	2,34	РФЗ	2,60	2,60	РФЗ	21,7	ПГФ
C <sub>2ks</sub>	1134	1190	0,96	0,96	РФЗ	2,34	2,34	РФЗ	2,60	2,60	РФЗ	22,6	ПГФ
C <sub>2vr</sub>	1190	1242	1,01	1,01	РФЗ	2,34	2,34	РФЗ	2,60	2,60	РФЗ	23,5	ПГФ
C <sub>2b</sub>	1242	1292	1,02	1,02	РФЗ	2,34	2,34	РФЗ	2,63	2,63	РФЗ	24,3	ПГФ

Примечание.

1. Градиент давления гидро разрыва пород: 0-1000м а=2,6 МПа/100м, более 1000м а=2,34 МПа/100м
2. Температура в скважине на глубине спуска кондуктора (глубина по вертикали 85 м) составляет 5 °С, на глубине спуска эксплуатационной колонны (глубина по вертикали 580 м) составляет 13°С.
3. Интервалы указаны по вертикали.

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

### 4.3 Возможные осложнения по разрезу скважины

Таблица 4.9 – Поглощения бурового раствора

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Максимальная интенсивность поглощения, м <sup>3</sup> /ч	Имеется ли потеря циркуляции, да, нет	*Градиент давления поглощения, МПа на 100м		Условия возникновения	Мероприятия по ликвидации последствий поглощения
	от (верх)	до (низ)			При вскрытии	После изоляции		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Q	0	17	От частичных до полных	да	1,39	-	1. Наличие высокопроницаемых пород. 2. Превышение максимально допустимой репрессии на пласт, получение гидроразрыва пород или поглощения раствора.	Мероприятия по ликвидации поглощений представлены в таблице 5.4а. и в «Программе работ по буровым растворам».
P <sub>2</sub> kz+ur	17	82	От частичных (10 м <sup>3</sup> /ч) до полных	да	1,39	1,9		
	90	321 (324)	Частичные до 15	нет	1,39	1,9		
P <sub>1</sub> s+a	652 (681)	783 (822)	Частичные	нет	1,39	1,9		

Примечание.

1. Значения интервалов указаны по вертикали, в скобках - по стволу.
2. Интервалы поглощений выбраны исходя из фактических данных, полученных при бурении скважин Бугровского месторождения, и потенциальных осложнений, характерных для геологического разреза месторождений Пермского края.
3. \*Указаны градиенты начала поглощения. Уточняются по результатам опрессовки ствола скважины в процессе бурения (см. табл.5.4).

Изм.	
К.уч.	
Лист	
№ док.	
Подп.	
Дата	
2021/354/ДС-ЛО.ЮС3.4.2.ТСН	
Лист	21

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К.уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

2021/354/ДС-ЛО.ЮС3.4.2.ТСН

2021/354/ДС-ЛО.ЮС3.4.2.ТСН	
----------------------------	--

Лист	22
------	----

Таблица 4.10 – Осыпи и обвалы стенок скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Буровые растворы, применявшиеся ранее			Время начала осложнения, сут	Условия возникновения	Мероприятия по ликвидации последствий (проработка, промывка и т.д.)
	от (верх)	до (низ)	Тип раствора	Плотность, гр/см <sup>3</sup>	Дополнительные параметры			
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Q	0	17	-	-	-	-	1. Ухудшение фильтрационных характеристик и ингибирующих свойств бурового раствора по отношению к проектным. 2. Снижение плотности и противодавления бурового раствора на стенки скважины. 3. Нарушение режима СПО.	1. Спуск направления, кондуктора, эксплуатационной колонн и хвостовика. 2. Бурение с промывкой буровым раствором в соответствии с показателями, указанными в табл. 7.1 3. Проработка ствола в интервалах обвалообразований 4. Промывка многоцикловая. 5. Установка закрепляющих цементных мостов при необходимости в терригенных отложениях.
P <sub>2</sub> kz+ur+P <sub>1</sub> u	17	572 (594)	ГБР	1,06-1,08	-/Φ ≤ 18 см <sup>3</sup> /30мин; УВ ≥ 30-40	-		
C <sub>2</sub> vr	1190 (1262)	1242 (1318)	Тех. вода, ХНР/	н.с/ 1,15	-	36		

Примечание.

1. Глубины интервалов указаны по вертикали, в скобках указаны интервалы по стволу.
2. Параметры буровых растворов взяты по ранее пробуренным скважинам Бугровского месторождения.
3. Приведены интервалы возможных осложнений. Осыпи и обвалы возможны при несоблюдении требований к параметрам бурового раствора, нарушении режима СПО.

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К.уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

2021/354/ДС-ЛО.ЮС3.4.2.ТСН

2021/354/ДС-ЛО.ЮС3.4.2.ТСН	
----------------------------	--

Лист	23
------	----

Таблица 4.11 – Нефтегазопрооявления

Индекс стратиграфического подразделения (объект)	Интервал, м		Вид проявляемого флюида	Характер проявления	Ожидаемое давление на устье при ГНВП**, МПа	Условия возникновения	Мероприятия по предупреждению
	от (верх)	до (низ)					
1	2	3	4	5	6	7	8
C <sub>2</sub> гг (ВЗ)*	1219 (1293)	1221 (1296)	нефть	1. Увеличение объема и изменение параметров бурового раствора; 2. раствора; увеличение газопоказаний 3. Пленка нефти	6,3	1. Превышение пластового давления над забойным, вследствие снижения плотности бурового раствора, от указанных параметров раствора, от указанных в таблице 7.1.). 2. Снижение гидростатического давления столба бурового раствора из-за снижения уровня бурового раствора в скважине в результате поглощения или из-за недолива скважины при подъеме колонны бурительных труб, установки жидкостных ванн.	Мероприятия по предупреждению представлены в таблице 5.4а. «Технико-технологические мероприятия, предусмотренные при строительстве скважины по проектной конструкции» раздел 15, п.8 «Противофонтаные мероприятия»
C <sub>2</sub> б (Бш)	1248 (1325)	1262 (1340)	нефть		6,3		

Примечание.

1. Значения интервалов указаны по вертикали, в скобках указаны интервалы по стволу.
2. Для предупреждения ГНВП и обвалов стенок скважины в процессе подъема колонны бурительных труб следует производить долив бурового раствора в скважину. Режим долива должен обеспечивать поддержание уровня раствора в скважине близким к ее устью. Свойства бурового раствора, доливаемого в скважину, не должны отличаться от находящегося в ней, п. 457 [3].
3. Мероприятия по профилактике и ликвидации типовых осложнений разрабатывает буровая организация п.363 [3].
4. \*Сведения по пласту ВЗ приведены справочно. В районе проектных тракторий сквжин коллектор замещен плотными непроницаемыми породами.
5. \*\*Давления рассчитаны с учетом дополнительного давления  $\Delta P=1,5$  МПа при ликвидации ГНВП.
6. Водопроявления возможны в интервалах водонасыщенных пород.

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	
К.уч.	
Лист	
№ док.	
Подп.	
Дата	
2021/354/ДС-ЛО.ЮС3.4.2.ТСН	
Лист	24

Таблица 4.12 – Прихватопасные зоны

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Вид прихвата (от перепада давления, заклинки, сальникообразования и т.д)	Буровой раствор, применявшийся на скважинах-аналогах				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 <sup>3</sup>	водоотдача, см <sup>3</sup> /30 мин	смазывающие добавки			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Q	0	17	Осыпи, обвалы стенок скважины; Сальникообразование Заклинка инструмента; От перепада давления.	-	-	-	-	-	Отклонение параметров бурового раствора от проектных. Некачественная очистка бурового раствора от шлама, остатков цемента и смеси при установке изоляционных мостов, оставление бурильного инструмента в открытом стволе без движения при остановках бурения и СПО. Падение с поверхности в скважину посторонних предметов. Сужение ствола.	Механические методы: Расхаживание, механические удары (ясс). Химические методы: установка нефтяных или кислотных ванн.
P <sub>2kz+ur+</sub> P <sub>1u</sub>	17	572 (594)		ГБР	1,06-1,08	- / ≤ 18	-	Да		
P <sub>1s+a</sub>	652 (681)	783 (822)		Тех. вода	1,00-1,02	-	-	Да		
C <sub>2vr</sub>	1190 (1262)	1242 (1318)		Тех. вода, ХНР/	н.с./1,15	-	-			

Примечание.

1. Мероприятия по профилактике и ликвидации типовых осложнений разрабатывает буровая организация [3, п.363].
2. Глубины интервалов указаны по вертикали, в скобках указаны интервалы по стволу.
3. Параметры буровых растворов взяты по ранее пробуренным скважинам Бугровского месторождения.
4. Приведены потенциальные осложнения, характерные для геологического разреза месторождений Пермского края. Прихватов, связанных с качеством бурового раствора не зафиксировано.
5. Ограничение по оставлению бурильного инструмента без вращения и промывки не более 5 минут.



Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К.уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

#### 4.13 – Текучие породы

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

#### 4.14 – Прочие возможные осложнения

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Вид осложнения	Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)		
1	2	3	4	5
C <sub>3</sub>	783 (822)	959 (1012)	Проявления пластовых вод, содержащих сернистый водород	Понижение плотности бурового раствора ниже проектной на 10%

Примечание.

1. Значения интервалов указаны по вертикали, в скобках указаны значения по стволу.
2. Сведений о сероводородсодержащих пластах в проектной документации на разработку месторождения отсутствуют. Растворимость в воде сероводорода (20°C) 0,379 г/100г.
3. Мероприятия по профилактике и ликвидации типовых осложнений разрабатывает буровая организация [3, п.365].

2021/354/ДС-ЛО.ЮС3.4.2.ТСН

Лист	25
------	----

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К.уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

#### 4.4 Исследовательские работы

Таблица 4.15 – Отбор керна, шлама и образцов породы из стенок скважины

Индекс Стратиграфического подразделения	Параметры отбора керна		Интервал, м		Метраж отбора керна, м	Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Частота отбора шлама через, м	Индекс стратиграфического подразделения	Глубина отбора грунта, м	Тип грунтоноса	Количество образцов пород, шт.
	min диаметр, мм	отбор за рейс, м	от (верх)	до (низ)			от (верх)	до (низ)					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
C <sub>2</sub> г (ВЗ)	66,7	9,0	1219 (1293)	1227 (1302)	9,0	За 50 метров до продуктивного горизонта отбор через 5м проходки, в интервале продуктивного горизонта через 2м проходки.	Отбор грунта не предусмотрен.						
C <sub>2</sub> б (Бш)	66,7	18,0	1248 (1325)	1265 (1343)	18,0								
Итого					27,0								

Примечание.

1. Интервалы отбора керна уточнить в процессе бурения.
2. Значения интервалов указаны по вертикали, в скобках указаны значения по стволу.
3. Выбор керноотборного снаряда осуществляет Подрядчик по отбору керна по согласованию с Проектировщиком и Заказчиком.
4. Отбор керна производится в одной из скважин куста согласно «Программе по отбору керна в новых скважинах» на текущий год «Графика строительства скважин».
5. При отборе керна применяются бурголовки 142,9x80 PC 713/513 (RC479/SC280GH); керноотборный снаряд КОС 135x80. Возможно применение других керноотборных снарядов с диаметром отбираемого керна 80 мм.

2021/354/ДС-ЛО.ЮС3.4.2.ТСН

Лист	26
------	----

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм		
К.уч.		
Лист		
№ док		
Подп.		
Дата		

2021/354/ДС-ЛО.ЮС3.4.2.ТСН

Лист

27

Технические характеристики КОС 135 x 80		
Размер керноотборного снаряда	135 x 80 мм x 9 м x 18 м	
Диаметр керна	80 мм	
Присоединительная резьба	Муфта = 3 – 102 (NC38)	
Рекомендуемый момент затяжки резьб подтвержденный лабораторными испытаниями.		
Предохранительное соединение	(кг*м)	1300
Наружная труба	(кг*м)	1300
Бурильная головка STD/HD	(кг*м)	1300/700
<b>Наружная труба</b>		
Наружный диаметр	Мм	134
Внутренний диаметр	Мм	110
Толщина стенки	Мм	12
<b>Внутренняя труба</b>		
Наружный диаметр	Мм	100
Внутренний диаметр	Мм	87
Толщина стенки	Мм	6,5

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К.уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

2021/354/ДС-ЛО.ЮС3.4.2.ТСН

Таблица 4.16 - Геофизические исследования

Наименование исследований	Масштаб записи	Замеры и отборы производятся		
		на глубине, м	в интервале, м	
			от	до
1	2	3	4	5
<b>Кондуктор</b>				
ГК, ННК (Для первой скважины, предусмотренной данным проектом)	1:500	85	0	85
АК с ВС, ДС, БК, ИК (Для первой скважины, предусмотренной данным проектом)	1:500	85	0	85
АКЦ с ВС, ГГЦ (Не ранее 18 часов после цементирования) перед спуском экспл. колонны	1:500	603	0	85
<b>Эксплуатационная колонна</b>				
ГК, ННК (Для первой скважины, предусмотренной данным проектом)	1:500	603	0	603
АК с ВС, ДС (Для первой скважины, предусмотренной данным проектом)	1:500	603	85	603
АКЦ с ВС, ГГЦ (не ранее 18 час после цементирования) при окончательном каротаже перед спуском хвостовика	1:500	1372	0	603
<b>Хвостовик</b>				
ГК, ННК, ДС (привязочный каротаж перед отбором керна)	1:200	За 10 м до интервала отбора керна, мощностью 50 м		
ГК, ННК, АК с ВС, ДС, ГГК-П, БКЗ (2 зонда)	1:500	1372	553	1372
БК, БКЗ, ИК, рез., АК с ВС, ДС, ГК, ННК, ГГК-ЛП	1:200	1372	1230	1372
АКЦ с ВС (АКЦ-С 1270-1372м), ГГЦ, ЭМДСТ (Не ранее 30 часов после цементирования, провести во время освоения)	1:500	1372	528	1372
Инклинометрия с шагом 10м с перекрытием 3 точек на глубине 603м (гироскоп во время ОЗЦ э/к)			0	603
Инклинометрия с шагом 10м с перекрытием 3 точек при окончательном каротаже		1372	603	1372
Контроль проводки ствола скважины бескабельной т/с			150	1372
Партия ГТИ (геолого-технологические исследования, супервайзерский контроль)			0	1372
<b>Цикл освоение</b>				
ГК, ЛМ, ВЧТ, ДД (привязка и контроль интервала перфорации – 100 м)	1:500	1362		
ГК, ЛМ, ДД, ВЧТ, РГД, СТИ, Рез., ВЛГ (профиль притока, КУВ, КВУ – 100 м), (для добывающих скважин)				

Примечание.

1. Комплекс геофизических исследований в соответствии с «Проектным комплексом промыслово-геофизических исследований при бурении скважин», утвержденным заместителем Генерального директора по геологии и разработке – главным геологом Б.Г. Алексеевым, 2021 г.
2. Все специальное оборудование, планируемое к применению при каротаже (телесистемы, скважинные приборы и др.) должны соответствовать техническим условиям на их изготовление, иметь технический паспорт (сертификат соответствия изготовления продукции).
3. Интервалы представлены по стволу.

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

#### 4.5 Работы по испытанию и освоение скважины, сведения по эксплуатации

##### 4.17 – Данные по испытанию (опробованию) пластов в процессе бурения

Индекс стратиграфического подразделения	Испытание (опробование) пластоиспытателем на трубах			Опробование пластоиспытателем на кабеле		
	Вид операции (ИСПЫТАНИЕ, ОПРОБЫВАНИЕ)	Глубина нижней границы объема, м	Количество циклов промывки после проработки	Интервал, м		Кол-во проб, шт.
				от (верх)	от (верх)	
1	2	3	4	5	6	7
Не производятся						

##### 4.18 – Прочие виды исследований

Название работы	Единица измерения	Объем работы
1	2	3
Не производятся		

2021/354/ДС-ЛО.ЮС3.4.2.ТСН

Лист	29
------	----

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К.уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

Таблица 4.19 – Испытание продуктивных горизонтов (освоение скважины)

Индекс стратиграфического подразделения	Номер объекта (снизу вверх)	Интервал перфорации, м		Интервал установки цементного моста, м		Тип конструкции продуктивного забоя: открытый забой; фильтр; цемент, колонна	Тип установки для испытания (освоения): передвижная, стационарная	Пласт фонтанирующий (ДА, НЕТ)	Кол-во режимов (штуцеров) для испытания, шт.	Последовательный перечень операций вызова притока или освоения нагнетательной скважины	Опорожнение колонны при испытании (освоении)	
		от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)						максимальное снижение уровня, м	плотность жидкости, г/см <sup>3</sup>
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
<b>Скважины добывающие</b>												
<b>продуктивный пласт С<sub>2</sub>б (Бш)</b>												
C <sub>2</sub> b (Бш)	1	1248 (1325)	1262 (1340)	-	-	цемент, колонна	передвижная	да	при уровне 3	Спуск НКТ, замена жидкости в скважине на воду, перфорация, СКО, свабирование или азотный компрессор СДА-5/10, глушение, спуск ГНО	650	1,09
<b>Скважины нагнетательные</b>												
<b>продуктивный пласт С<sub>2</sub>б (Бш)</b>												
C <sub>2</sub> b (Бш)	1	1248 (1325)	1262 (1340)	-	-	цемент, колонна	передвижная	да	-	Спуск НКТ, замена жидкости в скважине на воду, перфорация, СКО, спуск НКТ с пакером, определение приемистости, пуск под нагнетание	-	1,09

Примечание.

1. Значения интервалов указаны по вертикали, в скобках указаны значения по стволу.
2. Интервалы перфорации уточняются по результатам ГИС.
3. Величина снижения уровня при испытании (освоении) скважины определяется величиной текущего пластового давления и согласовывается с Заказчиком. Значения опорожнение колонны указаны по вертикали. Величина 650 м определена согласно [17].
4. Величина депрессии на пласт, исходя из условия герметичности заколонного пространства, ограничивается величиной не более 2 МПа на один метр разобщающей перемычки. Необходимо учесть это при выборе депрессии (снижения уровня) на конкретной скважине по факту расположения интервалов нефтеносных и водоносных пластов.

2021/354/ДС-ЛО.ЮС3.4.2.ТСН

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К.уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

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

Номер объекта (см. табл. 4.19)	Перфорационная среда		Мощность перфорации, м	Вид перфорации		Кол-во отверстий на 1 м, шт.	Кол-во одновременно спускаемых зарядов, шт.	Кол-во спусков перфоратора	Предусмотрен ли спуск перфоратора на НКТ (да,нет)
	вид: раствор нефть вода	плотность, г/см <sup>3</sup>		кумулятивная, пулевая, снарядная, гидropескоструйная, гидроструйная	типоразмер перфоратора				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Раствор NaCl (CaCl <sub>2</sub> )	1,09	3,7*	кумулятивная	Скорпион 73	10	37	1	нет

Примечание.

1. Возможно применение других типов перфораторов с аналогичной пробивной способностью.
2. При плохом качестве цементирования (менее 20м сплошного контакта с колонной и породой в интервале от крайнего отверстия перфорации до вышележащего и нижележащего водоносных пластов) применять щадящую перфорацию (щелевая, сверлящая, пескоструйная и др.).
3. Интервалы перфорации уточняются по результатам ГИС.
4. \*Мощность перфорации (по стволу) рассчитана исходя из средней эффективной нефтенасыщенной толщины по вертикали 3,4 м для пласта С<sub>2</sub>b (Бш).

2021/354/ДС-ЛО.ЮС3.4.2.ТСН

Лист

31

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм		
К.уч.		
Лист		
№ док		
Подп.		
Дата		

Таблица 4.21 – Интенсификация притока пластового флюида

Номер объекта (см. табл. 4.19)	Название процесса (СКО, ОБР, устан. кисл. ванны, Гидроразрыв пласта и др. операции)	Количество спусков перфоратора	Плотность жидкости в колонне, г/см <sup>3</sup>	Давление на устье, МПа	Температура закачиваемой жидкости, °С	Глубина установки пакера*, м	Мощность перфораций, м	Типоразмер перфоратора	Количество отверстий на 1 м, шт.	Количество одновременно спускаемых зарядов, шт.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Для добывающих и нагнетательных скважин										
1	СКО (НПС-К, КСПЭО-2)	-	1,09	≤ 25	15	1320	-	-	-	-

Примечание.

- \*Глубина установки пакера указана по стволу и уточняется в плане работ по фактической глубине интервалов перфорации.
- В случае производства работ (гидроразрыв пласта, кислотные обработки, различные заливки и так далее), требующих давлений, превышающих давления опрессовки обсадной колонны, необходимо устанавливать на устье специальную арматуру, а эксплуатационную колонну и хвостовик защищать установкой пакера.
- Возможно применение двухпакерных систем при проведении СКО.

2021/354/ДС--ЛО.ЮС3.4.2.ТЧН

Лист	32
------	----



Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К.уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

Таблица 4.22 – Данные по эксплуатационным объектам

Номер объекта (см. табл. 4.19)	Название работ: ПРОМЫВКА ПЕСЧАНОЙ ПРОБКИ; ПОВЫШЕНИЕ ПЛОТНОСТИ БУРОВОГО РАСТВОРА ДО; ПОВТОРНОЕ Понижение уровня АЭРАЦИЕЙ; ТЕМПЕР. ПРОГРЕВ КОЛОННЫ (при освоении газового объекта); ВИБРООБРАБОТКА ОБЪЕКТА; ЧАСТИЧНОЕ РАЗБУРИВАНИЕ ЦЕМЕНТНОГО МОСТА; и другие дополнительные работы, выполнение по местным нормам	Единица измерения	Количество	Местные нормы времени, сут
1	Дополнительные работы не проводятся	-	-	-

Таблица 4.23 – Данные по эксплуатационным объектам

Номер объекта (см. табл. 4.19)	Плотность жидкости в колонне, г/см <sup>3</sup>		Пластовое давление на период поздней эксплуатации и, 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, м	коэффициент сжимаемости газа	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	0,856	0,971	>5,1*	861	+13 - +15	25,7	нет	нет	1,3

Примечание.

1. Первичная эксплуатация скважин возможна на фонтанном способе эксплуатации.
2. Подбор конкретного насосного оборудования для каждой новой скважины производится по окончании бурения и освоения, на основании полученных гидродинамических характеристик скважины (текущие пластовое давление, продуктивность, обводненность и т.д.).
3. \* Пластовое давление на период поздней эксплуатации не должно быть ниже давления насыщения.
4. \*\*Значения максимального динамического уровня при эксплуатации представлены по вертикали.

2021/354/ДС-ЛО.ЮС3.4.2.ТЧН

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

Таблица 4.24 – Дополнительные данные для определения продолжительности испытания скважины

Номер объекта (см. табл. 4.19)	Относятся ли к объектам, которые (ДА, НЕТ)		Для эксплуатационных скважин предусмотрено ли (ДА, НЕТ)		Работы по испытанию проводятся в 1- 1,5; 2 или 3 смены	Требуется ли исключить из состава основных работ (ДА, НЕТ)			
	при мощности до 5 м представлены пропластками	при мощности до 6м имеют подопленную воду	задавка скважины через НКТ	использование норм ССНВ для разведочных скважин		вызов притока в нагнетательной скважине	гидрогазодинамические исследования в эксплуатационной скважине	освоение, очистку и гидрогазодинамические исследования	шаблонирование обсадной колонны
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	нет	нет	да	нет	3	да	да	нет	нет

2021/354/ДС-ЛО.ЮС3.4.2.ТСН

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

Таблица 4.25 – Данные по нагнетательной скважине

Индекс стратиграфического подразделения	Номер объекта (снизу вверх)	Интервал залегания объекта нагнетания, м		Название (тип) нагнетаемого агента (ВОДА, НЕФТЬ, ГАЗ, ПАР и т.д.)	Режим нагнетания					Пакер		Жидкость за НКТ	
		От (верх)	До (низ)		Плотность жидкости, кг/м <sup>3</sup>	Относительная по воздуху плотность нагнетаемого газообразного агента	Интенсивность нагнетания, м <sup>3</sup> /сут	Давление на устье, МПа	Температура нагнетаемого агента, °С	шифр	Глубина установки, м	тип	Плотность, кг/см <sup>3</sup>
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
C <sub>2</sub> b (Бш)	1	1248 (1325)	1262 (1340)	Пластовая вода	1183	нет	30	8,0	10-20	ПРО-ЯМОЗ-ЯГ2-92*	1244 (1320)*	Раствор NaCl (CaCl <sub>2</sub> )	1090

Примечание.

- \*Тип пакера и глубина его установки уточняются в плане работ по освоению.
- Интервалы указаны по вертикали, в скобках указаны интервалы по стволу.

2021/354/ДС--ЛО.ЮС3.4.2.ТСН

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К.уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

Таблица 4.26. Сведения об осложнениях по пробуренным скважинам – аналогам

Номер скважины	Площадь (месторождение)	Интервал, м		индекс	Вид осложнения	Условия возникновения (тип и параметры бурового раствора, глубина спуска предыдущей колонны, диаметр ствола и т.д.)
		от (верх)	до (низ)			
1	2	3	4	5	6	7
802	Бугровское	33	82	P <sub>2</sub> kz+ur	Полное поглощение ПЖ	Направление Ø 426мм, L=20м. При бурении под кондуктор долотом 393,7мм, с промывкой ГБР р=1,08 г/см <sup>3</sup> .
		138	186	P <sub>2</sub> kz+ur	Частичное поглощение ПЖ	Кондуктор Ø 324мм, L=82м. При бурении под техническую колонну долотом 295,3мм, с промывкой ГБР р=1,08 г/см <sup>3</sup> .
807		35	82	P <sub>2</sub> kz+ur	Частичное поглощение ПЖ интенсивностью 10-30 м <sup>3</sup> /ч	Направление Ø 426мм, L=20м. При бурении под кондуктор долотом 393,7мм, с промывкой ГБР р=1,08 г/см <sup>3</sup>
806		33	82	P <sub>2</sub> kz+ur	Полное поглощение ПЖ	Направление Ø 426мм, L=20м. При бурении под кондуктор долотом 393,7мм, с промывкой ГБР р=1,08 г/см <sup>3</sup> .
803		35	81	P <sub>2</sub> kz+ur	Полное поглощение ПЖ	Направление Ø 426мм, L=20м. При бурении под кондуктор долотом 393,7мм, с промывкой ГБР р=1,08 г/см <sup>3</sup> .
		82	93	P <sub>2</sub> t + kz	Сужение ствола скважины	Кондуктор Ø 324мм, L=81м. В инт.417-397м затяжки до 4т. Промывка. Подъём инстр. до гл.89м (в инт.93-82м затяжки до 3т) Проработка ствола скважины. ГБР р=1,08 г/см <sup>3</sup> .
		397	417			
801		284	601	P <sub>2</sub> t + kz	Сужение ствола скважины	Кондуктор Ø 324мм, L=80м. При спуске тех. колонны 245мм в интервале 284-601м посадки, спуск производили с промывкой.

2021/354/ДС-ЛО.ЮС3.4.2.ТСН

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К.уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

Продолжение таблицы 4.26

1	2	3	4	5	6	7
805	Бугровское	170	252	$P_{2t} + kz$	Частичное поглощение ПЖ интенсивностью до 15 м <sup>3</sup> /ч.	При бурении отмечено частичное поглощение ПЖ: с глубины 170м - 9-15м <sup>3</sup> /ч., с глубины 202,5м - 6м <sup>3</sup> /ч., с глубины 252,4м поглощение отсутствует. На глубине 178,0м была произведена прокачка ВУС в объеме V=15м <sup>3</sup> , УВ=132; на глубинах 205,0м, 230,0м - V=10м <sup>3</sup> , УВ=132.
		333	602	$P_{2t} + kz$		Сужение ствола скважины

Примечание. Интервалы представлены по стволу.

2021/354/ДС-ЛО.ЮС3.4.2.ТСН

Лист

37

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.		
К.уч.		
Лист		
№ док.		
Подп.		
Дата		

2021/354/ДС-ПО.ЮС3.4.2.ТСН

## 5. Конструкция скважины

Конструкция проектируемых скважин разработана на основании анализа литологических особенностей горных пород, совмещенного графика давлений, анализа ожидаемых осложнений при бурении скважин, с учетом технологических регламентов, опыта бурения на близлежащих месторождениях. Оптимальное количество обсадных колонн и глубина их установки определены количеством зон с несовместимыми условиями бурения по градиентам пластовых давлений и давлений гидроразрыва пластов горных пород. Основным принципом при этом является обеспечение наибольшей производительности скважин и исключения опасности прорыва к эксплуатируемым пластам газа и воды.

Конструкция скважин отвечает требованиям «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденным приказом №534 Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020г.

Конструкция скважины в части надежности, технологичности и безопасности обеспечивает условия безопасного ведения работ и охраны окружающей природной среды, за счет прочности и долговечности крепления скважины, герметичности обсадных колонн и кольцевых пространств, а также изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга, от проницаемых пород и пространств вокруг устья скважины [3, глава XV].

Кондуктор диаметром 244,5 мм, спускается на глубину 85м для перекрытия верхних неустойчивых интервалов разреза, зон возможных поглощений, изоляции пресных водоносных горизонтов от загрязнения. Цементируется до устья. Марка цемента ПЦТ П-50, плотность цементного раствора с скорашенными сроками схватывания 1,85 г/см<sup>3</sup>.

Эксплуатационная колонна диаметром 168,3 мм, спускается на глубину 603м (580 м по вертикали) для перекрытия неустойчивых пород и зон возможных поглощений, а также для исключения возможности разрыва пород после полного замещения бурового раствора в скважине пластовым флюидом или смесью флюидов различных горизонтов и герметизации устья скважины, с установкой башмака в твердых непроницаемых породах. Марка цемента ПЦТ П-50, плотность цементного раствора с скорашенными сроками схватывания 1,85 г/см<sup>3</sup>.

Обоснование глубины спуска эксплуатационной колонны:

Минимально необходимая глубина спуска определяется из условия предотвращения гидроразрыва пород у её башмака в процессе ликвидации возможных газонефтеводопроявлений при условии перекрытия эксплуатационной колонной горных пород, склонных к текучести.

Для определения минимально необходимой глубины спуска сперва вычисляем ожидаемое максимальное давление на устье во время нефтегазопроявления при закрытом устье и условии полного вытеснения из скважины бурового раствора пластовым флюидом. Затем вычисляем минимально необходимую глубину спуска (по вертикали) по следующим формулам.

Внутреннее давление при закрытом устье для газовых скважин определяют по формулам:

$$P_y = \frac{P_{nl}}{e^s}; e^s = (2 + s)/(2 - s); s = 10^{-4} * \rho * g * (L - Z)$$

Для газонефтяных скважин внутреннее давление на устье определяют по формулам:

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	
К.уч.	
Лист	
№ док.	
Подп.	
Дата	

$$P_y = \frac{P_{пл.} - 10^{-6} \cdot \gamma_g (L - H)}{e^s}; H = L - \frac{P_{пл.} - P_{нас}}{10^{-6} \cdot \gamma_g};$$

Ожидаемое максимальное давление на закрытом устье скважины (P<sub>y</sub>) во время возможных газонефтеводопроявлений из данной группы пластов определится по приведённым выше формулам как наибольшее из соответственно вычисленных и представленных таблице:

Пласт	Глубина кровли пласта, м	Пластовое давление, МПа	Плотность нефти в пл. условиях, г/см <sup>3</sup>	Относительная по воздуху плотность газа, доли. ед.	Давление насыщения МПа	Градиент гидроразрыва в интервале установки башмака экспл. колонны, МПа/100м	Высота столба газа, м	Давление на устье, МПа	Давление на глубине башмака экс. колонны, МПа	Мин. глубина Спуска ЭК по вертикали, м
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
ВЗ*	1219	12,3	0,856	1,170	5,1	2,6	362	4,8	5,1	337
Бш	1248	12,8	0,856	1,170	5,1	2,6	331	4,8	5,1	345

Примечание.

1. \*Сведения по пласту ВЗ приведены справочно. В районе проектных тракторий сквжин коллектор замещен плотными непроницаемыми породами.

Примем глубину спуска эксплуатационной колонны 580м - по вертикали (603 м по стволу) из условий недопущения гидроразрыва пород при ликвидации возможных ГНВП и предотвращения возможных осложнений (поглощений, осыпей и обвалов) с перекрытием кровли кунгурского яруса. Цементируется эксплуатационная колонна до устья тампонажным раствором плотностью 1,85г/см<sup>3</sup>.

Эксплуатационный хвостовик диаметром 114,3 мм спускается на глубину 1372 м по стволу. Перекрывает интервалы продуктивных пластов. Цементируется до глубины установки подвешного устройства. Комплект оснастки ПХГМЦ 114-168 предназначен для спуска, подвески и герметизации хвостовика, состоящего из гидравлического якоря, гидравлического разъединителя, механического пакера, узла механического разъединения, дублирующий гидравлический разъединитель. Компонка хвостовика оснащается следующими технологическими элементами (снизу-вверх): башмак БК 114, обратный клапан, трубы ОТТМА 114х6,4, в верхней части хвостовика устанавливается переводник, разъединитель с пакером и подвесным устройством.

Проектом предусматривается цементирование эксплуатационного хвостовика на всю длину тампонажным раствором плотностью 1,92 г/см<sup>3</sup>.

2021/354/ДС-ЛО.ЮС3.4.2.ТН

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К.уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

Таблица 5.1 – Характеристика и устройство шахтового направления

Характеристика трубы								Подготовка шахты или ствола, спуск и крепление направления
Наружный диаметр, м	Длина, м	Марка (группа прочности) материала	Толщина стенки, мм	Масса, т	ГОСТ, ОСТ, ТУ, МРТУ, МУ и т.д. на изготовление			
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Не предусматривается								

2021/354/ДС-ЛО.ЮС3.4.2.ТСН

Лист

40



Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К.уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

2021/354/ДС-ЛО.ЮС3.4.2.ТСН

Таблица 5.2 - Глубина спуска и характеристика обсадных колонн

№ пп	Название колонны	Интервал по стволу скважины, м		Номинальный диаметр ствола скв. (долота) в интервале, мм	Расстояние от устья скв. до уровня подъема тампонажного раствора	Число раздельно-спускаемых частей колонны, шт	Номер раздельно спускаемой части в порядке спуска	Интервал установки раздельно спускаемой части, м		Необходимость (причина) спуска колонны
		от (верх)	до (низ)					от (верх)	до (низ)	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
-	Направление*	0	10	420,0	0	1	1	0	10	Для перекрытия неустойчивых четвертичных отложений, предотвращения размыва устья скважины при бурении под кондуктор, разобщения и предупреждения загрязнения водоносных горизонтов, изоляции зон поглощений.
1	Кондуктор	0	85	295,3	0	1	1	0	85	Для перекрытия верхних неустойчивых интервалов разреза, изоляции пресных водоносных горизонтов от загрязнения.
2	Эксплуатационная	0	603	215,9 (220,7)**	0	1	1	0	603	Для разобщения вышележащих зон геологического разреза, изоляции зон возможных поглощений, предотвращения гидроразрыва пород при нефтегазопроявлениях и установки противовыбросового оборудования.
3	Хвостовик	528	1372	149,2	528	1	1	528	1372	Для разобщения продуктивных горизонтов и изоляции их от других флюидосодержащих горизонтов.

Примечание.

- \*Приведено справочно. Применяется только на скважинах, где по результатам инженерных изысканий (поиск воды) в верхней части разреза присутствуют неустойчивые породы (пластичная глина, галечник, водоносный горизонт-верховодка). Бурение до спуска кондуктора производить с применением шламowego насоса. Направление обустройства при подготовительных работах к бурению со станка БА-15.
- \*\*Возможно применение долота диаметром 220,7 мм.
- Глубина спуска кондуктора может быть изменена в зависимости от распространения интервалов зон поглощения и по результатам бурения первой скважины в кусте.
- Глубина спуска эксплуатационной колонны и хвостовика корректируется в зависимости от фактического профиля ствола скважины и данным геофизики и определяется службой Заказчика.

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм		
К.уч.		
Лист		
№ док		
Подп.		
Дата		

Таблица 5.3 – Характеристика отдельно спускаемых частей колонн

Номер колонны в порядке спуска	Раздельно спускаемые части											
	номер в порядке спуска (см. табл. 5.2 гр. 8)	количество диаметров, шт.	номер одноразмерной части в порядке спуска	наружный диаметр, мм	Интервал установки одноразмерной части, м		Соединения обсадных труб в каждой одноразмерной части					
					от (верх)	до (низ)	кол-во типов соединений	номер в порядке спуска	условный код типа соединения	максим. наружный диаметр, мм	Интервал установки труб с заданным типом соединения	
											от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
-	1	1	1	323,9	0	10	1	1	ОТТМА*	351	0	10
1	1	1	1	244,5	0	85	1	1	ВС*	270	0	85
2	1	1	1	168,3	0	603	1	1	ВС*	188	0	603
3	1	1	1	114,3	528	1372	1	1	ОТТМА*	127	528	1372

Примечание. \*Условный код соединения по ГОСТ 632-80 и ГОСТ 31446 - 2017. Возможны изменения по согласованию с Заказчиком и Проектировщиком.

2021/354/ДС-ЛО.ЮС3.4.2.ТСН

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм		
К.уч.		
Лист		
№ док		
Подп.		
Дата		
2021/354/ДС-ЛО.ЮС3.4.2.ТСН		
Лист		
43		

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

№пп	Наименование мероприятия или краткое описание	Причина проведения мероприятия
1	2	3
1	При поступлении на буровую бурильных труб, УБТ, элементов КНБК, в том числе субподрядных организаций, в обязательном порядке проверять наличие паспортов с указанием наработки, актов о проведении дефектоскопии.	Предупреждение аварий с бурильной колонной
2	При изменении компоновки, при наличии интервалов сужения и посадок колонны бурильных труб при СПО, в указанных интервалах проводить на пониженных скоростях (до 0,5м/с)	Предупреждение прихвата бурильного инструмента
3	Запрещается углублять скважину, когда колонна бурильных труб при спуске инструмента движется с посадками. Места посадок необходимо ликвидировать путём тщательных проработок и регулирования свойств бурового раствора.	Предупреждение прихвата бурильного инструмента
4	Запрещается углубление скважины при неисправной системе очистки промывочной жидкости. Не допускать накопления шлама и твердых частиц в технологических емкостях и в скважине.	Предупреждение прихвата бурильного инструмента
5	Перед спуском ГЗД в скважину проверять наличие в паспорте информации о дате изготовления, наработке на двигатель после последнего ремонта и с начала ввода его в эксплуатацию. При сборке КНБК крепление резьбовых соединений двигателей производить, в соответствии с допустимыми моментами свинчивания, указанными в паспорте.	Предупреждение аварий с ГЗД
6	Крепление резьбовых соединений всех обсадных колонн должно проводиться с использованием моментометров с обязательной фиксацией момента свинчивания, указанного в плане работ. Если при свинчивании обсадных труб с соединением ОТТМ торец муфты дошел до конца сбег резьбы, а 75% от среднего значения крутящего момента не достигнуто, соединение следует развинтить и отложить до повторного контроля или ремонта. Если при свинчивании торец муфты не дошел до конца сбег резьбы более чем на 5 мм при максимальном моменте, то соединение следует развинтить и отложить для повторного контроля или ремонта. Свинчивание обсадных труб с соединением типа ВС осуществляется до совпадения торца муфты с основанием треугольного клейма с определением момента свинчивания. Свинчивание считается правильным, если после свинчивания торец муфты находится между вершиной и основанием треугольного клейма с допускаемым отклонением минус один виток резьбы (шаг резьбы) от основания треугольного клейма.	Предупреждение аварий с обсадной колонной

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К.уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

Продолжение таблицы 5.4

7

1. При бурении под хвостовик проводить опрессовку ствола скважины через ПВО на давление не более 4,5 МПа методом ФИТ- ФИТ – Formation Test для определения Кпр на глубинах, соответствующих следующим стратиграфическим подразделениям:

- До и после вскрытия верхнего карбона. При коэффициенте приемистости более 1,0 м<sup>3</sup>/ч\*МПа произвести изоляционные работы.

2. Перед переходом на буровой раствор ББР-СКП-МГ произвести опрессовку ствола скважины через ПВО на избыточное давление 4,5 МПа. При коэффициенте приемистости перед переходом на раствор ББР-СКП-МГ более 1,5 м<sup>3</sup>/ч\*МПа провести изоляционные работы с привлечением технологий и специалистов ПермНИПИнефть. После окончания бурения коэффициент приемистости перед цементированием не более 1 м<sup>3</sup>/ч\*МПа при избыточном давлении 4,5 МПа. Пересчитать давление опрессовки в случае отклонения плотности бурового раствора. При необходимости использовать пакер комплекта КИИ-95 для проведения поиска зоны поглощения и изоляционных работ. **Данная операция проводится на первой скважине в кусте. При условии отсутствия видимых поглощений и коэффициенте приемистости перед цементированием не более 1 м<sup>3</sup>/ч\*МПа на последующих скважинах опрессовки производить только перед переходом на ББР-СКП-МГ и перед цементированием.**

3. Проведение работ по ФИТ:

- повести обвязку бурильных труб с агрегатом. Агрегат должен иметь манометр низкого давления, обеспечивающий требуемую точность отсчета;
- заполнить и опрессовать нагнетательные линии, провести вызов циркуляции и убедиться, что насадки долота не забиты;
- закрыть ПУГ и медленно начать закачку, наблюдая за ростом давления. Стабилизировать давление на отметке 1,5-2МПа;
- продолжить закачку порциями по 50л с остановками насоса на 2 мин или на время необходимое для стабилизации давления. Строить график закачки давление - закачанный объем. Если будут получены 2 точки на графике, где рост давления ниже приблизительно прямой линии (если давление не будет увеличиваться прямо пропорционально с каждой новой закачкой). Точка на графике, где кривая начинает отклоняться от прямой линии, называется точкой начала поглощения. Закачку при этом остановить и принять это давление за начало ГРП;
- Если давление растёт пропорционально, то продолжать закачку до давления опрессовки.

Обеспечение высоты подъема цементного раствора до устья (подготовка ствола скважины к спуску хвостовика и её цементированию).

2021/354/ДС-ЛО.ЮС3.4.2.ТСН

Лист  
44

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм		
К.уч.		
Лист		
№ док		
Подп.		
Дата		

2021/354/ДС-ЛО.ЮС3.4.2.ТСН

--	--

Лист	45
------	----

Продолжение таблицы 5.4

8	Запрещается углубление скважины при неисправной системе очистки промывочной жидкости. Не допускать накопления шлама и твердых частиц в технологических емкостях и скважине.	Предупреждение прихватов бурильного инструмента
9	Перед проведением цементирования обсадных колонн, производить замер геометрических размеров технологической оснастки на соответствие паспортным значениям и типоразмеру обсадных труб; производить осмотр обсадных труб и элементов оснастки на наличие дефектов.	Предупреждение прихвата (заклинки) обсадной колонны
10	При появлении признаков прилипания или зависания инструмента (отсутствие проходки) сразу приступить к расхаживанию бурильного инструмента с приложением допустимых нагрузок. При "подвисании" КНБК не оставлять без движения бурильный инструмент.	Предупреждение прихвата бурильного инструмента
11	<p><b>Подготовка ствола скважины перед спуском эксплуатационной колонны Ø168мм</b></p> <p>1. При достижении окончательного забоя промыть скважину с постоянным расхаживанием до полного выноса шлама, но не менее 2-х полных циклов.</p> <p>2. При подъеме инструмента запрещается производить натяжку бурильного инструмента более 5т. Произвести спуск КНБК на 50 м ниже проблемного интервала, произвести промывку с вращением инструмента до полного выноса шлама. Процесс восстановления циркуляции начинать с минимальной подачей насосов и постепенным восстановлением рабочего расхода. Все интервалы затяжек необходимо проработать, при ходе вниз.</p> <p>3. Проработка (шаблонировка) производится по необходимости в зависимости от состояния ствола скважины (отсутствие осыпей и обвалов, затяжек при последнем подъеме).</p> <p><b>Подготовка ствола скважины перед спуском хвостовика Ø114мм</b></p> <p>- Проработка (шаблонировка) производится при необходимости. Необходимо оценить состояние ствола скважины (затяжки, посадки, наличие обвального шлама, дополнительные проработки, НГВП и др.). При удовлетворительном состоянии ствола (отсутствие затяжек, посадок, осыпей, НГВП) проработку (шаблонировку) не проводить.</p> <p>- При необходимости проработать ствол скважины КНБК в составе: долото 149,2 (последнего долбления) + УБТ-121мм (18м) + ПВ-102мм по расчету. Дополнительно включить опрессовочный переводник ОП-102. Необходимость применения КЛС в составе КНБК при проработке уточняется в плане работ на спуск и крепление эксплуатационного хвостовика. Критерии применения КЛС в КНБК для проработки: наличие сужений ствола по результатам ГИС; наличие затяжек при подъеме бурильного инструмента; превышение проектной интенсивности искривления ствола, увеличение габаритов заколонного пакера.</p> <p>- Режим проработки (для роторных КНБК): нагрузка 2-4т, обороты в мин. не менее 60, промывка 16-19л/с. При промывке скважины производить вращение и расхаживание инструмента (не менее 80 об/мин).</p> <p>- Интервалы проработки: сужения ствола по данным ГИС, интервалы затяжек и посадок. Прокачать комплекс очищающих пачек, установить забойную ванну. При наличии посадок в терригенных отложениях проработку проводить в шадящем режиме: обороты в мин. не менее 30, промывка не менее 14-15л/с.</p>	Обеспечение качества крепления обсадных колонн.

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм		
К.уч.		
Лист		
№ док		
Подп.		
Дата		

Продолжение таблицы 5.4

12	После разбуривания цементных мостов, установки закрепляющих и изолирующих составов для предотвращения прихватов обязательно проводить механическую и химическую очистку промывочной жидкости (добавление бикарбоната натрия, лимонной кислоты, ПАА).	Снижение вероятности возникновения прихвата бурильного инструмента
13	Бурение интервала верейских отложений производится на ингибирующем буровом растворе. После вскрытия верейских отложений установка цементного моста производится при необходимости в случае интенсивного обвалообразования. После разбуривания цементного моста произвести химическую и механическую очистку бурового раствора от остатков цемента.	Ликвидация осыпей и обвалов ствола скважины, предупреждение затяжек и провалов, повышения качества цементирования эксплуатационной колонны.
14	Нейтрализация действия сернистого водорода при бурении с промывкой буровыми растворами с добавлением окиси цинка модифицированной.	Исключение возможности отравления рабочих сернистым водородом в процессе бурения.
15	При бурении под эксплуатационную колонну с применением долот PDC предусмотреть проведение технологических СПО через 150-250м проходки, либо через 32 часа непрерывного долбления на 50м выше пробуренного интервала. Приурочить проведение тех. СПО к опрессовке через ПВО. Необходимость проведения операции определять по графику весов бурильной колонны.	Предупреждение прихватов бурильного инструмента
16	В процессе производства буровых работ должен быть организован учет наработки бурильных труб, ведущих, утяжеленных бурильных труб, переводников и опорно-центрирующих и других элементов бурильной колонны (паспорта). При достижении нормативных сроков наработки бурильные трубы, ведущие, утяжеленные бурильные трубы, переводники, опорно-центрирующие и другие элементы бурильной колонны должны подвергаться инспекционной проверке и дефектоскопии. Нормативные сроки наработки, виды инспекций и дефектоскопии устанавливаются в эксплуатирующей организации в соответствии с технической документацией завода-изготовителя. п.355 ПБНГП. Рекомендуется придерживаться ГОСТа ГОСТ 33006.2-2014 (ISO 10407-2:2008) «Контроль и классификация применяемых элементов бурового инструмента. Общие технические требования и методы контроля».	Для предупреждения аварий с элементами бурильной колонны.

2021/354/ДС-ЛО.ЮС3.4.2.ТСН

Лист	46
------	----

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм		
К.уч.		
Лист		
№ док		
Подп.		
Дата		

2021/354/ДС-ЛО.ЮС3.4.2.ТСН

--	--

Лист	47
------	----

Продолжение таблицы 5.4

17	<p>При снижении механической скорости на 50 % при прохождении однородных пород производить подъем бурового инструмента для замены долота. Т.к. планируется применение долот PDC, ниже описаны правила и порядок их эксплуатации:</p> <p><b>Подготовительные работы и наворот долота</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- обследовать предыдущее долото на предмет установления износа по диаметру, повреждения вооружения, следов наличия постороннего металла на забое;</li> <li>- при необходимости произвести проверку чистоты забоя и его очистку с помощью ШМУ и магнита;</li> <li>- для разбуривания обратного клапана, башмака обсадной колонны применять долота без боковой армировки твердосплавными вставками или со срезанными периферийными зубьями в соответствии с [3, п. 368].</li> <li>- проверить состояние доски отворота долота, проверить закрытие отверстия стола ротора во избежание попадания в скважину посторонних предметов;</li> <li>- извлечь долото из упаковки и положить его вооружением вниз на деревянную или резиновую прокладку;</li> <li>- установить доску отворота на ротор,</li> <li>- установить долото в доску отворота;</li> <li>- соединить муфтовое соединение КНБК с хорошо смазанной резьбой долота. Навернуть долото и затянуть его от руки;</li> <li>- открыть роторный стол</li> <li>- установить долото с доской отворота в стол ротора;</li> <li>- затянуть соединение до рекомендуемого значения момента.</li> </ul> <p><b>Спуск долота в скважину</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- производить спуск долота медленно через блок ПВО;</li> <li>- замедлять скорость спуска до 0,4м/с. в местах сужения ствола скважины, уступах, на участках искривления;</li> <li>- спуск последней свечи производить с полной промывкой и вращением инструмента с частотой от 20 до 40 об/мин;</li> <li>- приблизиться к забою, наблюдая за показаниями индикатора веса и моментомера;</li> <li>- поднять инструмент на 30-50 см, произвести промывку с рабочей производительностью насосов в течение 5-10 мин. при вращении инструмента с частотой от 20 до 40 об/мин;</li> <li>- если при спуске долота произошла «посадка» инструмента, то необходимо производить проработку ствола с полной промывкой, частота вращения инструмента 20-40 об/мин, нагрузка на долото 1-2 тонны.</li> </ul>	<p>Для исключения аварий с долотами.</p>
----	--	--

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

2021/354/ДС-ПО.ЮС3.4.2.ТСН

Лист	48
------	----

Продолжение таблицы 5.4

18	<p><b>Мероприятия при отборе керна:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- профилактическая чистка забоя магнитным фрезером перед отбором керна в случае признаков работы долота по металлу.</li> <li>- производить контрольные замеры наружных диаметров бурголовки и центраторов на керно отборочном снаряде (КОС) перед спуском его в скважину. При необходимости проработать ствол скважины с полноразмерным КЛС.</li> <li>- при спуске КОС к забою скважины, а также во время бурения с отбором керна при появлении признаков заклинивания ВЗД (в случае отбора керна с ВЗД) немедленно приступить к подъему инструмента.</li> <li>- при отборе керна ротором с вращением бурильной колонны необходимо контролировать крутящий момент на роторе.</li> <li>- после отбора керна производить проработку (расширку) пробуренного при отборе керна ствола скважины полноразмерным долотом, не допускать заклиники долота в этом интервале. С учетом возможной ошибки в мере инструмента проработку начинать за 10м до головы этого интервала.</li> <li>- проработка (расширка) ствола после износа бурголовки по диаметру более 2 мм</li> </ul>	<p>Извлечение металлических предметов с забоя скважины, исключение аварий при бурении с отбором керна. Обеспечение номинального диаметра скважины.</p>
19	<p><b>Приработка долота и бурение</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- медленно разгрузить долото на забой;</li> <li>- создать нагрузку на долото в одну-две тонны, чтобы сформировать профиль забоя;</li> <li>- записать в журнал показания манометра на стояке и величину расхода промывочной жидкости;</li> <li>- пробурить как минимум один метр горных пород при таких параметрах. Долото считать приработанным при проходке не менее одного метра в данном режиме и/или по времени не менее 30мин;</li> <li>- увеличивая нагрузку на долото до величины, установленной проектом с темпом одна тонна в минуту. Установить оптимальные параметры режима бурения.</li> </ul> <p>После каждого наращивания производить следующие действия:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- проверить показания манометра на стояке;</li> <li>- приподнять долото на 30-50см над забоем и промыть его с проектной производительностью насосов в течение 30 секунд;</li> <li>- медленно разгрузить долото на забой с частотой вращения инструмента 20-40 об/мин;</li> <li>- довести нагрузку на долото до предыдущего значения, а затем изменить частоту вращения инструмента до значения перед наращиванием в соответствии с таблицей 8.1;</li> <li>- при бурении разница в перепаде давления (под нагрузкой – при вращении над забоем) должна соответствовать 25 – 35 атм.</li> <li>- при уменьшении скорости до 50% от начальной в однородных породах произвести полный подъем для ревизии КНБК и долота;</li> <li>- подъем долота производить с постоянным доливом скважины буровым раствором и ограничением скорости подъема в зонах сужения, обвалов, каверн и подходе к башмаку эксплуатационной колонны;</li> </ul> <p><b>Возможны изменения по рекомендациям фирмы производителя долот.</b></p>	<p>Для исключения аварий с долотами.</p>



Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К.уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

2021/354/ДС-ЛО.ЮС3.4.2.ТСН

2021/354/ДС-ЛО.ЮС3.4.2.ТСН	
----------------------------	--

Лист	49
------	----

продолжение таблицы 5.4

20	Обеспечить вращение бурильного инструмента до 20-40об/мин при бурении в интервалах стабилизации и естественного снижения зенитного угла, контролировать момент на роторе. По окончании бурения перед каждым наращиванием и замером кривизны телесистемой нагрузку на долото плавно снижать до 1-2т. Запрещается производить отрыв инструмента от забоя при нагрузке на долото более 2т. В случае остановки насоса или перегрузке ГЗД подрыв инструмента производить после снятия «пружины».	Доведение проектной нагрузки на долото. Улучшение очистки ствола скважины
21	При бурении скважины с целью предупреждения дифференциального прихвата: - не оставлять без движения бурильный инструмент более 5 минут; - при производстве работ по ликвидации поглощений не устанавливать инструмент в интервалах проницаемых зон. - обеспечить полную очистку бурового раствора механическими средствами и обработкой ПАА и не допускать превышения плотности бурового раствора выше проектных значений. -при повышении механической скорости при бурении на буровом растворе более проектной в два раза, остановить бурение и вести промывку в течение не менее 0,5 часа для формирования зоны кольматации. -при проведении плановых опрессовок ствола скважины через закрытое ПВО производить подъем КНБК в безопасную зону (выше проницаемых пород или башмака предыдущей обсадной колонны)	Предупреждение прихвата бурильного инструмента
22	Перед и после вскрытия продуктивных интервалов контроль плотности, вязкости и газосодержания бурового раствора осуществлять сразу после восстановления циркуляции.	Предупреждение ГНВП
23	Осуществлять контроль за параметрами бурового раствора и газопоказаниями станции геолого-технологического контроля. При вскрытии продуктивных интервалов, дальнейшем углублении скважины, при спуске эксплуатационной колонны и цементировании проводить контроль бурового раствора на газонасыщенность, не допуская увеличения объемного содержания газа более 5%. При превышении содержания газа более указанного значения должны приниматься меры по его дегазации, выявлению причин насыщения раствора газом (работа пласта, поступление газа с выбуренной породой, вспенивание и т. д.) и их устранению.	Предупреждение ГНВП
24	Контролировать изменения механической скорости.	Предупреждение поглощений и ГНВП
25	При вскрытом продуктивном пласте необходимо подъем осуществлять при отсутствии отклонений параметров бурового раствора. К бурению приступать при наличии в скважине бурового раствора, не имеющего отклонений от проектных значений.	Предупреждение ГНВП

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К.уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

продолжение таблицы 5.4

26	Режим долива скважины при подъеме должен быть непрерывным с поддержанием уровня на устье скважины, и контролируемым через каждые пять свечей бурильных труб, а утяжеленных после подъема каждой свечи. Производить учет и сопоставлять объемы долива и вытеснения с объемом поднятого или спущенного металла труб. При разнице между объемом доливаемого бурового раствора и объемом металла поднятых труб более 0,5м <sup>3</sup> подъем должен быть прекращён и приняты меры, предусмотренные инструкцией по действию вахты при ГНВП, п.457, п. 458, [3].	Предупреждение ГНВП
27	Подъем бурильной колонны при наличии сифона или поршневания запрещается. При их появлении подъем следует прекратить, провести промывку с вращением, расхаживанием колонны бурильных труб и устранением причин этих явлений.	Предупреждение ГНВП
28	Перед вскрытием продуктивного горизонта должны быть выполнены организационные требования по предупреждению нефтегазопроявлений, п. 454, [3].	Предупреждение ГНВП
29	К работам по бурению скважины допускать бурильщиков и специалистов, прошедших подготовку по курсу "Контроль скважины. Управление скважиной при газонефтеводопроявлениях".	Предупреждение ГНВП
30	При вскрытии продуктивных пласов иметь два шаровых крана. Один устанавливается между рабочей трубой и вертлюгом, второй является запасным. При вскрытии продуктивного горизонта, содержащего <u>сернистый водород, на буровой необходимо иметь три шаровых крана.</u> Один устанавливается между рабочей трубой и вертлюгом, второй – между рабочей трубой и её предохранительным переводником, третий является запасным. Кроме шаровых кранов на буровой необходимо иметь два обратных клапана с приспособлением для установки в открытом положении, один из которых является рабочим, а второй резервным.	Предупреждение ГНВП.
31	При СПО компоновок не допускается "посадка" более 5тн, "затяжка" более 5тн. Места "посадок" прорабатываются со скоростью в 2-3 раза выше скорости бурения этого интервала; - после окончания долбления ствол скважины промыть не менее 1,5 цикла с одновременным расхаживанием инструмента на длину ведущей трубы и максимальной производительностью буровых насосов, установленной для буримого интервала. При спуске на очередное долбление и наличии посадок проработать скважину в местах посадок и затяжек при последнем подъеме инструмента.	Предупреждение прихватов
32	При вскрытом продуктивном горизонте необходимо: - спуск бурильной колонны в скважину ограничить скоростью 1,5 м/сек за 300м до кровли продуктивного пласта, а в пласте скорость спуска устанавливается до 0,5 м/сек; - после наращивания скорость спуска ограничить 0,1 м/сек; - начало промывки скважины осуществлять одним насосом, с минимальным расходом до появления циркуляции, после чего промывка постепенно увеличивается до необходимой.	Уменьшение репрессии на продуктивный пласт

2021/354/ДС-ЛО.ЮС3.4.2.ТСН

Лист	50
------	----

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К.уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

2021/354/ДС-ЛО.ЮС3.4.2.ТСН

2021/354/ДС-ЛО.ЮС3.4.2.ТСН	
----------------------------	--

Лист	51
------	----

продолжение таблицы 5.4

33	<p>Технологическую оснастку обсадных колонн - башмак, обратный клапан формировать с учетом разбуривания их долотами PDC.</p> <p>В процессе разбуривания ЦКОДа и башмака колонны не превышать нагрузку на долото более 2-5 тс, проконтролировать вынос остатков цементирующей пробки на виброситах.</p>	Исключение аварий при разбуривании тех. оснастки.
34	При невыходе цементного раствора на устье произвести дозаливку тем же цементным составом, которым проводили цементирование.	Обеспечение требуемой высоты подъема цементного раствора.
35	После получения стоп при креплении экс. колонны 168мм, отвернуть цементирующую головку с экс. колонны 168мм. Далее произвести отворот устьевого патрубка 245мм (кондуктор), приподнять на 1-1,5м, установить на тело последней трубы экс. колонны 168мм кольцо разрезное посадочное КР-168*245, посадить в колонну на колонную головку. Произвести отворот допускного патрубка экс. колонны 168мм, демонтировать устьевую трубу кондуктора 245мм. Возможны изменения по производимым работам в зависимости от бурового подрядчика. Дальнейшие работы по типовому плану работ на крепление.	Сокращение времени строительства скважины
36	<p>Обращать внимание на возможность скопления шлама в стволе скважины, где зенитный угол превышает 45 градусов</p> <p>Признаками шламакопления являются:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- повышенный момент на роторе;</li> <li>- уменьшенный объем шлама на устье;</li> <li>- затяжки при наращивании;</li> <li>- зависание инструмента при бурении.</li> </ul> <p>При наличии признаков образования шламакопления в стволе скважины производить:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- проведение технологических СПО на длину пробуренного интервала через каждые 150-250 м проходки;</li> <li>- прокачку комплекса очищающих пачек бурового раствора (см. программу по растворам);</li> <li>- при наличии затяжек в стволе скважины при подъеме инструмента провести промежуточный спуск роторной КНБК, промыть скважину с вращением инструмента до 120 об/мин (при наличии возможности вращения).</li> <li>- обеспечение регламентируемого расхода промывочной жидкости при бурении;</li> <li>- регламентируемые промывки скважины перед наращиванием и СПО;</li> <li>- расхаживание бурильного инструмента на длину ведущей трубы при промывках;</li> <li>- увеличение производительности буровых насосов на 5-15% (при наличии возможности);</li> <li>- Подробнее о периодичности прокачки очищающих пачек, составах и концентрациях реагентов для приготовления очищающих пачек в Программе по буровым растворам.</li> </ul> <p>Необходимо постоянно контролировать вынос шлама, при уменьшении выноса бурение остановить, скважину промыть с одновременным расхаживанием инструмента в течение одного цикла.</p>	Предупреждение осложнений.

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм		
К.уч.		
Лист		
№ док		
Подп.		
Дата		
2021/354/ДС-ЛО.ЮС3.4.2.ТСН		
Лист		
52		

продолжение таблицы 5.4

37	<p>Порядок работ при проведении технологических СПО при бурении под эксплуатационную колонну через 150-250м (производится в случае признаков шламонакопления, превышения при бурении коэффициента трения - Ктр (отслеживание изменяя коэффициента трения по диаграмме изменения весов):</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. на забое промыть скважину в объёме затрубного пространства с расхаживанием и вращением на длину свечи (с рабочими режимами бурения) или до отсутствия шлама (если присутствует в обильном объёме на виброситах).</li> <li>2. подъём КНБК производить без циркуляции и вращения (без ведущей трубы). Время подъёма на одну свечу 3-5 мин.</li> <li>3. в случае осложнений во время подъёма КНБК (затяжки) произвести проработку проблемных интервалов до свободного хождения КНБК без циркуляции и вращения, далее продолжить подъём.</li> <li>4. проработка должна производиться с рабочими режимными параметрами. Необходимо чётко контролировать скорость обратной проработки. Не начинать проработку в проблемном интервале, необходимо спуститься минимум на 1 свечу ниже затяжки.</li> <li>5. произвести спуск КНБК без циркуляции и вращения до забоя (без ведущей трубы).</li> <li>6. в случае спуска КНБК (время спуска на одну свечу 3-5 мин.) до забоя без осложнений продолжить бурение.</li> <li>7. при осложнениях во время спуска КНБК без циркуляции и вращения, произвести присоединение ВСП или ведущую трубу (квадрат), проработать места посадок до свободного хождения КНБК вниз и продолжить спуск. Режим проработки – рабочий.</li> </ol>	<p>Предупреждение осложнений. Предупреждение аварий с бурильной колонной.</p>
38	<p>При полном поглощении и невозможности его ликвидации при бурении под кондуктор использовать в оснастке обсадных колонн при цементировании экранирующих устройств типа УЭЦС (или корзина), устанавливаемых над зоной поглощения. При невыходе цементного раствора на устье произвести дозаливку в заколонное пространство тем же тампонажным материалом. Рекомендуется в первую порцию добавить разноразмерный наполнитель.</p>	<p>Обеспечение требуемой высоты подъема цементного раствора.</p>
39	<p>Перед началом бурения под кондуктор на буровой необходимо иметь запас технической воды в объеме 2-х мерников.</p>	<p>Сокращение времени на ликвидацию поглощений</p>
40	<p>При бурении скважины и вскрытии продуктивного горизонта на буровой иметь запас бурового раствора в количестве, не менее двух объемов скважины: один объем должен находиться в емкостях циркуляционной системы, второй объем допускается иметь в виде материалов и химреагентов для его оперативного приготовления.</p>	<p>Предупреждение ГНВП</p>

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К.уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

продолжение таблицы 5.4

41	При производстве работ по освоению скважин необходимо иметь запас жидкости глушения в количестве не менее двух объемов скважины: один объем должен находиться в емкостях циркуляционной системы, второй объем допускается иметь в виде материалов и химреагентов для его оперативного приготовления.	Предупреждение ГНВП.
42	Работы по освоению и испытанию скважин могут быть начаты при обеспечении следующих условий: - высота подъема цементного раствора за эксплуатационной колонной и качество сформировавшейся крепи соответствуют требованиям рабочего проекта на бурение скважины; - эксплуатационная колонна прошаблонирована, опрессована совместно с колонной головкой и превенторной установкой (фонтанной арматурой), герметична при давлении, превышающем на 10% максимально ожидаемое давление на устье скважины; - устье с фонтанной арматурой или превенторной установкой и выкидные линии оборудованы и обвязаны в соответствии со схемой.	Предупреждение ГНВП.
43	Для каждой скважины, подлежащей освоению, составляется план работ и назначаются ответственные лица за их выполнение. План утверждается техническим руководителем буровой организации и согласовывается с заказчиком.	Предупреждение ГНВП.
44	Категорически запрещается при освоении скважин применять метод переменных давлений, при сбросе нефти в нефтесборные сети.	Предупреждение ГНВП.
45	При освоении скважины 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 <sup>3</sup> подъем должен быть прекращен и устье скважины загерметизировано. Дальнейшие работы выполняются в соответствии с планом ликвидации аварии. Скважина должна быть обеспечена запасом жидкости соответствующей плотности в количестве: непосредственно на скважине в блоке долива не менее 4,5 м <sup>3</sup> и не менее двух объемов скважины, находящихся непосредственно на скважине или на узле приготовления раствора.	Предупреждение ГНВП.
46	При обнаружении признаков газонефтеводопроявлений устье скважины должно быть загерметизировано, а бригада должна действовать в соответствии с ПЛА, разработанным в соответствии с приложением №5 Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности.	Предупреждение ГНВП.

2021/354/ДС-ЛО.ЮС3.4.2.ТЧН

Лист	53
------	----

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм					
К.уч.					
Лист					
№ док					
Подп.					
Дата					

продолжение таблицы 5.4

47	<p>Для своевременного принятия корректирующих действий должен быть организован контроль веса в процессе спуска обсадной колонны в скважину. Перед спуском обсадной колонны организацией, ответственной за спуск колонны, готовится график расчетного веса колонны при различных коэффициентах трения с указанием значений допустимых (безопасных) весов при спуске обсадной колонны. Для внесения данных в таблицу учета фактического веса назначается ответственное лицо. Следует отслеживать соответствие фактического веса расчетному, и при выявлении отклонения от допустимых значений необходимо принимать меры: произвести промывку скважины без движения колонны, начинать которую следует с минимальной производительностью бурового насоса, постепенно увеличивая до рабочих значений, отслеживая выход бурового раствора на устье и скачки давления. Во время промывки скважины необходимо отслеживать изменение давления и веса обсадной колонны, при достижении веса колонны допустимых значений и выравнивания параметров раствора (содержание шлама) принимается решение о дальнейшем спуске колонны.</p>	Предупреждение аварий с обсадной колонной.
48	<p>Перед наращиванием для каждой пробуренной свечи (трубы) фиксируется значение веса бурильной колонны при свободном вращении, при подъеме вверх и при спуске, а также крутящий момент при отрыве от забоя и давление циркуляции для определения признаков недостаточной очистки ствола и сопоставления с расчетными значениями. Также снимается значение веса на крюке при подъеме и спуске с выключенными насосами. Ответственные за фиксацию фактических значений - бурильщик и станция ГТИ, за предоставление расчетных данных – инженер по наклонно-направленному бурению.</p> <p>Промывка перед наращиванием производится при постоянном расхаживании инструмента на длину свечи (трубы). При невозможности вращения 100об/мин и более инструмент вращать с максимальной возможной частотой для установленного угла перекоса ВЗД. Промывка должна обеспечивать очистку скважины.</p> <p>В случае выявления затяжек и посадок произвести прокачку комплекса низковязких и высоковязких пачек согласно Программе по буровым растворам с обязательным контролем выхода пачек на поверхность. При отрицательном результате прокачки комплекса пачек (наличие затяжек и посадок) - произвести подъем бурильного инструмента с обратной проработкой до глубины отсутствия затяжек и посадок и произвести проработку проблемного интервала. Проработка должна осуществляться со скоростью превышающей скорость бурения минимум в 2-3 раза, при максимально возможных оборотах ротора. После проработки произвести фиксацию значений веса колонны при свободном вращении, при подъеме вверх и при спуске, а также крутящий момент при отрыве от забоя и давление давление промывочной жидкости на стояке манифольда.. При соответствии фактических значений снимаемых параметров расчетным продолжить бурение.</p>	Предупреждение осложнений. Предупреждение прихвата бурильного инструмента.

2021/354/ДС-ЛО.ЮС3.4.2.ТСН

Лист	54
------	----

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К.уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	
2021/354/ДС-ПО.ЮС3.4.2.ТСН	
Лист	55

продолжение таблицы 5.4

49	При спуске колонны, имеющей в оснастке заколонный пакер соблюдать особую осторожность. Промежуточные промывки начинать при расходе не более 2-4 л/сек. В интервалах сужений ствола промывку не планировать.	Предупреждение осложнений при спуске хвостовика.
50	При наличии незначительных перемычек между нефтенасыщенными и водоносными пластами менее 10м (по данным ГИС) предусмотреть установку на эксплуатационный хвостовик заколонного пакера.	Исключение заколонных перетоков.
51	При установке заколонных пакеров при цементировании эксплуатационных хвостовиков использовать пакеры с увеличенной длиной пакерирующего элемента не менее 1м с обязательным контролем глубины их установки.	Обеспечение качества крепления.
52	После проработки перед спуском эксплуатационного хвостовика произвести установку метасиликатной забойной ванны.	Обеспечение качества крепления.
53	В продуктивных интервалах и в интервалах с зенитными углами выше 40гр предусмотреть установку центраторов-турбулизаторов и пружинных центраторов на каждой трубе.	Обеспечение качества крепления.
54	Для исключения преждевременной активации оснастки эксплуатационного хвостовика, все элементы должны быть одной фирмы-производителя.	Предупреждение осложнений и аварий при креплении хвостовика.
55	Перед спуском эксплуатационного хвостовика транспортировочная колонна (буровой инструмент) опрессовывается на давление 25,0 МПа.	Предупреждение осложнений и аварий при креплении хвостовика.
56	При наличии более 2-х скважин в кусте предусмотреть БДЕ (блок дополнительных емкостей) для сохранения и повторного использования буровых растворов.	Сохранение объема бурового раствора
57	Пользователь недр должен разработать инструкцию по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов, учитывающую специфику эксплуатации месторождений и технологию проведения работ при бурении, реконструкции, ремонте, техническом перевооружении, консервации и ликвидации скважин, и согласовать ее с противофонтанной службой (противофонтанной воензированной частью).	Предупреждение ГНВП.
58	При бурении под эксплуатационный хвостовик предусмотреть запас хим. реагентов и запас тех. воды для изоляции зон интенсивных поглощений двумя операциями по дополнительному плану работ. В случае невозможности ликвидации поглощения цементными мостами предусмотреть установку профильного перекрывателя (по дополнительному плану работ).	Предупреждение и ликвидация поглощений.

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К.уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

2021/354/ДС-ПО.ЮС3.4.2.ТСН

Лист	56
------	----

### Мероприятия по предупреждению возможного пересечения стволов скважин

1. Провести расчет пересечения скважин на этапе проектирования профиля новой скважины в случае пересечений географических проекций или(и) близкого расположения устьев скважин.
2. Проведение внеочередного инструктажа буровой вахты с записью в журнале инструктажей. Во время бурения в опасных зонах пересечения строго соблюдать технологические регламенты и режимы бурения, требование «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (ПБНГП).
3. В интервалах зарезки и возможных пересечений бурение производить с телесистемой с электромагнитным каналом связи.
4. Обеспечение непосредственного контроля со стороны инженерно-технологического персонала (инженера по бурению и бурового мастера) в интервалах возможных пересечений стволов скважин: следить за скоростью проходки, моментом на устье, составом выбуренного шлама, производить прослушивание фонтанной арматуры соседних скважин в кусте, установить магниты, магнитной интенсификацией применяемой телесистемы. Замеры телесистемой производить каждые 8-10м (длина трубы).
5. Перед началом бурения наклонно-направленной скважины исполнителями работ должен быть проверен анализ проводки вертикальных и наклонно-направленных ранее пробуренных скважин, как кустовой площадки, так и близлежащих. Построить «паук», определить оптимальные очередность бурения скважин и глубины забурки.
6. В случае резкого роста нагрузки и давления, повышения вибрации, отсутствия выхода раствора на устье, изменения уровня бурового раствора в емкостях, наличие в шламе цемента и тем более металлической стружки, немедленно остановить бурение и поставить в известность соответствующие службы Подрядчика и Заказчика. По согласованию с Заказчиком провести пересчет профиля и согласовать программу дальнейшего бурения.
7. С целью исключения самопроизвольного набора зенитного угла ограничить нагрузку при бурении вертикального участка скважины.
8. При СПО в наклонно-направленных скважинах производить надежное крепление замковых резьбовых соединений во избежание развинчивания инструмента, находящегося в скважине.
9. Проектом предусматривается проведение инклинометрии только при ГИС под экс. колонну и во время окончательного каротажа под хвостовик. Инклинометрия под экс. колонну производится во время ОЗЦ гироскопом. В случае существенных расхождений показаний произвести привязку телесистемы. Подрядчик, производящий работы по ориентированному наклонно-направленному бурению, обязан предоставлять Заказчику инклинометрию и положение – траекторию ствола скважины (горизонтальную и вертикальную проекции), а до начала работ при составлении план-программы – фактическое положение стволов ранее пробуренных скважин в кусте по данным ГИС с целью предотвращения возможного пересечения стволов скважин. В случае отклонений от запроектированного профиля, или сближения стволов менее чем на 25 м, незамедлительно сообщить Заказчику.
10. Величина вертикального участка должна выбираться из условия исключения пересечения стволов скважин. При проектировании куста очередность бурения скважин с учетом НДС, отхода и азимута должна составляться таким образом, чтобы глубина зарезки каждой последующей скважины была на 30-50 м ниже предыдущей.
11. В случае ориентированного набора угла в бурящейся скважине выше глубины начала первого набора зенитного угла предыдущих скважин в направлении, противоположном НДС, при составлении план-программ учитывать радиус возможного круга допуска местонахождения стволов ранее пробуренных скважин. Не идти на сближение с вертикальным участком ранее пробуренных скважин.



Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К.уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

12. Для недопущения неконтролируемого искривления ствола скважины необходимо:
- а. обеспечить соосность фонаря вышки, проходного отверстия стола ротора и оси скважины;
  - б. горизонтальность установки стола ротора, соответствие размеров вкладышей и ведущей трубы;
  - с. соосность резьбовых соединений элементов компоновки нижней части бурильной колонны;
  - д. прямолинейность ведущей трубы, утяжеленных бурильных труб;
  - е. при бурении вертикального участка инструмент необходимо периодически проворачивать ротором и ограничивать нагрузку на долото, при необходимости использовать центрирующие элементы.

2021/354/ДС-ЛО.ЮС3.4.2.ТСН

Лист

57

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К.уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

## Мероприятия по предупреждению и ликвидации поглощений промывочной жидкости

**При ликвидации поглощений необходимо руководствоваться «Сборником региональных нормативных документов для безаварийного строительства скважин на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»», разделы 8 и 14 [35].**

Планирование и соблюдение технологии бурения - это ключи к предупреждению поглощения промывочной жидкости посредством минимизации чрезмерных давлений на пласты.

В течение всего цикла строительства скважины необходимо отслеживать:

- Параметры бурового раствора (плотность, реологические показатели) должны соответствовать проектным значениям.
- Объем долива промывочной жидкости (до устья), отклонение доливаемого и вытесняемого объемов промывочной жидкости от объемов извлекаемого и спускаемого инструмента при СПО. При запуске циркуляции – объем бурового раствора, закачанного в скважину до восстановления циркуляции (до выхода на устье), уровень бурового раствора в рабочих емкостях.

- Эффекты свабирования и поршневания свести к минимуму, ограничив скорость СПО до 0,4 м/с и менее в зависимости от конструкции и профиля скважины, реологических характеристик раствора. Снижать скорость спуска и подъема КНБК независимо от того, возникают ли поглощения во время бурения или СПО.

- Интервалы увеличения механической скорости бурения, в том числе интервалы провала инструмента. При высокой скорости проходки увеличение ЭЦП из-за большого содержания выбуренной породы (шлама) в буровом растворе. Необходимо не допускать увеличения содержания шлама в затрубном пространстве выше 4%. Расчетная ЭЦП не должна превышать градиент ГРП. При необходимости следует ограничивать скорость проходки для качественной очистки ствола скважины от шлама.

- Запуск насосов (восстановление циркуляции) должен производиться с минимальной подачи, с постепенным (в течении 2 минут) выходом на рабочий режим. Высокий расход в начале бурения может вызвать поглощение бурового раствора.

- При глушении скважины с неперекрытой зоной вероятного поглощения бурового раствора следует избегать резкого повышения удельного веса бурового раствора. В случае превышения ЭЦП бурового раствора над градиентом давления гидроразрыва пласта последствием будет не только поглощение бурового раствора, но и потеря контроля над скважиной.

### **Ликвидация поглощений бурового раствора**

В интервале бурения под техническую колонну, цементируемую секцию эксплуатационной колонны или цементируемую секцию эксплуатационного хвостовика изоляционные работы производятся при коэффициенте приемистости более 1 м<sup>3</sup>/(ч·МПа). Пороговое значение коэффициента приемистости для проведения изоляционных работ может быть скорректировано в большую или меньшую сторону по согласованию с Филиалом "ПермНИПИнефть" и ООО "ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ".

В интервале бурения под направление, кондуктор, не цементируемую секцию эксплуатационной колонны, не цементируемую секцию эксплуатационного хвостовика, необсаживаемый участок скважины (открытый забой) решение о целесообразности проведения изоляционных работ принимается Филиалом "ПермНИПИнефть" и ООО "ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ".

2021/354/ДС-ЛО.ЮС3.4.2.ТСН

Лист	58
------	----

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К.уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

2021/354/ДС-ПО.ЮС3.4.2.ТСН

Для выбора изоляционного состава и принятия решения о проведении работ по ликвидации поглощений проводятся исследования поглощающих интервалов:

- Определяется глубина статического уровня (в обязательном порядке при использовании твердеющих составов);
- Определяется коэффициент приемистости методом долива бурового раствора (в том случае, если скважина не обрудована ПВО) или методом опрессовки через ПВО.

- Геофизические методы (кавернометрия, гамма-каротаж, нейтронно-гамма каротаж) применяются в случаях, когда информация о зоне поглощения, полученная другими методами, недостаточна для выбора эффективной технологии изоляции. Как правило, это относится к сложнопостроенным пластам с высокой интенсивностью поглощения или к пластам, исследование которых другими методами неэффективно по геологическим или техническим причинам.

Для ликвидации поглощений на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» используют нетвердеющие (исходный буровой раствор с инертными наполнителями, глинистая паста с инертными наполнителями, глинометасиликатный состав) и твердеющие (глиноцементный состав, пеноцементный изоляционный материал, кислоторастворимый изоляционный материал, быстросхватывающийся состав) составы.

По согласованию с Заказчиком и после проведения соответствующих лабораторных испытаний допускается использование других изоляционных материалов.

**Мероприятия по ликвидации частичных поглощений промывочной жидкости в интервале бурения под направление, кондуктор и техническую колонну (экс. колонну в случае скважин малого диаметра с хвостовиком):**

- перед бурением интервалов, где ожидаются высокоинтенсивные поглощения промывочной жидкости, в обязательном порядке произвести набор воды в объеме емкостного парка буровой установки;
- при наличии в разрезе неустойчивых пород применять глинистый буровой раствор (ГБР) или полимер-эмульсионный буровой раствор (ПЭБР), бурение осуществлять с постоянным вводом кольматантов либо с периодической установкой кольматирующих пачек в интервал поглощения и технологическим отстоем;
- в случае высокоинтенсивных поглощений бурового раствора (ГБР/ПЭБР) либо поглощений без выхода циркуляции в качестве промывочной жидкости допускается применять техническую воду с прокачкой очищающих пачек с повышенной выносной способностью; рецептуры пачек указываются в программе работ по буровым растворам на каждую конкретную скважину;
- в случае значительных простоев по причине завоза / набора технической воды, для промывки скважины возможно применение аэрированной мультифазной системы бурового раствора (АМФС).

**Ликвидация поглощений промывочной жидкости в интервале бурения под направление, кондуктор и техническую колонну (экс. колонну в случае скважин малого диаметра с хвостовиком):**

- Изоляционные работы в интервале бурения под направление, кондуктор и тех. колонну (экс. колонну в случае скважин малого диаметра с хвостовиком) проводятся с целью сокращения времени простоев, связанных с необходимостью пополнения бурового раствора

Лист	59
------	----

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	
К.уч.	
Лист	
№ док.	
Подп.	
Дата	

(промывочной жидкости). Решение о целесообразности проведения изоляционных работ принимается Филиалом "ПермНИПИнефть" и ООО "ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ".

– Ликвидация поглощений в интервале бурения под направление, кондуктор и тех. колонну (экс. колонну в случае скважин малого диаметра с хвостовиком) производится с использованием глиноцементного состава и, в случае отрицательного результата, с использованием быстросхватывающегося состава.

– В процессе откачки в глиноцементный раствор вводятся наполнители. Состав, размер и концентрация наполнителей подбираются с учетом интенсивности поглощения, а также опыта ранее проведенных операций. В качестве наполнителей рекомендуется использовать ореховую скорлупу (от 3 мм) и волокнистые материалы (минеральная вата, кордное волокно, фибра и др.).

– В случае отрицательного результата изоляционных работ с использованием глиноцемента проводятся работы с использованием быстросхватывающегося состава. В процессе откачки в быстросхватывающийся состав вводятся наполнители. Состав, размер и концентрация наполнителей подбираются с учетом интенсивности поглощения, а также опыта ранее проведенных операций. В качестве наполнителей рекомендуется использовать ореховую скорлупу (от 3 мм) и волокнистые материалы (минеральная вата, кордное волокно, фибра и др.).

**Ликвидация поглощений промывочной жидкости в интервале надпродуктивных отложений:**

1. Ликвидация поглощений в интервале надпродуктивных отложений производится с использованием кольматирующих пачек на исходном буровом растворе, глинометасиликатного состава, пеноцементного изоляционного материала, глиноцементного состава и глинистой пасты с инертными наполнителями. Изоляционные работы проводятся при коэффициенте приемистости более  $1 \text{ м}^3/(\text{ч} \cdot \text{МПа})$ .

2. При коэффициенте приемистости от 1 до  $3 \text{ м}^3/(\text{ч} \cdot \text{МПа})$  проводятся изоляционные работы с использованием нетвердеющих составов: глинометасиликатного состава или кольматирующих пачек на исходном буровом растворе. Если во вскрытом разрезе имеются неустойчивые (глинистые или солевые) отложения – изоляционные работы проводятся с использованием кольматирующих пачек на исходном буровом растворе. Во всех остальных случаях используется глинометасиликатный состав. Если после установки нетвердеющих составов и проработки ствола скважины:

а) коэффициент приемистости менее  $1 \text{ м}^3/(\text{ч} \cdot \text{МПа})$  – продолжают строительство скважины в соответствии с проектной документацией.

б) коэффициент приемистости от 1 до  $3 \text{ м}^3/(\text{ч} \cdot \text{МПа})$  и:

- в процессе задавки нетвердеющих составов было получено давление «стоп» – проводят повторные изоляционные работы, уменьшается размер наполнителей, при необходимости корректируются рецептуры и объемы изоляционных составов.

- в процессе задавки нетвердеющих составов давление «стоп» не получено – дальнейшее продолжение работ с использованием нетвердеющих составов нецелесообразно, проводятся работы с использованием пеноцементного изоляционного материала.

3. При коэффициенте приемистости от 3 до  $10 \text{ м}^3/(\text{ч} \cdot \text{МПа})$  проводятся изоляционные работы с использованием пеноцементного изоляционного материала. Если после разбуривания пеноцементного изоляционного материала:

а) коэффициент приемистости менее  $1 \text{ м}^3/(\text{ч} \cdot \text{МПа})$  – продолжают строительство скважины в соответствии с проектной документацией.

б) коэффициент приемистости от 1 до  $3 \text{ м}^3/(\text{ч} \cdot \text{МПа})$  и:

2021/354/ДС-ЛО.ЮС3.4.2.ТСН

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм		
К.уч.		
Лист		
№ док		
Подп.		
Дата		

2021/354/ДС-ЛО.ЮС3.4.2.ТСН

- в процессе задавки пеноцементного изоляционного материала получено давление «стоп» – выполняют изоляционные работы с использованием нетвердеющих составов.

- в процессе задавки пеноцементного изоляционного материала давление «стоп» не получено – производится повторная установка пеноцементного изоляционного материала. При необходимости уменьшается объем состава.

с) коэффициент приемистости более  $3 \text{ м}^3/(\text{ч}\cdot\text{МПа})$  и:

- наблюдается положительная динамика – производится повторная установка пеноцементного изоляционного материала. При необходимости производится корректировка объема.

- положительная динамика отсутствует – дальнейшее продолжение работ с использованием пеноцементного изоляционного материала нецелесообразно, проводятся работы с использованием глиноцементного состава.

4. При коэффициенте приемистости более  $10 \text{ м}^3/(\text{ч}\cdot\text{МПа})$  проводятся изоляционные работы с использованием глиноцементного состава. Если после разбуривания глиноцементного состава:

а) коэффициент приемистости менее  $1 \text{ м}^3/(\text{ч}\cdot\text{МПа})$  – продолжают строительство скважины в соответствии с проектной документацией.

б) коэффициент приемистости от 1 до  $3 \text{ м}^3/(\text{ч}\cdot\text{МПа})$  и:

- в процессе задавки глиноцементного состава получено давление «стоп» – выполняют изоляционные работы с использованием нетвердеющих составов.

- в процессе задавки глиноцементного состава давление «стоп» не получено – производится повторная установка глиноцементного состава. При необходимости уменьшается объем состава.

с) коэффициент приемистости более  $3 \text{ м}^3/(\text{ч}\cdot\text{МПа})$  и:

- наблюдается положительная динамика – производится повторная установка глиноцементного состава. При необходимости производится корректировка объема.

- положительная динамика отсутствует – дальнейшее продолжение работ с использованием глиноцементного состава нецелесообразно, необходимо снизить приемистость закачкой кольматирующих пачек с крупнофракционными наполнителями.

5. В случае отрицательного результата изоляционных работ с использованием глиноцементного состава проводят работы по снижению приемистости закачкой кольматирующих пачек с крупнофракционными наполнителями. Если во вскрытом разрезе имеются неустойчивые (глинистые или солевые) отложения – изоляционные работы проводятся с использованием кольматирующих пачек на исходном буровом растворе. Во всех остальных случаях используются кольматирующие пачки на глинистом растворе. Рекомендуемый размер наполнителей (ореховая скорлупа, мраморная крошка) – не менее 3 мм. Рекомендуемый объем кольматирующей пачки  $35-75 \text{ м}^3$ . Если после установки кольматирующей пачки:

а) наблюдается положительная динамика – проводятся повторные изоляционные работы с использованием глиноцементного состава.

б) положительная динамика отсутствует – дальнейшее продолжение изоляционных работ считается нецелесообразным. Производится установка профильного перекрывателя.

61	Лист
----	------

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К.уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

2021/354/ДС-ПО.ЮС3.4.2.ТСН

--	--

Лист	62
------	----

**Ликвидация поглощений промывочной жидкости в интервале надпродуктивных отложений в условиях сероводородной агрессии:**

1. Ликвидация поглощений в интервале надпродуктивных отложений при наличии коррозионно-агрессивных компонентов (H<sub>2</sub>S, CO<sub>2</sub>) в пластовых флюидах вскрытых пластов производится с использованием кольматирующих пачек на исходном буровом растворе, глинометасиликатного состава, кислоторастворимого изоляционного материала и глинистой пасты с инертными наполнителями. Изоляционные работы проводятся при коэффициенте приемистости больше 1 м<sup>3</sup>/(ч·МПа).

2. При коэффициенте приемистости от 1 до 3 м<sup>3</sup>/(ч·МПа) проводятся изоляционные работы с использованием нетвердеющих составов: глинометасиликатного состава или кольматирующих пачек на исходном буровом растворе. Если во вскрытом разрезе имеются неустойчивые (глинистые или солевые) отложения – изоляционные работы проводятся с использованием кольматирующих пачек на исходном буровом растворе. Во всех остальных случаях используется глинометасиликатный состав. Если после установки нетвердеющих составов и проработки ствола скважины:

а) коэффициент приемистости менее 1 м<sup>3</sup>/(ч·МПа) – продолжают строительство скважины в соответствии с проектной документацией.

б) коэффициент приемистости от 1 до 3 м<sup>3</sup>/(ч·МПа) и:

- в процессе задавки нетвердеющих составов было получено давление «стоп» – проводят повторные изоляционные работы, уменьшается размер наполнителей, при необходимости корректируются рецептуры и объемы изоляционных составов.

- в процессе задавки нетвердеющих составов давление «стоп» не получено – дальнейшее продолжение работ с использованием нетвердеющих составов нецелесообразно, проводятся работы с использованием кислоторастворимого изоляционного материала.

3. При коэффициенте приемистости более 3 м<sup>3</sup>/(ч·МПа) проводятся изоляционные работы с использованием кислоторастворимого изоляционного материала. Если после разбуривания кислоторастворимого изоляционного материала:

а) коэффициент приемистости менее 1 м<sup>3</sup>/(ч·МПа) – продолжают строительство скважины в соответствии с проектной документацией.

б) коэффициент приемистости от 1 до 3 м<sup>3</sup>/(ч·МПа) – выполняют изоляционные работы с использованием нетвердеющих составов.

с) коэффициент приемистости более 3 м<sup>3</sup>/(ч·МПа) и:

- наблюдается положительная динамика – производится повторная установка кислоторастворимого изоляционного материала. При необходимости производится корректировка объема.

- положительная динамика отсутствует – дальнейшее продолжение работ с использованием кислоторастворимого изоляционного материала нецелесообразно, необходимо снизить приемистость закачкой кольматирующих пачек с крупнофракционными наполнителями.

4. В случае отрицательного результата изоляционных работ с использованием кислоторастворимого изоляционного материала. проводят работы по снижению приемистости закачкой кольматирующих пачек с крупнофракционными наполнителями. Если во вскрытом разрезе имеются неустойчивые (глинистые или солевые) отложения – изоляционные работы проводятся с использованием кольматирующих пачек на исходном буровом растворе. Во всех остальных случаях используются кольматирующие пачки на глинистом растворе. Рекомендуемый размер наполнителей (ореховая скорлупа, мраморная крошка) – не менее 3 мм. Рекомендуемый объем кольматирующей пачки 35-75 м<sup>3</sup>. Если после установки кольматирующей пачки:

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм		
К.уч.		
Лист		
№ док		
Подп.		
Дата		

2021/354/ДС-ЛО.ЮС3.4.2.ТСН

а) наблюдается положительная динамика – проводятся повторные изоляционные работы с использованием кислоторастворимого изоляционного материала.

б) положительная динамика отсутствует – дальнейшее продолжение изоляционных работ считается нецелесообразным. Производится установка профильного перекрывателя.

**Ликвидация поглощений промывочной жидкости в интервале продуктивных отложений:**

1. Ликвидация поглощений в интервале продуктивных отложений (а также в интервале надпродуктивных отложений, если существует риск попадания изоляционных и буферных жидкостей во вскрытый продуктивный интервал) производится с использованием кольматирующих пачек на исходном буровом растворе с кислоторастворимым кольматантом и кислоторастворимого изоляционного материала. Изоляционные работы проводятся при коэффициенте приемистости больше  $1 \text{ м}^3/(\text{ч}\cdot\text{МПа})$ .

2. При коэффициенте приемистости от 1 до  $3 \text{ м}^3/(\text{ч}\cdot\text{МПа})$  проводятся изоляционные работы с использованием кольматационных пачек на исходном буровом растворе с кислоторастворимым кольматантом. Если после установки кольматирующих пачек и проработки ствола скважины:

а) Коэффициент приемистости менее  $1 \text{ м}^3/(\text{ч}\cdot\text{МПа})$  – продолжают строительство скважины в соответствии с проектной документацией.

б) коэффициент приемистости от 1 до  $3 \text{ м}^3/(\text{ч}\cdot\text{МПа})$  и:

- в процессе задавки кольматирующей пачки было получено давление «стоп» – проводят повторные изоляционные работы, уменьшается размер наполнителей, при необходимости корректируются рецептура и объем кольматирующей пачки.

- в процессе задавки кольматирующей пачки давление «стоп» не получено – дальнейшее продолжение работ с использованием кольматирующих пачек нецелесообразно, проводятся работы с использованием кислоторастворимого изоляционного материала.

3. При коэффициенте приемистости более  $3 \text{ м}^3/(\text{ч}\cdot\text{МПа})$  проводятся изоляционные работы с использованием кислоторастворимого изоляционного материала. Если после разбуривания кислоторастворимого изоляционного материала:

а) коэффициент приемистости менее  $1 \text{ м}^3/(\text{ч}\cdot\text{МПа})$  – продолжают строительство скважины в соответствии с проектной документацией.

б) коэффициент приемистости от 1 до  $3 \text{ м}^3/(\text{ч}\cdot\text{МПа})$  – выполняют изоляционные работы с использованием кольматирующих пачек на исходном буровом растворе.

с) коэффициент приемистости более  $3 \text{ м}^3/(\text{ч}\cdot\text{МПа})$  и:

- наблюдается положительная динамика – производится повторная установка кислоторастворимого изоляционного материала. При необходимости производится корректировка объема.

- положительная динамика отсутствует – дальнейшее продолжение работ с использованием кислоторастворимого изоляционного материала нецелесообразно, необходимо снизить приемистость закачкой кольматирующих пачек с крупнофракционными кислоторастворимыми наполнителями.

4. В случае отрицательного результата изоляционных работ с использованием кислоторастворимого изоляционного материала проводят работы по снижению приемистости закачкой кольматирующих пачек на исходном буровом растворе с крупнофракционными

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К.уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

2021/354/ДС--ЛО.ЮС3.4.2.ТСН

Лист	64
------	----

кислоторастворимыми наполнителями. Рекомендуемый размер наполнителей – не менее 3 мм. Рекомендуемый объем кольматирующей пачки 35-75 м<sup>3</sup>. Если после установки кольматирующей пачки:

а) наблюдается положительная динамика – проводятся повторные изоляционные работы с использованием кислоторастворимого изоляционного материала.

б) положительная динамика отсутствует – дальнейшее продолжение изоляционных работ считается нецелесообразным. Производится установка профильного перекрывателя.

**Технология проведения изоляционных работ:**

1. Закачка изоляционных составов может производиться через различные компоновки:

- КНБК;
- циркуляционный переводник;
- извлекаемый пакер;
- разбуриваемый пакер;
- ОКБТ.

2. При выборе кольматантов максимально допустимый размер частиц определяется с учетом проходимости через элементы КНБК.

При вводе инертных наполнителей в буровой раствор или заготовке кольматирующих пачек показатель прочности геля исходного раствора должен быть не менее 20,4/25,6 дПа. Типовой состав и рекомендуемые объемы кольматирующих пачек на основе бурового раствора приведен в таблицах 5.5.1 и 5.5.2.



Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К.уч.	
Лист	
№ док.	
Подп.	
Дата	

2021/354/ДС-ЛО.ЮС3.4.2.ТСН

Таблица 5.5.1 Типовой состав кольматирующих пачек

Интенсивность поглощения, м <sup>3</sup> /ч	Состав пачки	Концентрация, кг/м <sup>3</sup> (л/м <sup>3</sup> )
1	2	3
1-2	Исходный раствор Микрокальцит МК-100 Микрокальцит МК-315 Микрокальцит МК-500	(960-980) 15-30 15-30 15-30
2-5	Исходный раствор Микрокальцит МК-100 Микрокальцит МК-315 Микрокальцит МК-500	(940-960) 30-50 30-50 30-50
5-8	Исходный раствор Микрокальцит МК-100 Микрокальцит МК-315 Микрокальцит МК-500	(910-940) 50-75 50-75 50-75
>8	При интенсивности поглощения более 8 м <sup>3</sup> /ч и отсутствии эффективности применения пачек, либо в случае простоев по причине заготовки раствора проводятся изоляционные работы по дополнительному плану.	
<b>Примечание:</b> Состав кольматационных пачек может корректироваться инженером по буровым растворам в оперативном порядке		

Таблица 5.5.2 Рекомендуемые объемы кольматирующих пачек в зависимости от диаметра ствола скважины

Диаметр долота, мм	Объем пачки, м <sup>3</sup>
1	2
≤ 126	4-6
142,9-155,6	6-8
215,9 (190,5; 220,7)	8-10
≥ 220,7	≥ 10

3. В таблице 5.5.3 приведены ограничения на использование указанных компоновок для закачки конкретных изоляционных составов.

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К.уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

2021/354/ДС-ЛО.ЮС3.4.2.ТСН

Таблица 5.5.3 – Ограничения на использование различных компоновок для закачки изоляционных составов:

Компоновки	КП	ГП	ГМС	ЦПМ	ГЦС	КИМ	БСС
1	2	3	4	5	6	7	8
КНБК	+	-	-	-	-	-	-
Циркуляционный переводник	+	-	-	-	-	-	-
ОКБТ	+	+	+	+	+	+	+
Извлекаемый пакер	+	+	+	-	-	-	-
Разбуриваемый пакер	+	+	+	+	+	+	+

Примечания.

1. "+" - компоновка может быть использована.
2. "-" - запрещается использовать указанную компоновку.
3. КП - кольматирующая пачка на исходном буровом растворе.
4. ГП - кольматирующая пачка на глинистом растворе.
5. ГМС - глинометасиликатный состав.
6. ЦПМ - пеноцементный изоляционный материал.
7. ГЦС - глиноцементный состав.
8. КИМ - кислоторастворимый изоляционный материал.
9. БСС - быстросхватывающийся состав.

4. При закачке составов с наполнителями необходимо учитывать пропускную способность спущенного инструмента. Максимальный размер наполнителей не должен превышать соответствующие значения, приведенные в документации на используемое оборудование.

5. Закачка изоляционных составов через извлекаемый пакер (ПГМ-195 или аналоги) производится в следующих случаях:

- a) наличие поглощающих/проницаемых пластов, расположенных выше изолируемого интервала;
- b) наличие пластов с низким градиентом начала поглощения, расположенных выше изолируемого интервала (если давления, возникающие в скважине в процессе задавки, превышают давление начала поглощения пластов, расположенных выше изолируемого интервала);
- c) требуемое давление задавки изоляционного состава превышает давление опрессовки подбашмачного пространства предыдущей обсадной колонны.

Запрещается производить закачку твердеющих составов через извлекаемый пакер.

6. Закачка изоляционных составов через разбуриваемый пакер (ПРС-195 или аналоги) производится в следующих случаях:

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К.уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

а) если изоляционные работы проводятся с использованием твердеющих составов и выше изолируемого пласта присутствуют пласты с более высоким градиентом пластового давления (за исключением случаев, когда на основании опыта ранее проведенных операций ожидается получение давления "стоп");

б) наличие поглощающих/проницаемых пластов, расположенных выше изолируемого интервала;

с) наличие пластов с низким градиентом начала поглощения, расположенных выше изолируемого интервала (если давления, возникающие в скважине в процессе задавки, превышают давление начала поглощения пластов, расположенных выше изолируемого интервала);

д) требуемое давление задавки изоляционного состава превышает давление опрессовки подбашмачного пространства предыдущей обсадной колонны.

Запрещается производить закачку глиноцементного состава через разбуриваемый пакер.

7. Закачка кольматирующих пачек на исходном буровом растворе через КНБК или циркуляционный переводник производится в следующих случаях:

а) когда размер наполнителей, планируемых к использованию в составе кольматирующих пачек, не превышает максимальный допустимый размер (учитывающий пропускную способность спущенного инструмента);

б) для поддержания статического уровня жидкости в скважине с целью предупреждения ГНВП в процессе бурения, спускоподъемных или других технологических операций (с учетом пропускной способности спущенного инструмента).

8. Рекомендуемое давление задавки нетвердеющих изоляционных составов – не менее 5 МПа (но не превышая давление гидравлического разрыва (ГРП) изолируемого интервала).

9. Для твердеющих составов минимальное давление задавки не регламентируется.

2021/354/ДС--ЛО.ЮС3.4.2.ТСН

Лист	67
------	----

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К.уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

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

Интервал, м		Допустимая гидродинамическая составляющая репрессии на пласт на границе интервала, МПа		Допустимая гидродинамическая составляющая депрессии на пласт на границе интервала, МПа	
от (верх)	до (низ)	верхней	нижней	верхней	нижней
Поглощающие пласты					
0	17	0	0,11	0	0,02
17	321	0,11	2,09	0,02	0,32
652	783	4,63	5,55	0,59	0,71
Проявляющие пласты					
1248	1262	12,95	13,08	0,62	0,62

Примечание.

1. Значения интервалов указаны по вертикали.
2. Допустимая гидродинамическая составляющая репрессии на пласт определяется как разность между допустимыми давлениями гидроразрыва и гидростатическим давлением бурового раствора на соответствующей глубине.
3. Допустимая гидродинамическая составляющая депрессии на пласт определяется как разность между гидростатическим давлением столба бурового раствора и пластовым давлением на соответствующей глубине.

2021/354/ДС-ЛО.ЮС3.4.2.ТСН

Лист	68
------	----

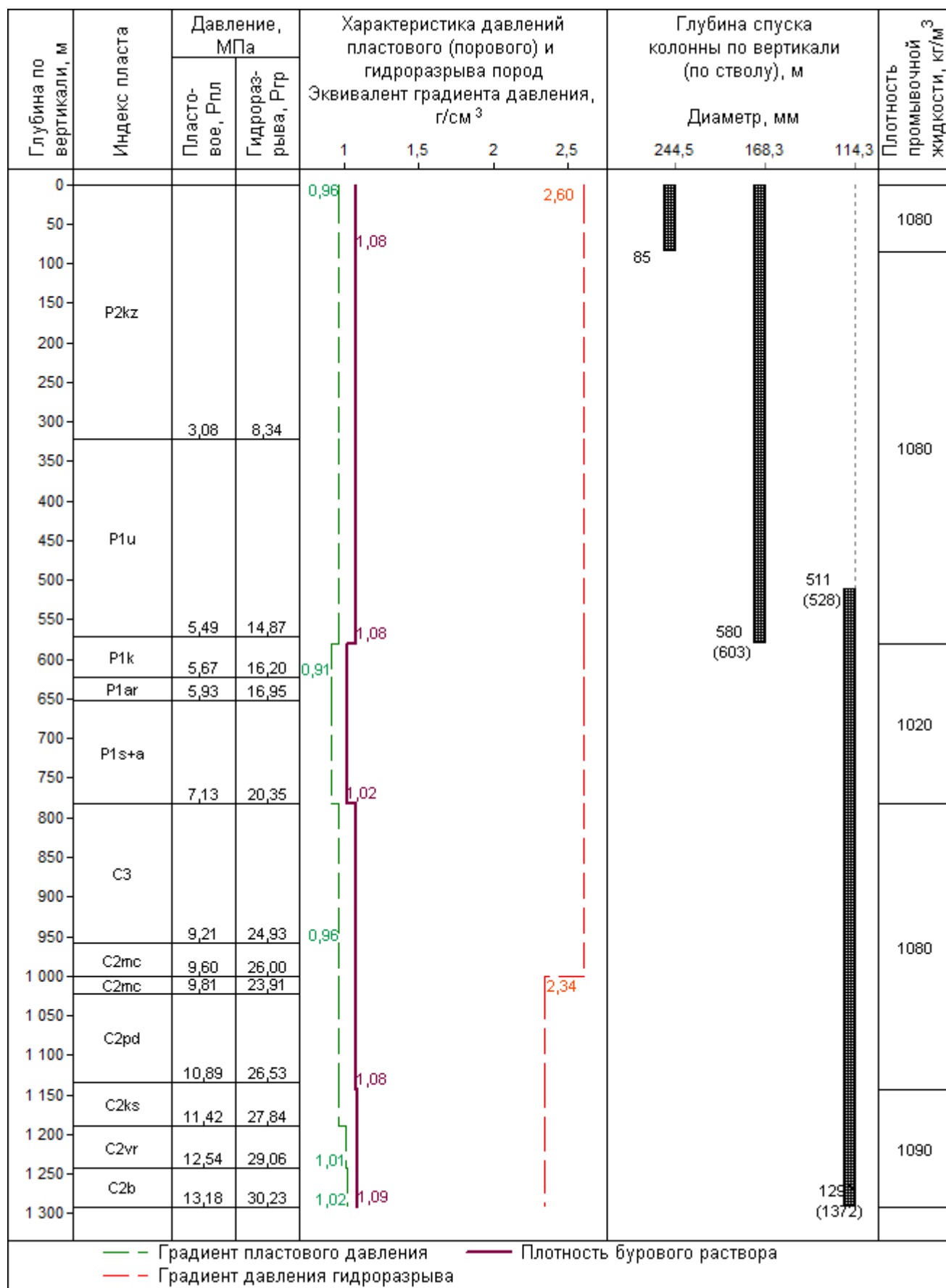


Рисунок 5.1 – График совмещенных давлений

Ивв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К.уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

## 6 Профиль ствола скважины

Таблица 6.1 - Входные данные по профилю скважины

Интервал установки погружных насосов по вертикали, м		Максимально допустимые параметры профиля в интервале установки погружных насосов		Зенитный угол, град		
от (верх)	до (низ)	зенитный угол, град	интенсивность изменения зенитного угла, град/10 м	максимально допустимый в интервале его увеличения	при входе в продуктивный пласт	
1	2	3	4	5	минимально допустимый	максимально допустимый
6	7					
1000	1300	Для штанговых насосов-60 Для ЭЦН – не регламентируется	0,5	Не регламентируется		

Глубина скважины (верт.), м - 1292,0  
 Проложение скважины, м – 421,41  
 Проложение скважины до входа в продуктивный пласт, м — 404,0 (С<sub>2</sub>b (Бш))  
 Вертикальный участок, м - до 150,0  
 Интенсивность набора зенитного угла, 1 участок - град/10 м — 1,0  
 Интенсивность снижения зенитного угла, 1 участок - град/10 м — 0,3

2021/354/ДС5--П.О.ЮС3.4.2.ТСН

Лист	70
------	----

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

Таблица 6.2 - Профиль ствола скважины

Интервал по вертикали, м		Длина интервала по вертикали	Зенитный угол, град		Азимут, град		Горизонтальное отклонение, м		Длина по стволу, м		Радиус кривизны, м	Интенсивность искривления/ пространственная интенсивность, град/10м
от (верх)	до (низ)		в начале интервала	в конце интервала	в начале интервала	в конце интервала	за интервал	общее	интервала	общая		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
<b>Кондуктор</b>												
0,0	85,0	85,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	85,0	85,0	0,0	0,0
<b>Эксплуатационная колонна</b>												
85,0	150,0	65,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	65	150	0,0	0,0
150,0	367,41	217,41	0,0	22,3	0,0	0,0	42,85	42,85	223,0	373,0	573,0	1,00
367,41	580,0	212,59	22,3	22,3	0,0	0,0	87,19	130,04	229,77	602,77	0,0	0,0
<b>Хвостовик</b>												
580,0	1248,0	668,0	22,3	22,3	0,0	0,0	273,96	404,0	722,0	1324,77	0,0	0,0
1248,0	1292,0	44,0	22,3	20,88	0,0	0,0	17,41	421,41	47,32	1372,09	1910,0	0,3

Примечание.

1. Пересчет проектного профиля ствола скважины производится с учетом азимута и координат, которые предоставляются Заказчиком.
2. Профиль и стратиграфические отметки уточняются в плане работ на скважину по результатам замера высотных отметок (альтитуда ротора).
3. Максимальная интенсивность на участках набора и снижения зенитного угла не должна превышать: при бурении под эксплуатационную колонну 1,5°/10м. Максимальная интенсивность на участках условной стабилизации не должна превышать 0,5°/10м.
4. Основными критериями выбора рационального профиля скважины являются:
  - минимальные значения зенитного угла в интервале ГНО при заданных отклонениях от вертикали;
  - минимальная нагрузка на крюке при подъеме буровой колонны;
  - минимальная длина ствола при заданных отклонениях от вертикали;
  - минимальное количество смены КНБК и возможность полной отработки долот;
  - минимизация зенитного угла в интервале терригенных отложений и отбора керна.

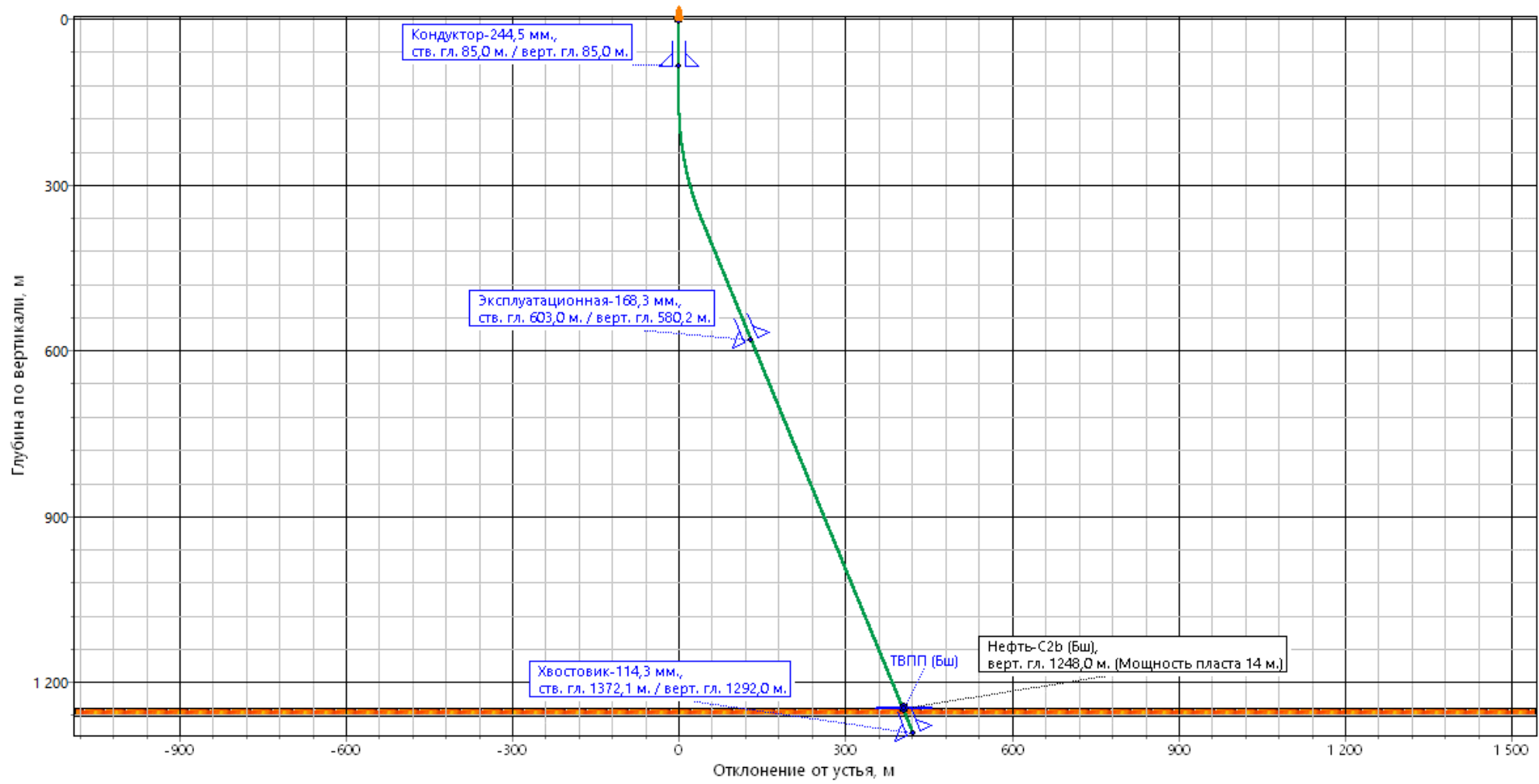
2021/354/ДС5--ЛО.ЮС3.4.2.ТСН

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	К уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2021/354/ДС--ЛО.ЮС3.4.2.ТСН

72	Лист
----	------



**Рис. 6.1. Проектный профиль ствола скважины  
(Вертикальная проекция)**

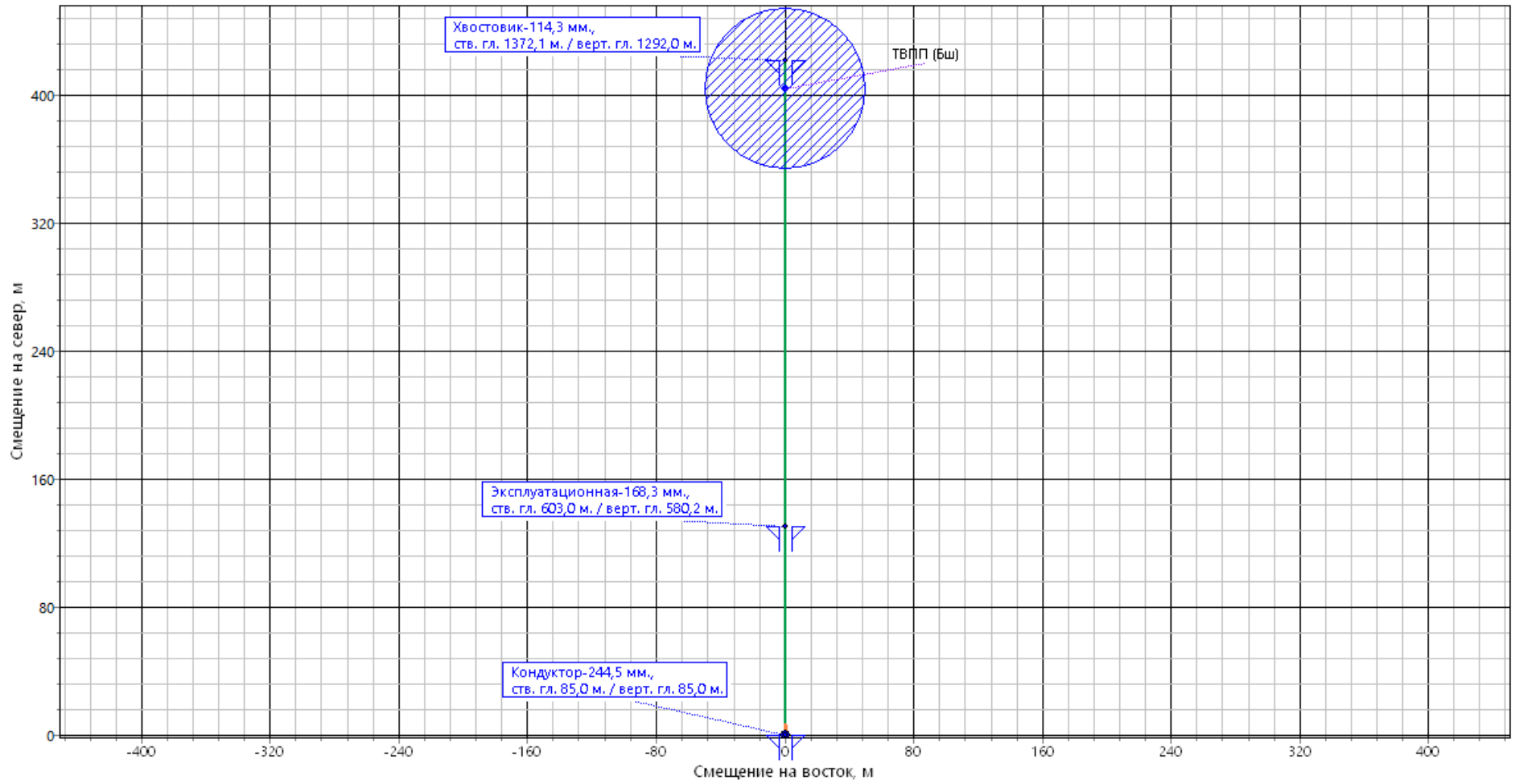


Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	К уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2021/354/ДС-П.О.ЮС3.4.2.ТСН

73	Лист
----	------



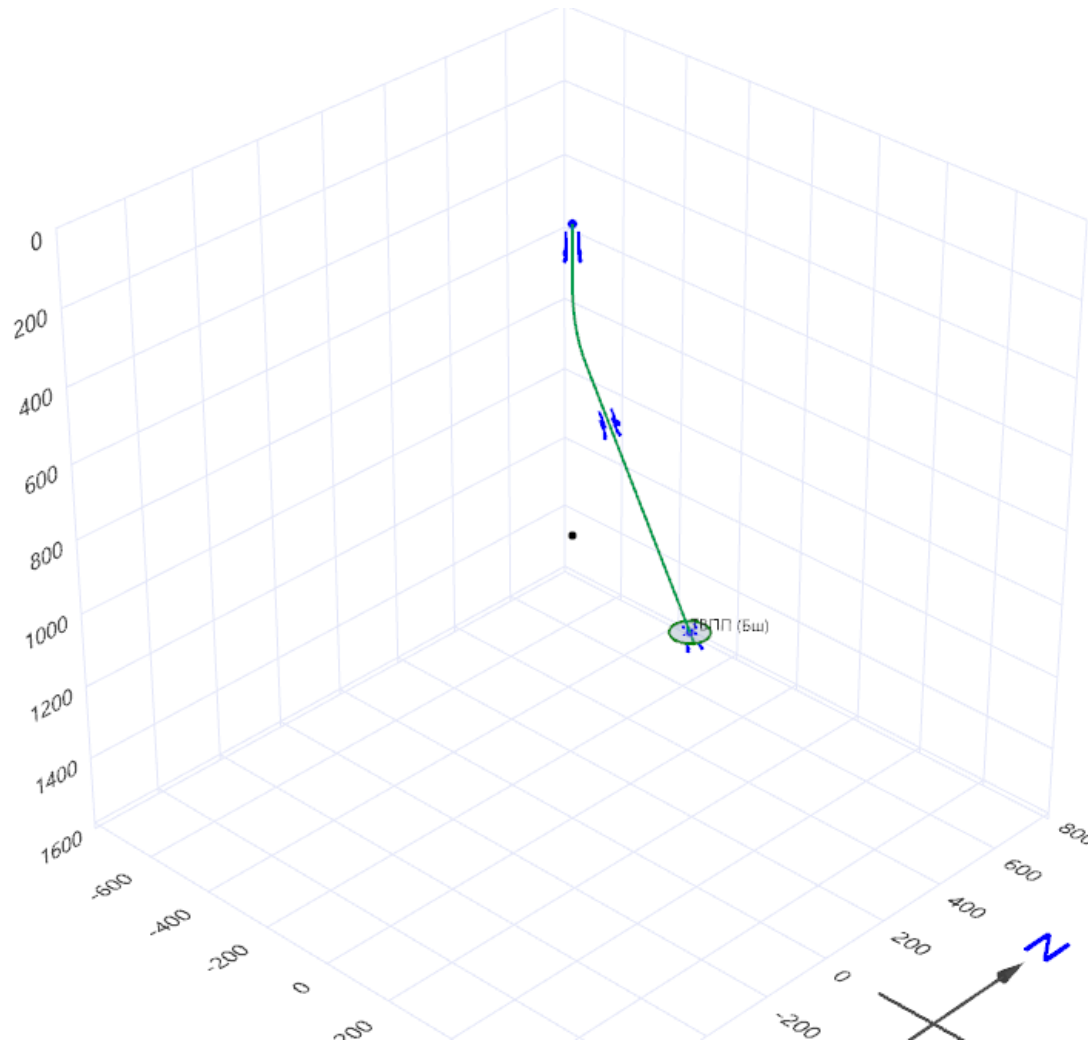
**Рис. 6.2 Проектный профиль ствола скважины  
Проекция на горизонтальную плоскость**

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

2021/354/ДС--П.О.ЮС3.4.2.ТСН

Лист	74
------	----



**Рис. 6.3. Проектный профиль ствола скважины  
(трехмерная проекция)**

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

## 7 Буровые растворы

Основным критерием выбора типа буровых растворов является их способность обеспечивать строительство высококачественных и рентабельных скважин с минимальным негативным воздействием на окружающую природную среду и фильтрационные свойства продуктивных пластов.

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

- для приготовления буровых растворов использовать экологически безопасные, разрешенные к применению реагенты;
- снижением отрицательного воздействия бурового раствора на коллекторские свойства продуктивных пластов;
- обеспечением качественной промывки ствола скважин, устойчивой работы забойных двигателей, очистки забоя от выбуренной породы;
- сокращением объемов отработанного бурового раствора, возможности повторного их использования;
- 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).

Выбор типа и параметров бурового раствора для вскрытия продуктивного горизонта выбран согласно п.386 и п.387 [3] и определен в «Программе работ по буровым растворам для бурения наклонно-направленных скважин малого диаметра Шароновского месторождения» (Приложение 3)».

Основные типы и параметры бурового раствора для бурения и вскрытия продуктивных пластов представлены в таблице 7.1.

### Обоснование типа и плотности промывочной жидкости при бурении

Интервал бурения под кондуктор (0-85 м) ведется на глинистом буровом растворе плотностью 1080 кг/м<sup>3</sup> для снижения вероятности осложнений, связанных с неустойчивостью стенок скважины. Интервал бурения под эксплуатационную колонну (85-603м) ведется на глинистом буровом растворе плотностью 1080 кг/м<sup>3</sup> с пониженным показателем фильтрации. Основное назначение раствора в данном интервале – обеспечение устойчивости ствола скважины, снижение набухания и диспергирования выбуренных пород, обеспечение качественной очистки ствола скважины.

Для бурения под хвостовик:

В интервале 603-822 м бурение осуществляется с промывкой технической водой плотностью 1020 кг/м<sup>3</sup>. Проявляющие (продуктивные) пласты в данном интервале отсутствуют. Особых требований к раствору не предъявляется в связи с прохождением устойчивых карбонатов.

В интервале 822-1212м бурение осуществляется с промывкой хлорнатриевым буровым раствором плотностью 1080 кг/м<sup>3</sup>. Проявляющие (продуктивные) пласты в данном интервале отсутствуют. Особых требований к раствору не предъявляется в связи с прохождением устойчивых карбонатов. При проявлениях пластовых сероводородсодержащих вод промывочная жидкость обрабатывается оксидом цинка для предотвращения негативного воздействия сероводорода. В случае проявлений сероводорода возможно утяжеление промывочной жидкости.

2021/354/ДС5--ЛО.ЮС3.4.2.ТСН

75	Лист
----	------

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

В интервале 1212-1372 м бурение осуществляется с промывкой безглинистым буровым раствором по упрощенной рецептуре **УББР** плотностью 1090 кг/м<sup>3</sup>. В случае, если зенитный угол в верейских отложениях превышает 40 град. (либо планируется отбор керна) бурение интервала осуществляется с промывкой **ББР-СКП-МГ**.

Основное назначение раствора в данном интервале – сохранение коллекторских свойств продуктивного пласта; обеспечение устойчивости верейских отложений; качественная очистка ствола наклонно-направленной скважины.

### Выбор плотности промывочных жидкостей в продуктивном интервале

Расчет плотности промывочной жидкости:

$$\rho = \frac{P_{пл} \cdot k_p}{g \cdot H_{ВНК}} \cdot 10^3, \text{ г/см}^3$$

где:

$P_{пл}$  – пластовое давление, МПа;

$g$  - ускорение свободного падения, м/с<sup>2</sup>, принимаем  $g = 9,81 \text{ м/с}^2$ ;

$H_{ВНК}$  – вертикальная отметка ВНК пласта, м;

$k_p$  - коэффициент репрессии, принимаем:

$k_p = 1,10$  – для скважин глубиной по вертикали до 1200 м (интервалов от 0 до 1200 м);

$k_p = 1,05$  – для интервалов от 1200 м по вертикали до проектной глубины.

Исходные данные и результаты расчета	Интервалы по вертикали, м	
	1219-1221	1248-1262
<i>Исходные данные:</i>		
Пласт	ВЗ*	Бш
Пластовое давление, МПа	12,3	12,8
Отметка ВНК пласта, м	-1044,5	-1085,0
Альтитуда ротора Ар, м	177	
<i>Расчетные данные:</i>		
Расчетная плотность промывочной жидкости, г/см <sup>3</sup>	1,08**	1,09**
Давление гидроразрыва пласта, МПа	25,67	26,28
Максимально допустимая репрессия, МПа	12,63	12,95
Принимаемая плотность промывочной жидкости, г/см <sup>3</sup>	<b>1,09***</b>	

Примечание.

- \*Сведения по пласту ВЗ приведены справочно. В районе проектных тракторий сквжин коллектор замещен плотными непроницаемыми породами.
- \*\*Плотность промывочной жидкости определена расчетным путем для каждого продуктивного пласта, согласно градиенту пластового давления и на отметке УПУ (ВНК).
- \*\*\*Выбор принимаемой плотности промывочной жидкости осуществляется из условия недопущения ГРП и величины пластового давления. Обоснование типа и параметров бурового раствора для вскрытия продуктивного горизонта выбраны согласно п.386 и п.387 [3].

2021/354/ДС5--ЛО.ЮОС3.4.2.ТСН

76	Лист
----	------

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К.уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

Таблица 7.1 – Типы и параметры буровых растворов

Название (тип) раствора	Интервал, м		Параметры бурового раствора											
	от (кровля)	до (подошва)	плотность, кг/м <sup>3</sup>	условная вязкость, по ВБР-2, с	водоотдача, см <sup>3</sup> /30мин ΔP=0,7МПа	прочность геля, дПа через		корка, мм	Песок, %	K <sup>+</sup> , г/л	пластическая вязкость, мПа·с	динамическое напряжение сдвига, дПа	рН	
						10с	10мин							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	
ГБР	0	85	1080	≥ 50		не регулируют								
ГБР	85	603	1080	≥ 40	≤ 15	не регулируют								
Техническая вода	603	822	1020			не регулируют								
ХНР	822	1212	1080			не регулируют								
<b>Для скважин с зенитным углом в верейских отложениях менее 40 град.</b>														
УББР	1212	1372	1090	≥ 18	≤ 10	-	-	-	≤ 1	≥ 35	-	-	8,0-10,0	
<b>Для скважин с зенитным углом в верейских отложениях более 40 град. и для скважин с отбором керна</b>														
ББР-СКП-МГ	1212	1372	1090	40-65	≤ 5	20,4-51,1	25,6-76,7	пленка	≤ 1	≥ 45	15-25	100-160	8,0-9,5	

Примечание.

- Расшифровка типов буровых растворов:  
ГБР – глинистый буровой раствор;  
ХНР – хлорнатриевый буровой раствор;  
УББР – безглинистый буровой раствор по упрощенной рецептуре;  
ББР-СКП-МГ – безглинистый высокоингибированный буровой раствор на основе полисахаридов.
- Плотность бурового раствора уточняется по фактической альтитуде ротора буровой установки на кустовой площадке.
- В интервалах возможного проявления сероводородсодержащих пластовых вод осуществляют обязательный контроль содержания в растворе сероводорода с использованием Тест-набора для определения сероводорода и проводят своевременную обработку раствора нейтрализатором сероводорода (оксидом цинка).
- Согласно Правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности при производстве буровых работ необходимо иметь запас бурового раствора в количестве не менее двух объемов скважины: один в емкостях буровой установки, второй разрешается иметь в виде материалов (химических реагентов) для его оперативного приготовления.

2021/354/ДС5--П.О.ЮС3.4.2.ТСН

77	Лист
----	------

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

Таблица 7.2 - Компонентный состав бурового раствора

Номер интервала с одинаковым долевым составом бурового раствора	Интервал по стволу, м		Название (тип) раствора	Смена раствора для бурения интервала (ДА/ НЕТ)	Плотность раствора, кг/м <sup>3</sup>	Название компонента	Содержание компонента в буровом растворе, кг/м <sup>3</sup> , *м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>
	от (кровля)	до (подошва)					
1	2	3	4	5	6	7	8
1	0	85	ГБР	нет	1080	<i>Основные реагенты</i>	
						Глинопорошок ППБ	60
						Кальцинированная сода	5
						КМЦ (КАМЦЕЛ-800)	5
						Техническая вода	1,0*
						<i>Дополнительные реагенты</i>	
						Бикарбонат натрия <sup>1</sup>	5
Лимонная кислота <sup>1</sup>	0,1						

**Примечание.**

- Отмечены реагенты, которыми обрабатывается буровой раствор для нейтрализации остатков цемента в случае установки цементных мостов для ликвидации поглощений, расчет на 37 м<sup>3</sup>.
- Расход хим. реагентов для приготовления и поддержания проектных параметров ГБР представлен без учета возможных осложнений.

2	85	603	ГБР	нет	1080	<i>Основные реагенты</i>	
						Глинопорошок ППБ	50
						Кальцинированная сода	5
						КМЦ (КАМЦЕЛ-800)	3
						Техническая вода	1,0*
						<i>Дополнительные реагенты</i>	
						Бурфлюб-БТ <sup>1</sup>	20
Бикарбонат натрия <sup>2</sup>	5						
Лимонная кислота <sup>2</sup>	0,1						

**Примечание.**

- Реагент используют для приготовления пачки, закачиваемой в скважину перед спуском эксплуатационной колонны (расчет на 12,0 м<sup>3</sup>).
- Отмечены реагенты, которыми обрабатывается буровой раствор для нейтрализации остатков цемента в случае установки цементных мостов для ликвидации поглощений, расчет на 55 м<sup>3</sup>.
- Расход хим. реагентов для приготовления и поддержания проектных параметров ГБР представлен без учета возможных осложнений.

2021/354/ДС-П.О.ЮС3.4.2.ТСН

78	Лист
----	------

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	К уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	Продолжение таблицы 7.1							
						1	2	3	4	5	6	7	8
						3	603	822	Тех. вода	да	1020	ПАА (Praestol марок 2530, 2540)	0,05
												Оксид цинка	0,5
												Техническая вода	1,0*
						4	822	1212	ХНР	да	1080	Натрий хлористый	120
												ПАА (Praestol марок 2530, 2540)	0,05
												Оксид цинка	0,5
												Техническая вода	0,921*
						<b>Для скважин с зенитным углом в верейских отложениях менее 40 град.</b>							
2021/354/ДС5--ЛО.ЮС3.4.2.ТСН						5	1212	1372	УББР	да	1090	<i>Основные реагенты</i>	
												Реагент ККР	20
												Каустический магнезит ПМК-83	10
												Калий хлористый	85
												Натрий хлористый	35
												Гипс	20
												НПАВ <sup>1</sup>	0,3
												Техническая вода	0,929*
												<i>Дополнительные реагенты</i>	
												Пента 465	0,5
Биоцид БТ	0,5												
Оксид цинка	0,5												

**Примечание.**

1. В качестве НПАВ возможно применение следующих реагентов: Неонол АФ<sub>9-12</sub>, Реверсмол марки В.
2. Расход хим. реагентов для приготовления и поддержания проектных параметров тех. воды, ХНР, УББР указан без учета возможных осложнений.

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Продолжение таблицы 7.1

Изм	К уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	1	2	3	4	5	6	7	
						<b>Для скважин с зенитным углом в верейских отложениях более 40 град. и для скважин с отбором керна</b>							
												<i>Основные реагенты</i>	
												БУРАМИЛ-БТ марки А	30
												РЕОЦЕЛ марки В	2
												РЕОКСАН марки Б	3
												СИНТАЛ-БТ	7
												Р-СИЛ марки А	7
												СКЖ	5
												САФ	10
												Калий хлористый	100
												Каустическая сода	2
												НПАВ (Неонол АФ <sub>9-12</sub> )	0,3
						5	1212	1372	ББР-СКП-МГ	да	1090	ККУ-М марки МК-3	10
												ККУ-М марки МК-5	10
												ККУ-М марки МК-40	10
												БУРФЛЮБ-БТ	10
												Техническая вода	0,912*
												<i>Дополнительные реагенты</i>	
												ПЕНТА-465	0,3
												Детергент Н	0,3
												Биоцид-БТ	0,3
												Оксид цинка	0,5
												Бикарбонат натрия <sup>1</sup>	5
												Лимонная кислота <sup>1</sup>	0,1
						<b>Примечание.</b>							
						1. Отмечены реагенты, которыми обрабатывается буровой раствор для нейтрализации остатков цемента в случае установки цементных мостов, расчет на 56,0 м <sup>3</sup> .							
						2. Расход хим. реагентов для приготовления и поддержания проектных параметров ББР-СКП-МГ представлен без учета возможных осложнений.							
						2021/354/ДС5--ЛО.ЮС3.4.2.ТСН							
					80								



Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

Таблица 7.3 – Потребность бурового раствора и компонентов для его приготовления, обработки и утяжеления.

Интервал по стволу, м		Коэффициент запаса раствора на поверхности	Название (тип) бурового раствора и его компонентов	Нормы расхода бурового раствора, м <sup>3</sup> /м и его компонентов, кг, (м <sup>3</sup> )/м <sup>3</sup> *в интервале	Потребность бурового раствора м <sup>3</sup> и его компонентов, кг					
от (верх)	до (низ)				на запас на поверхности	на исходный объем	на бурение интервала	суммарная в интервале		
1	2	3	4	5	6	7	8	9		
0	85	4,69	<b>ГБР</b>	<b>0,45</b>	<b>30,0</b>	-	<b>38,3</b>	<b>68,3</b>		
			<i>Основные реагенты</i>							
			Глинопорошок ППБ	60	1800,0	-	2298,0	4098,0		
			Кальцинированная сода	5	150,0	-	192,0	342,0		
			КМЦ (КАМЦЕЛ-800)	5				342,0		
			Техническая вода	1,0*	30,0	-	38,3	68,3		
			<i>Дополнительные реагенты</i>							
			Бикарбонат натрия	5	Расчет на 37 м <sup>3</sup>					185,0
			Лимонная кислота	0,1						4,0
85	603	1,24	<b>ГБР</b>	<b>0,3</b>	<b>30,0</b> (запас 30 м <sup>3</sup> с предыдущего интервала)	<b>3,5</b>	<b>155,4</b>	<b>188,9</b>		
			<i>Основные реагенты</i>							
			Глинопорошок ППБ	50	-	175,0	7770,0	7945,0		
			Кальцинированная сода	5	-	18,0	777,0	795,0		
			КМЦ (КАМЦЕЛ-800)	3	-	10,5	466,5	477,0		
			Техническая вода	1,0*	-	3,5	155,4	158,9		
			<i>Дополнительные реагенты</i>							
			Бурфлюб-БТ	20	Расчет на 20 м <sup>3</sup>					400,0
			Бикарбонат натрия	5	Расчет на 55 м <sup>3</sup>					275,0
Лимонная кислота	0,1	6,0								

2021/354/ДС5--ЛО.ЮС3.4.2.ТСН

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	К уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	Продолжение таблицы 7.3								
						1	2	3	4	5	6	7	8	9
						603	822	1,96	<b>Техническая вода</b>	<b>0,2</b>	<b>30,0</b>	<b>11,1</b>	<b>43,8</b>	<b>84,9</b>
									ПАА (Praestol марок 2530, 2540)	0,05	1,5	0,5	2,0	4,0
									Оксид цинка	0,5	15,0	5,0	22,0	42,0
									Техническая вода	1,0*	30,0	11,1	43,8	84,9
						822	1212	1,32	<b>ХНР</b>	<b>0,2</b>	<b>30,0</b> (45,3 м³ тех. вода с предыдущего интервала)	<b>15,3</b>	<b>78,0</b>	<b>123,3</b>
									Натрий хлористый	120	3600,0	1836,0	9360,0	14796,0
									ПАА (Praestol марок 2530, 2540)	0,05	1,5	0,6	3,9	6,0
									Оксид цинка	0,5	15,0	8,0	39,0	62,0
									Техническая вода	0,921*	-	-	71,8	71,8
						<b>Для скважин с зенитным углом в верейских отложениях менее 40 град.</b>								
						1212	1372	1,16	<b>УББР</b>	<b>0,16</b>	<b>30,0</b>	<b>22,8</b>	<b>25,6</b>	<b>78,4</b>
									<i>Основные реагенты</i>					
									Реагент ККР	20	600,0	456,0	512,0	1568,0
									Каустический магнезит ПМК-83	10	300,0	228,0	256,0	784,0
									Калий хлористый	85	2550,0	1938,0	2176,0	6664,0
									Натрий хлористый	35	1050,0	798,0	896,0	2744,0
									Гипс	20	600,0	456,0	512,0	1568,0
									НПАВ	0,3	9,0	7,0	8,0	24,0
									Техническая вода	0,929*	27,9	21,1	23,8	72,8
									<i>Дополнительные реагенты</i>					
									Пента 465	0,5	15,0	11,3	12,7	39,0
									Биоцид БТ	0,5	15,0	11,3	12,7	39,0
									Оксид цинка	0,5	15,0	11,3	12,7	39,0
2021/354/ДС5--П.О.ЮС3.4.2.ТСН														

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К.уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

2021/354/ДС-П.О.ЮС3.4.2.ТСН

83	Лист
----	------

Продолжение таблицы 7.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9
<b>Для скважин с зенитным углом в верейских отложениях более 40 град. и для скважин с отбором керна</b>								
1212	1372	1,16	<b>ББР-СКП-МГ</b>	<b>0,16</b>	<b>30,0</b>	<b>22,8</b>	<b>25,6</b>	<b>78,4</b>
			<i>Основные реагенты</i>					
			БУРАМИЛ-БТ марки А	30	900,0	684,0	768,0	2352,0
			РЕОЦЕЛ марки В	2	60,0	45,6	51,4	157,0
			РЕОКСАН марки Б	3	90,0	68,4	76,6	235,0
			СИНТАЛ-БТ	7	210,0	159,6	179,4	549,0
			Р-СИЛ марки А	7	210,0	159,6	179,4	549,0
			СКЖ	5	150,0	114,0	128,0	392,0
			САФ	10	300,0	228,0	256,0	784,0
			Калий хлористый	100	3000,0	2280,0	2560,0	7840,0
			Каустическая сода	2	60,0	45,6	51,4	157,0
			НПАВ (Неонол АФ <sub>9-12</sub> )	0,3	9,0	7,0	8,0	24,0
			ККУ-М марки МК-3	10	300,0	228,0	256,0	784,0
			ККУ-М марки МК-5	10	300,0	228,0	256,0	784,0
			ККУ-М марки МК-40	10	300,0	228,0	256,0	784,0
			БУРФЛЮБ-БТ	10	300,0	228,0	256,0	784,0
			Техническая вода	0,912*	27,4	20,8	23,3	71,5
			<i>Дополнительные реагенты</i>					
			ПЕНТА-465	0,3	9,0	7,0	8,0	24,0
			Детергент Н	0,3	9,0	7,0	8,0	24,0
			Биоцид-БТ	0,3	9,0	7,0	8,0	24,0
			Оксид цинка	0,5	15,0	11,2	12,8	39,0
			Бикарбонат натрия	5	Расчет на 56,0 м <sup>3</sup>			
Лимонная кислота	0,1	6,0						

Объем бурового раствора на поверхности - согласно п. 394 «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности, утвержденных приказом № 534 от 15.12.2020» [3]. (При производстве буровых работ 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).

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	К уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

## ОЧИСТКА СТВОЛА СКВАЖИНЫ

Для скважин с зенитным углом в верейском горизонте более 40 градусов для качественной очистки ствола скважины от выбуренного шлама необходимо производить прокачку очищающих пачек. Рекомендуется совмещать прокачку очищающих пачек с технологическими СПО.

Применение очищающих пачек в сочетании с вращением бурильной колонны является наиболее эффективным методом разрушения скопления шлама и очистки призабойной зоны скважины. Объем очищающей пачки должен покрывать не менее 150 м кольцевого пространства.

Пачка должна закачиваться в турбулентный или промежуточный режим движения жидкости в затрубном пространстве. Пачка на основе синтетических волокон ИНКЛИН увеличивает плавучесть шлама и будет способствовать выносу частиц из скважины. Принцип действия реагента ИНКЛИН заключается в создании структурной сетки из распределенных волокон. Сетка выполняет роль мягкого механического «скрепера» при прокачке пачки.

Приготовление очищающих пачек производится в отдельной емкости, оборудованной перемешивающим устройством. После приготовления очищающих пачек производится их последовательная закачка в линию манифольда, затем прокачка по стволу буровым насосом. В зависимости от обвязки емкости для приготовления пачек возможно дополнительное использование АЦН-320.

Интервалы прокачки пачек определяются в оперативном порядке инженером по буровым растворам. Рецептуры и объемы пачек могут быть откорректированы инженером по буровым растворам в зависимости от наличия / отсутствия признаков накопления шлама в стволе скважины.

При закачке пачки следует контролировать ее выход на поверхность и оценивать эффективность их действия. Необходимо проводить промывку ствола скважины до прекращения выхода шлама на вибросите.

### Режимы прокачки пачек:

1. Вращение инструмента – не менее 60 об/мин для роторной КНБК, для КНБК с ГЗД – максимально возможное, с учетом технических характеристик элементов КНБК.
2. Расхаживание инструмента на длину ведущей трубы.
3. Увеличение производительности насоса на 5-15%.

Таблица 7.3.1 Периодичность прокачки очищающих пачек

Промывочная жидкость	Интервал, м	Периодичность прокачки	Объем пачки, м <sup>3</sup>	Количество пачек, шт.
Тех. вода $\rho = 1020 \text{ кг/м}^3$	603-822	1. В конце интервала	4	1
ХНР $\rho = 1080 \text{ кг/м}^3$	822-1212	1. В конце интервала	4	1
ББР-СКП-МГ $\rho = 1090 \text{ кг/м}^3$	1212-1372	1. Перед ГИС 2. Перед спуском ЭХ (в случае проведения проработки)	4	1

2021/354/ДС5--ЛО.ЮС3.4.2.ТСН

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К.уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

Таблица 7.3.2 Рецептуры и параметры очищающих пачек

Промывочная жидкость	Тип пачки	Рецептура пачки на 1 м <sup>3</sup>	Параметры пачки
Тех. вода $\rho = 1020 \text{ кг/м}^3$	ВВП	Исходная ПЖ – 1000 л РЕОКСАН марки Б – 3 кг РЕОЦЕЛ марки В – 2 кг ИНКЛИН – 1 кг	ДНС $\geq 150$ дПа, прочность геля $\geq 35,8/40,9$ дПа
ХНР $\rho = 1080 \text{ кг/м}^3$			
ББР-СКП-МГ $\rho = 1090 \text{ кг/м}^3$		Исходный ББР-СКП-МГ – 1000 л РЕОКСАН марки Б – 3 кг ИНКЛИН – 1 кг	ДНС $\geq 150$ дПа, прочность геля $\geq 35,8/40,9$ дПа

**Примечание:** ВВП – высоковязкая пачка.

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

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Объем бурового раствора, подлежащий обработке, м <sup>3</sup>	Номер отдельно спускаемой части колонны в порядке спуска	Номер ступени цементирования	Название компонентов для обработки раствора	Характеристика компонента				Норма расхода на обработку 1 м <sup>3</sup> раствора, кг/м <sup>3</sup>	Количество, т
						плотность, г/см <sup>3</sup>	влажность, %	Содержание вещества в товарном продукте (жидкости), %	сорт		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	Кондуктор	43,5	1	1	Сода кальцинированная	2,5	5	Нет данных	второй	2	0,087
2	Эксплуатационная колонна	51,1	1	1	Сода кальцинированная	2,5	5	Нет данных	второй	2	0,102

Примечание.

1. Объем бурового раствора  $V_{бр} = V_k + 40 \text{ м}^3$ , где  $V_k$  – объем внутреннего пространства колонны.
2. Кальцинированная сода используется для обработки бурового раствора, используемого для разбуривания цементного стакана и нейтрализации действия цемента на буровой раствор.

2021/354/ДС5--ЛО.ЮОС3.4.2.ТСН

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

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

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Название компонентов для обработки раствора	Характеристика компонента				Норма расхода на обработку 1 м <sup>3</sup> раствора, кг/м <sup>3</sup>	Количество, кг
			плотность, г/см <sup>3</sup>	влажность, %	Содержание вещества в товарном продукте (жидкости), %	сорт		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Кондуктор	Перед спуском обсадной колонны доп. обработка бурового раствора не производится, параметры выравниваются в соответствии с Таблицей 7.1.						
2	Эксплуатационная	Перед спуском обсадной колонны доп. обработка бурового раствора не производится, параметры выравниваются в соответствии с Таблицей 7.1.						
3	Хвостовик	Перед спуском обсадной колонны доп. обработка бурового раствора не производится, параметры выравниваются в соответствии с Таблицей 7.1.						

2021/354/ДС--П.О.ЮС3.4.2.ТСН

86	Лист
----	------

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К.уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

Таблица 7.5.1 – Показатели свойств буровых растворов и периодичность их замеров

Наименование измеряемого параметра	Ед. изм.	Приборы	Периодичность проведения измерений	Место проведения измерения
1	2	3	4	5
Плотность бурового раствора	кг/м <sup>3</sup>	Ареометр, рычажные весы	При бурении и промывке, ежечасно. При изменении свойств раствора – через каждые 30 мин или чаще, по мере необходимости	На буровой
Плотность полисолевого бурового раствора	кг/м <sup>3</sup>	Ареометр, рычажные весы	В начале долбления и через каждые 2-3 часа в течении долбления с отбором проб на выходе из очистных устройств в течении 1 часа с интервалом 10 мин.	На буровой
Условная вязкость	с	Вискозиметр ВБР-2	При бурении и промывке, ежечасно	На буровой
Водоотдача	см <sup>3</sup> /30 мин	ВМ-6, фильтр-пресс FANN ½ Area	При бурении и промывке – через каждые восемь часов. При изменении свойств раствора – через каждые четыре часа	На буровой
ДНС динамическое напряжение сдвига	дПа	Вискозиметр по стандарту АНИ	При бурении и промывке – через каждые восемь часов. При изменении свойств раствора – через каждые четыре часа	На буровой
Пластическая вязкость	мПа·с	Вискозиметр по стандарту АНИ	При бурении и промывке – через каждые восемь часов. При изменении свойств раствора – через каждые четыре часа	На буровой
Удельное электросопротивление	Ом·м	Резистивиметр, кондуктометр	При бурении и промывке, два раза в сутки. При изменении свойств раствора – через каждые четыре часа	На буровой
Липкость корки	°	Прибор для определения коэффициента липкости	При бурении и промывке – через каждые восемь часов. При изменении свойств раствора – через каждые четыре часа	На буровой
Толщина корки	мм	Линейка	При бурении и промывке – через каждые восемь часов. При изменении свойств раствора – через каждые четыре часа	На буровой
Содержание песка	%	Отстойник ОМ-2, комплект FANN для определения содержания песка	При бурении и промывке – через каждые восемь часов. При изменении свойств раствора – через каждые четыре часа	На буровой
Хим. анализ фильтрата бурового раствора	мг/л	Согласно методике	Один раз в сутки	На буровой. Лаборатория буровых растворов
Определение содержания коллоидной (активной) фазы	кг/м <sup>3</sup> (%)	Согласно методике	Один раз в сутки	На буровой. Лаборатория буровых растворов
Концентрация карбонатного утяжелителя	%	Согласно методике	Один раз в сутки	На буровой. Лаборатория буровых растворов
Содержание газа	%	ПГР, метод разбавления	При необходимости	На буровой
Содержание сероводорода	%	Тест-набор для определения концентрации сероводорода	При необходимости	На буровой

2021/354/ДС-П.О.ЮС3.4.2.ТСН

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К.уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

Таблица 7.5.2 – Характеристики компонентов применяемых буровых растворов

Наименование реагента	ГОСТ, ОСТ, МРТУ, ТУ, МУ и т.д. на изготовление	Класс опасности	Тара	Характеристика реагентов
1	2	3	4	5
ПАА (Praestol 2530, 2540)	ТУ 2216-001-40910172-98	4	Мешок 25 кг	Органический, синтетический, высокомолекулярный продукт на основе полиакриламида. Представляет собой белый гранулированный порошок. Применяется в качестве анионного флокулянта.
КМЦ (Камцел-800)	ТУ 2231-002-50277563-00	4	Мешок 20 кг	Карбоксиметилцеллюлоза – натриевая соль простого эфира целлюлозы и гликолевой кислоты. Представляет собой мелкозернистый порошкообразный материал белого или кремового цвета. Хорошо растворяется в воде. Применяется для регулирования фильтрационных свойств буровых растворов.
Кальцинированная сода	ГОСТ 10689-75	4	Мешок 42 кг	Порошок белого цвета, плохо растворяется в воде. Имеет сильнощелочную реакцию (рН=12). Применяется для понижения жесткости и регулирования рН
Калий хлористый	ГОСТ 4568-95	3	Биг-бег МКР 850 или 1000 кг	Неорганическая соль, хлорид калия. Реагент, предотвращающий гидратацию, набухание и дезинтеграцию глинистых пород. Применяется для повышения устойчивости ствола в глинистых отложениях в качестве неорганического ингибитора гидратации глин
Натрий хлористый	ГОСТ 4233-77 ТУ 2152-097-00209527-2004	4	Биг-бег МКР 1000 кг	Неорганическая соль, натриевая соль соляной кислоты, хлорид натрия. Реагент умеренно растворяется в воде. Применяется для повышения плотности раствора.
Каустическая сода	ГОСТ 2263-79	2	Мешок 25 кг	Натр едкий технический, чешуируванная масса белого цвета, сильно гигроскопичная, хорошо растворимая в воде и спирте, формула NaOH.
Каустический магнезит	ГОСТ 1216-87	3	Мешок 25 кг	Оксид магния (MgO). Представляет собой порошок белого цвета, плохо растворяется в воде. Применяется в качестве регулятора водородного показателя (рН) и кольматанта.
Синокол марки В	ТУ 2458-082-40912231-2012	4	Канистра 30 л	Регулятор поверхностного натяжения на границе раздела фаз «фильтрат бурового раствора - пластовая нефть»
Глинопорошок ППБ	ТУ 480-1-334-91	4	Биг-бег МКР 900 кг	Монтмориллонитовая глина с модифицирующими добавками, используется в качестве структурообразователя бурового раствора.
БУРАМИЛ-БТ марки А	ТУ 9187-003-40912231-2003	4	Мешок 25 кг	Модифицированный крахмальный реагент на основе природных материалов. Применяется в качестве понизителя фильтрации.
РЕОЦЕЛ марки В	ТУ 2231-012-40912231-2003	4	Мешок 25 кг	Оксиэтилцеллюлоза модифицированная. Применяется в качестве понизителя фильтрации, капсулирующего реагента и регулятора реологических свойств.
РЕОКСАН марки Б	ТУ 9189-002-40912231-2003	4	Мешок 25 кг	Модифицированный продукт на основе ксантановой смолы, стабилизирующий и загущающий реагент, структурообразователь

2021/354/ДС-П.О.ЮС3.4.2.ТСН



Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

Продолжение таблицы 7.5.2

1	2	3	4	5
СИНТАЛ-БТ	ТУ 2482-016-40912231-2003	4	Бочка 200 л (200 кг)	Продукт модификации высших жирных кислот калиевой щелочью и поверхностно-активных веществ. Представляет собой пасту темно-коричневого цвета. Предназначен для использования в качестве смазочной добавки, ингибитора набухания глинистых отложений и гидрофобизатора для буровых растворов.
Р-СИЛ марки А	ТУ 2145-006-40912231-2003	2	Мешок 25 кг	Гидратированные неорганические силикаты натрия, растворимые в воде. Представляет собой мелкокристаллический порошок белого цвета с серым или желтоватым оттенком. Предназначен для применения в качестве осадкообразующего и ингибирующего компонента технологических жидкостей.
СКЖ	ТУ 2145-003-52257004-2003	4	Бочка 200 л (300 кг)	Калиевое жидкое стекло, водный раствор силикатов. Представляет собой жидкость от желтовато-серого до коричневатого цвета. Применяется в качестве ингибитора гидратации глин.
САФ	ТУ 2471-037-40912231-2006	4	Мешок 25 кг	Модифицированная натриевая соль сульфированных асфальтенов. Представляет собой порошок от темно-коричневого до черного цвета. Применяется в качестве эффективной ингибирующей добавки в буровые растворы для предупреждения набухания глин и связанных с этим осложнений.
ККУ-М марок МК-3, МК-5, МК-40	ТУ 5716-008-40912231-2003	4	Биг-бег МКР 1000 кг	Модифицированный природный неорганический материал, получаемый многостадийным измельчением мрамора, применяется в качестве утяжелителя и кислоторастворимого кольматанта
БУРФЛЮБ-БТ	ТУ 2452-018-40912231-2003	4	Бочка 200 л (200 кг)	Смесь побочных продуктов производства диметилдиоксана, сложных эфиров олеиновой, линолевой, линоленовой кислот и растворителя. Представляет собой жидкость от светло-коричневого до темно-коричневого цвета. Применяется для улучшения смазочных свойств буровых растворов и в качестве антиприхватной добавки.
Пента-465	ТУ 2257-001-40245042-98	4	Канистра 30 л	Раствор кремнийорганических олигомеров в воде с добавлением поверхностно-активных веществ, применяется для снижения пенообразования в процессе приготовления раствора и при бурении
Детергент Н	ТУ 2458-038-40912231-2006	4	Канистра 30 л	Комплекс поверхностно-активных веществ, ингибитора коррозии и активных добавок; жидкость светло-серого цвета. Применяется в качестве эффективной гидрофобизирующей добавки, предотвращающей сальникообразование и прихватов в процессе бурения.
Биоцид-БТ	ТУ 2458-029-40912231-2004	3	Канистра 30 л	Антимикробная бесцветная прозрачная жидкость, предназначенная для предотвращения бактериального разложения органических компонентов буровых растворов на водной основе, таких как полисахариды и биополимеры. Используется, когда раствор может подвергнуться биоразложению при применении и длительном хранении
Оксид цинка	ТУ 2329-002-99273051-2007	4	Мешок 25 кг	Оксид цинка модифицированная. Представляет собой кристаллический порошок, нерастворимый в воде. Применяется в качестве добавки для буровых растворов, нейтрализующей сероводород, растворенный в пластовых водах.

2021/354/ДС-П.О.ЮС3.4.2.ТСН

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	К уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

Продолжение таблицы 7.5.2

1	2	3	4	5
Бикарбонат натрия	ГОСТ 2156-76	4	Мешок 25 кг	Белый кристаллический порошок без запаха. Предназначен для нейтрализации остатков цемента. Понижитель pH.
Лимонная кислота	ГОСТ 3652-69; ГОСТ 908-79	4	Мешок 25 кг	Кислая соль угольной кислоты и натрия. Белый кристаллический порошок без запаха. Предназначен для нейтрализации остатков цемента.
Инклин	ТУ 2272-035- 38892610-2013	4	Мешок 10 кг	Очищающий волокнистый материал, предназначен для очистки ствола скважины от выбуренной породы.
Гипс	ГОСТ 125-79	4	Мешок 30 кг	Порошок серого или белого цвета, водный сульфат кальция. Применяется в качестве ингибитора гидратации глин.
Реагент ККР	ТУ 10.62.11-096- 38892610-2018	4	Мешок 31,5 кг	Модифицированный крахмальный реагент на основе природных материалов. Применяется в качестве понизителя фильтрации и регулятора вязкости.
Неонол АФ <sub>9-12</sub>	ТУ 2483-077- 05766801-98	4	Канистра 30 л	Регулятор поверхностного натяжения на границе раздела фаз «фильтрат бурового раствора - пластовая нефть»
Техническая вода	ГОСТ 23732-2011	4	-	Дисперсионная среда буровых растворов на водной основе

### 7.5.3 Требования безопасности при работе с химическими реагентами

Работники, занимающиеся приготовлением бурового раствора, должны быть обеспечены комплектом спецодежды, защитными очками, резиновыми фартуками и перчатками, противопылевыми респираторами.

При рассыпании таких реагентов как КМЦ, ПАА сначала следует собрать их, а затем промыть участок водой, т.к. они гигроскопичны и делают поверхность скользкой.

После того, как закончено бурение, все емкости, манифольды, задвижки, насосы и другие элементы оборудования следует тщательно вымыть водой.

При попадании бурового раствора или реагентов на кожу и слизистые оболочки обильно промыть участки чистой водой.

Утилизация бурового раствора после окончания бурения скважины производится путем разделения жидкой и твердой фаз бурового раствора в блоке флокуляции – коагуляции с последующей утилизацией.

2021/354/ДС5--П.О.ЮС3.4.2.ТСН

90	Лист
----	------

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

2021/354/ДС-ЛО.ЮС3.4.2.ТСН

91	Лист
----	------

#### 7.5.4 Инженерные комментарии

##### Бурение в интервале 0-85 м с промывкой ГБР

- Перед переходом на ГБР проводится чистка мерников. Проводится проверка исправности всех ступеней очистки, заверяется актом.
- Заготовка ГБР проводится только на технической воде.
- Перед спуском кондуктора показатель условной вязкости ГБР доводится до значений не менее 50 с.

##### Бурение в интервале 85-603 м с промывкой ГБР

- Для бурения интервала под эксплуатационную колонну возможно применение сохраненного ГБР с предыдущего интервала.
- Заготовка ГБР на пополнение проводится только на технической воде с обработкой глинопоршком ППБ, кальцинированной содой и КМЦ.
- Перед спуском эксплуатационной колонны установить пачку на исходном растворе ГБР в объеме 20 м<sup>3</sup>, с содержанием смазочной добавки Бурфлюб-БТ в концентрации 20 кг/м<sup>3</sup>.
- В случае интенсивных поглощений при бурении под эксплуатационную колонну проводятся изоляционные работы по дополнительному плану.

##### Бурение в интервале 603-822 м с промывкой технической водой

- Для эффективной очистки технической воды от твердой фазы рекомендуется производить обработку промывочной жидкости раствором флокулянта (ПАА (Praestol 2530, 2540)).
- При проявлениях пластовых сероводородсодержащих вод промывочная жидкость обрабатывается оксидом цинка для предотвращения негативного воздействия сероводорода. При необходимости производится утяжеление промывочной жидкости.

##### Бурение в интервале 822-1212 м с промывкой ХНР

- Заготовка ХНР проводится на технической воде (45,3 м<sup>3</sup> сохраняется с предыдущего интервала) с утяжелением натрием хлористым.
- Для эффективной очистки ХНР от твердой фазы рекомендуется производить обработку промывочной жидкости раствором флокулянта (ПАА (Praestol 2530, 2540)).
- При проявлениях сероводорода промывочная жидкость обрабатывается оксидом цинка для предотвращения негативного воздействия первого на свойства раствора. В случае проявлений сероводорода возможно утяжеление промывочной жидкости.

##### Бурение в интервале 1212-1372 м с промывкой УББР (для скважин с зенитным углом в верейских отложениях менее 40 град.)

- Перед переходом на буровой раствор УББР проводится опрессовка скважины. При необходимости проводятся изоляционные работы.
- Перед переходом на раствор УББР проводится чистка мерников. Проводится проверка исправности всех ступеней очистки, заверяется актом.

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	К уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

2021/354/ДС5--ЛО.ЮОС3.4.2.ТСН

92	Лист
----	------

- Заготовка бурового раствора проводится на технической воде с утяжелением солями калия и натрия. Для заготовки раствора возможно применение пластовой воды.
- Для обеспечения устойчивости ствола скважины необходимо поддерживать содержание ингибиторов гидратации глин (калий хлористый, гипс) на регламентируемом уровне.
- При проявлениях сероводородсодержащих пластовых вод буровой раствор обрабатывается оксидом цинка для предотвращения негативного воздействия сероводорода на свойства раствора.
- Чтобы свести к минимуму нежелательное повышение плотности бурового раствора и резкое повышение реологических свойств раствора, следует постоянно контролировать содержание твердой фазы, максимально используя имеющееся оборудование для очистки бурового раствора.
- В процессе бурения всего интервала для поддержания pH раствора на заданном уровне рекомендуется использовать каустический магnezит ПМК-83.

**Бурение в интервале 1212-1372 м с промывкой ББР-СКП-МГ (Для скважин с зенитным углом в верейских отложениях более 40 град. и для скважин с отбором керна)**

- Перед переходом на буровой раствор ББР-СКП-МГ проводится опрессовка скважины. При необходимости проводятся изоляционные работы.
- Перед переходом на раствор ББР-СКП-МГ проводится чистка мерников. Проводится проверка исправности всех ступеней очистки, заверяется актом.
- Заготовка бурового раствора проводится на технической воде.
- Для обеспечения устойчивости ствола скважины необходимо поддерживать содержание ингибиторов гидратации глин (СИНТАЛ-БТ, калий хлористый, Р-СИЛ марки А, СКЖ, САФ) на регламентируемом уровне.
- При проявлениях сероводородсодержащих пластовых вод буровой раствор необходимо обрабатывать оксидом цинка для предотвращения негативного воздействия сероводорода на свойства раствора.
- Предупреждение негативного влияния бурового раствора на фильтрационно-емкостные свойства коллектора осуществляется путем формирования качественной фильтрационной корки в ПЗП и снижения зоны проникновения фильтрата бурового раствора в пласт за счет использования полисахаридных полимеров и специально подобранного по фракционному составу карбонатного коагулянта ККУ-М. Проницаемость продуктивных пластов Бугровского месторождения составляет - 0,058 мкм<sup>2</sup> (башкирский ярус), поэтому в буровой раствор необходимо вводить ККУ-М марки МК-3 и поддерживать концентрацию в процессе дальнейшего бурения на заданном уровне. С целью снижения рисков дифференциальных прихватов и поглощений ПЖ рекомендуется вводить ККУ-М марок МК-5 и МК-40. Для удержания ККУ-М в растворе во взвешенном состоянии необходимо поддерживать значение прочности геля не менее 20,4 / 25,6 дПа.
- В процессе бурения всего интервала для поддержания pH раствора на заданном уровне рекомендуется использовать каустическую соду.
- Для обеспечения эффективной очистки ствола скважины от шлама необходимо поддерживать показатели динамического напряжения сдвига и прочности геля в заданных пределах.
- Для предупреждения затяжек бурового инструмента и сальникообразований в процессе бурения необходимо поддерживать

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	
К уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

концентрацию смазочной добавки БУРФЛЮБ-БТ на заданном уровне.

- Для предотвращения сальникообразования на элементах КНБК рекомендуется при наращиваниях вводить в бурильные трубы противосальниковую добавку Детергент Н.

- Приготовление бурового раствора ББР-СКП-МГ и регулирование его параметров в процессе бурения осуществляется по технологии филиала «ПермНИПИнефть».

Ключевую роль в работе с буровым раствором играет применение комплексного оборудования механической очистки для контроля содержания твердой фазы. Обеспечение регламентированных значений показателей свойств бурового раствора в процессе бурения в первую очередь определяется работоспособностью системы механической очистки. Механическая очистка позволяет избежать неблагоприятного изменения свойств раствора и сэкономить средства за счет меньшей потребности в разбавлении и дообработке раствора. Система очистки и приготовления бурового раствора должна включать следующее **исправное** оборудование, приведенное в таблице 7.7.

#### Выбор режима работы очистного оборудования

1. Работа вибросита считается эффективной при выполнении следующих условий:

- сила вибрации  $G = 6-7$ ;
- угол перемещения фазы от 45 до 50 градусов;
- угол поднятия виброрама не выше 4-5 градусов;
- площадь покрытия рабочей поверхности сеток буровым раствором и шламом должна составлять 70-80 %.

2. При остановке циркуляции бурового раствора более чем на 10 мин, либо при снижении пропускной способности вибросита, по причине забивания ячеек шламом / компонентами бурового раствора, необходимо производить промывку ситовых панелей водой под давлением или продувку паром / сжатым воздухом.

3. Работа гидроциклонов считается эффективной при выполнении следующих условий:

- давление на входе пескоотделителя должно составлять  $\geq 0,25$  МПа;
- давление на входе илоотделителя должно составлять  $\geq 0,32$  МПа;
- плотность пульпы, выходящей из пескоотделителя, должна быть больше плотности раствора не менее чем на  $0,25$  г/см<sup>3</sup>;
- плотность пульпы, выходящей из илоотделителя, должна быть больше плотности раствора не менее чем на  $0,3$  г/см<sup>3</sup>;
- разгрузка пульпы в виде веера, при этом присутствует небольшой вакуумный эффект в центре насадки.

4. Рекомендуется следующий оптимальный режим работы центрифуги:

- расход раствора – 8-12 м<sup>3</sup>/ч;
- скорость вращения ротора – 2500 об/мин;
- сливная линия очищенного раствора с центрифуг должна иметь угол слива не менее 20 градусов;
- питающая линия центрифуги должна обеспечивать возможность ввода пресной воды для промывки центрифуг при остановке, необходимо следить, чтобы вода после промывки центрифуги не поступала в буровой раствор.
- обвязка винтовых насосов для центрифуг должна быть изготовлена с возможностью подачи раствора на центрифугу с любого рабочего мерника.

2021/354/ДС5--ЛО.ЮОС3.4.2.ТСН

93	Лист
----	------

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	К уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

5. Работа центрифуги считается эффективной при выполнении следующих условий:
- плотность пульпы, выходящей из центрифуги, должна быть не менее 1,90 г/см<sup>3</sup>;
  - влажность шлама должна составлять не более 50 %.
6. Оборудование системы очистки раствора должно работать во время бурения постоянно, периодичность и режим работы центрифуги определяется инженером по буровым растворам.
7. При повышении содержания газа более 5%, должны приниматься меры по его дегазации, выявлению причин насыщения раствора газом (работа пласта, поступление газа с выбуренной породой, вспенивание и т. д.) и их устранению, используя дегазатор и дополнительный мерник-отстойник.

2021/354/ДС5--П.О.ЮС3.4.2.ТСН

Лист	94
------	----

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

2021/354/ДС-ЛО.ЮС3.4.2.ТСН

95	Лист
----	------

Таблица 7.6 – Суммарная потребность компонентов бурового раствора на скважину

Общий расход реагентов для скважин с зенитным углом в верейских отложениях больше 40 град. (либо с отбором керна)											
Наименование реагента	Потребность компонентов бурового раствора, кг (л)								Суммарная потребность на скважину	Тара	Количество тары, шт
	ГБР 0-85 м	ГБР 85-603 м	Тех. вода 603-822	ХНР 822-1212 м	Очищающие пакки (2 шт. × 4 м³) 603-1212 м	Очищающие пакки (2 шт. × 4 м³) 1212-1372 м	ББР-СКП-МГ 1212-1372 м	Запас хим. реагентов (расчет на 21,8 м³) 1212-1372 м			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Глинопоршок ППБ	4098	7945	-		-	-	-	-	<b>12043</b>	Биг-бег МКР 900 кг	14
Кальцинированная сода	342	795	-		-	-	-	-	<b>1137</b>	Мешок 42 кг	28
КМЦ (КАМЦЕЛ-800)	342	477	-		-	-	-	-	<b>819</b>	Мешок 20 кг	41
Натрий хлористый	-	-	-	14796	-	-	-	-	<b>14796</b>	Биг-бег МКР 1000 кг	15
БУРАМИЛ-БТ марки А	-	-	-		-	-	2352	654	<b>3006</b>	Мешок 25 кг	121
РЕОЦЕЛ марки В	-	-	-		16	-	157	44	<b>217</b>	Мешок 25 кг	9
РЕОКСАН марки Б	-	-	-		24	24	235	65	<b>348</b>	Мешок 25 кг	14
СИНТАЛ-БТ	-	-	-		-	-	549	153	<b>702</b>	Бочка 200 л (200 кг)	4
Р-СИЛ марки А	-	-	-		-	-	549	153	<b>702</b>	Мешок 25 кг	20
СКЖ	-	-	-		-	-	392	109	<b>501</b>	Бочка 200 л (300 кг)	2
САФ	-	-	-		-	-	784	218	<b>1002</b>	Мешок 25 кг	41
Калий хлористый	-	-	-		-	-	7840	2180	<b>10020</b>	Биг-бег МКР 850 или 1000 кг	11
Каустическая сода	-	-	-		-	-	157	44	<b>201</b>	Мешок 25 кг	9
Неонол АФ <sub>9-12</sub>	-	-	-		-	-	24	7	<b>31</b>	Канистра 30 л	2
ККУ-М марки МК-3	-	-	-		-	-	784	218	<b>1002</b>	Биг-бег МКР 1000 кг	2
ККУ-М марки МК-5	-	-	-		-	-	784	218	<b>1002</b>	Биг-бег МКР 1000 кг	2
ККУ-М марки МК-40	-	-	-		-	-	784	218	<b>1002</b>	Биг-бег МКР 1000 кг	2

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Продолжение таблицы 7.6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Бурфлюб-БТ	-	400	-		-	-	784	218	<b>1402</b>	Бочка 200 л (200 кг)	8
Пента-465	-	-	-		-	-	24	-	<b>24</b>	Канистра 30 л	1
Детергент Н	-	-	-		-	-	24	-	<b>24</b>	Канистра 30 л	1
Биоцид-БТ	-	-	-		-	-	24	-	<b>24</b>	Канистра 30 л	1
Оксид цинка	-	-	42	62	-	-	39	-	<b>143</b>	Мешок 25 кг	6
Бикарбонат натрия	185	275	-		-	-	280	-	<b>740</b>	Мешок 25 кг	30
Лимонная кислота	4	6	-		-	-	6	-	<b>16</b>	Мешок 25 кг	1
Инклин	-	-	-		8	8	-	-	<b>16</b>	Мешок 10 кг	2
ПАА (Praestol 2530, 2540)	-	-	4	6	-	-	-	-	<b>10</b>	Мешок 25 кг	1
Техническая вода	(68,3)	(158,9)	(84,9)	(71,8)	-	-	(71,5)	(19,9)	<b>(475,3)</b>	-	-

2021/354/ДС--П.О.ЮСЗ.4.2.ТСН



Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Продолжение таблицы 7.6

Общий расход реагентов для скважин с зенитным углом в верейских отложениях меньше 40 град. (без отбора керна)									
Наименование реагента	Потребность компонентов бурового раствора, кг (л)						Суммарная потребность на скважину	Тара	Количество тары, шт
	ГБР 0-85 м	ГБР 85-603 м	Тех.вода 603-822	ХНР 822-1212 м	УББР 1212-1372 м	Запас хим. реагентов (расчет на 21,8 м <sup>3</sup> ) 1212-1372 м			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Глинопорошок ППБ	4098	7945	-		-	-	<b>12043</b>	Биг-бег МКР 900 кг	14
Кальцинированная сода	342	795	-		-	-	<b>1137</b>	Мешок 42 кг	28
КМЦ (КАМЦЕЛ-800)	342	477	-		-	-	<b>819</b>	Мешок 20 кг	41
Бурфлюб-БТ	-	400	-		-	-	<b>400</b>	Бочка 200 л (200 кг)	2
Реагент ККР	-	-	-		1568	436	<b>2004</b>	Мешок 31,5 кг	64
Каустический магнезит	-	-	-		784	218	<b>1002</b>	Мешок 25 кг	41
Калий хлористый	-	-	-		6664	1853	<b>8517</b>	Биг-бег МКР 1000 кг	9
Натрий хлористый	-	-	-	14796	2744	763	<b>18303</b>	Биг-бег МКР 850 или 1000 кг	19
Гипс	-	-	-		1568	436	<b>2004</b>	Мешок 30 кг	67
Неонол АФ <sub>9-12</sub>	-	-	-		24	7	<b>31</b>	Канистра 30 л	2
Пента-465	-	-	-		39	-	<b>39</b>	Канистра 30 л	2
Биоцид-БТ	-	-	-		39	-	<b>39</b>	Канистра 30 л	2
Оксид цинка	-	-	42	62	39	-	<b>143</b>	Мешок 25 кг	6
Бикарбонат натрия	185	275	-		-	-	<b>460</b>	Мешок 25 кг	19
Лимонная кислота	4	6	-		-	-	<b>10</b>	Мешок 25 кг	1
ПАА (Praestol 2530, 2540)	-	-	4	6	-	-	<b>10</b>	Мешок 25 кг	1
Техническая вода	(68,3)	(158,9)	(84,9)	(71,8)	(72,8)	(20,3)	<b>(477,0)</b>	-	

Примечание.

1. Согласно Правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности при производстве буровых работ 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.

2. Технология (рецептура), указанная в программе, защищена Ноу-хау (Приказ ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» №ГО-3 от 20.01.2020 г, и ее применение возможно только с согласия Правообладателя (ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг») на основе лицензионного договора (ст. 1233 ч. 4 ГК РФ).

2021/354/ДС5--ЛО.ЮОС3.4.2.ТСН

Изм.	
К.уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	
97	Лист

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

3. Допускается применение аналогов химических реагентов при наличии положительного заключения на возможность использования в рецептурах буровых растворов Филиала «ПермНИПИнефть».

4. Расход хим. реагентов представлен без учета возможных осложнений.

Таблица 7.7 – Оборудование для приготовления и очистки бурового раствора

Название	Типоразмер или шифр	К-во, шт.	ГОСТ, ОСТ, МРТУ, ТУ, МУ и т.д. на изготовление	Использование очистных сооружений					
				ступенчатость очистки	интервал, м				
					от (верх)	до (низ)			
1	2	3	4	5	6	7			
<i>Для приготовления бурового раствора</i>									
Глиномешалка	МГ-2-4	1	ОТУ 26-02-147-69	3	0	1372			
Гидроворонка	ГДМ-1	1	-						
<i>Для очистки бурового раствора</i>									
Вибросито линейное	СВЛ-1 (Derrick, SWACO)	1	импорт						
Ситогидроциклонная установка (пескоилоотделитель)	ГЦК-360 (Derrick, SWACO)	1	импорт						
Рабочий мерник с двумя перемешивающими устройствами объемом не более 60 м <sup>3</sup>	V=60 м <sup>3</sup>	-	—						
Блок дополнительных емкостей (БДЕ)*	V=40 м <sup>3</sup>	2	—						
Дегазатор**	Каскад-40	1	ТУ 41-244-70						
Мерник-отстойник**	V=6-10 м <sup>3</sup>	1	-						

Примечание.

1. Рабочие мерники с перемешивателями должны быть оборудованы системой паропроводов для обогрева от котельной. Объем мерников не менее одного объема скважины.

2. \*Предусмотреть БДЕ (блок дополнительных емкостей) в объеме 80м<sup>3</sup> для сохранения и использования бурового раствора на кустовых площадках более 2-х скважин. Сохраняется 40 м<sup>3</sup> раствора ГБР и 40 м<sup>3</sup> раствора (УББР) ББР-СКП-МГ. Возможны изменения в количестве сохраняемых объемов.

3. \*\*Оборудование включается в работу в случае превышения содержания газа в промывочной жидкости более 5%.

4. Возможны изменения в типе оборудования в зависимости от комплектации буровой установки.

Изм.	
К.уч.	
Лист	
№ док.	
Подп.	
Дата	

2021/354/ДС5--ЛО.ЮОС3.4.2.ТСН

98	Лист
----	------

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

2021/354/ДС--П.О.ЮС3.4.2.ТСН

99	Лист
----	------

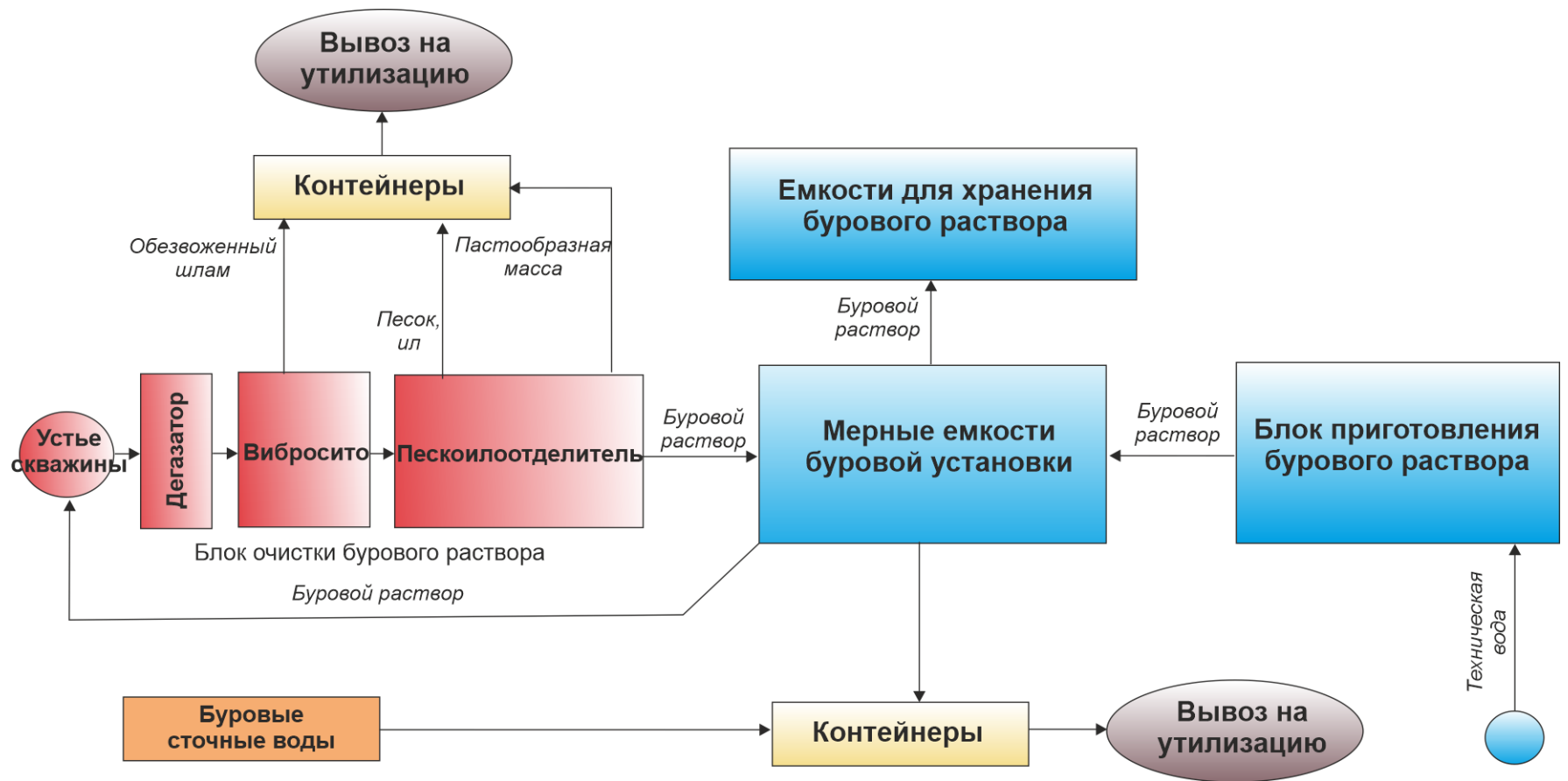


Рис. 7.1. Схема очистки бурового раствора и утилизации отходов бурения

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

## 8 Углубление скважины

Таблица 8.1 – Способы, режимы бурения ствола скважины и применяемые КНБК

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Способ бурения	Условный номер КНБК (см. табл. 8.2)	Режимы бурения			Механическая скорость, м/ч
от (верх)	до (низ)				осевая нагрузка, тс	скорость вращения, об/мин	расход бурового раствора, л/с	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0	85	бурение	вращательный	1	ВИ (до 10,4)	ротор 60-80*	15-33	22
85	603	бурение	вращательный	2	6-9,2	ВЗД (150-200)	31-33	50
<b>Для скважин без отбора керна</b>								
603	1372	бурение	вращательный	3, 4	5-8,6	ВЗД (120-150)	14-16	18
603	1372	проработка перед спуском хвостовика (при необходимости)	вращательный	8	2-4	ротор 60-80	16-19	до 25
<b>Для скважин с отбором керна</b>								
603	1293	бурение	вращательный	3, 4	5-8,6	ВЗД (120-150)	14-16	18
1293	1302	бурение с отбором керна	вращательный	6	2-6	ротор (50-90)	6-14	2,0
1293	1325	расширка, бурение	вращательный	3, 4	5-8,6	ВЗД (120-150)	14-16	18
1325	1343	бурение с отбором керна	вращательный	7	2-6	ротор (50-90)	6-14	2,0
1325	1372	расширка, бурение	вращательный	3, 4	5-8,6	ВЗД (120-150)	14-16	18
603	1372	проработка перед спуском хвостовика (при необходимости)	вращательный	8	2-4	ротор 60-80	16-19	до 25

Примечание.

1. Для определения эффективного и оптимального режима бурения необходимо провести Drill Off тест (исследования режима бурения в скважине), по его результатам обеспечить оптимальную рабочую нагрузку на долото и механическую скорость проходки.

2. В режиме слайдирования (без вращения инструмента)

- За 3-5 метров от забоя зафиксировать давление на стояке и вес бурильной колонны на крюке, при проектном расходе бурового раствора.

- Приступить к бурению с установкой нагрузки на долото равной 1/3 от проектной. В данном режиме пробурить 6-8 метров, зафиксировать механическую скорость и перепад давления.

- Не останавливая бурение, порционно по 2-3 т довести нагрузку до проектной. При этом фиксировать перепад давления и механическую скорость на контрольных точках.

- Далее сравнить показатели проходки при различных перепадах давления и выбрать оптимальные с учетом долотной программы и гидравлических расчетов.

3. Разбуривание цементных стаканов, оснастки обсадных колонн производить забойными двигателями при нагрузке 2-5т.

2021/354/ДС5--ЛО.ЮЭС.4.2.ТСН

100	Лист
-----	------

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	К уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

4. Режимы бурения при отборе керна подбирает инженер сервисной компании по отбору керна. Бурение с отбором керна осуществляется по отдельному плану работ (программе работ по отбору керна) утверждённому Заказчиком.
5. Расширку после отбора керна производить с нагрузками не более 3-4 т.
6. При бурении вертикальных участков, участка стабилизации и естественного падения зенитного угла производить с вращением ротора до 20-30об/мин.
7. По результатам бурения первой скважины в кусте возможно изменение механической скорости по согласованию с Проектировщиком.
8. При увеличении забоя, изменения профиля ствола скважины необходимо производить перерасчет режимов бурения (осевой нагрузки, расход бурового раствора).

2021/354/ДС5--П.О.ЮС3.4.2.ТСН

Лист	101
------	-----

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

Таблица 8.1.1. Скорости выполнения спускоподъемных операций

Интервал бурения, м		Количество свечей, (при длине свечи 18м) шт.	Диаметр талевого каната, мм	Оснастка талевого системы	Скорость лебедки	Количество поднимаемых свечей, шт
от	до					
1	2	3	4	5	6	7
0	85	2	25	4 x 5	8 (в/б)	2
85	603	28			8 (в/т)	10
					8 (в/б)	18
					8 (в/т)	30
603	1372	69			8 (в/б)	39

Примечание.

1. В скобках в числителе указана передача КОМ (В – высшая; Н – низшая), в знаменателе – ход лебедки (Б – быстрый; Т – тихий).
2. Спуск бурильной колонны в скважину ограничить скоростью 1,5 м/сек за 100м до кровли продуктивного пласта, а в пласте - до 0,5 м/сек.
3. Скорости спуска и подъема согласно ЕНВ на бурение скважин. Москва 2000г.
4. Количество свечей и скорость подъема указаны с учётом веса и длины КНБК для указанного интервала.
5. Подъем первых свечей с забоя начинать на низких скоростях. Проектом предусмотрено скорость выполнения подъема – 1,49 м/сек. для 8 (в/б) передачи КПП; 0,1-0,53 м/сек для 8 (в/т) передачи КПП согласно технической характеристике буровой установки. Скорость подъема ограничить в местах сужения ствола скважины. Расчетная проектная допустимая скорость подъема инструмента из условия недопущения эффекта свабиования в интервале продуктивного пласта 0,1 м/с. При вскрытом продуктивном горизонте необходимо: спуск бурильной колонны в скважину ограничить скоростью 1,5 м/сек за 100м до кровли продуктивного пласта, а в пласте скорость спуска устанавливается до 0,5м/сек. Скорость спуска ограничить до 0,5м/с в местах сужений, зон возможных поглощений и в интервале продуктивного пласта. Максимальное дополнительное давление при спуске и подъеме составляет 1,0 МПа (при скорости спуска 0,5 м/с, при скорости подъема 0,5 м/с).
6. Для предупреждения ГНВП и обвалов стенок скважины в процессе подъема колонны бурильных труб следует производить долив бурового раствора в скважину. Режим долива должен обеспечивать поддержание уровня раствора в скважине близким к ее устью. Предельно допустимое понижение уровня раствора устанавливается рабочим проектом с учетом допусков по п. 387 [3]. Свойства бурового раствора, доливаемого в скважину, не должны отличаться от находящегося в ней, п. 457 [3].

2021/354/ДС5--ЛО.ЮС3.4.2.ТСН

102	Лист
-----	------

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Таблица 8.2 – Компоновка низа бурильной колонны (КНБК)

Условный номер КНБК	номер по порядку	типоразмер (шифр)	Элементы КНБК (до бурильных труб)			суммарная длина КНБК, м	суммарная масса КНБК, т	Примечание
			техническая характеристика					
			наружный диаметр, мм	длина, м	масса, кг			
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	1	Долото	295,3	0,42	90	65,4	9,8	Бурение и проработка под кондуктор (0-85 м), основная КНБК
	2	Калибратор 295,3	295,3	0,98	180			
	3	УБТ	203	9	1931			
	4	Центратор 292	292	0,98	180			
	5	УБТ	203	18	3863			
	6	УБТ	165	18	2317			
	7	УБТ	121	18	1219			
2	1	Долото	215,9 (220,7)*	0,35	44	94,7	9,2	Бурение и проработка под эксплуатационную колонну (85-603 м)
	3	ДГР -172 (178)	172	8,6	1189			
	4	НУБТ+ЗТС-172 в сборе	172	13,7	1960			
	5	УБТ	165	18	2317			
	6	УБТ	121	54	3656			
3	1	Долото	149,2	0,17	13,5	128,4	8,6	Расширка, бурение под хвостовик (603-1372м), основная КНБК
	2	ДРЗ-120	120	6,7	380			
	3	НУБТ+ЗТС в сборе	121	13,5	900			
	4	УБТ	121	108	7312			
4	1	Долото	149,2	0,17	13,5	20,4 без ТБТ	1,3 без ТБТ	Расширка, бурение под хвостовик (альтернативная КНБК) (603-1372м),
	2	ДРЗ-120	120	6,7	380			
	3	НУБТ+ЗТС в сборе	121	13,5	900	(170,4 с ТБТ)	(7,0 с ТБТ)	
	4	ТБТ	102	150	5700			
5	1	ФТИ-140	140	-	-			Профилактическая очистка забоя перед отбором керна
	2	ШМУ-Д-136	136	-	-			

2021/354/ДС5--ЛО.ЮОС3.4.2.ТСН

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

2021/354/ДС5--ЛО.ЮОС3.4.2.ТСН

104	Лист
-----	------

Продолжение таблицы 8.2

6	1	Бурголовка	142,9**	0,35	15	750	119,9	8,1	Бурение под хвостовик (отбор керна роторным способом 9м за рейс)
	2	Стабилизатор	138,9	1,22					
	3	КОС	135	7,92					
	4	Стабилизатор	138,9	1,22					
	5	Противоаварийный переводник	121	1,2					
	6	УБТ	121	108	7312				
7	1	Бурголовка	142,9**	0,35	15	1380	129,1	8,7	Бурение под хвостовик (отбор керна роторным способом 18м за рейс)
	2	Стабилизатор	138,9	1,22					
	3	КОС	135	7,92					
	4	Стабилизатор	138,9	1,22					
	5	КОС	135	7,92					
	6	Стабилизатор	138,9	1,22					
	7	Противоаварийный переводник	121	1,2					
	8	УБТ	121	108	7312				
8	1	Долото	149,2	0,26	13,5	18,67	1,3	Шаблонирование и проработка перед спуском хвостовика (в случае необходимости)	
	2	УБТ (ТБТ)	121 (102)	18	1219				
	3	Калибратор***	138-139,7	0,41	40				
9	1	Торцовый фрез	95	0,2	10	0,2	0,01	Нормализация хвостовика (при необходимости)	
	2	ТБПН	60	-	-				

Примечание.

1. Возможно применение других компоновок, согласованных с Заказчиком и Проектировщиком.
2. Разбуривание закрепляющих и изоляционных цементных мостов производится КНБК, которая применялась при бурении этого интервала.
3. Все специальное оборудование, планируемое к применению в составе КНБК и бурильной колонны (переводники, ясы, обратные клапаны и др.) должны соответствовать инструкциям по безопасной эксплуатации и обслуживанию, составленными заводами-изготовителями или эксплуатирующей организацией, техническим паспортам (формулярам).
4. В случае если процесс отбора керна сопровождается сервисная компания, то необходимо предоставлять программу с КНБК и режимами бурения, согласованную с Заказчиком.
5. При отработке КЛС более 3 мм по диаметру производить их замену на номинальный диаметр. Оптимальный коэффициент проходного сечения по площади для калибраторов (центраторов) должен быть не менее 0,25.
6. Рекомендации по выбору характеристик забойных двигателей выдает сервисная компания, предоставляющая долота.
7. Необходимо перед началом работ иметь наличие актов на дефектоскопию на используемое оборудование.
8. Обеспечить соблюдение допустимых моментов свинчивания для всех элементов КНБК согласно паспортам и инструкциям на эксплуатацию используемого оборудования.



Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

9. \*Возможно применение долота диаметром 220,7 мм.
10. \*\*Рекомендуется применение буроловок диаметром 149,2мм.
11. \*\*\*Необходимость применения КЛС в составе КНБК уточняется в плане работ на спуск и крепление эксплуатационного хвостовика (в случае сужений, интервалов высокой интенсивности набора кривизны, желобообразований и т.д.) Критерии применения КЛС при проработке указаны в п. 11 таблицы 5.4).
12. Возможно применение других керноотборных снарядов с диаметром отбираемого керна 80 мм.
13. Коэффициенты прочности на изгиб (КПИ) должны соответствовать (ГОСТ 33006.2—2014):
- а) КНБК меньше 152,4 мм (6 дюймов): от 1,90 до 2,50;
  - б) КНБК от 152,4 до 203,2 мм (от 6 до 8 дюймов): от 2,25 до 2,75;
  - в) КНБК больше 203,2 мм (8 дюймов): от 2,50 до 3,20.

2021/354/ДС5--П.О.ЮС3.4.2.ТСН

Лист	105
------	-----

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

Таблица 8.3 – Потребное количество элементов КНБК

Условный номер КНБК	Типоразмер, шифр или краткое название элемента КНБК	IADC код	Вид технологической операции	Интервал работ по стволу, м		Норма проходки		Потребное количество на интервал, шт.
				от (верх)	до (низ)	величина, м	источник нормы	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	PDC 295,3 MSD 516 (III-295,3 SKH537G)	S223-S342 (537)	бурение	0	85	400	Местные	0,21
2	PDC 215,9 (220,7) MSD 616	M(S)333, M434, M435, S223	бурение	85	603	700		0,74
<b>Для скважин без отбора керна</b>								
3, 4	PDC 149,2 MSD 613	M(S)333, M434, S223	бурение	603	1372	1000	Местные	0,77
<b>Всего долот на бурение</b>								<b>1,72</b>
<b>Для скважин с отбором керна</b>								
3, 4	PDC 149,2 MSD 613	M(S)333, M434, S223	бурение	603	1293	1000	Местные	0,69
6	142,9x80 PC 713/513 (RC479)	S633, M565	бурение с отбором керна	1293	1302	120 (9*/1**)		0,08
3, 4	PDC 149,2 MSD 613	M(S)333, M434, S223	расширка, бурение	1293	1325	1000		0,03
7	142,9x80 PC 713/513 (RC479)	S633, M565	бурение с отбором керна	1325	1343	120 (18*/1**)		0,15
3, 4	PDC 149,2 MSD 613	M(S)333, M434, S223	расширка, бурение	1325	1372	1000		0,05
<b>Всего долот на бурение</b>								<b>1,72</b>
<b>Всего долот на отбор керна</b>								<b>0,23</b>

2021/354/ДС-ЛО.ЮС3.4.2.ТСН

106	Лист
-----	------

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К.уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

продолжение таблицы 8.3

В том числе по интервалам глубин						
	PDC 295,3 MSD 516 (Ш-295,3 SKH537G)		0	85		<b>0,21</b>
	КЛС 295,3					0,17
	Центратор 292					0,17
	PDC 215,9 (220,7) MSD 616		85	603		<b>0,74</b>
Для скважин без отбора керна						
	PDC 149,2 MSD 613		603	1372		<b>0,77</b>
Для скважин с отбором керна						
	PDC 149,2 MSD 613		603	1372		<b>0,77</b>
	142,9x80 PC 713/513 (RC479)					<b>0,23</b>
	<b>Долота при креплении</b>	нормализация				
	Ш-215,9 Т-ЦВ	и разбуривание				1
	Ш-149,2 Т-ЦВ	оснастки				1
	У 95 РИС	обсадной				1
		колонны				

Примечание.

1. Для разбуривания внутренних деталей технологической оснастки, стыковочных устройств и цементных стаканов в обсадных колоннах следует применять компоновки низа бурильной колонны и технологии, предохраняющие от повреждения обсадных колонн., п.368 [3]. При применении специальной легкоразбуриваемой оснастки (ЦКОД, БКМ) использовать долото PDC.

2. Эксплуатация шарошечных долот по [13].

3. Возможно применение других типов долот, соответствующих по классификации IADC, не ухудшающих технико-экономические показатели бурения.

4. Бурение с отбором керна проводится согласно [12].

5. \* Проходка за рейс с отбором керна (общая длина керноприемной трубы КОС).

6. \*\* Число рейсов с отбором керна.

7. Выбор типа бурильных головок определяет сервисная компания по отбору керна.

8. Типы долот и проходка на долото будут корректироваться в индивидуальных программах по результатам бурения скважин.

2021/354/ДС5--П.О.ЮС3.4.2.ТСН

107	Лист
-----	------

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

Таблица 8.5 – Рекомендуемые бурильные трубы

Обозначение бурильной трубы	Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Марка (группа прочности) материала	Тип замкового соединения	Количество труб, м
1	2	3	4	5	6
УБТ	203	60,0	45ХГМА	З-152 (6 5/8 Reg)	27
УБТ	165	46,9	45ХГМА	З-133 (NC50)	18
УБТ	121	32,0	45ХГМА	З-102 (NC-38)	108
НУБТ	172	57,4	NMS-100 (NMS-140)	З-133 (NC50)	13,7
НУБТ	121	31,9	NMS-100 (NMS-140)	З-102 (NC-38)	13,5
ТБТ	102	19,05	Д	З-108	150
ПВ	102	8,4	Е	ЗП-133-71 (NC40)	1372
ПН	60	7,1	Д	ЗП-86-44 (NC-26)	852

Примечание.

1. В процессе производства буровых работ должен быть организован учет наработки бурильных труб, ведущих, утяжеленных бурильных труб, переводников и опорно-центрирующих и других элементов бурильной колонны. При достижении нормативных сроков наработки бурильные трубы, ведущие, утяжеленные бурильные трубы, переводники, опорно-центрирующие и другие элементы бурильной колонны должны подвергаться инспекционной проверке и дефектоскопии. Нормативные сроки наработки, виды инспекций и дефектоскопии устанавливаются в эксплуатирующей организации в соответствии с технической документацией завода-изготовителя, п.355 [3], но не реже чем указано в инструкции по эксплуатации труб РД 39-013-90 [15] п. 4.3.

Таблица 8.5.1 – Прочностные характеристики

Обозначение бурильной трубы	Наружный диаметр, мм	Толщина на стенки, мм	Марка (группа прочности) материала	Тип замкового соединения	Вес, кг/м	Класс	Количество труб, м	Момент свинчивания, кН·м	Прочностные характеристики тела трубы/ замка		Расчётный момент, кН·м
									предельная нагрузка до предела текучести, тс	максимальный момент до предела текучести, кН·м	
ТБПВ 102 х 8,4 Е	101,6	8,4	Е	ЗП-133-71 (NC40)	23,4	New	1282	16,7	129,7 / 264,5	31,6 / 30,6	5,6
ТБПН 60 х 7 Д	60,3	7,1	Д	ЗП-86-44 (NC-26)	10,54	New	852	4,1	45,9 / 113,1	6,2 / 8,9	0,48

2021/354/ДС5--ЛО.ЮС3.4.2.ТСН

108	Лист
-----	------

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К.уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

Таблица 8.6 – Конструкция бурильных колонн

Вид технологической операции	Интервал по стволу, м		Номер секции бурильной колонны снизу вверх без КНБК	Характеристика бурильной трубы					Длина секции, м	Масса, т		Коэффициент запаса прочности трубы	
	от (верх)	до (низ)		тип (шифр)	наружный диаметр, мм	марка (группа прочности)	толщина стенки, мм	тип замкового соединения		секции	нарастающая с учетом КНБК	на статическую прочность	На выносливость
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Бурение под кондуктор	0	85	1	ПВ	102	Е	8,4	ЗП-133-71	20	0,5	10,3	7,92	1,67
Бурение под экс. колонну	85	603	1	ПВ	102	Е	8,4	ЗП-133-71	508	11,9	21,1	3,58	2,75
Бурение под хвостовик	603	1372	1	ПВ	102	Е	8,4	ЗП-133-71	1244	29,1	37,7	2,32	1,75
Бурение под хвостовик с отбором керна (ротор)	1325	1343	1	ПВ	102	Е	8,4	ЗП-133-71	1214	28,4	37,1	2,18	1,53
Проработка перед спуском хвостовика	603	1372	1	ПВ	102	Е	8,4	ЗП-133-71	1353	31,7	33,0	2,39	1,52
Нормализация хвостовика	0	1362	2	ПВ	102	Е	8,4	ЗП-133-71	520	12,2	12,2	3,88	2,11
			1	ПН	60	Д	7,1	ЗП-86-44	842	8,9	21,1	5,13	5,28

Примечание.

1. Расчет бурильных труб выполнен по [14]. При увеличении забоя, изменения профиля ствола, режимов бурения необходимо производить перерасчет бурильной колонны.
2. Коэффициент запаса прочности рассчитан с учётом изгибающих нагрузок.
3. Бурильные трубы ПВ-60 применяются для нормализации забоя в случае превышения цементного стакана в хвостовике.

2021/354/ДС5--ЛО.ЮС3.4.2.ТСН

109	Лист
-----	------

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

Таблица 8.7 – Характеристика и масса бурильных труб, УБТ по интервалам бурения

Название обсадной колонны	Интервал, м		Характеристика бурильной трубы					дефицит длины труб на интервале, м	Масса, т		
	от (верх)	до (низ)	тип (шифр)	наружный диаметр, мм	марка (группа прочности) материала	толщина стенки, мм	тип замкового соединения		теоретическая	с плюсовым допуском К=1,04	с нормативным запасом К=1,05
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Кондуктор	0	85	УБТ	203	45ХГМА	51,5	3-152 (6 5/8 Reg)	27	5,79	6,02	6,07
			УБТ	165	45ХГМА	71,4	3-133 (NC50)	18	2,31	2,40	2,43
			УБТ	121	45ХГМА	32,0	3-102 (NC-38)	18	1,22	1,27	1,28
			ПВ	102	Д	8,4	3П-133-71	85	1,92	2,00	2,02
Эксплуатационная	85	603	НУБТ	172	NMS-100 (NMS-140)	57,4	3-133 (NC50)	13,7	1,96	2,04	2,06
			УБТ	165	45ХГМА	71,4	3-133 (NC50)	-	-	-	-
			УБТ	121	45ХГМА	32,0	3-102 (NC-38)	36	2,44	2,54	2,56
			ПВ	102	Д	8,4	3П-133-71	518	11,69	12,15	12,27
Хвостовик	603	1372	НУБТ	121	NMS-100 (NMS-140)	31,9	3-102 (NC-38)	13,5	0,9	0,94	0,95
			УБТ	121	45ХГМА	32,0	3-102 (NC-38)	54	3,66	3,81	3,84
			ПВ	102	Д	8,4	3П-133-71 (NC40)	769	17,35	18,04	18,22
			ПН	60	Д	7,1	3П-86-44 (NC-26)	842	8,88	9,24	9,70

2021/354/ДС5--ЛО.ЮС3.4.2.ТСН

110	Лист
-----	------

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

Таблица 8.8 – Оснастка талевой системы

Интервал по стволу, м		Название технологической операции	Тип оснастки М x К
от (верх)	до (низ)		
0	1372	Бурение, крепление, СПО	4 x 5

Таблица 8.9 – Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип буровых насосов	Число насосов, шт	Режим работы бурового насоса					Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
от (верх)	до (низ)				диаметр цилиндрических втулок, мм	допустимое давление, МПа	коэффициент наполнения	число двойных ходов в минуту	производительность, л/с	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
0	85	бурение	8Т-650-1	1	160	11,8	0,95	160	31,4	31,4
85	603	бурение	8Т-650-1	1	160	11,8	0,95	160	31,4	31,4
603	822	бурение	8Т-650-1	1	140	16,2	0,9	115	15,5	15,5
822	1212	бурение	8Т-650-1	1	140	16,2	0,9	115	15,5	15,5
1212	1372	бурение	8Т-650-1	1	140	16,2	0,9	115	15,5	15,5
1325	1343	бурение с отбором керна	8Т-650-1	1	140	16,2	0,9	85	11,5	11,5
603	1372	проработка перед спуском хвостовика	8Т-650-1	1	140	16,2	0,9	130	17,6	17,6

Примечание.

1. Возможно использование других буровых насосов и диаметра цилиндрических втулок, обеспечивающих проектный режим промывки ствола скважины.
2. Буровой насос использовать с регулируемым приводом.

2021/354/ДС5--ЛО.ЮС3.4.2.ТСН

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

Таблица 8.10 – Распределение потерь давления в циркуляционной системе буровой

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Давление на стойке в конце интервала*, МПа	Потери давления (МПа) для конца интервала в				
от (верх)	до (низ)			элементах КНБК		бурильной колонне	кольцевом пространстве	обвязке буровой установки
				долоте (насадках)	забойном двигателе			
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0	85	бурение на ГБР ( $\rho = 1,08 \text{ гр/см}^3$ )	3,3	1,3	-	0,9	0,1	1,0
85	603	бурение на ГБР ( $\rho = 1,08 \text{ гр/см}^3$ )	11,7	1,8	3,9	4,7	0,3	1,0
603	822	бурение на тех. воде ( $\rho = 1,02 \text{ гр/см}^3$ )	8,3	1,0	4,2	1,8	1,0	0,3
822	1212	бурение на ХНР ( $\rho = 1,05 \text{ гр/см}^3$ )	9,4	1,0	4,4	2,4	1,3	0,3
1212	1372	бурение на (УББР) ББР-СКП-МГ ( $\rho = 1,09 \text{ гр/см}^3$ )	12,8	1,0	4,5	3,1	3,9	0,3
1325	1343	бурение на с отбором керна на (УББР) ББР-СКП-МГ ( $\rho = 1,09 \text{ гр/см}^3$ )	6,1	0,4	0	2,3	3,2	0,2
603	1372	проработка перед спуском хвостовика на (УББР) ББР-СКП-МГ ( $\rho = 1,09 \text{ гр/см}^3$ )	8,4	1,3	0	2,7	4,0	0,4

Примечание. \*Конечное давление на насосах может меняться в зависимости от типа забойного двигателя, расхода и параметров бурового раствора, количества и диаметра насадок на долоте, но не должно превышать допустимого давления для соответствующих втулок.

2021/354/ДС5--П.О.ЮС3.4.2.ТСН

112	Лист
-----	------



Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

Таблица 8.11 –Показатели промывки

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции (см. табл. 8.9)	Удельный расход, л/с.см <sup>2</sup>	Схема промывки	Гидромониторные насадки*	
от (верх)	до (низ)				количество, шт.	диаметр, мм
1	2	3	4	5	6	7
0	85	бурение на ГБР ( $\rho = 1,08 \text{ гр/см}^3$ )	0,046	периферийная	6	12,0
85	603	бурение на ГБР ( $\rho = 1,08 \text{ гр/см}^3$ )	0,086	периферийная	6	11,1
603	822	бурение на тех. воде ( $\rho = 1,02 \text{ гр/см}^3$ )	0,089	периферийная	6	9
822	1212	бурение на ХНР ( $\rho = 1,08 \text{ гр/см}^3$ )	0,089	периферийная	6	9
1212	1372	бурение на (УББР) ББР-СКП-МГ ( $\rho = 1,09 \text{ гр/см}^3$ )	0,089	периферийная	6	9
1325	1343	бурение на с отбором керна на (УББР) ББР-СКП-МГ ( $\rho = 1,09 \text{ гр/см}^3$ )	0,071	периферийная	6	10
603	1372	проработка перед спуском хвостовика на (УББР) ББР-СКП-МГ ( $\rho = 1,09 \text{ гр/см}^3$ )	0,100	периферийная	6	9

Примечание. \*Рекомендации по выбору гидромониторных насадок выдает сервисная компания, предоставляющая долота.

2021/354/ДС5--П.О.ЮС3.4.2.ТСН

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

## 9 Крепление скважин

№ п/п	Наименование	Размерность	Условные обозначения	Кондуктор	Эксплуатационная колонна	Хвостовик
1	2	3	4	6	7	8
1.	Расстояние от устья скважины (по вертикали)	м				
	- до башмака колонны		$L_o$	85	580	1292
	- до уровня цементного раствора		$h$	0	0	511
	- до уровня жидкости в колонне		$H$	0	0	861
	- до рассчитываемого сечения		$Z$	-	-	1292
2.	Плотность:	г/см <sup>3</sup>				
	- испытательной жидкости		$\gamma_{ж}$	-	1,02	1,02
	- цементного раствора за колонной		$\gamma_{ц}$	1,85	1,85	1,92
	- облепченного цементного раствора за колонной		$\gamma_{о.ц}$	-	-	-
	- плотность нефти для расчетов $\min P_n$		$\gamma_n$	-	0,887	0,887
	- плотность газа по воздуху для расчетов $\min P_n$	доли ед.	$\gamma_r$	-	1,045	1,045
3.	Длина участка цементного раствора по вертикали	м	$l_{ц}$	85	580	781
4.	Длина участка облепченного цементного раствора по вертикали	м	$l_{о.ц}$	-	-	-
5.	Давление:	МПа				
	-пластовое давление		$P_{пл.}$	-	16,2	16,2
	-давление насыщения		$P_{нас.}$	-	9,7	9,7
	- наружное на глубине $Z$		$P_{nz}$	-	расчетн.	расчетн.
	- внутреннее на глубине $Z$		$P_{вz}$	-	расчетн.	расчетн.
	- наружное избыточное на глубине $Z$		$P_{ниz}$	-	расчетн.	расчетн.
	- внутреннее избыточное на глубине $Z$		$P_{виz}$	-	расчетн.	расчетн.
6.	Типоразмеры обсадных труб:					
	- наружный диаметр	мм	$D_n$	244,5	168,3	114,3
	- тип резьбы	-	-	BC	BC	ОТТМА
7.	Коэффициенты запаса прочности:					
	- на наружное избыточное давление		$\eta_1$	1,00	1,00	1,00/1,3*
	- на внутреннее избыточное давление		$\eta_2$	1,15	1,15	1,15
	- на растяжение:					
	- для резьбового соединения		$\eta_3$	1,75	1,75	1,75
	- по телу трубы		$\eta_4$	1,25	1,25	1,25
	- в клиновом захвате		$\eta_5$	1,3	1,3	1,3
8.	Плотность жидкости освоения поздней эксп-ии	г/см <sup>3</sup>	$\gamma_{ж.поз.экс.}$	-	0,971	0,971

Примечание: \* Коэффициент запаса прочности на наружное избыточное давление в интервале эксплуатационных объектов составляет  $n_{ни} = 1,3$ , для остальных секций  $n_{ни} = 1,0$ .

2021/354/ДС5--ЛО.ЮС3.4.2.ТСН

114	Лист
-----	------

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К.уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

## 9.1 Обсадные колонны

Таблица 9.1 - Расчет наружных давлений и опрессовки обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска	Номер отдельно спускаемой части колонны	Признаки: ДА, НЕТ		Опрессовочный агент		Рекомендуемая глубина установки пакера по стволу для опрессовки (сверху вниз), м
		допустима ли поэтапная опрессовка	рекомендуется ли вести расчет наружного давления по пластовому давлению	краткое название, тип, шифр	плотность, г/см <sup>3</sup>	
1	2	3	4	5	6	7
1	Гидравлическому испытанию в скважине не подвергается					
2	1	нет	да	ГБР	1,08	без пакера
2+3	1	нет	да	Тех. вода	1,02	без пакера

Примечание.

1. Испытание кондукторов и промежуточных колонн на герметичность проводится опрессовкой с заполнением их жидкостью, являющейся основой используемого бурового раствора (минерализованная вода, жидкие углеводороды), от устья до глубины 20-25 м, а в остальной части - буровым раствором, которым проводилась продавка тампонирующей смеси. Эксплуатационный хвостовик испытывается на герметичность опрессовкой буровым раствором или технической водой (в том числе минерализованной, морской). п. 421 (ПБНГП).

2. Допускается применение для опрессовки минерализованной воды при положительном результате проверочного расчета обсадной колонны на прочность с учетом плотности минерализованной воды.

2021/354/ДС5--ЛО.ЮС3.4.2.ТСН

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К.уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

Таблица 9.2- Распределение давления по длине колонны

Номер колонны в порядке спуска (см.табл. 5.2 гр.1)	Название колонны	Номер разд. спуск. части колонны в порядке спуска (см. табл.5.2 гр.8)	Распределение избыточного давления по длине отдельно спускаемой части колонны									
			глубина, м		наружное, МПа		внутреннее, МПа					
			от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)				
1	2	3	4	5	6	7	8	9				
1	<b>Кондуктор</b> Окончание цементирования При полном опорожнении	1	0	85	0	0,7	-	-				
2	<b>Эксплуатационная</b> Испытание на герм-ть Окончание цементирования При полном опорожнении При ГНВП	1	0	580 (603)	-	-	Добывающие					
							14,0	13,9				
							Нагнетательные					
							21,0	20,9				
3	<b>Хвостовик</b> Испытание на герм-ть (Эксплуатационная + Хвостовик) Окончание цементирования Опрессовка снижением уровня (Эксплуатационная + Хвостовик) Окончание эксплуатации (Эксплуатационная + Хвостовик) При нагнетании** При ГНВП	1	0	1292 (1372)	-	-	Добывающие					
							14,0	13,0				
							Нагнетательные					
							21,0	20,0				
							0	511 (528)	0	2,8	-	-
							511 (528)	1292 (1372)	2,8	9,2	-	-
							0	511 (528)	0	5,6	-	-
511 (528)	650 (678)	5,6	7,2	-	-							
650 (678)	1292 (1372)	7,2	7,8	-	-							
0	511 (528)	0	5,6	-	-							
511 (528)	861 (907)	5,6	9,5	-	-							
861 (907)	1292 (1372)	9,5	10,1	-	-							
0	1292 (1372)	-	-	8,0	9,1							
0	1292 (1372)	-	-	4,8*	-							

Примечание.

1. Значения интервалов указаны по вертикали, в скобках указаны значения по стволу.
2. Расчет выполнен по [16], [17].
3. В расчётах при опрессовке обсадной колонны №3, №4 добавлено дополнительное давление на глушение при проявлении (ГНВП) ΔP-1,5 МПа.
4. \*Указано максимальное давление на устье при ГНВП (пласт Бш).
5. \*\*Давление на устье нагнетательных скважин 8,0 МПа. Плотность жидкости нагнетания ρ=1183 кг/м<sup>3</sup>.

2021/354/ДС-ЛО.ЮС5.ТСН

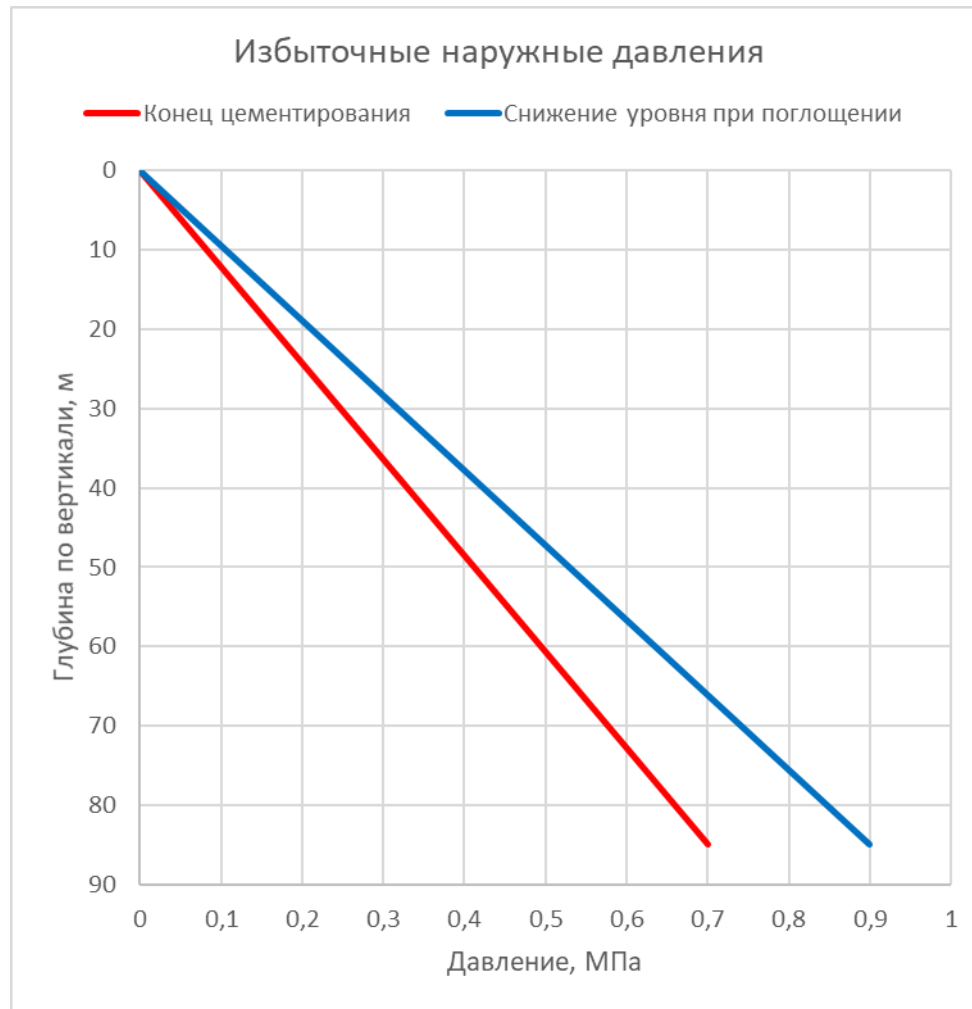
Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К.уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

2021/354/ДС--ЛО.ЮС3.4.2.ТСН

Лист	117
------	-----

### Кондуктор диаметром 244,5 мм



Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

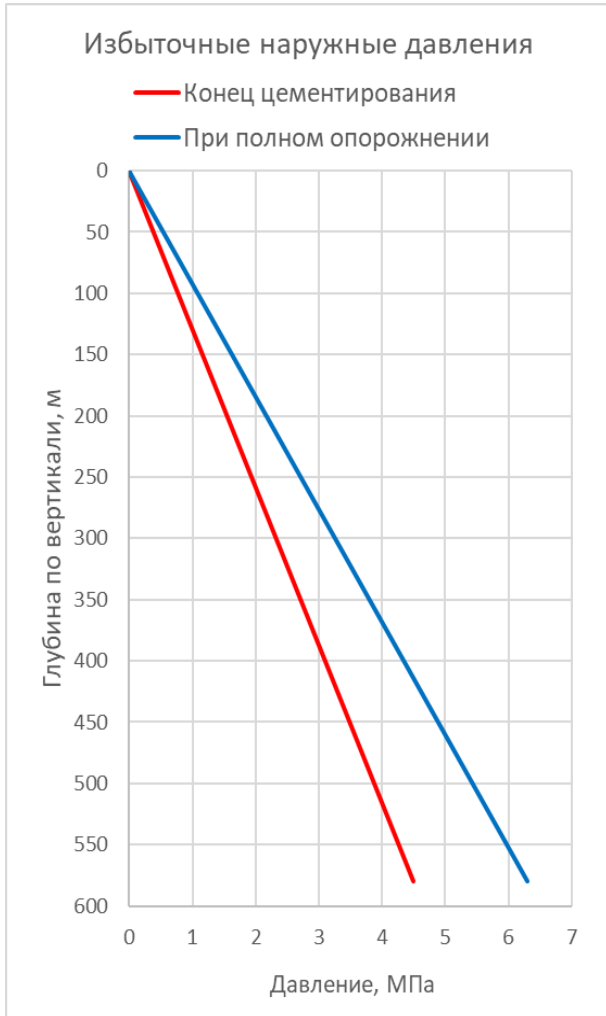
Изм	
К.уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

2021/354/ДС--ЛО.ЮС3.4.2.ТСН

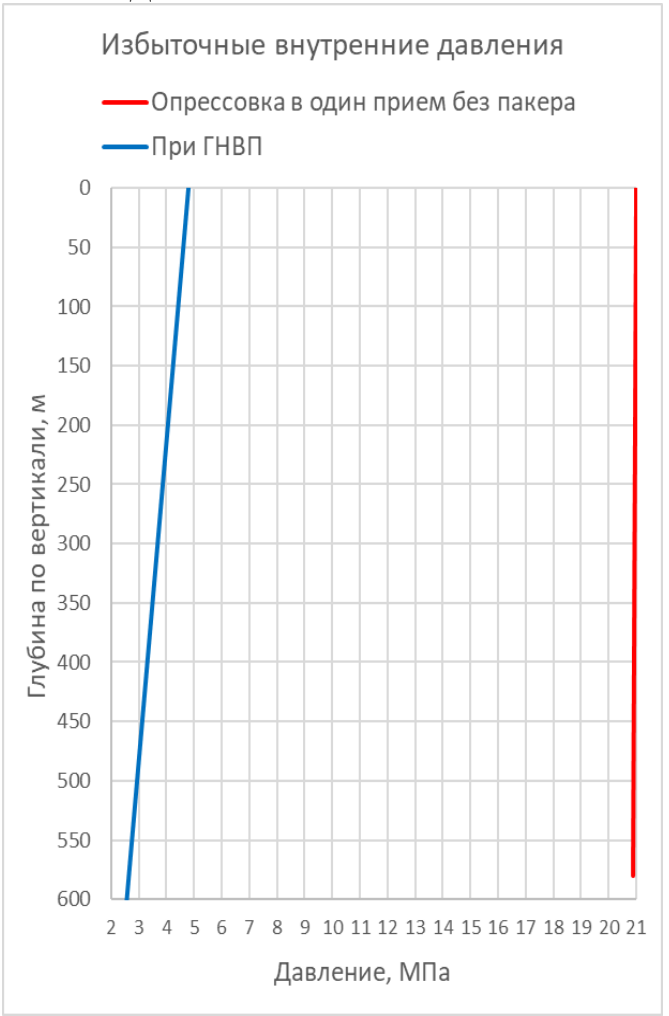
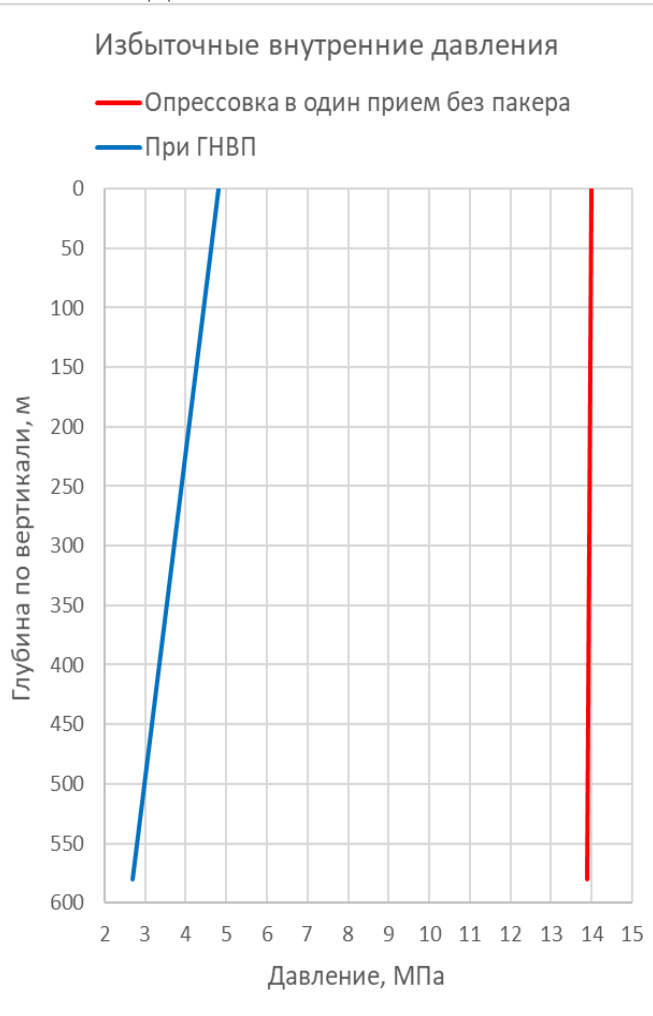
118	Лист
-----	------

## Эксплуатационная колонна диаметром 168,3 мм

Для добывающих скважин



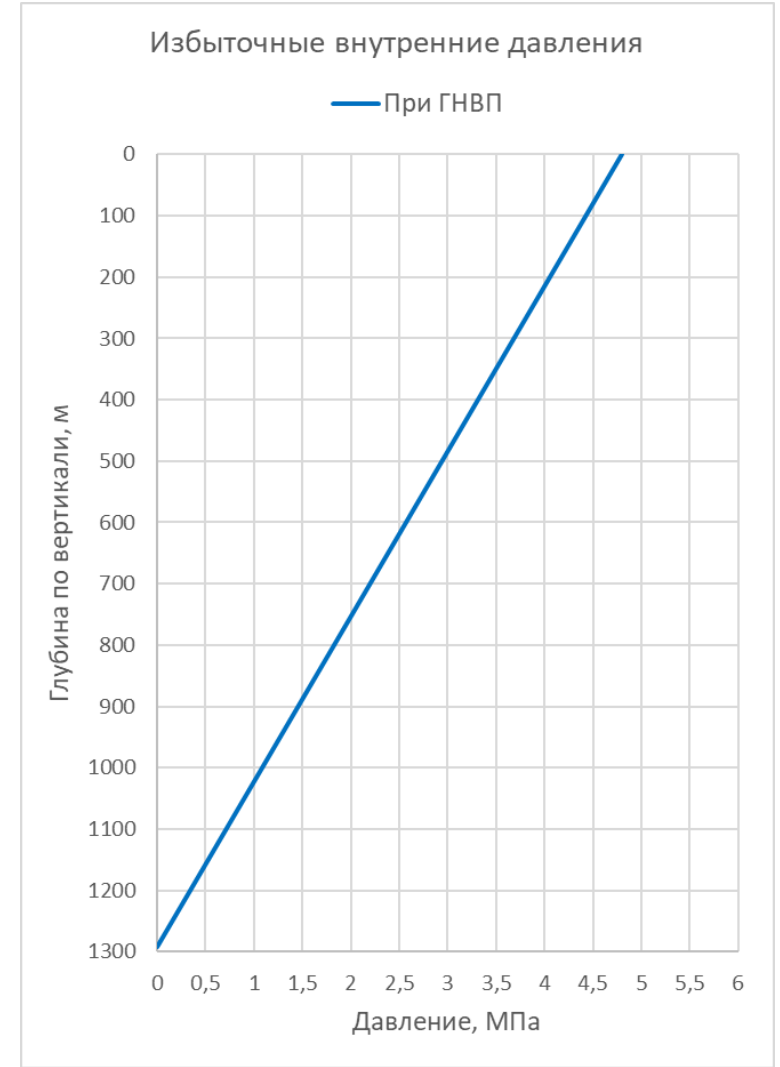
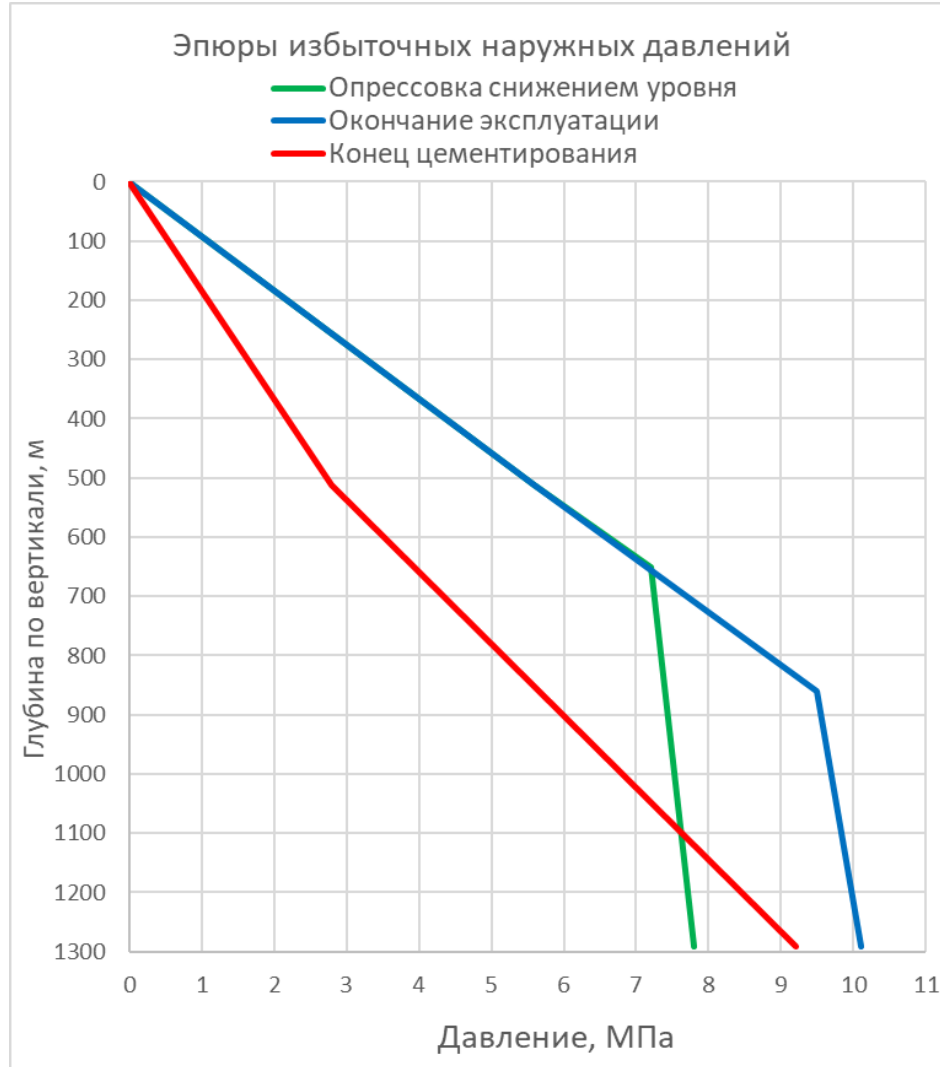
Для нагнетательных скважин



Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К.уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

### Хвостовик диаметром 114,3 мм



2021/354/ДС-ЛО.ЮС3.4.2.ТСН

Лист	119
------	-----

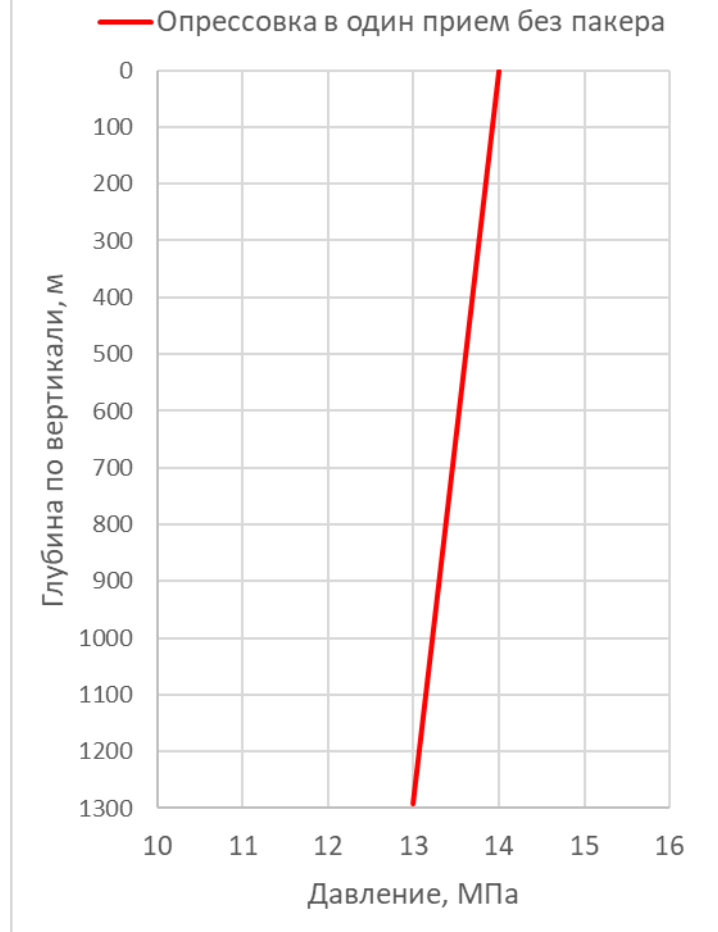
Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К у ч	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

### Хвостовик диаметром 114,3 мм

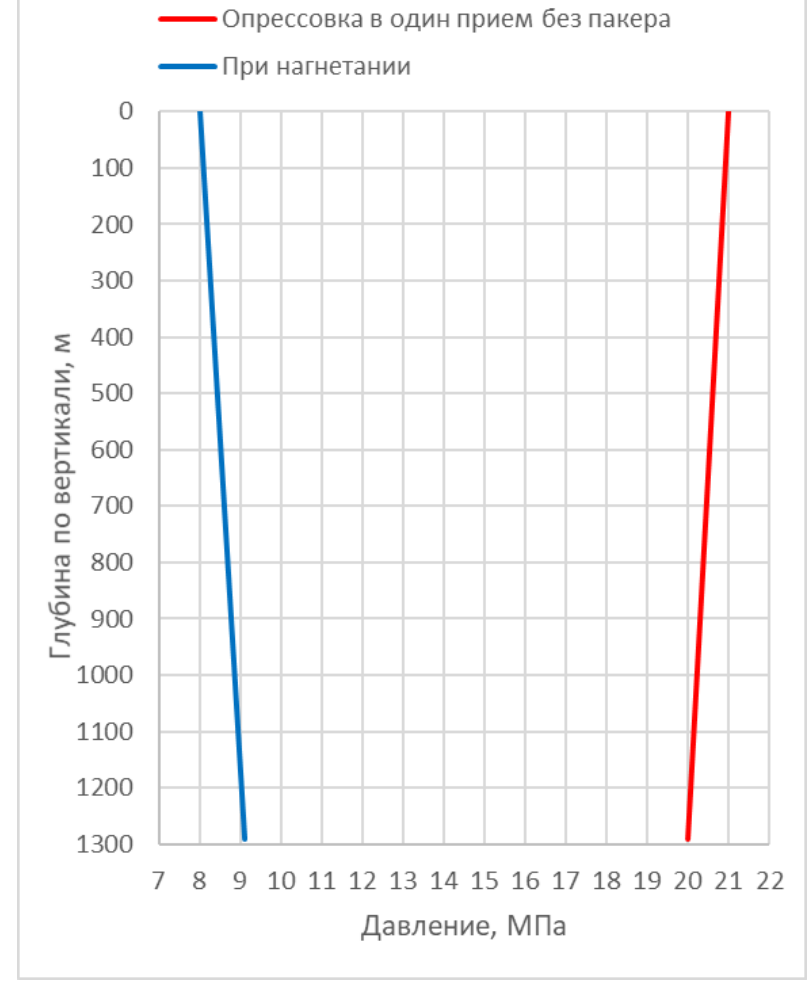
Для добывающих скважин

Избыточные внутренние давления



Для нагнетательных скважин

Избыточные внутренние давления



2021/354/ДС--ЛО.ЮС3.4.2.ТСН

Лист	120
------	-----



Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К.уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

Таблица 9.3 - Рекомендуемые типоразмеры обсадных труб

Характеристика обсадных труб				
Наружный диаметр, мм	Производство: отечественное, импортное	Условный код/ типа соединения по ГОСТ 632-80	Марка (группа прочности), материала труб	Толщина стенки, мм
1	2	3	4	5
244,5	Отечественное	BC*	K55	7,92
168,3	Отечественное	BC*	K55	7,30
114,3	Отечественное	ОТТМА	K55	6,40

Примечание.

1. \*Условный код соединения по ГОСТ 31446-2017.

2021/354/ДС5--ЛО.ЮС3.4.2.ТСН

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К.уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

Таблица 9.4 - Параметры обсадных труб

Номер колонны в порядке спуска	Номер раздельно спускаемой части колонны	Номер равнопрочной секции труб в раздельно спускаемой части колонны (снизу-вверх)	Интервал установки равнопрочной секции		Длина секции, м	Масса секции, т	Нарастающая масса, т	Характеристика обсадной трубы				Коэффициенты запаса прочности при			
			от (верх)	до (низ)				номинальный наружный диаметр, мм	код / типа соединения	марка группа прочности материала труб	толщина стенки, мм	избыточном давлении		растяжение	
												наруж ном	внутрен нем	Для тела	Для резьбы
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1	1	1	0	85	85	4,1	4,1	244,5	BC	K55	7,92	>>1,0	>>1,15	>1,25	>1,75
2	1	1	0	603	603	17,9	17,9	168,3	BC	K55	7,30	3,21	2,06/ 1,37*	5,01 (8,0)**	>1,75
3	1	2	0	528	528	12,4	12,4	101,6	ТБПВ	Е	8,4	-	-	3,29	-
		1	528	1372	844	14,6	27,0	114,3	ОТТМА	K55	6,40	2,92	2,44/ 1,72*	3,87 (5,75)**	>1,75

Примечание.

1. Глубина спуска эксплуатационной колонны и хвостовика уточняются по данным геофизических исследований и определяется геологической службой Заказчика.
2. При изменении глубины скважины произвести перерасчет обсадных колонн.
3. Расчет коэффициентов запаса прочности при растяжении проведен согласно [16] с учетом изгибающих нагрузок.
4. \*В числителе для добывающих скважин, в знаменателе для нагнетательных.
5. \*\*При расчете эксплуатационной колонны и хвостовика указан минимальный расчетный КЗП для спуска колонны в клиновом захвате, остальные КЗП выше нормативных. В скобках указан коэффициент запаса прочности на растяжение.

2021/354/ДС5--ЛО.ЮС3.4.2.ТСН

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

Таблица 9.5 - Суммарная масса обсадных труб

Характеристика трубы		Масса труб с заданной характеристикой, т	Длина труб, м
Код/ типа соединения	условное обозначение трубы по ГОСТ 632-80/ условное обозначение муфты по ГОСТ 632-80		
1	2	3	4
BC**	<u>BC 244,5x 7,92 – K55</u> BC 244,5 – K55	4,1	85
BC**	<u>BC 168,3 x 7,3 – K55</u> BC 168,3 – K55	17,9	603
ОТТМА*	<u>ОТТМ 114,3 x 6,4 – K55</u> ОТТМ 114,3 – K55	14,6	1372
Трубы для шурфа			
BC*	<u>BC 168,3 x 7,3 – K55</u> BC 168,3 – K55	0,36	12

Примечание.

1. Завоз обсадных труб на буровую произвести с учетом 5% запаса.
2. \* Условный код соединения по ГОСТ 632-80.
3. \*\* Технические и прочностные характеристики труб с резьбовым соединением BC (Батресс) в соответствии ГОСТ 31446-2017.

2021/354/ДС5--ЛО.ЮС3.4.2.ТСН

Лист	123
------	-----

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

2021/354/ДС--ЛО.ЮС3.4.2.ТСН

124	Лист
-----	------

### Методы оценки состояния обсадных колонн, способы и периодичность их испытания на остаточную прочность

Оценка остаточной прочности обсадной колонны производится методом сравнения фактических результатов состояния обсадной колонны и крепи, полученных путем исследований (ГИС) и технологических расчетов с расчетными значениями, в том числе:

1. При строительстве скважины – сравнение фактических толщин стенок труб обсадной колонны с минимально допустимыми расчетными;
2. При эксплуатации скважины – по фактической толщине стенок и состоянию колонны, предварительно рассчитываются допустимые наружные давление и в случае несоответствия их скважинным условиям производится корректировка динамического уровня жидкости для ГНО.

*Определение износа и оценка остаточной прочности обсадных колонн в процессе строительства скважины*

Определение фактического износа обсадных колонн в процессе бурения скважины предусматривается путем геофизических исследований: электромагнитная дефектоскопия, многорычажная профилометрия.

Данные исследования позволяют произвести определение толщины стенки обсадных труб, которая может уменьшаться вследствие износа по одной из образующих, вдоль которой происходит движение бурильного инструмента при бурении под следующую колонну. Полученная информация о замеренной толщине стенки (внутреннем диаметре) обсадных колонн используется для сравнения. При регистрации высоких темпов износа принимаются меры направленные на снижение трения между обсадной колонной и элементами бурильной колонны. В дальнейшем величина износа может повлиять на давление опрессовки межколонного пространства.

Проектом минимизированы риски усиленного износа обсадных колонн:

- основной объем бурения 95% предусмотрен забойными двигателями;
- уменьшено количества СПО за счет применения импортных долот, обеспечивающих высокую проходку;
- уменьшено количества СПО за счет применения телесистем (замеры инклинометром через 500м);
- интенсивность набора зенитного угла не более 1град./10м. При такой интенсивности будет происходить наименьшее прижатие бурильной колонны к стенкам обсадной колонны;
- при бурении интервала на буровом растворе обеспечивается ввод смазочных добавок, что снижает силы трения между обсадной и бурильной колоннами.

*Определение остаточной прочности эксплуатационной колонны Ø 168,3 мм*

Величина давления опрессовки определяется исходя из минимально необходимого внутреннего давления  $P_{оп.у}$  на устье при испытании промежуточной колонны («Инструкция по испытанию обсадных колонн на герметичность», М, 1999 г).

Все участки промежуточных колонн с проектной интенсивностью пространственного искривления более  $4^{\circ}/100м$  следует рассчитывать с учетом радиального износа обсадных труб в процессе бурения под следующую обсадную колонну. Учитывая, малое количество долблений и профиль ствола скважины примем снижение прочности экс.колонны на 20%.

Величина давления для определения остаточной прочности равна:

$$P_{ост} = P_{оп.у} \times 0,8 = 14,0 \times 0,8 = 11,2 \text{ МПа.}$$

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К.уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

*Расчет давления опрессовки межколонного пространства за 168,3 мм эксплуатационной колонной*

1. Определим запас прочности на смятие обсадной колонны 168,3 × 7,3 К55 ВС:

$$n_1 = 18,3/5,0 = 3,66 > n_{1\text{норм}} = 1,0$$

2. Определим запас прочности на внутреннее давление для обсадной колонны 244,5×7,9 К55 ВС:

$$n_2 = 21,5/5,0 = 4,3 > n_{2\text{норм}} = 1,15$$

Согласно п. 424 [3] межколонное пространство на устье скважины опрессовывается жидкостью, являющейся основой используемого бурового раствора (минерализованная вода, жидкие углеводороды) на давление, не превышающее остаточную прочность предыдущей колонны и прочность на сжатие цементного камня заколонного пространства.

Межколонное пространство (245×168) опрессовать на 5,0 МПа, п. 1564 [3].

*Оценка состояния эксплуатационной колонны в процессе эксплуатации*

В процессе эксплуатации производят специальные исследования, предназначенные для решения частных задач (капитальные ремонты скважины различного целевого назначения), связанных с выделением дефектов обсадных колонн и цементного кольца, которые ставят под сомнение герметичность затрубного пространства. Данные исследования могут включать:

- обнаружение в теле обсадной колонны трещин, порывов, негерметичных муфт;
- выделение интервалов коррозии обсадных труб;
- определение заколонных перетоков жидкости и газа;

Контроль за техническим состоянием эксплуатационной колонны в первые 10-12 лет срока службы рекомендуется проводить через каждые пять лет. Если отказ скважины наступит раньше, то по мере наступления отказа. При очередном определении технического состояния эксплуатационной колонны особое внимание обращать на интервалы возможных залеганий агрессивных сред.

Виды исследований и периодичность их проведения определяются специальными индивидуальными проектами, утвержденными Заказчиком. Необходимый объем исследований согласно Методических указаний по комплексированию этапности выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений (РД 153-39.0-109-01) приведен в таблице.

2021/354/ДС5--ЛО.ЮОС3.4.2.ТСН

Лист	125
------	-----

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К.уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

2021/354/ДС5--ЛО.ЮС3.4.2.ТСН

126	Лист
-----	------

Таблица 9.5.1. Технический контроль состояния скважины.

Группа стандартных задач. Наименование стандартной задачи	Комплекс методов промыслово-геофизических исследований (ПГИ)	Методы гидродинамических исследований (ГДИС) (способ измерения и метод обработки)	Комплекс геохимических исследований (ГХИ)	Примечание (объекты исследований, технология исследований, этапность, др. для отдельной задачи)
1	2	3	4	5
<b>1. Уточнение положения элементов конструкции</b>				
1. Муфты обсадных и лифтовых колонн	ЛМ, ГГД, ЭМД			Обсаженные скважины. В процессе любых исследований по ГИС-контролю
2. Траектория ствола скважины	ИН_ГИ			Эксплуатационный фонд скважин. Согласно плану повторной инклинометрии
3. Искусственный забой	Шаблонирование, ЛМ, ГК			Обсаженные скважины. В процессе любых исследований по ГИС-контролю
4. Элементы подземного оборудования (башмак НКТ, пакеры, пусковые муфты и т.п.)	ЛМ, МК, ЭМД, ГГД или методами оценки притока, ТМ, ШИ в динамике			Обсаженные скважины. В процессе любых исследований по ГИС-контролю или по спец. программе
5. Определение мест прихвата НКТ, др. оборудования	ПО, ЛМ, АКД			Обсаженные скважины. В процессе ликвидации аварий
<b>2 Оценки состояния внутриколонного пространства труб (вне продуктивных интервалов)</b>				
1. Сальники (гидратные пробки, солевые отложения)	Шаблонирование, МК или методами оценки притока, ШИ в динамике			Обсаженные добывающие скважины. В процессе ликвидации причин непрохождения приборов (шаблонов)
2. Коррозия сильная	МК, ЭМД, ГГД			Старый фонд эксплуатационных скважин. Охват - до 100%
3. Коррозия слабая	ГГД, САТ, <i>скважинное видео</i>			Фонд эксплуатационных скважин. Охват - до 10% в процессе других мероприятий технического контроля

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Продолжение таблицы 9.5.1.

**3. Выявление негерметичностей колонн и уточнение границ фильтра**

1. Перфорация (интервалы), отдельные негерметичности лифтовой и эксплуатационной обсадной колонны	ЛМ, ГГД, ЭМД, МК, а также активные способы: серия ГМ с закачкой ИЗ, РИ с закачкой МВ, ГМ с закачкой контрастной по температуре жидкости			Фонд эксплуатационных скважин. После первичной или повторной перфорации, при подозрениях на негерметичность колонн
2. Негерметичности других обсадных колонн (технической, промежуточной и пр.)	ЭМД			Фонд эксплуатационных скважин. При подозрениях на аварийное техническое состояние

**4. Контроль качества цементажа**

1. Наличие (полное или частичное) цемента в заколонном пространстве	ТМ после заливки, ГГЦ, АКЦ			Фонд обсаженных скважин. Охват 100%. После выполнения цементажа
2. Содержание цемента по направлениям	ГГЦ, АКЦ, ШАМ			То же
3. Сцепление цемента с породой и колонной	АКЦ, ШАМ			Фонд обсаженных скважин. При подозрениях на негерметичность цементного камня и заколонные перетоки
4. Качество цементажа колонны	ШАМ			То же
5. Негерметичности цементного кольца, создающие условия для заколонных перетоков флюидов	В динамике методами: ТМ, ШИ, ШС			То же

Изм	
Куч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	
2021/354/ДС5--ЛО.ЮС3.4.2.ТСН	
Лист	127

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Окончание таблицы 9.5.1

### 5. Выявление заколонных перетоков

1. Интервалы (кровля-подошва) межпластовых перетоков	Серия ТМ, ШИ, ШС, а также активные способы: ГМ (с закачкой ИЗ), ИНМ (с закачкой МВ)			Добывающие. В процессе ГИС-контроля с определением приток-состава (см. п. II.I, III) или в процессе технического контроля (см. п. V.III)
2. Пространство межпластовых перетоков	То же и методы оценки притока в стволе	КВД, ИД - для установления факта перетока		То же
3. Направления межпластовых перетоков	Серия ТМ, МНА, ШС, а также активные способы: ГМ (с закачкой ИЗ), ИНМ (с закачкой МВ)			То же
4. Тип флюида в межпластовом перетоке (включая обнаружение источника поступления воды через перфорированные интервалы)	МНА, НК или ИНК- для газа, дополнительно информация ГИС по открытому стволу. ШС, ЛВД			То же
5. Дебиты заколонных перетоков (для дебитов свыше 0.5 куб. м/сут или 500 н. куб. м/сут)	Серия ТМ			То же

Основное влияние на снижение прочности эксплуатационных колонн оказывает коррозионное повреждение. Под остаточным ресурсом понимается время, в течение которого допускается эксплуатация в основном режиме колонны с общим коррозионным повреждением внутренней поверхности, т.е. время, за которое толщина стенки уменьшится до предельно допускаемых размеров. Предельно допускаемым является изменение толщины стенки труб до величины, при которой максимальные рабочие напряжения будут равны пределу текучести материала. Скорость коррозии можно определить из таблицы 9.5.2.

2021/354/ДС-ЛО.ЮС3.4.2.ТСН



Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

### 9.5.2 Таблица - Классификация агрессивных сред

Агрессивность среды	Углеродистая сталь		
	Скорость коррозии, мм / год	Стойкость, баллы	Снижение прочности, %
Неагрессивная	до 0,01	1-3	0
Слабая	от 0,01 до 0,05 включ.	4-5	до 5
Средняя	от 0,05 до 0,5 включ.	6	до 10
Сильная	более 0,5	7	более 20

Для месторождений Пермского края более характерна средняя агрессивность среды.

Также после получения (по ГИС) данных о характере естественного износа эксплуатационной колонны коэффициент снижения ее несущей способности определяется теоретическим путем согласно «Инструкции по расчету обсадных колонн на особые условия эксплуатации», ОСТ Газпром 2-2.3-117-2007

Коэффициент снижения несущей способности изношенных (поврежденных в результате коррозии) труб к наружному давлению  $K_1$  определяется из выражения:

$$K_1 = e^{(0,0175 \times \delta - 0,3596) \times i}$$

Коэффициент снижения несущей способности изношенных труб к внутреннему давлению  $K_2$  определяется их выражения:

$$K_2 = e^{(0,0182 \times \delta - 0,3736) \times i}$$

$e$  – 2,71828 – основание натурального логарифма;

$\delta$  - первоначальная толщина стенки обсадных труб, мм;

$i$  – износ толщины стенки обсадных труб, мм.

Предположим, что по данным ГИС естественный износ стенок обсадных труб в результате коррозии в районе тульского горизонта равен 2 мм.

Определим коэффициенты несущей способности:

$$K_1 = 2,71828^{(0,0175 \times 6,4 - 0,3596) \times 2} = 0,610$$

$$K_2 = 2,71828^{(0,0182 \times 6,4 - 0,3736) \times 2} = 0,598$$

2021/354/ДС5--ЛО.ЮС3.4.2.ТСН

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

Определим параметры остаточной прочности поврежденного участка колонны. Величина наружного давления, при которой максимальные напряжения в поврежденной трубе будут равны пределу текучести материала, составляет:

$$P_{кр}^1 = K_1 \times P_{кр} = 0,61 \times 29,5 = 18,0 \text{ МПа, где}$$

$P_{кр}$  - 29,5 МПа – критическое давление, при котором напряжение в теле трубы 114×6,4 К55 ОТТМ достигает предела текучести.

Величина внутреннего давления, при которой максимальные напряжения в поврежденной трубе будут равны пределу текучести материала, составит:

$$P_T^2 = K_2 \times P_T = 0,598 \times 37,2 = 22,3 \text{ МПа}$$

$P_T$  - 37,2 МПа – максимальное давление, при котором напряжение в теле трубы 114×6,4 К55 ОТТМА достигает предела текучести.

Для 114 мм хвостовика запас прочности к наружному давлению  $n_1 = 1,0$  (вне зоны перфорации), к внутреннему  $n_2 = 1,15$ .

С учетом этих коэффициентов допускаемые избыточные давления, обеспечивающие безопасный режим эксплуатации 114 мм колонны составляет:

$$P_{нар} = P^1 / n_1 = 18,0 / 1,0 = 18,0 \text{ МПа}$$

$$P_{внут} = P_T^2 / n_2 = 22,3 / 1,15 = 19,4 \text{ МПа}$$

При эксплуатации скважины после проведения и определения остаточной толщины стенок труб, производится расчет на смятие от избыточных наружных давлений. При недостаточной прочности производится уменьшение предельно допустимого уровня жидкости при работе ГНО.

Необходимость испытания на остаточную прочность в каждом конкретном случае определяет Заказчик, так как дополнительные избыточные давления при опрессовке могут привести к внезапному разрушению обсадной колонны и способствуют ускорению процесса ее естественного износа.

В любом случае опрессовка изношенных эксплуатационных колонн по всей их длине не рекомендуется, лучше провести локальную (в интервале, где остаточная толщина стенки обсадной колонны имеет минимальную величину) опрессовку с использованием пакера.

В случае аварийного разрушения обсадных колонн в процессе строительства скважин (бурения), работы по восстановлению их несущей способности проводить по дополнительному плану, разработанному буровым подрядчиком, согласованному с Ростехнадзором.

2021/354/ДС5--ЛО.ЮС3.4.2.ТСН

130	Лист
-----	------

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К.уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

Таблица 9.6 - Технологическая оснастка обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Номер части колонны в порядке спуска	Элементы технологической оснастки колонны					Суммарная на колонну	
			наименование, шифр, типоразмер	масса элемента, кг	Интервал установки, м		Кол-во элементов на интервале	кол-во, шт.	масса, кг
					от (верх)	до (низ)			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Кондуктор*	1	БКМ-245-2**	60		85	1	1	60
			ЦКОД-245-2**	40		75	1	1	40
			ЦЦ-245/295-320-1	16,8	0	85	2	2	33,6
			ПП219x245	13,2			1	1	13,2
2	Эксплуатационная	1	БКМ-168**	28		603	1	1	28
			ЦКОДМ-168-1**	25	583	593	2	2	50
			ЦТГ-168/216	9	В кавернозной части		5	5	45
			ЦЦ-2-168/216-245	10,5	0	603	20	20	210
			Продав. пробка ПП-168	10			1	1	20
3	Хвостовик	1	БКМ-114	9		1372	1	1	9
			ЦКОД-114***	10	1352	1362	2***	2***	20
			ЦПН-114/143-146	1,0	528	603	3	31	31
					603	1242	21		
					1242	1318	7		
			ЦТГП-114	1,0	В кавернозной части по результатам кавернометрии		12	12	12
			Над и под пакером						
			Продав. пробка ПП-114	2,5	-	-	1	1	2,5
ПП-114**** (заколонный пакер)	125	необходимость установки ПП и интервал установки определяется по данным ГИС		1	1	125			
Подвеска хвостовика гидромеханическая цементруемая ПХГМЦ 114-168	150	405	410	1	1	150			

Примечание.

1. \*При наличии поглощений в интервале бурения кондуктора интенсивностью более 10 м/ч использовать в оснастке обсадных колонн «корзину» - УЭЦС, устанавливаемую над зоной поглощения. В случае невыхода цементного раствора на устье провести дозаливку в заколонное пространство тампонажным раствором, с помощью которого проводилось цементирование колонны.

2021/354/ДС5--ЛО.ЮС3.4.2.ТСН	
131	Лист

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

2. \*\*При применении долот PDC использование оснастки, разбуриваемой при помощи долот PDC (Башмаки типа БКБ-245, 168 и БКП-245; обратные клапаны типа КОПП-Л-245,168 - продавочные пробки типа ПРП-Ц-В-245,168). Допустимо применение оснастки других производителей, в которой отсутствуют металлические элементы.
3. \*\*\* Необходимость применения второго ЦКОДа уточняется в плане работ по креплению хвостовика.
4. \*\*\*\*Пакер ППП-114 или аналог с длиной герметизирующего элемента не менее 1м устанавливается между нефтеносным и водоносным горизонтами против плотных непроницаемых пород на скважинах (определяется по данным ГИС, глубину установки выдает Заказчик). Заколонный пакер устанавливается в интервалах с отсутствием каверн, при отсутствии такого интервала – в интервале с наименьшим кавернообразованием. Интенсивность искривления ствола скважины не должна превышать паспортных требований на пакер.
5. Все элементы технологической оснастки, планируемые к применению в составе обсадных колонн (переводники, пакеры, обратные клапана и др.) должны соответствовать техническим условиям на их изготовление, иметь технический паспорт (сертификат соответствия изготовления продукции).

2021/354/ДС--ЛО.ЮС3.4.2.ТСН

Лист	132
------	-----

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К.уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

2021/354/ДС-ЛО.ЮС3.4.2.ТСН

133 Лист

Таблица 9.7 - Режим спуска обсадных колонн

Обсадная колонна			Тип, шифр инструмента для спуска	Средства смазки и уплотнения резьбовых соединений		Крутящий момент свинчивания резьбовых соединений, кН*м	Интервал глубины с одинаковой допустимой скоростью спуска труб, м		Допуст. скорость спуска труб, м/с	Период. долива колонны, м	Промежуточные промывки	
Номер в порядке	Название колонны	Номер части колонны в порядке спуска		шифр или название	ГОСТ, ОСТ, ТУ		от (верх)	до (низ)			глубина, м	продолжительность, мин.
1	Кондуктор	1	Эlevator ЭК-245-170 и ПКРО-245	ЛУКОЙЛ ПАЙПФЛ ЕКС 111LT	ТУ-38-101-708-78Е	5,6-10,2*	0	85	0,4	Постоянно до устья	85	1 цикл**
2	Эксплуатационная	1	Эlevator ЭК-168-170 и ПКРО-168	ЛУКОЙЛ ПАЙПФЛ ЕКС 111LT	ТУ-38-101-708-78Е	4,3-6,6*	0 85	85 603	1,0 0,4	Постоянно до устья	85 603	1 цикл**
3	Хвостовик	1	Эlevator КМ-114-140 +КМ 102-125 и ПКРО-114	ЛУКОЙЛ ПАЙПФЛ ЕКС 111LT	ТУ-38-101-708-78Е	3,3-4,7	0 603	603 1372	1,0 0,4	Постоянно до устья	603 1000 1372	1 цикл***

Примечание.

1. После спуска обсадных колонн скважина промывается до полного выравнивания параметров бурового раствора согласно проекту.
2. Крепление резьбовых соединений всех обсадных колонн должно производиться с использованием моментометров с величиной момента, указанного в плане работ согласно руководству по эксплуатации на обсадные трубы завода изготовителя. Резьбовые соединения затягивать гидравлическим ключом с возможностью фиксации момента свинчивания.
3. Спуск первых 10-ти труб осуществлять на 2-х элеваторах, в процессе спуска осуществлять контроль за вытеснением раствора. Если при свинчивании обсадных труб с соединением ОТТМ торец муфты дошел до конца сбега резьбы, а 75% от среднего значения крутящего момента не достигнуто, соединение следует развинтить и отложить до повторного контроля или ремонта. Если при свинчивании торец муфты не дошел до конца сбега резьбы более чем на 5 мм при максимальном моменте, то соединение следует развинтить и отложить для повторного контроля или ремонта. Обязательная фиксация момента свинчивания.
4. \*Свинчивание обсадных труб с соединением типа ВС осуществляется до совпадения торца муфты с основанием треугольного клейма с определением момента свинчивания. Свинчивание считается правильным, если после свинчивания торец муфты находится между вершиной и основанием треугольного клейма с допуском отклонением минус один виток резьбы (шаг резьбы) от основания треугольного клейма.
5. \*\*Окончательная промывка скважины, после спуска обсадной колонны в течение 1 цикла (до полного выравнивания параметров бурового раствора), с расходом 18-20л/с. Начинать промывку необходимо с расходом 12-15л/с и, после появления циркуляции увеличить до планируемого расхода.
6. \*\*\*Окончательная промывка скважины, после спуска обсадной колонны в течение 1 цикла (до полного выравнивания параметров бурового раствора), с расходом 6-10л/с. Начинать промывку необходимо с расходом 4,0-6,0л/с и, после появления циркуляции увеличить до планируемого расхода.
7. ЗАПРЕЩАЕТСЯ приступать к спуску обсадной колонны в скважину, осложненную поглощением бурового раствора, флюидопроявлениями, осыпями и обвалами стенок скважины, затяжками и посадками буровой колонны.

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К.уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

- Обеспечить контроль долива при спуске обсадных труб.
- Рекомендуется при сборке компоновки низа обсадных колонны и первых пяти обсадных труб использовать клеящий состав для резьбы «Loctite» или аналог.

Таблица 9.8 – Опрессовка обсадных труб и колонн

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Номер отдельно спускаемой части колонны в порядке спуска	Напряжение эксплуатационной колонны, тс	Плотность жидкости для опрессовки, г/см <sup>3</sup>		Давление на устье скважины при опрессовке, МПа			Глубина установки Пакера (по стволу), м	Давление на устье скважины при опрессовке труб ниже пакера, МПа	Номер равнопрочной секции в отдельно спускаемой части (снизу, вверх) (см. табл. 9.4)	Давление опрессовки труб равнопрочной секции на поверхности, МПа
				раздельно спускаемой части	цементного кольца	Раздельно спускаемой части	Цементного Кольца**	части колонны ниже муфты для двухступенчатого цементирования				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
2	Эксплуатационная	1	-	1,08	1,08	14,0/21,0*	4,5	-	-	-	-	25,0
3	Хвостовик**	1	-	1,02	-	15,0**	-	-	-	-	-	25,0
2+3	Эксплуатационная +хвостовик	1	-	1,02	-	14,0/21,0*	-	-	-	-	-	-
-	Колонная головка 168x245 с обсадными трубами	-	-	1,02	-	5,0	-	-	-	-	-	-

Примечание.

- Межколонное пространство на устье скважины опрессовывается жидкостью, являющейся основой используемого бурового раствора (минерализованная вода, жидкие углеводороды) на давление, не превышающее остаточную прочность предыдущей колонны и прочность на сжатие цементного камня заколонного пространства, п.424 [3].
- Испытание кондукторов и промежуточных колонн на герметичность проводится опрессовкой с заполнением их жидкостью, являющейся основой используемого бурового раствора (минерализованная вода, жидкие углеводороды), от устья до глубины 20-25 м, а в остальной части - буровым раствором, которым проводилась продавка тампонирующей смеси, п. 421 [3].
- Испытание цементного кольца на герметичность проводится опрессовкой с заполнением водой пространства на 10 - 20 м от забоя. [Инструкция по испытанию обсадных колонн на герметичность, Москва 1999г].
- Опрессовка обсадных труб и колонн согласно [16], [17].
- Разрешается проведение испытаний на герметичность обсадных колонн в момент посадки продавочной пробки на цементировочный клапан обратный дроссельный (ЦКОД) и созданием необходимого давления при помощи цементировочного агрегата [глава XXII, п. 420 [3]].
- Эксплуатационная колонна + хвостовик испытываются на герметичность опрессовкой буровым раствором или технической водой (в том числе минерализованной, морской). В скважинах, на устье которых избыточного давления может не быть, эксплуатационная колонна+ хвостовик дополнительно должны испытываться на герметичность снижением уровня воды до динамического уровня при механизированной добыче нефти, п.421 [3].
- При механизированной добыче нефти обсадная колонна должна испытываться на герметичность снижением уровня воды до динамического уровня, см. табл. 4.19 [Инструкция по испытанию обсадных колонн на герметичность, Москва 1999г].

2021/354/ДС5--ЛО.ЮОС3.4.2.ТСН

134	Лист
-----	------

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

8. При опрессовке совместно с фонтанной арматурой давление опрессовки определяется технической характеристикой фонтанной арматуры. Опрессовку эксплуатационной колонны совместно с фонтанной арматурой провести через 48 часов после начала ОЗЦ.
9. В связи с подъемом тампонажного раствора до устья скважины, натяжение обсадных колонн не производится.
- 10.\*В числителе указаны значения для добывающих скважин, в знаменателе для нагнетательных скважин.
- 11.\*\*Хвостовик опрессовать во время цементирования или с применением пакера после ОЗЦ на 15,0 МПа.
- 12.\*\*\*Опрессовку цементного кольца производить цементировочным агрегатом с постепенным увеличением давления с шагом по 0,5 МПа.

## 9.2 Цементирование обсадных колонн

Таблица 9.9 - Общие сведения о цементировании обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Способ цементирования (прямой, ступенчатый, обратный)	Данные по отдельно спускаемой части колонны				Данные по каждой ступени цементирования				
			номер в порядке спуска	от (верх)	до (низ)	Глубина установки муфты для ступенчатого цементирования	номер ступени	высота цемент. стакана, м	название порции тампонажного раствора	Интервал глубины цементирования, м	
										от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	Кондуктор*	прямой	1	0	85	-	1	10	Тампонажный	0	85
2	Эксплуатационная**	прямой	1	0	603	-	1	10	Тампонажный	0	603
3	Хвостовик	прямой	1	528	1372	-	1	10	Тампонажный	528	1372

Примечание.

- \* При наличии поглощений в интервале бурения кондуктора интенсивностью более 10 м/ч использовать в оснастке обсадных колонн «корзину» - УЭЦС, устанавливаемую над зоной поглощения. Необходимость и глубину установки указать в плане работ. При недоподъеме цементного раствора на устье, провести дозаливку в заколонное пространство.
- \*\* По истечении 2-х часов ОЗЦ произвести дозаливку цементного раствора до устья.
- Спуск и цементирование обсадных колонн проводятся по планам, разработанным буровой организацией и утвержденным пользователем недр (заказчиком). К плану прилагаются исходные данные для расчета обсадных колонн, использованные коэффициенты запаса прочности, результаты расчета обсадных колонн (компоновка колонны) и ее цементирования, анализ цемента, а также акт готовности скважины и буровой установки к спуску и цементированию колонны [3], п.400
- Применение компонентов тампонажной смеси без проведения предварительного лабораторного анализа для условий предстоящего цементирования колонны запрещается [3], п.403.
- Проводить на буровой экспресс-анализ цементной смеси, для определения плотности, времени начала схватывания и других необходимых параметров.

2021/354/ДС5--ЛО.ЮС3.4.2.ТСН

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Таблица 9.10 – Характеристика жидкостей для цементирования

Изм	К уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Номер части колонны в порядке спуска	Номер ступени (снизу вверх)	Характеристика жидкости (раствора)											Стойкость к агрессивным средам
										тип или название	объем порции, м <sup>3</sup>	Плотность, г/см <sup>3</sup>	пластическая вязкость, Па*с	Динамическое напряжение сдвига, Па	время начала загустевания/схватывания час.	Проницаемость, мД.	Прочность на изгиб, МПа	Рас текаемость, мм	Водоотдача, мл за 30мин	Время ОЗЦ, час	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16						
1	Кондуктор	1	1	буферная №1	2,0	1,02	0,002	Не регулируются							Агрессивная среда отсутствует						
				тампонажный	4,0	1,85	0,04	10	2,0/5,0	3,5	2,7	200	-	18							
				продавочная	3,2	1,08	Не регулируются														
2	Эксплуатационная	1	1	буферная №1	2,0	1,02	0,002	Не регулируются							Агрессивная среда отсутствует						
				тампонажный	13,2	1,85	0,04	10	2,5/5,5	2,0	2,7	200	-	18							
				продавочная	11,3	1,08	Не регулируются														
3	Хвостовик	1	1	буферная №1	3,0	1,09	0,002	Не регулируются							Сульфатостойкий						
				буферная №2	3,0	1,09	Не регулируются														
				буферная №3	8,0	1,50	0,07	8	Не регулируются												
				тампонажный	9,4	1,92	0,3	22,0	3,5/10,0	2,0	2,7	200	100								
				продавочная	9,7	1,09	Не регулируются														

Примечание.

1. Назначение и состав буферных жидкостей при цементировании хвостовика согласно Программе по креплению.
2. Применение компонентов тампонажной смеси без проведения предварительного лабораторного анализа для условий предстоящего цементирования колонны запрещается [3], п.403. Перед цементированием обсадных колонн лабораторные испытания всех тампонажных материалов, используемых в процессе цементирования, проводить в соответствии с геолого-техническими условиями конкретной скважины в Испытательной лаборатории Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми, аккредитованной Федеральной службой по аккредитации (Росаккредитацией).
3. Тампонажный материал и сформированный из него камень должны соответствовать диапазону статических температур в скважине по всему интервалу цементирования [3], п.406. Время ОЗЦ не менее двухкратного времени конца схватывания верхней порции цементного раствора.

2021/354/ДС5--ЛО.ЮС3.4.2.ТСН



Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К.уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

Таблица 9.11 – Компонентный состав жидкостей для цементирования

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Номер части колонны в порядке спуска	Номер ступени (снизу вверх)	Тип или название жидкости для цементирования	Название компонента	Норма расхода компонента, кг/м <sup>3</sup> или м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup> *
1	2	3	4	5	6	7
1	Кондуктор	1	1	Буферная №1 отмывающая (2 м <sup>3</sup> )	Детергент Н	0,020*
					Техническая вода	0,980*
				Тампонажный (ρ-1,85 г/см <sup>3</sup> ) (4,0 м <sup>3</sup> )	Портландцемент ПЦП-50	1223
					CaCl <sub>2</sub>	49
2	Эксплуатационная	1	1	Буферная №1 отмывающая (2 м <sup>3</sup> )	Техническая вода	0,980*
					Детергент Н	0,020*
				Тампонажный (ρ-1,85 г/см <sup>3</sup> ) (13,2 м <sup>3</sup> )	Портландцемент ПЦП-50	1223
					CaCl <sub>2</sub>	49
				Техническая вода	0,589*	

2021/354/ДС-ЛО.ЮС3.4.2.ТСН

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

							Продолжение таблицы 9.11									
Изм	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	1	2	3	4	5	6	7				
						3	Хвостовик	1	1	Забойная ванна ( $\rho=1,09$ г/см <sup>3</sup> )	Р-СИЛ	100,0				
															Калий хлористый	50,0
															РЕОЦЕЛ марки В	5,0
															Техническая вода	0,925*
														Буферная №1 отмывающая (3 м <sup>3</sup> )	Техническая вода	0,915*
															Детергент Н	0,020*
															NaCl	150
														Буферная №2 модифицирующая (3 м <sup>3</sup> )	Техническая вода	0,930*
															Р-СИЛ	100
															NaCl	50
														Буферная №3 кольматирующая ( $\rho=1,50$ г/см <sup>3</sup> ) (8 м <sup>3</sup> )	Портландцемент ПЦТ-1Г-СС-1	730
															Техническая вода	0,770*
														Тампонажный нормальной плотности ( $\rho=1,92$ г/см <sup>3</sup> ) (9,4 м <sup>3</sup> )	Портландцемент ПЦТ-1Г-СС-1	1340
															Техническая вода	0,545*
										ГИДРОЦЕМ марка (Н)	5,36					
										ПОЛИЦЕМ ДФ	2,68					
										РЕАГЕНТ РУ	67,0					
											CaCl <sub>2</sub>	26,8				
<p>Примечание. Для улучшения качества цементирования, предлагается система подготовки скважины к цементированию, включающая:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Забойную ванну, устанавливаемую в интервале продуктивного пласта с реагентом Р-СИЛ плотностью не ниже плотности бурового раствора – для улучшения адгезионных свойств породы.</li> <li>• Буферные пакки, основным назначением которых является: <ul style="list-style-type: none"> <li>- вытеснение из затрубного пространства бурового раствора;</li> <li>- физико-химическая обработка фильтрационной корки бурового раствора и кольматационного экрана с целью изоляции проницаемых пластов;</li> <li>- отмыв органических соединений и улучшение условий замещения бурового раствора тампонажным;</li> <li>- обеспечение контакта тампонажного раствора с обсадной трубой и стенками скважины.</li> </ul> </li> </ul>																

2021/354/ДС5--ЛО.ЮС3.4.2.ТСН

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К.уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

2021/354/ДС5--ЛО.ЮС3.4.2.ТСН

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

Номер колонны в порядке спуска	Номер части Колонны в порядке спуска	Номер ступени (снизу вверх)	Наименование технологической операции	Тип или название жидкости	Тип (шифр) агрегата	Назначение агрегата	Кол-во агрегатов работающих на одном режиме	Режим работы агрегатов						Время выполнения технологической операции, мин	
								Диаметр цилиндрических втулок, мм	Скорость агрегата	Суммарная производительность, л/с	Давление, МПа		Объем порции на данном режиме, м <sup>3</sup>	В данном режиме	нарастающ ее
											Допустимое для агрегата	На устье скважины в конце			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1	1	1	цементирование обсадной колонны	буферная	АЦН-320	закачка	1	115	4	10,7	8,0	-	2,0	3,1	3,1
				тамп.р-р	АЦН-320	затворение	1	115	4	10,7	8,0	-	4,0	20,0	23,1
				закачка			1	115	4	10,7	8,0	-	4,0	6,2	29,3
				прод.жид.	АЦН-320	продавка	1	115	3	6,0	14,0	0,6	2,2	6,1	35,4
				прод.жид.	АЦН-320	продавка	1	115	2	3,2	26,0	2,7	1,0	5,2	40,6+(10)*
2	1	1	цементирование обсадной колонны	буферная	АЦН-320	закачка	1	115	4	10,7	8,0	-	2,0	3,1	3,1
				тамп.р-р	АЦН-320	затворение	1	115	4	10,7	8,0	-	13,2	20,0	23,1
				закачка			1	115	4	10,7	8,0	-	13,2	20,6	43,7
				прод.жид.	АЦН-320	продавка	1	115	3	6,0	14,0	5,0	10,3	28,6	72,3
				прод.жид.	АЦН-320	продавка	1	115	2	3,2	26,0	7,0	1,0	5,2	77,5+(10)*
3	1	1	цементирование обсадной колонны	буферная	АЦН-320	закачка	1	115	4	10,7	8,0	-	3,0	4,7	4,7
				буферная	АЦН-320	закачка	1	115	4	10,7	8,0	-	3,0	4,7	9,4
				буферная	АЦН-320	закачка	1	115	4	10,7	8,0	-	8,0	12,5	21,9
				тамп.р-р	АЦН-320	затворение	1	115	4	10,7	8,0	-	9,4	20,0	41,9
				закачка			1	115	4	10,7	8,0	-	9,4	14,6	56,5
				прод.жид.	АЦН-320	продавка	1	115	4	10,7	8,0	6,3	2,5	3,9	60,4
				прод.жид.	АЦН-320	продавка	1	115	3	6,0	14,0	9,5	2,2	9,7	66,5
				прод.жид.	АЦН-320	продавка	1	115	2	3,2	26,0	12,0	2,5	13,0	79,5
прод.жид.	АЦН-320	продавка	1	115	1	1,7	32,0	12,6	2,5	24,5	104+(10)*				

Примечание.

1. Конечное давление при продавке указано с учетом добавочного давления 2,0 МПа при моменте «Стоп».
2. Контроль процесса цементирования осуществляется с помощью станции контроля цементирования СКЦ или аналогичной станцией. Режим цементирования должен соответствовать гидравлической программе с контролем и записью процесса на станции контроля (СКЦ).
3. \*Добавлено время на промывку линии и пуск продавочной пробки.

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К.уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

2021/354/ДС5--ЛО.ЮС3.4.2.ТСН

140	Лист
-----	------

Таблица 9.12.1 Контроль процесса цементирования

Контролируемый параметр	Единица измерения	Что контролируется	Способ и технические средства контроля	Примечания
1	2	3	4	5
Давление опрессовки нагнетательных линий	МПа	Утечки в нагнетательных линиях	По станции СКЦ и манометру агрегата	На величину 1,5-кратного максимального давления, ожидаемого в процессе цементирования. Возникшие утечки устранить и произвести повторное испытание.
Подача (расход)	л/с	буферная жидкость, цементный раствор	По станции СКЦ-2М	Определяется планом работ на крепление конкретной скважины и гидравлической программой
Суммарный объем закачки	м <sup>3</sup>	буферная жидкость, цементный раствор	По станции СКЦ и суммарному учету с каждого агрегата	Определяется планом работ на крепление конкретной скважины
Давление на устье	МПа	буферная жидкость, цементный раствор	По станции СКЦ и манометрам каждого агрегата	Определяется планом работ на крепление конкретной скважины. Не должно превышать давления опрессовки линий и обсадных труб.
Плотность	г/см <sup>3</sup>	буферная жидкость, цементный раствор	Ареометр, рычажные весы	Отклонение плотности цементного раствора не более 0,02
Характер циркуляции		буровой раствор буферной жидкости, цементный раствор	Визуально	Оценивается технологом по цементированию. При отклонениях от нормы немедленно докладывать руководителю работ
Время от начала затворения до окончания цементирования	мин	продолжительность процесса цементирования	часы	Не должна превышать 75% от времени начала загустевания
Давление в колонне в момент посадки продавочной пробки	МПа	момент окончания продавки тампонажного раствора	Станция СКЦ, манометр агрегата	Последние 3м <sup>3</sup> продавочной жидкости закачиваются одним агрегатом на 2 скорости. Давление «СТОП» не должно превышать давление опрессовки обсадной колонны.

Инв.№ подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	
К уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

При затворении цемента с периодичностью не реже одного раза в три минуты контролируется плотность приготавливаемого раствора по каждой цементносмесительной машине и осреднительной емкости. Контроль процесса цементирования осуществляется с помощью станции контроля цементирования СКЦ или аналогичной стацией. Режим цементирования должен соответствовать гидравлической программе с контролем и записью процесса на станции контроля (СКЦ). При обнаружении поглощения следует снизить подачу насосов. Давление на устье в любой момент цементирования, в том числе и в момент получения «стоп», не должно превышать допустимого на обсадную колонну. Температура приготавливаемого тампонажного раствора должна быть в пределах 20-25<sup>0</sup>С. В зимнее время необходимо подогревать воду затворения.

Рекомендуемая температура приведена в таблице:

№ п/п	Температура окружающей среды	Температура жидкости затворения
1	+10, +5	+20
2	0, -10	+25
3	-15, -20	+30
4	-25, -30	+35
5	-35, -40	+40

#### **Изучение состояния крепи после твердения тампонажного раствора**

Качество работ по креплению скважин и разобщению продуктивных пластов характеризуется уровнем подъема тампонажного раствора за всеми спущенными колоннами, герметичностью обсадных колонн, отсутствием заколонных перетоков (факт перетока должен подтвержден геофизическими методами).

Высота подъема цемента, его плотность по интервалам, характер сцепления тампонажного материала с обсадной колонной и стенками скважины, наличие и точность установки элементов технологической оснастки определяется геофизическими методами (АКЦ и СГДТ), входящими в обязательный комплекс геофизических работ (табл. 4.16).

Техническая и эксплуатационная колонны после нормируемого времени ОЗЦ подвергаются гидравлической опрессовке на давления согласно табл. 9.8. Колонна считается герметичной, если давление за 30 мин. падает не более 0,5 МПа.

2021/354/ДС5--ЛО.ЮО3.4.2.ТСН

141	Лист
-----	------

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

Таблица 9.13 - Потребность в цементиловочных агрегатах

Номер колонны в порядке спуска	Номер части колонны	Номер ступени цементирования	Интервал, м		Потребное количество ЦА, шт основных					
			от (верх)	до (низ)	тип	всего	в том числе для			
							затворения	закачки	продавки	запасные
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	1	1	0	85	АНЦ-320	3	1	1	1	1
2	1	1	0	603	АНЦ-320	3	1	1	1	1
3	1	1	528	1372	АНЦ-320	3	1	1	1	1

Таблица 9.14 - Потребность в смесительных машинах

Номер колонны в порядке спуска	Номер части колонны	Номер ступени цементирования	Интервал, м		Потребное количество смесительных машин	
			от (верх)	до (низ)	тип	всего
1	2	3	4	5	6	7
1	1	1	0	85	УС-6-30	1
2	1	1	0	603	УС-6-30	1+1*
3	1	1	528	1372	УС-6-30	1+1*

Примечание.

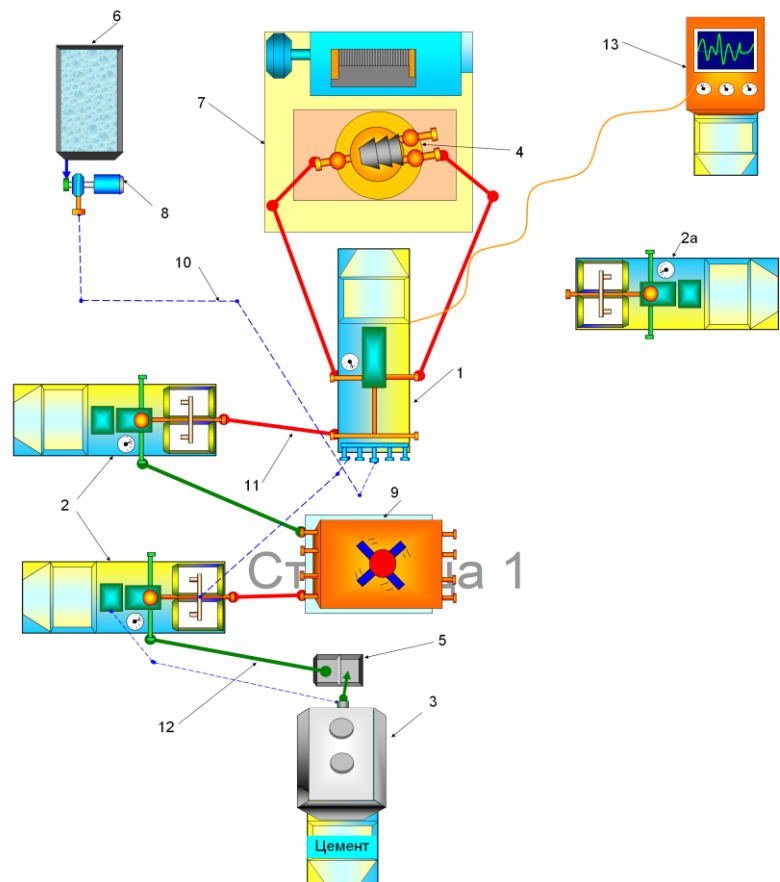
- \*Добавлена одна цементосмесительная машина для перетаривания тампонажного материала и приготовления кольматирующего буфера.

2021/354/ДС-П.О.ЮС3.4.2.ТСН

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

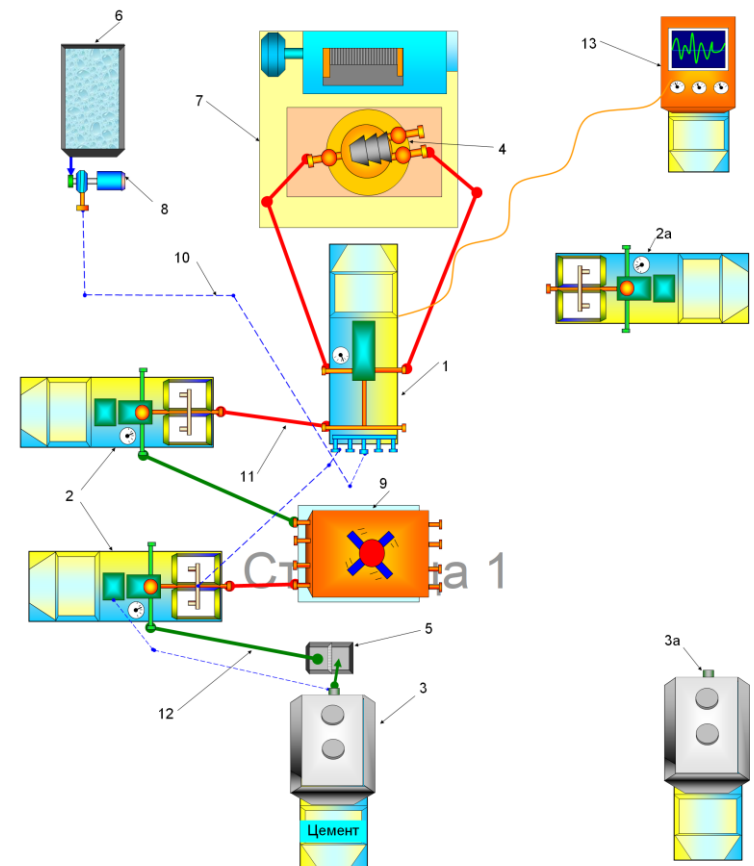
Изм.	Кол.уч.	Лист	№	Подпись	Дата

2021/354/ДС-П.О.ЮОС3.4.2.ТСН



№ п/п	Условные обозначения	Количество, шт
1	Блок манифольда БМ-700	1
2	ЦА-320М	2
2а	Резервный ЦА-320М	1
3	УС-6/30	1
4	Цементирующая головка	1
5	Бачок для затворения	1
6	Водяная смкость	1
7	Площадка буровой	1
8	Горизонтальный шламовый насос	1
9	Осреднительная ёмкость УСО-20	1
10	Линия подачи воды	1
11	Нагнетательная линия	1
12	Линия забора цементного раствора	1
13	Станция контроля цементирования	1

Рис.9а (кондуктор)



№ п/п	Условные обозначения	Количество, шт
1	Блок манифольда БМ-700	1
2	ЦА-320М	2
2а	Резервный ЦА-320М	1
3	УС-6/30	1
3а	Резервный УС-6/30 для перетаривания тампонажного материала	1
4	Цементирующая головка	1
5	Бачок для затворения	1
6	Водяная смкость	1
7	Площадка буровой	1
8	Горизонтальный шламовый насос	1
9	Осреднительная ёмкость УСО-20	1
10	Линия подачи воды	1
11	Нагнетательная линия	1
12	Линия забора цементного раствора	1
13	Станция контроля цементирования	1

Рис. 9б (экспл. колонна, хвостовик)

Типовые схемы расстановки техники при цементировании кондуктора, эксплуатационной колонны и хвостовика.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№	Подпись	Дата

Примечание.

1. Схема расстановки техники при креплении обсадных колонн и порядок проведения работ по цементированию устанавливаются в плане работ, разработанным буровой организацией (исполнителем тампонажных работ) и утвержденным пользователем недр (заказчиком). К плану прилагаются исходные данные для расчета обсадных колонн, использованные коэффициенты запаса прочности, результаты расчета обсадных колонн (компоновка колонны) и ее цементирования, анализ компонентов тампонажной смеси, а также акт готовности скважины и буровой установки к спуску и цементированию колонны [3], п.400, п.416.

2. В целях обеспечения безопасности производства работ при креплении скважин агрегаты необходимо устанавливать на заранее подготовленной площадке, при этом должны соблюдаться следующие расстояния [3], п.417:

- от устья скважин до блок-манифольдов, агрегатов - не менее 10 м;
- от блок-манифольдов до агрегатов - не менее 5 м;
- между цементировочными агрегатами и цементосмесительными машинами - не менее 1,5 м.

Кабины передвижных агрегатов должны быть расположены в противоположную от цементируемой скважины сторону.

3. Цементировочная головка (ГЦК-БТ-102Р1, ГУЦ-168х400, ГУЦ-245х320 (ТУ 39-1021-85)) до ввода ее в эксплуатацию и далее с периодичностью, установленной документацией изготовителя, должна быть опрессована давлением, в 1,5 раза превышающим максимальное расчетное рабочее давление при цементировании скважины. Нагнетательные трубопроводы для цементирования до начала процесса должны быть опрессованы на полуторакратное ожидаемое рабочее давление. [3], п.415, п.416.

2021/354/ДС-П.О.ЮС3.4.2.ТСН

Лист	144
------	-----



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

Таблица 9.15 - Потребное для цементированния обсадных колонн количество цементировочной техники

№№ ПП	Название или шифр	Потребное количество			суммарное на скважину
		номера колонн			
		1	2	3	
1	2	4	5	6	7
1	Работа АНЦ-320, агр/опер	3	3	3	10
2	Затворение тампонажного раствора, т	5,0	17,0	20,7	42,7
3	Работа УС-6-30, час	0,5	3,6	4,0	8,1
4	Опрессовка колонн АНЦ-320, агр/опер	-	2	1	3
5	Опрессовка труб, 1000 м	0,085	0,603	1,372	2,825
6	Работа СКЦ-2М, агр/опер	1	1	1	3
7	Работа БМ-700, агр/опер	1	1	1	3
8	Пробег АНЦ-320, пробег	3	3	3	9
9	Пробег УС-6-30, пробег	1	2	2	5
10	Пробег СКЦ-2М, пробег	1	1	1	3
11	Пробег БМ-700, пробег	1	1	1	3
12	Дежурство АНЦ-320 (суммарное), час	2,7	19,0	43,3	65,0
13	Содержание обсадных труб, 10 м	8,5	60,3	13,72	82,52
14	Лабораторный анализ, анализ	1	1	1	3
15	Содержание ППУ-1200/100, час	3	5	5	13
16	Пробег ППУ-1200/100, пробег	1	1	1	3
17	Работа УСО-20, агр/опер.	1	1	1	3
18	Пробег УСО-20, пробег	1	1	1	3
19	Дежурство УС-6-30 (суммарное), час	0,9	1,4	28,9	31,2
20	Ёмкость для запаса воды V=30м <sup>3</sup> , шт	1	1	1	1

2021/354/ДС-ЛО.ЮС3.4.2.ТСН

Лист

145

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

Таблица 9.16 - Потребное для цементирования обсадных колонн количество материалов

№№ п/п	Название или шифр	ГОСТ, ОСТ, ТУ, МРТУ и т.д. на изготовление	Единица изм.	Потребное количество				Тара	Кол-во тары, шт
				номера колонн			Суммарно е		
				1	2	3			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Портландцемент ПЦТ П- 50	ГОСТ 1581-2019	т	5,1	17,0	-	22,1	Биг-бег 1000кг	23
2	Портландцемент ПЦТ-1Г-СС-1	ГОСТ 1581-2019	т	-	-	20,0	20,0	Биг-бег 1000кг	20
3	ГИДРОЦЕМ Н*	ТУ 2231-009-40912231-2003	т	-	-	0,07	0,07	Мешок 25 кг	3
4	ПОЛИЦЕМ ДФ*	ТУ 2228-010-40912231-2003	т	-	-	0,035	0,035	Мешок 25 кг	2
5	РЕАГЕНТ РУ*	ТУ 2157-034-40912231-2005	т	-	-	0,7	0,7	Мешок 25 кг	28
6	CaCl <sub>2</sub>	ТУ 6-09-5077-83, ГОСТ 450-77	т	0,2	0,65	0,35	1,2	Биг-бег 1000кг	2
7	NaCl	ГОСТ 4233-77, ТУ 2152-097-00209527-2004	т	-	-	0,75 + 2,1**	2,85	Биг-бег 1000кг	3
8	Р-СИЛ*	ТУ 2245-006-409122-31-2003	т	-	-	0,60	0,6	Мешок 25 кг	24
9	Детергент Н*	ТУ 2458-038-40912231-2006	м <sup>3</sup>	0,04	0,04	0,06	0,14	Канистра 30л	5
10	Калий хлористый	ГОСТ 4568-95	т	-	-	0,15	0,15	Биг-бег 850 или 1000 кг	1
11	Реоцел м.В*	ТУ 2231-012-40912231-2003	т	-	-	0,015	0,015	Мешок 25 кг	1
12	Расход смазки Р-402 или Р-2МВП	ТУ 0254-028-46977243-2004	кг	2,0	6,6	10,6	19,2	-	-
13	Техническая вода	-	м <sup>3</sup>	4,5	10,3	22,3 + 8,3**	45,4	-	-

Примечание.

1. Количество материалов и реагентов для приготовления и обработки тампонажных растворов рассчитано с учетом буферных пачек для  $K_k=1,25-1,1$  с коэффициентом запаса на реагенты и материалы  $K_3=1,05$  (для кондуктора и эксплуатационной колонны).
2. Количество материалов и реагентов для приготовления и обработки тампонажных растворов рассчитано с учетом буферных пачек для  $K_k=1,1$  с коэффициентом запаса на реагенты и материалы  $K_3=1,05$  (для хвостовика).
3. \* Возможно использования аналога, согласованного в Филиале ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми.
4. \*\* Для приготовления жидкости продавки (ХНР).
5. Перед цементированием обсадных колонн лабораторные испытания всех тампонажных материалов, используемых в процессе цементирования, проводить в соответствии с геолого-техническими условиями конкретной скважины в Испытательной лаборатории Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми, аккредитованной Федеральной службой по аккредитации (Росаккредитацией) на право выполнения работ и оказания услуг на выполнение измерений в соответствии с утвержденной областью аккредитации - для цементных растворов и тампонажных материалов.

2021/354/ДС-ЛО.ЮОС3.4.2.ТСН

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

### 9.3 Оборудование устья скважины

Таблица 9.17 - Спецификация устьевого и противовыбросового оборудования (ПВО)

номер в порядке спуска	название	Давление опрессовки устьевого оборудования и ПВО, МПа		Типоразмер, шифр или название устанавливаемого устьевого и ПВО оборудования	ГОСТ, ОСТ, ТУ, МРТУ и т.д. на изготовление	Кол-во, шт.	Допустимое рабочее давление, МПа	Масса, т	
		после установ ки	перед вскрытием напорного гор.					единицы	суммарная
2	Эксплуатационная	14,0/ 21,0	-	Противовыбросовое оборудование по схеме обвязки №5 (ОП-5 К1) ОП-5-180/80x35 К1	ГОСТ13862-90	1компл	35,0	14,31	15,075
				КОС 21-168x245 К1 УХЛ1	ГОСТ30196-94, ТУ 26-02-1146-93	1	21,0	0,765	
<b>Для добывающих скважин</b>									
2+3	Эксплуатационная+ Хвостовик	14,0	-	КОС 21-168x245 К1 УХЛ1	ГОСТ30196-94, ТУ 26-02-1146-93	1	21,0	0,765	1,515
				КУ-65x14 К1 УХЛ1	ГОСТ13846-89/ ТУ 3665-009-4965 2808-2004	1компл	14,0	0,75	
<b>Для нагнетательных скважин</b>									
2+3	Эксплуатационная+ Хвостовик	21,0	-	КОС 21-168x245 К1 УХЛ1	ГОСТ30196-94	1	21,0	0,765	1,515
				АНК1-65x21 К1 УХЛ1	ГОСТ13846-89/ ТУ 3665-009-4965 2808-2004	1компл	21,0	0,75	
<b>Освоение</b>									
2+3	Эксплуатационная+ Хвостовик	14,0/ 21,0	-	*Противовыбросовое оборудование по схеме обвязки №2 (ПМТ-2, ПП-2 156x21)	ГОСТ13862-90	1 компл	21,0	0,6	0,6

Примечания.

1. Устьевое и противовыбросовое оборудование, запорные устройства и задвижки опрессовываются согласно [3].
2. Выбор ПВО осуществлен, исходя из отсутствия в разрезе пластов с анамально высоким пластовым давлением п.429 [3].
3. Климатическое исполнение по ГОСТ 15150-69 – УХЛ1. Стойкость к воздействию скважинной среды по ГОСТ13862-90, ГОСТ 30196-94 и ГОСТ Р 51365-2009 – К1 и К2 выбирается по конкретной скважине в зависимости от проходимого геологического разреза и скважинной среды. Проектом предусмотрено исполнение ПВО и колонной головки в исполнении К1.
4. Линии сбросов от блоков глушения и дросселирования должны надежно закрепляться на специальных опорах и направляться в сторону от проезжих дорог, линий электропередач, котельных и других производственных и бытовых сооружений с уклоном от устья скважины. Свободные концы линий сброса должны иметь длину не более 1,5 м. Длина линий от блоков глушения и дросселирования до свободных концов линий сброса должна быть не менее 30м.

2021/354/ДС-ПО.ЮС3.4.2.ТСН

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

Изм.	Кол-во	Лист	№	Подпись	Дата

5. Линии и установленные на них задвижки должны иметь внутренний диаметр, одинаковый с внутренним диаметром отводов крестовины; после блока задвижек разрешается увеличение их диаметра не более чем на 30 мм.

6. \*Схемы ПВО на освоение скважин приведены в разделе 10 «Испытание скважин».

7. Для управления превенторами и гидравлическими задвижками устанавливаются основной и вспомогательный пульты. Основной пульт управления - на расстоянии не менее 10 м от устья скважины в удобном и безопасном месте. Вспомогательный - непосредственно возле пульта бурильщика. Он включается в режим оперативной готовности перед вскрытием продуктивных и газонефтеводопроявляющих пластов [3], п. 434.

2021/354/ДС-П.О.ЮС3.4.2.ТСН

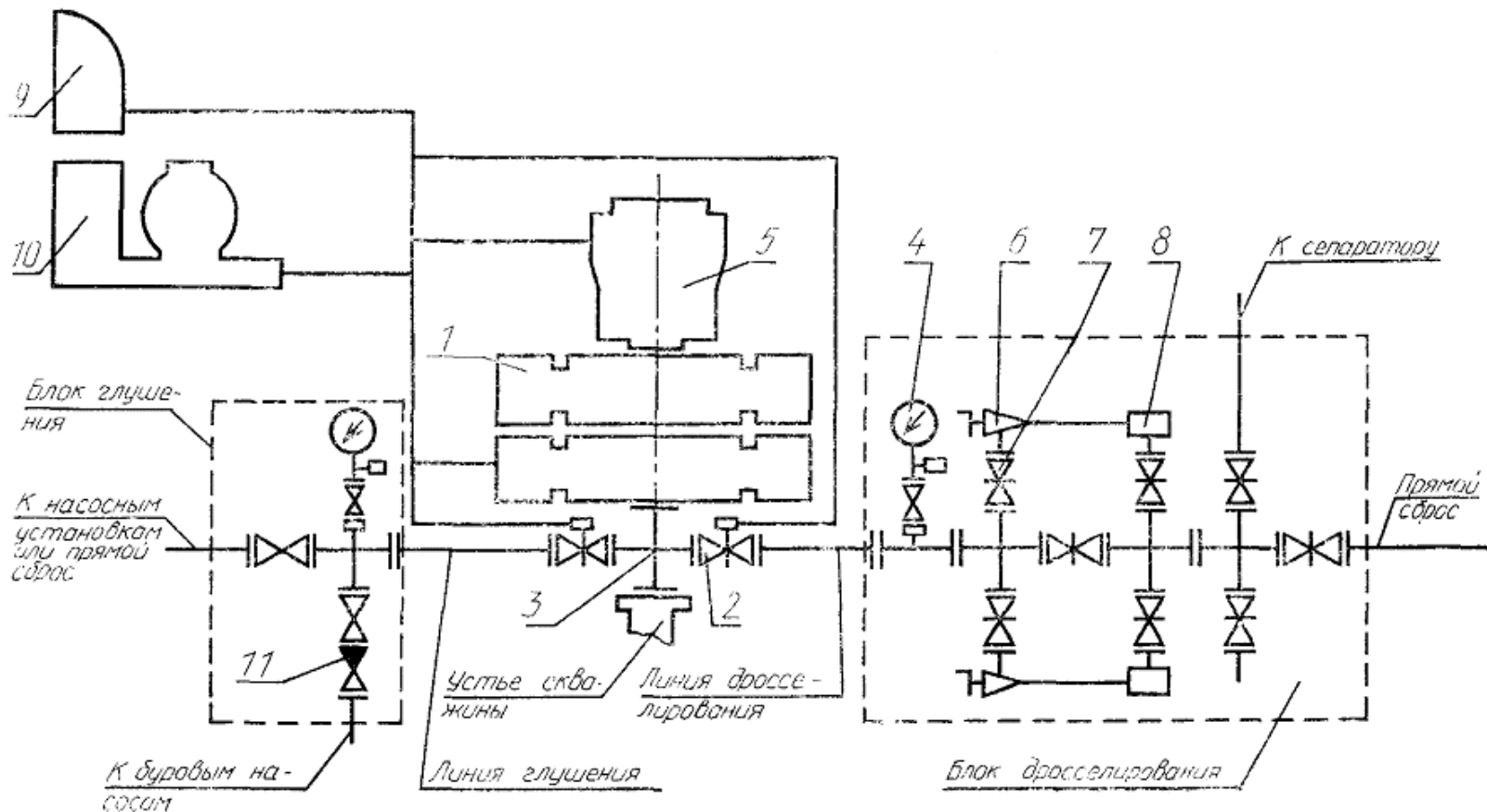
Лист	148
------	-----

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№	Подпись	Дата

### СХЕМА № 5 ОБВЯЗКИ УСТЬЯ СКВАЖИНЫ (ГОСТ 13862-90)

Схема 5



1 - плащечный превентор; 2 - задвижка с гидравлическим управлением; 3 - устьевая крестовина; 4 - манометр с запорным и разрядным устройствами и разделителем сред; 5 - кольцевой превентор; 6 - дроссель регулируемый с ручным управлением; 7 - задвижка с ручным управлением; 8 - гаситель потока; 9 - вспомогательный пульт; 10 - станция гидропривода; 11 - обратный клапан

Рис.9.1

2021/354/ДС5--П.О.ЮОС3.4.2.ТСН

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№	Подпись	Дата

2021/354/ДС-ПО.ЮЭС.4.2.ТСН

Лист	150
------	-----

СОГЛАСОВАНО  
Главный инженер  
Филиала ООО «АРГОС»-ЧУРС  
С.И. Смирнов  
2021г.

СОГЛАСОВАНО  
Первый заместитель генерального  
директора – главный инженер  
ООО «ЛУКОЙЛ-Пермь»  
И.И. Мазеин  
2021г.

СОГЛАСОВАНО  
Командир Пермского  
военнозаводского отряда  
С.А. Приданов  
2021г.

УТВЕРЖДАЮ  
Начальник управления проектирования  
строительства скважин филиала ООО «Лукойл-  
Инжиниринг Пермь/Инфреть» В.г. Перми  
Д.С. Лопарев  
2021г.

Зона ответственности:  
Филиал ООО «АРГОС»-ЧУРС

**Технические условия:**

1. Монтаж противобурового оборудования (далее - ПВО) производится в соответствии с «Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности», ГОСТ Р 33662 «Нефтяная и газовая промышленность. Оборудование противобурового. Типовые схемы, основные параметры и технические требования к конструкции», «Инструкции по монтажу и эксплуатации противобурового оборудования при бурении скважин».
2. Изготовление и установка вышних фланцев со стальной крепежной вышкой (далее ПВО) производится по ТУ 28.99.39.190-001-770394.19-2018 или вышние отпры по СТО ЧУРС 3.0.5-2012 г.
3. Пребратор пластинчатый собственный, установленный на устье скважины, должен быть оснащен трубными прокладками в верхней секции пребратора и эластичными прокладками в нижней.
4. ПВО должно собираться из узлов и деталей заводского изготовления. Допускается применение отдельных узлов и деталей, изготовленных на базе производственного оборудования в соответствии с техническими условиями. Изготовленные узлы и детали должны иметь паспорт.
5. Все линии ПВО должны быть прочно закреплены к опорам и вводиться в сторону от производственных и выхлопных сооружений с уклоном от устья скважины. Расстояние между опорами должно быть не более 10 м. Крепление вышних линий к опорам осуществляется хомутами. Хомуты должны соответствовать диаметру линии.
6. Укрепление пребратора и газоблока осуществляется со стороны газоразделочного управления ПВО марки (СТ 24М-36; РК40-6; СТ-14-500) заводского изготовления, установленной на расстоянии не менее 10 м от устья скважины. Установка защитного пульт управления ПВО – устанавливается непосредственно возле пульта бурения/г.к.
7. В процессе бурения скважины задвижки V, VII, X, XII и регулируемый дрессель 21 должны быть постоянно открыты, задвижки I, II, IV, V, VII, IX, XI, XIV и регулируемый дрессель 21а должны быть постоянно закрыты.
8. В условиях отрицательных температур окружающего воздуха основной пульт управления пребраторами марки (СТ 24М-36; РК40-6; СТ-14-500) находится в контейнере и обогревается электрообогревателем. Для предотвращения льда сбросы перед спуском устанавливаются эластичные фильтры или заделки.
9. При работе в разрезном режиме необходимо иметь специальную трубку с буровым инструментом бурения длиной 6-9 метров в передаточном и открытом шибровом кране.
10. При необходимости выполняется установка переходной катушки между крестовиной устья и колонной вышки.
11. Опалочные щели шибрового ручного фаскии смеек пребратора устанавливаются на расстоянии не менее 10 м от устья, изготавливаются по ТУ 11.001-2014г.
12. Обогрев пребраторов производится при отрицательной температуре воздуха.
13. Для скважин, соединяемых с наземными скважинами и артезианскими пластами, вышка на линии от блока управления и дрессирования может быть меньше нормативных значений при условии сохранения фактической схемы ПВО предприятием военнозаводского отряда, при применении заводского ПВО в эксплуатацию.
14. При бурении горизонтально-наклонных эксплуатационных скважин на колонную золотку устанавливается катушка переходная или крестовина фланцевой конструкции.
15. Расстояние от блока дрессирования до спаратора – не менее 5м.
16. Допускается поворот линии дрессирования, задвижка и линии после блока с целью зажима угольников в целях поворота устанавливаются опоры на расстоянии не более 1м.
17. При отсутствии колонной головки (ККГ, ОКГ) противобуровое оборудование монтируется на колонной фланце.

Поз.	Наименование	Обозначение	Кол-во
1	Блокная вышка с намоточной	КСДКС	1
2	Трубноый фланец с вышкой	ФЛ-80x35	2
3	Крестовина устья	АК-180x35	1
4	Газоразделочный узел	ЗЧ 40x35	2
5	Пребратор пластинчатый собственный	ПЧ 21x1 18x35	1
6	Пребратор регулируемый	ПЧ 18x35 11 18x35	1
7	Фланцевый крестовина	ФЛ 180x35	1
8	Блокразделочное устройство	БК 60	4
9	Желоб эластичный	ЖЭ-1	1
10	Гидравлический блок управления с вышкой		1
11	Желоб		1
12	Мерник	V 25 м³	1
13	Заделка шибров крана	ЗЧ 55x71 XII	1
14	Трубноый фланец		1
15	Заделка линии дрессирования, блок управления, линия сброса	ЗЧ 80x35	12
16	Катушка крепежная вышних линий с резьбой	ТУ 28.99.39.190-001-770394.19-2018 (СТ 24М-36)	конт.
17	Вышние фланцы	ФЛ 80x35	конт.
18	Блочный блок со стальной крепежной вышкой на линии дрессирования	ТУ 28.99.39.190-001-770394.19-2018 (СТ 24М-36)	конт.
19	Линия дрессирования	80x35	1
20	Линия спаратора	80x35	1
21	Дрессель регулируемый	ДР 80x35	2
22	Мерник с разбрызгивателем	МР	3
23	Паспарту	80x35	2
24	Средний кранчик	КР 80x35	1
25	Фланец	по ГОСТ 28399-91	конт.
26	Линия сброса	НКТ-89 мм	конт.
27	Спаратор	по ТУ-21032013	2
28	Приемная линия сброса	80x35	2
29	Линия спаратора	НКТ-89 мм	конт.
30	Вышние фланцы	ФЛ 80x35	конт.
31	Спаратор	СР-2	1

Изм.	Лист	И докум.	Иорд	Иота
Изр.		Нурисламов В.М.		
Ир.		Усанов О.В.		
Т.контр.		Сурдин А.В.		
И.контр.		Кробицкий Т.Н.		
И.тб.		Федяев Ю.В.		

Схема установки и обвязки устья противобурового оборудования при бурении скважин малого диаметра и при капитальном ремонте скважин методом зарезки забоковых стволов с газовым фактором до 200 м³/т			
Мат	Масса	Масштаб	
Лист 1	Листов 2		
ООО «АРГОС» Филиал ООО «АРГОС»-ЧУРС			

Копировал \_\_\_\_\_ Формат А3

Рис. 9.2. (Схема обвязки устья скважины при бурении эксплуатационных нефтяных скважин с газовым фактором менее 200 м³/т.)

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№	Подпись	Дата

## 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 на испытание					Суммарное время по объектам, сут.	
			для буровой организации, ч			всего на объект, сут.	для геофизической организации, ч		
номер	глубина нижней границы, м	проработка по нормам ЕНВ	промывка по табл. 5 Вр. УСНВ	испытание (опробование) по табл. 1 Вр. УСНВ	испытание (опробование) табл. 1 Вр. УСНВ		всего на объект, сут.	для буровой организации	для геофизической организации
Испытание пластов в процессе бурения не предусматривается									

Таблица 10.2 – Характеристики КИИ и технологические режимы работы пластоиспытателя, спускаемого на трубах

Номер объекта испытания (см. табл. 10.1)	Количество одновременно испытываемых объектов	Характеристика КИИ				Режим работы пакера		Режим испытания объекта		Диаметр долота для бурения под зумпф, мм
		тип испытателя пластов	количество, шт		тип пакера	осевая нагрузка, тс.	депрессия передаваемая на пласт, МПа	время ожидания притока, ч	количество циклов исследования	
			испытателей пластов,	пакеров						
Информации не содержит										

Таблица 10.3 – Продолжительность работы опробователя пластов, спускаемого на кабеле

Номер объекта	Интервал залегания объекта, м		Тип опробователя	Испытание объекта			Источник норм времени
	от (верх)	до (низ)		количество отбираемых проб, шт.	продолжительность работы, сут	количество выездов отряда, шт	
1	2	3	4	5	6	8	9
Информации не содержит							

2021/354/ДС-ПО.ЮС3.4.2.ТСН

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

## 10.2 Освоение горизонтов на продуктивность в эксплуатационной колонне

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

Номер лифто- вой колонны труб	Номер секции труб	Интервал установки секции, м		Характеристика трубы						Коэффициенты запаса прочности на			
		от (верх)	до (низ)	Номина- льный наружный диаметр, м	тип	марка (группа прочн.) материала	толщина стенки, мм	Длина секции, м	Масса, т	Растяже ние	Избыточное давление		
											наружное	внутренн ее	
<b>Технологическая колонна</b>													
1	1	0	1372	73	Гладкие с резьбой треугольного профиля исп. А	Д	5,5	1372	13,0	1,87*	2,62	1,96**	
<b>Лифтовая колонна</b>													
Для добывающих скважин													
1	1	0	1325	73	Гладкие с резьбой треугольного профиля исп. А	Д	5,5	1325	12,6	1,92*	2,72	3,50***	
Для нагнетательных скважин													
1	1	0	1325	73	Гладкие с резьбой треугольного профиля исп. А	Д	5,5	1325	12,6	1,92*	2,72	2,33****	

Примечание.

1. Расчет коэффициентов запаса прочности на растяжение проведен согласно [20] с учетом изгибающих нагрузок.
2. Амортизация: Гладкие с резьбой треугольного профиля исп. А по ГОСТ 633-80 1000 м/сут. - 1,372
3. \*При расчете учтено максимальное усилие для распакеровки пакера (2,2т).
4. \*\*Для расчёта коэффициента запаса прочности на избыточное внутреннее давление принято P=25 МПа (проведение СКО).
5. \*\*\*Для расчёта коэффициента запаса прочности на избыточное внутреннее давление принято P=14 МПа (проведение опрессовки эксплуатационной колонны и хвостовика совместно с фонтанной арматурой).
6. \*\*\*\*Для расчёта коэффициента запаса прочности на избыточное внутреннее давление принято P=21 МПа (проведение опрессовки эксплуатационной колонны и хвостовика совместно с фонтанной арматурой).
7. Возможно использование насосно-компрессорных труб, имеющих более высокие прочностные характеристики и устойчивость к коррозии.

2021/354/ДС5--ЛО.ЮОС3.4.2.ТСН



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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№	Подпись	Дата

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

Номер объекта испытания	Интервал установки мостов, м		Характеристика жидкости						
	от (верх)	до (низ)	Название или тип	объем порции, м <sup>3</sup>	г/см <sup>3</sup>	пластическая вязкость, сПз	динамическое напряжение сдвига, дПа	составляющие компоненты	
								название	удельный расход на 1м <sup>3</sup> раствора, кг
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Информации не содержит									

**Таблица 10.6 – Потребное количество цементировочной техники для установки цементных мостов**

Номер объекта	Название или шифр	Потребное количество, шт.
Информации не содержит		

**Таблица 10.7 – Потребное количество материалов для установки цементных мостов**

Номер объекта	Название или шифр	ГОСТ,ТУ на изготовление	Единица измерения	количество
Информации не содержит				

2021/354/ДС-П.О.ЮС3.4.2.ТСН

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

Таблица 10.8 – Продолжительность освоения объектов в эксплуатационной колонне

Название процесса по освоению и интенсификации	Номера таблиц по ССНВ, ЕНВ на освоение или местные нормы	Продолжительность, сут.	
		Добывающие скважины	Нагнетательные скважины
		Объект С <sub>2</sub> b (Бш)	Объект С <sub>2</sub> b (Бш)
1	2	3	4
Подготовительные работы, монтаж АР-32/40	т.22, гр.3	1,1	1,1
Спуск НКТ с шаблоном, шаблонировка, промывка скважины	т.22, гр.10, гр.13	1,1	1,1
Опрессовка снижением уровня	М.Н	1,5	1,5
АКЦ с ВС, ГГЦ, ЭМДСТ (не ранее 30час после цементирования)	М.Н	0,6	0,6
Перфорация (контроль по ГИС)	т.22, гр.7	0,6	0,6
СКО*	т.24, гр.1	3,0	3,0
Свабирование (ГИС)	М.Н.	3,0	-
Глушение объекта	т.22, гр.10	0,5	-
Установка ВУС (при необходимости)	М.Н.	1,0	-
Монтаж и спуск оборудования (ГНО)	М.Н.	1,5	-
Спуск НКТ с пакером, посадка пакера, опрессовка пакера, определение приемистости, вспомогательные работы, пуск под нагнетание	М.Н.	-	2,0
<b>Итого с передвижного агрегата</b>		<b>13,9</b>	<b>9,9</b>

Примечание.

- \*СКО проводит сервисная компания по плану работ, согласованному с Заказчиком.
- Для временной блокады продуктивного пласта устанавливается вязко-упругий состав (ВУС), который не оказывает негативного влияния на продуктивный пласт (рецептура и технология установки ВУС в плане работ по освоению).
- Жидкость освоения – водный раствор хлорида натрия необходимой плотности с добавлением 0,02% ПАВ Неонол АФ.
- Шаблонировка проводится в соответствии с требованиями «Регламента по проведению шаблонирования и скреперования эксплуатационной колонны при освоении, капитальном и текущем ремонте скважин», разработан Филиалом «ПермНИПИнефть», г. Пермь, 2017г.
- В зависимости от выбранного объекта освоения может меняться состав работ и продолжительность. Необходимый объем работ будет уточняться в плане работ на освоение после проведения окончательного ГИС на каждой скважине.
- КНВ – комплексные нормы времени на капитальный и текущий ремонт скважин, 2008г.
- ЕНВ - межотраслевые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин, 2000г.

2021/354/ДС5--ЛО.ЮОС3.4.2.ТСН

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

Изм.	Кол-во	Лист	№	Подпись	Дата

Потребное количество материалов для установки ВУС (патент РФ №2575384)

Наименование реагента	ТУ, ГОСТ	Расход, кг/м <sup>3</sup>	Общее количество для приготовления 3 м <sup>3</sup> ВУС, кг
1	2	3	4
Целстракт	ТУ-2231-008-38892610-2012	10	30
Блустоун	ТУ-2141-007-38892610-2012	2,5	7,5
Каустическая сода	ГОСТ-2263-79	5	15
Полиол м. Б	ТУ 2382-058-38892610-2014	20	60
Жидкая основа	ТУ-2432-016-38892610-2012	500	1500
Техническая вода	ГОСТ-23732-2011	500	1500

2021/354/ДС-ПРО.ЮС3.4.2.ТСН

Лист	155
------	-----

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№	Подпись	Дата

2021/354/ДС-П.О.ЮС3.4.2.ТСН

Лист 156

Таблица 10.9 – Продолжительность работы агрегатов при испытании скважин в эксплуатационной колонне

Название или шифр	Источник норм времени	Продолжительность, час	
		Добывающие скважины Объект С <sub>2</sub> b (Бш)	Нагнетательные скважины Объект С <sub>2</sub> b (Бш)
1	2	3	4
<b>Подготовительные работы:</b>			
ПЗР к опрессовке НКТ	§ 7	0,9	0,9
Опрессовка НКТ	§ 8	10,63	10,63
Опрессовка АФ	§ 21	1,74	1,74
Работа агрегата при протравке	М.Н.	8,0	8,0
Опрессовка устья скважины после установки ПВО на крестовине АФ	§ 31	1,96	1,96
<b>Вызов притока:</b>			
Закачивание и продавливание перфорационной среды	§ 37	5,54	5,54
ПЗР к смене раствора на воду	§ 39	1,13	1,13
Смена бурового раствора на воду	§ 40	0,88	0,88
<b>Интенсификация притока:</b>			
-ПЗР перед обработкой пласта кислотой	§101	2,30	2,30
-Определение приемистости пласта	§ 102	0,44	0,44
Перекачивание кислоты в мерные емкости	§ 103	0,42	0,42
Приготовление раствора кислоты	§ 104	0,85	0,85
Закачка кислоты в пласт	§ 105	2,14	2,14
Ожидание действия кислоты на пласт	§ 106	14,0	14,0
Вымывание продуктов реакции водой	§ 108	0,7	0,7
Заключительные работы после СКО и промывка	§ 110	0,35	0,35
<b>Глушение:</b>			
ПЗР перед установкой ВУС и глушением	§ 70 (применительно)	1,26	-
Установка ВУС и глушение	§71 (применительно)	1,14	-
<b>ИТОГО:</b>		<b>54,38</b>	<b>51,98</b>
<b>КОЛИЧЕСТВО АГРЕГАТОВ АНЦ-320, ШТ.</b>		<b>1</b>	<b>1</b>
<b>КОЛИЧЕСТВО АГРЕГАТОВ СИН-32, ШТ.</b>		определяет сервисная компания, проводящая СКО	определяет сервисная компания, проводящая СКО

Примечание.

1. При составлении таблицы использованы «Межотраслевые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин (ЕНВ)», М., ОАО «ВНИИОЭНГ», 2000г.
2. \* СКО проводит сервисная компания по плану работ согласованному с Заказчиком.
3. Время работы агрегатов представлено для одной единицы техники.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№	Подпись	Дата

2021/354/ДС-ЛО.ЮС3.4.2.ТСН

Таблица 10.10 – Потребное количество материалов для испытания скважины в эксплуатационной колонне

Название или шифр	Единица измерения	Потребное количество		
		Добывающие скважины Объект С <sub>2</sub> в (Бш)	Нагнетательные скважины Объект С <sub>2</sub> в (Бш)	
1	2	3	4	
НПС-К, КСПЭО-2 (карбонатный коллектор)	м <sup>3</sup>	11,1	11,1	
Работа агрегатов АНЦ-320	час	33,18	30,78	
Работа агрегатов СИН-32	час	21,20	21,20	
Неонол АФ (ГФ-1)	л	10,0	10,0	
Эксплуатация передвижного агрегата АР-32/40 при освоении	час	333,6	237,6	
Объем технологической жидкости	м <sup>3</sup>	49,8*		
Затворение раствора соли NaCl (CaCl <sub>2</sub> ) до плотности 1,09 г/см <sup>3</sup> (с учётом двух объёмов скважины согласно п.494 [3])	NaCl	7,0*		
	CaCl <sub>2</sub>	6,0*		
Продолжительность эксплуатации ППУА-1200/100	час	48	48	
Пробег ППУА-1200/100	пробег	1	1	
Пробег СИН-32 /АНЦ-320	пробег	1/1	1/1	
Работа партии при свабировании	час	72	-	
ВУС	Целстракт	кг	30	-
	Блустоун	кг	7,5	-
	Каустическая сода	кг	15	-
	Полиол м. Б	кг	60	-
	Жидкая основа	кг	1500	-
	Техническая вода	кг	1500	-

Примечание.

1. Все специальное оборудование, планируемое к применению в скважине должно соответствовать техническим условиям на их изготовление, иметь паспорт (сертификат соответствия изготовления продукции).
2. Время работы агрегатов представлено для одной единицы техники.
3. \*Расчет реагентов проведен с учетом того, что при производстве работ по освоению скважин необходимо иметь запас жидкости глушения в количестве не менее двух объемов скважины, находящейся непосредственно на скважине, или материалов для оперативного ее приготовления п.494[3].

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№	Подпись	Дата

2021/354/ДС-П.О.ЮС3.4.2.ТСН

Лист 158

**СОГЛАСОВАНО**

Первый заместитель генерального директора – главный инженер ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» И.И. Мазин

**СОГЛАСОВАНО**

Командир Пермского военизированного отряда С.А. Приданов

**УТВЕРЖДАЮ**

Главный инженер Филиала ООО «АРГОС» ЧУРС С.Н. Смирнов

«14» 05 2021г.

**Условные обозначения:**

№ п/п	Наименование	Обозначение	Кол-во
1	Муфта эксплуатационной колонны	ГОСТ 632-80	1
2	Колонный патрубок с колонным фланцем или колонная головка	в соответствии с проектом	1
3	Крестовина устьевой арматуры	по ГОСТ 12.2.132-93	1
4	Задвижка устьевой арматуры	ЗМС (ЗД) 65x21	2
5	Быстроразъемное соединение	БРС-2,5 (БРС-2)	2
6	Превентор плащечно-шиберный	ППШР-2ФТ-152x21 (ППШР-2ФТ-152x21)	1
7	Штурвал управления трубными плашками превентора с тягой дистанционной и отбойным щитом	по ТУ 11.001-2014	компл.
8	Штурвал управления шибером превентора с тягой дистанционной и отбойным щитом	по ТУ 11.001-2014	компл.
9	Ручка выдвигного полуза	ППШР-2ФТ-152x21 (ППШР-2ФТ-152x21)	2
10	Переводник для соединения запорной компоновки с НКТ разных диаметров	по ГОСТ 23979-80	компл.
11	Дистанционный патрубок запорной компоновки	по ГОСТ 633-80	1
12	Кран шаровый с ключом	1КШ 50x21 (КШ 60В-24-21)	1
13	Подъемный патрубок	по ГОСТ 633-80	1
14	Кованный угольник	ТУ3665-014-51468868-2012	компл.
15	Задвижка	ЗМС (ЗД) 65x21	3
16	Дроссель регулируемый	ДР-65x21; ДР-65x35	1
17	Опора крепления линии сброса	СТО ЧУРС 3.015-2006 или ТУ 28.99.39.190-001-77039478-2018	компл.
18	Хомут крепления линии сброса к опорам	СТО ЧУРС 3.015-2006 или ТУ 28.99.39.190-001-77039478-2018	компл.
19	Манометр с разделителем сред	по ГОСТ 2405-88	1
20	Крестовина блока глушения и дросселирования	Кр НКТ73/НКТ 73x21.00.10.000	1
21	Линия сброса	Трубы d-73мм	компл.
22	Муфта	по ГОСТ 633-80	1
23	Емкость V не менее 10м³	ТЕ	1

**Технические условия:**

1. Монтаж и эксплуатация противовыбросового оборудования производится в соответствии с "Инструкцией по монтажу и эксплуатации малогабаритных трубных превенторов при текущем и капитальном ремонте скважин" и ПБНГП.
2. Линия сброса должна монтироваться из труб диаметром не менее 73мм. и кованных угольников. Не допускается применение в обвязке линии шлангов и шарнирных колен.
3. Линия сброса крепится к винтовым анкерам согласно СТО ЧУРС 3.015-2006, или к опорам крепления выкидных линий на бетонных блоках согласно ТУ 28.99.39.190-001-77039478-2018.
4. Настоящая схема не определяет расположения оборудования в пространстве кустовой площадки (площадки скважины). Разрешается направлять линии сброса в одну сторону с использованием узлов и деталей, имеющих паспорта установленного образца.
5. В случае невозможности монтажа линии необходимой длины из-за ограниченных размеров кустовой площадки (площадки скважины), длина линии должна быть согласована с Заказчиком и Пермским военизированным отрядом и отражена на фактической схеме расстановки оборудования.
6. Для присоединения дистанционной тяги шибера параллельно дистанционной тяге трубной плашки превентора, с выводом отбойных щитов в одну сторону, применяется Редуктор угловой РУ-00.0000ПС. Монтажи и эксплуатация редуктора углового производится в соответствии с паспортом завода изготовителя.
7. Запорная компоновка с целью оперативного применения должна всегда находиться у устья скважины с открытым шаровым краном и предохранительным колпачком на nipple дистанционного патрубка (или соединительного переводника), с ключом. Типоразмер переводника (поз. 10) должен соответствовать диаметру поднимаемых (спускаемых) труб.
8. Диаметр дистанционного патрубка (поз. 11) запорной компоновки должен соответствовать диаметру трубных плашек превентора. Длина дистанционного патрубка должна обеспечивать расположение муфты (переводника) ниже плашек превентора на 30-40см.
9. Диаметр подъемного патрубков должен соответствовать типоразмеру сменной вставки применяемого элеватора ЭТА.
10. Конструкция элементов запорной компоновки (поз. 10; 11; 12; 13) должна позволять допускать её в скважину, ниже крестовины устьевой арматуры. Диаметр элементов запорной компоновки должен быть меньше внутреннего диаметра колонного патрубка или колонной головки (поз. 2).
11. При необходимости, между крестовиной устьевой арматуры и превентором устанавливается переходная фланцевая катушка.
12. При проведении работ задвижки I, IV - открыты, ДР (поз. 16) - открыт на 1/4 оборота, задвижки II, III, V - закрыты.
13. При возникновении ГНВП и ОФ необходимо действовать в соответствии с Планом ликвидации аварий.
14. После герметизации устья скважины при ГНВП, открыть задвижку II, закрыть задвижку IV, установить наблюдение за изменением давления по манометру на крестовине блока глушения и дросселирования (поз. 19). При достижении избыточного давления до величины - 80% от давления опрессовки ПВО указанного в плане работ, открыть задвижку IV и произвести сброс избыточного давления в емкость (поз. 23), с интенсивностью не более 3-4 атм в минуту. Интенсивность сброса давления регулируется дросселем ДР (поз. 16).

Изн.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Разраб.	Курбатов А.Н.			
Провер.	Васинкин А.Е.			
Н.контр.	Супрун А.В.			
Т.контр.				
Умб.				

Изн.		Лист		Масса	Масштаб
		1	2		
<p style="text-align: center;"><b>Схема установки и обвязки противовыбросового оборудования при освоении и капитальном ремонте скважин первой категории опасности.</b></p>					
		Лист		Листов 1	

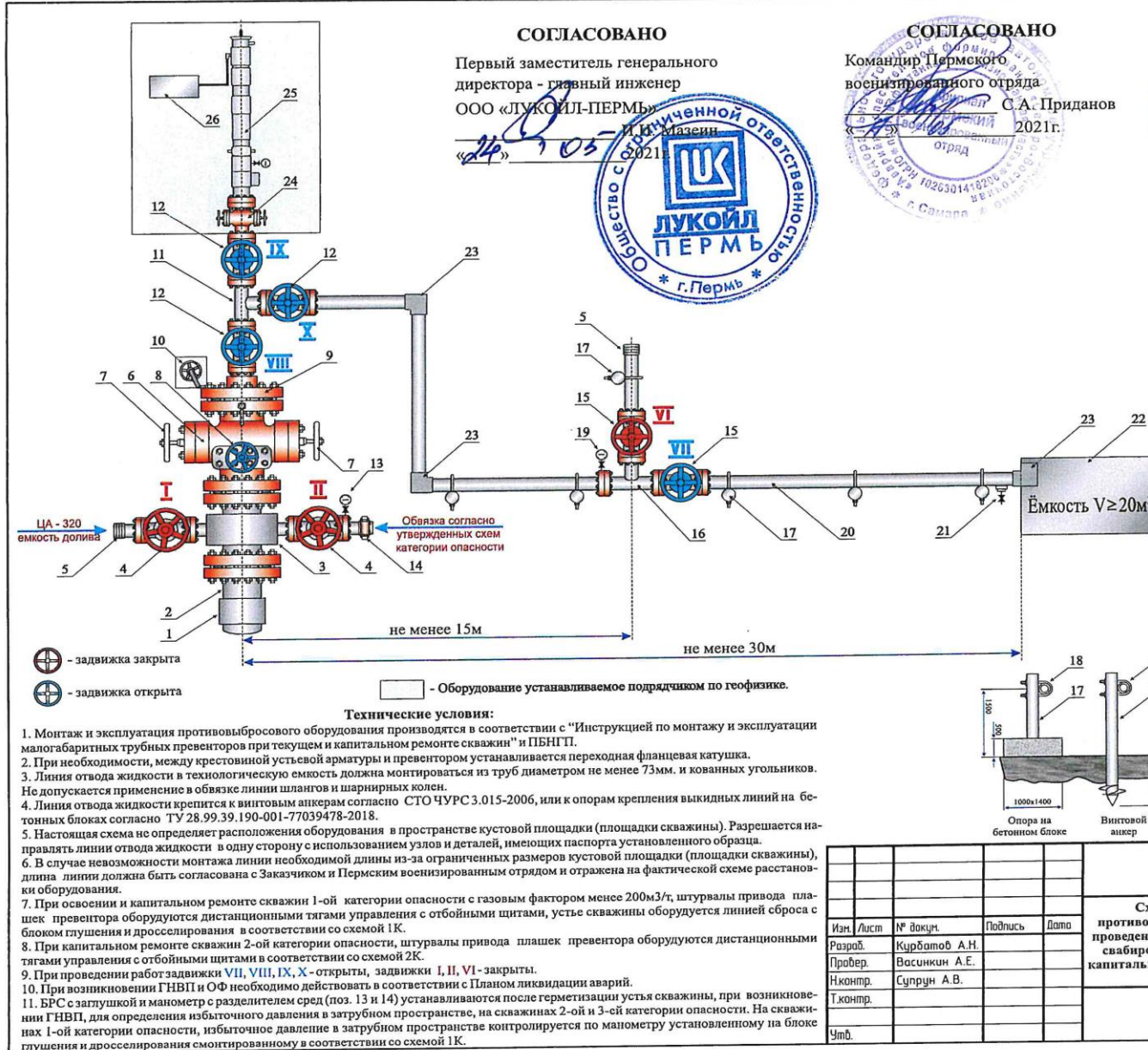
Рис.10.1 Схема обвязки при работах по освоению скважин



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

Изм.	Кол. Уч.	Лист	№	Подпись	Дата

2021/354/ДС-П.О.ЮС3.4.2.ТСН	Лист	159
-----------------------------	------	-----



**Условные обозначения:**

№ п/п	Наименование	Обозначение	Кол-во
1	Муфта эксплуатационной колонны	ГОСТ 632-80	1
2	Колонный патрубок с колонным фланцем или колонная головка	в соответствии с проектом	1
3	Крестовина устьевой арматуры	по ГОСТ 12.2.132-93	1
4	Задвижка устьевой арматуры	ЗМС (ЗД) 65x21	2
5	Быстроразъемное соединение	БРС-2,5 (БРС-2)	2
6	Преентор плашечно-шиберный	ППШР-2ФТ-152x21 (ППШП-2ФТ-152x21)	1
7	Штурвал управления трубными плашками преентора	ППШР-2ФТ-152x21 (ППШП-2ФТ-152x21)	компл.
8	Штурвал управления шибером преентора	ППШР-2ФТ-152x21 (ППШП-2ФТ-152x21)	компл.
9	Переходник	ПВ-89x65x35	1
10	Уравновешивающий ролик		1
11	Тройник	ТР 65x35	1
12	Задвижка	ЗМС (ЗД) 65x35	3
13	Манометр с разделителем сред	по ГОСТ 2405-88	1
14	Быстроразъемное соединение с заглушкой	БРС-2,5 (БРС-2)	1
15	Задвижка	ЗМС (ЗД) 65x21	2
16	Тройник	ТР 65x35 (ТМ-НКСТ 73x73x73)	1
17	Опора крепления линии отвода жидкости	СТО ЧУРС 3.015-2006 или ТУ 28.99.39.190-001-77039478-2018	компл.
18	Хомут крепления линии отвода жидкости к опорам	СТО ЧУРС 3.015-2006 или ТУ 28.99.39.190-001-77039478-2018	компл.
19	Манометр с разделителем сред	по ГОСТ 2405-88	1
20	Линия отвода жидкости	Трубы d-73мм	компл.
21	Проботборник	заводской	1
22	Открытая емкость (с закрытым приемным отсеком) V не менее 20м³	ТЕ	1
23	Кованный угольник	ТУ3665-014-51468868-2012	компл.
24	Преентор малогабаритный кабельный геофизический		1
25	Лубрикант		1
26	Система управления герметизатором кабеля		1

Изм.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Лин.	Масса	Масштаб
Разраб.	Курбатов А.Н.						
Провер.	Васинкин А.Е.						
Н.контр.	Супрун А.В.				Лист		Листов 1
Т.контр.							
Умб.							

**Схема установки и обвязки противовибросового оборудования при проведении понижения уровня жидкости свабированием в процессе освоения и капитального ремонта скважин с газовым фактором до 200м3/т.**

Рис.10.2 Схема обвязки при работах по понижению уровня жидкости в скважине методом свабирования

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№	Подпись	Дата

2021/354/ДС-П.О.ЮС3.4.2.ТСН

## 11 Дефектоскопия и опрессовка

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

Наименование оборудования	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
1	2	3	4	5	6	7	8	9
<b>Перечень деталей бурового оборудования, подлежащих дефектоскопии</b>								
Талевый блок						Щеки, нижняя серьга, кронштейн для подвески серьги	1 раз в год	45,25 часа на одну проверку (скважину)
Крюк						Крюк, боковые рога, штроп, карманы корпуса	1 раз в год	
Крюкоблок						Щеки, Крюк, боковые рога, карманы корпуса крюка	1 раз в год	
Вертлюг						Штроп, карманы корпуса, переводники	1 раз в год	
Элеваторы						Проушины, штроп, корпус элеватора	1 раз в год	
Буровая лебедка						Тормозные ленты, ручка лебедки	Через 6 мес	
Краны конечных выключателей						Рукоятка, траверса	Через 6 мес	
Машинные ключи						Удержка, челюсти	1 раз в год	
Манифольд						Замер толщины стенок в местах изменения направления потока жидкости	1 раз в год	
Трубы бурильные						Дефектоскопия проводится перед началом бурения на трубной базе		

Примечание. \*В процессе производства буровых работ должен быть организован учет наработки бурильных труб, ведущих, утяжеленных бурильных труб, переводников и опорно-центрирующих и других элементов бурильной колонны (паспорта). При достижении нормативных сроков наработки бурильные трубы, ведущие, утяжеленные бурильные трубы, переводники, опорно-центрирующие и другие элементы бурильной колонны должны подвергаться инспекционной проверке и дефектоскопии. Нормативные сроки наработки, виды инспекций и дефектоскопии устанавливаются в эксплуатирующей организации в соответствии с технической документацией завода-изготовителя. [3, п.355], но не реже чем указано в инструкции по эксплуатации труб РД 39-013-90 [15] п. 4.3 при турбинном способе бурения (90 суток). Наибольшая продолжительность бурения скважины 19,3 суток. Дефектоскопия для первой скважины проводится перед началом бурения на трубной базе. Для последующих скважин – проверка и дефектоскопия бурильных труб проводится на скважине по истечению нормативного срока наработки при последнем подъеме бурильных труб. Дефектоскопия оборудования производится после монтажа буровой установки перед началом бурения. Контроль состояния бурового оборудования осуществляется согласно плану ремонтно-предупредительных работ. Дефектоскопия переводников, калибраторов проводится через 720 часов.



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

Таблица 11.2 – Опрессовка оборудования и используемая техника

1	2	3	Используемая для выполнения операции техника		6	7	8
			4	5			
Перед началом бурения	Обвязка буровых насосов, нагнет. линии	0	ЦА-320	1	28,0	ЕНВ, 2000	1,5
Эксплуатационная колонна	Обсадная колонна и устьевое оборудование	603	ЦА-320	1	14,0 / 21,0	ЕНВ, 2000	1,5
	Цементное кольцо	606	ЦА-320	1	4,5	ЕНВ, 2000	1,5
Выкидные линии ПВО		603	ЦА-320	1	10,0*	ЕНВ, 2000	1,5
Хвостовик	Обсадная колонна	1372	ЦА-320	1	15,0**	ЕНВ, 2000	1,5
Эксплуатационная колонна + Хвостовик	Обсадная колонна и устьевое оборудование	1372	ЦА-320	1	14,0 / 21,0	ЕНВ, 2000	1,5
	Выкидные линии ПВО	1372	ЦА-320	1	10,0*	ЕНВ, 2000	1,5
	Колонная головка 168x245 с обсадными трубами	1372	ЦА-320	1	5,0	ЕНВ, 2000	1,5
	Транспортная колонна (ТБПВ-102)	405	ЦА-320	1	25,0	ЕНВ, 2000	1,5
Фонтанная арматура***			ЦА-320	1	14,0 / 21,0	ЕНВ, 2000	1,5

Примечание.

1. Межколонное пространство на устье скважины впрессовывается жидкостью, являющейся основой используемого бурового раствора (минерализованная вода, жидкие углеводороды) на давление, не превышающее остаточную прочность предыдущей колонны и прочность на сжатие цементного камня заколонного пространства, п. 424 [3].

2. Испытание кондукторов и промежуточных колонн на герметичность проводится опрессовкой с заполнением их жидкостью, являющейся основой используемого бурового раствора (минерализованная вода, жидкие углеводороды), от устья до глубины 20-25 м, а в остальной части - буровым раствором, которым проводилась продавка тампонирующей смеси, п. 421 [3].

3. Опрессовка обсадных труб и колонн согласно [16], [17].

4. Разрешается проведение испытаний на герметичность обсадных колонн в момент посадки продавочной пробки на цементировочный клапан обратный дроссельный (ЦКОД) и созданием необходимого давления при помощи цементировочного агрегата, п. 420 [3].

5. При опрессовке совместно с фонтанной арматурой давление опрессовки определяется технической характеристикой ФА.

6. \*Выкидные линии ПВО опрессовываются водой на давление 10 МПа, п.438 [3].

7. \*\*Хвостовик опрессовать во время цементирования или с применением пакера после ОЗЦ.

2021/354/ДС-ЛО.ЮС3.4.2.ТСН

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№	Подпись	Дата

8. \*\*\*Фонтанная арматура до установки на устье скважина должна быть опрессована на величину рабочего давления, установленного изготовителем, после установки – на давление, равное давлению опрессовки эксплуатационной колонны. Результаты опрессовки на устье скважины оформляются актом комиссии, в состав которой включается представитель Заказчика [3 п.п.498, 583].

9. Хвостовик с эксплуатационной колонной испытывается на герметичность опрессовкой буровым раствором или технической водой (в том числе минерализованной, морской). В скважинах, на устье которых избыточного давления может не быть, эксплуатационная колонна дополнительно должна испытываться на герметичность снижением уровня воды до динамического уровня при механизированной добыче нефти, п.421 [3].

10.Нагнетательные линии буровых насосов опрессовываются на рабочее давление манифольда умноженное на коэффициент запаса прочности =1,4, п. 342 [3].

11.Опрессовка бурильных труб производится перед началом бурения на трубной базе согласно инструкции по эксплуатации труб РД 39-013-90 [15].

12.В числителе указаны значения для добывающих скважин, в знаменателе для нагнетательных.

2021/354/ДС-П.О.ЮС3.4.2.ТСН

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

Изм.		
Кол.уч.		
Лист		
№		
Подпись		
Дата		

## 12 Строительные и монтажные работы

### Обоснование выбора буровой установки

Буровая установка АРБ-100 выбрана в соответствии с требованиями «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденных приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020 (зарегистрировано в Минюсте России 29.12.2020г за № 61888), глава XVII. Возможно применение других буровых установок, отвечающих требованиям по минимально необходимой грузоподъемности [3, п.315]. Используемое оборудование является серийным и поставляется заводами-изготовителями по техническим условиям, согласованным в установленном порядке с соответствующими контролирующими органами.

*Заказчик при выборе подрядчика по тендеру для строительства скважин по данной проектной документации обязан выполнить следующие условия: грузоподъемность буровой установки согласно [3, п.315], буровая установка должна быть сертифицирована, т.е. иметь сертификат соответствия требованиям промышленной безопасности и разрешение Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору на применение буровой установки.*

В соответствии с требованиями «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденных приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020 (зарегистрировано в Минюсте России 29.12.2020г за № 61888), глава XVII, п.315 необходимо соблюдение следующих условий:

1. Нагрузка на крюке от максимальной расчётной массы бурильной колонны не должна превышать 0,6 параметра «Допускаемая нагрузка на крюке».

2. Нагрузка на крюке от наибольшей расчётной массы обсадной колонны не должна превышать 0,9 параметра «Допускаемая нагрузка на крюке».

Максимальная расчётная масса бурильной колонны при бурении под хвостовик диаметром 114мм при забое 1372м составляет 37,7 т. Для бурильной колонны массой 37,7 т минимально необходимая грузоподъемность БУ составит:  $37,7 \div 0,6 = 62,8$  т.

С учетом наличия буровых установок у Подрядчика выбирается буровая установка АРБ-100 с грузоподъемностью 100 т.

$100 \times 0,6 = 60\text{т}$  – максимально допустимая масса бурильной колонны для БУ, грузоподъемностью 100т.

Расчётная величина  $37,7 \text{ т} < 60 \text{ т}$ .

Максимальная расчётная масса самой тяжёлой обсадной колонны 114мм с учетом массы бурильного инструмента составляет 27,0 т.

$100 \times 0,9 = 90\text{т}$  – максимально допустимая масса обсадной колонны.

Расчётная величина  $27,0 < 90 \text{ т}$ .

**Данная буровая установка соответствует требованиям «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденных приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020 (зарегистрировано в Минюсте России 29.12.2020г за № 61888) по грузоподъемности.**

2021/354/ДС-ПО.ЮС3.4.2.ТСН

Лист	163
------	-----

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

Изм.	Кол.ч.	Лист	№	Подпись	Дата

**Обоснование и выбор типа буровой установки при испытании (освоении) продуктивного объекта**

Установка при испытании (освоении) продуктивных объектов АР-32/40 выбрана в соответствии с требованиями «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденных приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020г. №534 (зарегистрировано в Минюсте России 29.12.2020г за № 61888), глава XIV, п.315.

Нагрузка на крюке буровой установки при испытании (освоении) продуктивных объектов не должна превышать 0,6 величины параметра «Допускаемая нагрузка на крюке» от расчетной массы насосно-компрессорных труб», в случае выполнения технологических операций в обсаженном стволе нагрузка на крюке от максимальной расчетной массы бурильной колонны не должна превышать 0,9 "Допускаемой нагрузки на крюке". [3, п.315].

Максимальная расчётная масса насосно-компрессорных труб (НКТ) диаметром 73мм при забое 1372м составляет 13,0 т.

Допустимая нагрузка на крюке установки АР-32/40 – 40т.

$40 \times 0,9 = 36\text{т}$  – максимально допустимая масса бурильной колонны.

Запас по нагрузке на крюке

$$n = 13,0 : 40 = 0,33 < 0,9$$

Мобильная установка АР-32/40 удовлетворяет требованию по грузоподъемности для испытания (освоения) скважин. Возможно применение установки с меньшей грузоподъемностью, отвечающей требованиям по минимально необходимой грузоподъемности [3, п.315].

2021/354/ДС-П.О.ЮС3.4.2.ТСН

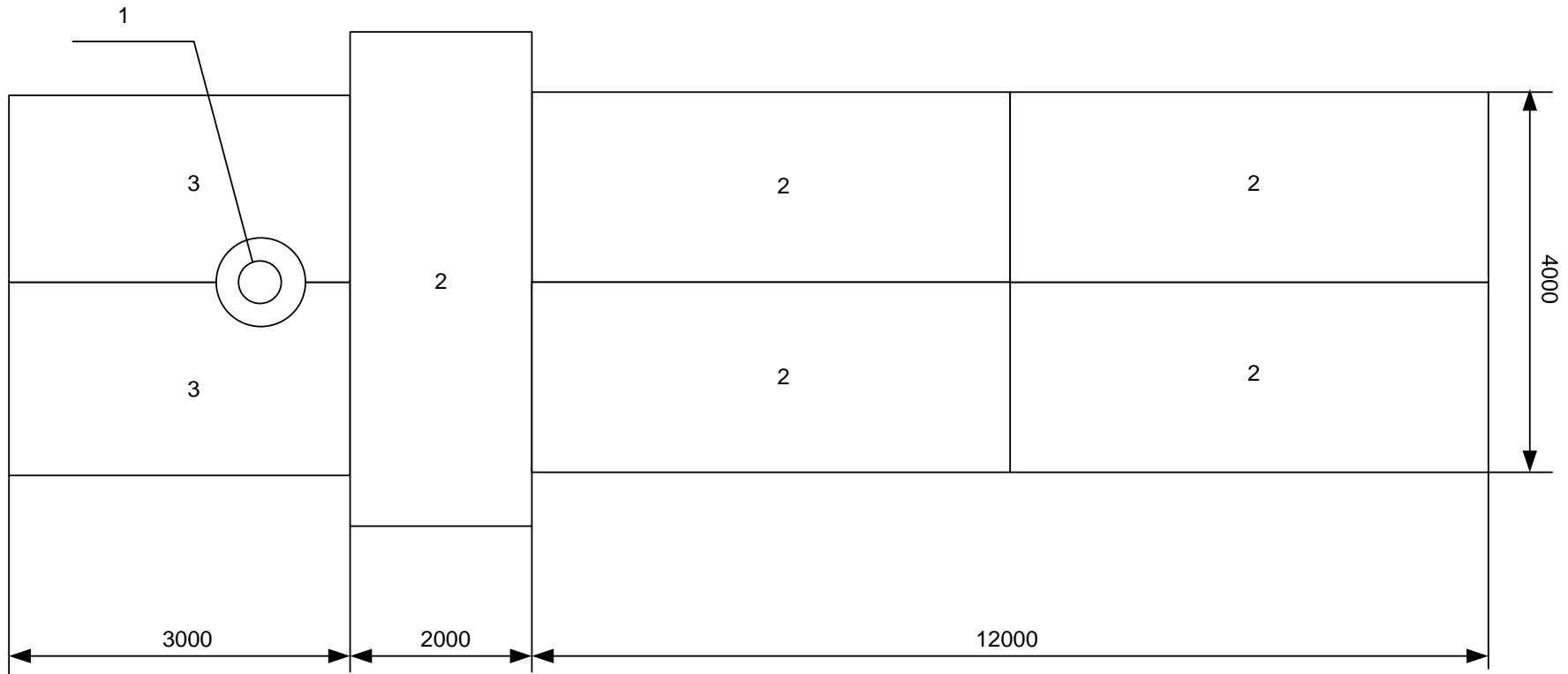
Лист	164
------	-----

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№	Подпись	Дата

2021/354/ДС-ПРО.ЮСЗ.4.2.ТСН

Лист	165
------	-----



- 1. Устье скважины
- 2. Ж/Б плита 6х2х0,14 -5шт.
- 3. Ж/Б плита 3х2х0,14-2шт.

Рис.1 Схема укладки плит под агрегат для ремонта скважин ПТ-37, А-50, УПА 40, АР-32

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

## Расчет Фундаментов под буровую установку АРБ-100

### *Расчет фундамента под АРБ-100*

Фундаменты под вышечно-лебедочный блок устраиваются на отведенной, спланированной площадке с послойным уплотнением.

Требования к площади и конструкции фундамента:

Удельное давление на подошве фундамента не должно превышать несущую способность грунта 0,25 МПа (СНиП 2.02.01-83 приложение 3, т. 4).

Порядок расчета:

1. Максимальная нагрузка на подошву фундамента:

Приняв фундамент из железобетонных плит (6х2х0,18) в количестве 9 шт., их вес составит 45т, площадь 108м<sup>2</sup>.

2. Максимальная суммарная нагрузка при ликвидации прихватов составит:

$$Q_{\max} = Q_{\text{обор.}} + Q_{\text{макс крюк}} + Q_{\text{фунд.}} = 48+100+45 = 193\text{т.}$$

$$\text{Удельное давление на грунт: } 193 : 108 = 0,0179 \text{ МПа}$$

что не превышает расчетное сопротивление грунта принятое по СНиП 2.02.01-83: М. 1985г.

$$\text{Коэффициент запаса прочности грунта } 0,25 : 0,0179 = 13,97$$

2021/354/ДС-ПРО.ЮС3.4.2.ТСН

166

Лист

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№	Подпись	Дата

### Условия

Количество плит, шт	9
Вес одной плиты, тн	5
Вес на крюке, тн	100
Вес установки, тн	48
Сопротивление грунта, МПа	0,25
Коэфф. Условий работы	0,8
Нормальное сопротивление бетона, МПа	4,5

### Расчет грунта

Сумм. Мах.масса, т	193
Площадь плит, м <sup>2</sup>	108
Уд. давление на подошве фундамента, МПа	0,018
Сопротивление грунта, МПа	0,250
Коэфф. Запаса	13,97

### Расчет плит на прочность

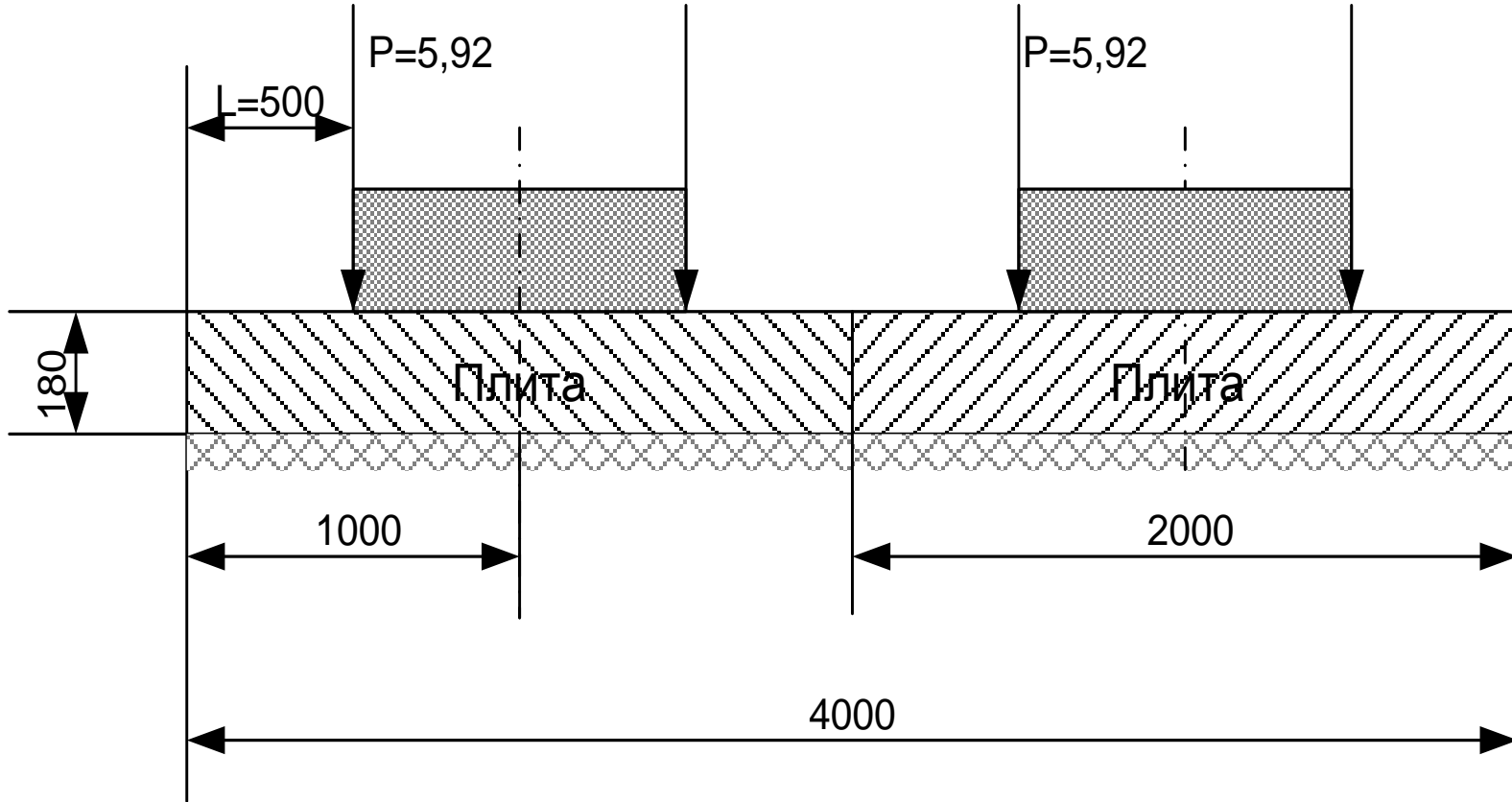
Изгибающий момент в сечении на 1 погонный метр, кг*см	301563
Момент сопротивления сечения, см <sup>3</sup>	9720
Напряжение в плите, МПа	3,1
Нормальное сопротивление бетона, МПа	4,5

2021/354/ДС5--ЛО.ЮОС3.4.2.ТСН

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№	Подпись	Дата

### Схема нагружения плит

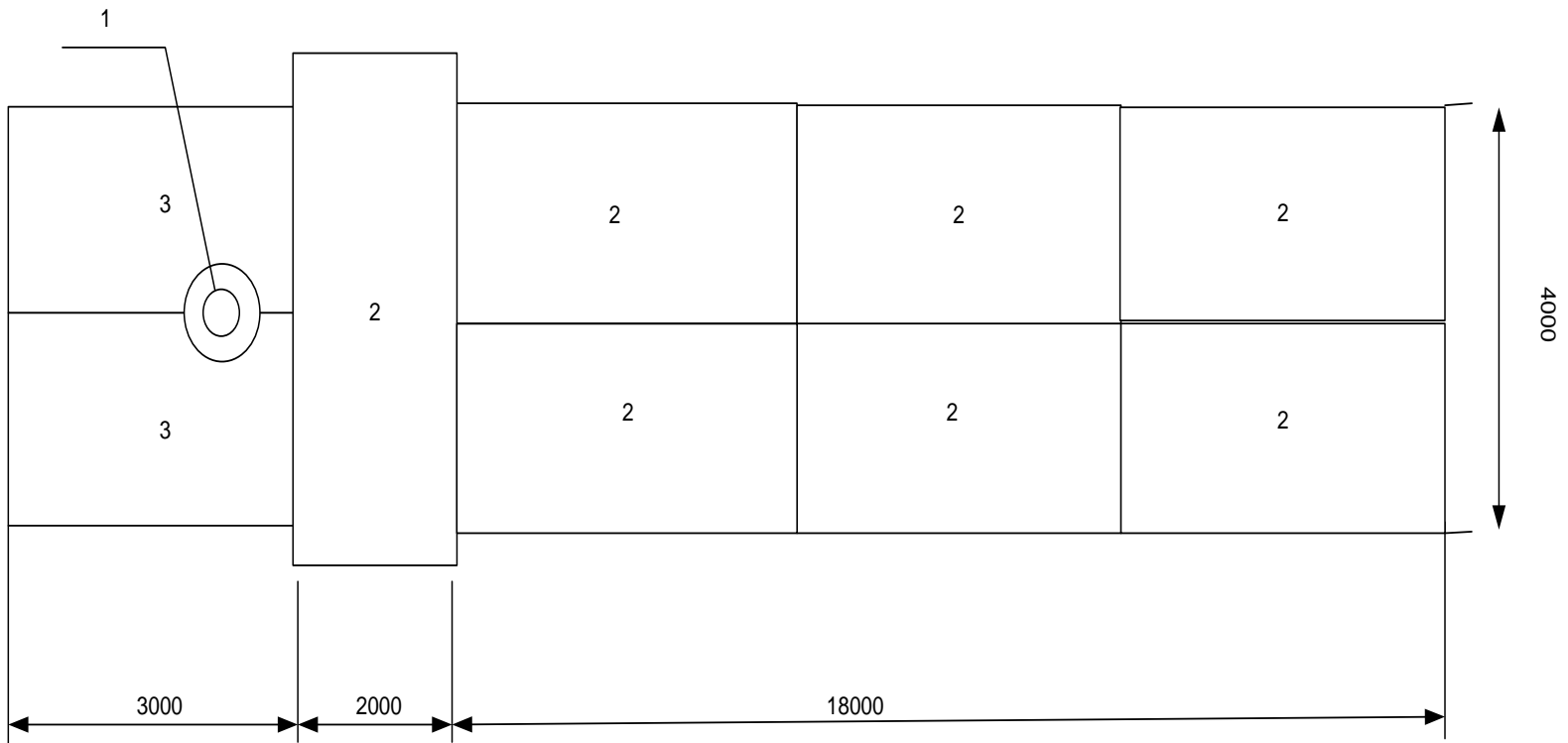


2021/354/ДС-ПРО.ЮС3.4.2.ТСН



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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№	Подпись	Дата



1. Устье скважины
2. Ж/Б плита 6х3х0,18-7шт
3. Ж/Б плита 3х3х0,18-2шт

Схема укладки плит под АРБ-100

2021/354/ДС5--ЛО.ЮОС3.4.2.ТСН

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

## 12.1 – Подготовительные работы к строительству скважин

Таблица 12.1 – Объемы подготовительных работ к строительству скважин

№№ пп	Номер расценки по ЕРЕР или разовая	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Единица измерения	Номер варианта подготовительных работ	Количество
1	2	3	4	5	7
1		Обустройство площадки*			
2	115-795-А	Расчистка площадки под буровую	1000м <sup>2</sup>	2/4	22,5 /2
3	234-604	Очистка оборудования от смерзшегося шлама и бурового раствора	м <sup>3</sup>	2/4	25/25
4	360А-4349	Транспорт строймеханизмов на	т	2/4	13,9

Примечание. \*Обустройство площадки под буровую установку проводится при строительстве кустовой площадки.

2021/354/ДС5--ЛО.ЮОС3.4.2.ТСН

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

Таблица 12.2 – Перечень топографо-геодезических работ

№№ пп	Наименование работ (перенесение в натуру местоположения скважины, определение планово-высотного положения устья скважины, определение азимута)	Номер скважины	Количество скважин
1	2	3	4
1	Перенесение в натуру местоположения скважины	600, 601, 607 809	4
2	Определение планово-высотного положения устья скважины		
3	Определение азимута наклонного бурения		
4	Проезд бригады автомобилем в оба конца		
5	Пробег автомобиля		

Предельные ошибки, м [26]

по выносу:           – в плане           ±25 м  
                           – по высоте       ±10 м  
 по привязке:       – в плане           ±30 м  
                           – по высоте       ±1 м

2021/354/ДС5--ЛО.ЮС3.4.2.ТСН

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

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

Таблица 12.3 – Варианты строительных и монтажных работ

Номер варианта	Номер скважины	Номер комплекта бурового и силового оборудования	Вид привода (электрический, ДВС)	Вид строительства (первичное, повторное, передвижка до 5 м, на 15-20 м, на 40-50 м, без передвижки с наклоном вышки)
1	2	3	4	5
2,4	группа скважин	№100 - АРБ-100	ДВС + электричество	Повторное мелкими блоками, передвижка в кусте 13,5м

Примечание. Выбор установки для бурения по результатам тендера в соответствии с требованиями «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденных приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020г. №534 (зарегистрировано в Минюсте России 29.12.2020г за № 61888), глава XIV, п.315.

2021/354/ДС5--ЛО.ЮОС3.4.2.ТСН

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

**12.4 – Объемы работ по монтажу комплекта бурового и силового оборудования**

№№ пп	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.)
1	2	3	4	5	6	7
1	280-3-60К, 280-3-144	<b>Монтаж основного оборудования АРБ-100, к-т №100</b>	к-т	2,4	1	До 15-ти тонн — автотранспортом, свыше 15-ти тонн — автотрейлером
2	280-3-133	Амортизация буровой установки	к-т	2,4	1	
3	280-3-112В	Передвижка буровой установки	к-т	4	1	
4	УКР	Лебедка АРБ-100	шт.	2,4	1	
5	УКР	Двигатель-дизель ЯМЗ-8424.10 «Гутаевский завод» 450л/с	шт.	2,4	1	
6	УКР	Насос 8Т-650	шт.	2,4	1	
7	214-315-К, 311Б-2536	Силовой агрегат Caterpillar С-18, N=510кВт	к-т	2,4	2	
8	УКР	Ротор РУП-560	к-т	2,4	2	
9	214-321-К, 311В-2543	Дизель генератор АД-200 (аварийный привод)	к-т	2, 4	1	
10	УКР	Силовой трансформатор 250 кВт	к-т	2,4	1	
11	УКР	Роторно-силовой блок	к-т	2,4	1	
12	разовая	Электроналадочные работы	к-т	2,4	1	

2021/354/ДС5-ЛО.ЮС3.4.2.ТСН

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

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

№№ пп	Номер расценки по ЕРЕР или разовая	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Единица измерения	Номер варианта	Кол-во	Способ и вид транспортировки (волоком, на тягачах, автотранспортом, трактором и т.д.)
1	2	3	4	5	6	7
<b>АРБ-100</b>						
1	УКР	Приемный мост с деревянным настилом	мост	2	1	До 15-ти тонн — автотранспортом, свыше 15-ти тонн — автотрейлером
2	УКР	Рабочая площадка при устье скважины с деревянным настилом	площ	2	1	
3	УКР	Инструментальная площадка	площ	2	3	
4	УКР	Площадка 2х2	площ	2	1	
5	УКР	Бурение ям под силовые якоря	шт.	2	4	
6	УКР	Установка силовых якорей, цементирование	т	2	0,8	
7	УКР	Установка трубы 168,3х7,3мм	м	2	11	

Таблица 12.6 - Объемы работ по фундаментам под комплект и вышку

№№ пп	Номер расценки по ЕРЕР или разовая	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Единица измерения	Номер варианта	Кол-во	Способ и вид транспортировки (волоком, на тягачах, автотранспортом, трактором и т.д.)
1	2	3	4	5	6	7
1	268А-687-Б	Площадка из железобетонных плит под буровую установку	м <sup>2</sup>	2	108	До 15-ти тонн — автотранспортом, свыше 15-ти тонн — автотрейлером
2	УКР	Фундаменты ленточные из бруса под насосный блок	м <sup>3</sup>	2	5	

2021/354/ДС5-ЛО.ЮОС3.4.2.ТСН

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

Таблица 12.7 – Объемы работ по дополнительному оборудованию

№№ п/п	Номер расценки по ЕРЕР	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Единица измерения	Номер варианта	Показатель
1	2	3	4	5	6
	УКР	Дополнительное оборудование	к-т	2,4	1
		<b>Дополнительное оборудование, не вошедшее в УКР</b>			
1	222А-450-М, 222-450-М 311А-2463-1,2	Противовыбросовое оборудование по схеме обвязки №5	к-т	2,4	1
2	222А-452	Манифольд противовыбросового оборудования	10м	2,4	10
3	222-454-М	Опорные стойки под манифольд ПВО	стойка	2,4	16
4	220-396-М	Задвижка	шт	2,4	11
5	324-2774	Опрессовка нагнетательной линии	опер.	2,4	2
6	327-2805, 2806	Пробег АЦН для опрессовки нагнетательной линии	пробег	2,4	1
7	227А-527	Вагон дома в бурении и вышкостроении	шт	2	12
8	227А-527-М	Электромонтаж вагон-домов	к-т	2	10
9	227Б-527-М	Электромонтаж вагон-столовой	к-т	2	2
10	204-67-М	Тротуары у вагон-домов	10м	2	15
11	разовая	Амортизация вагон-домов	к-т	2,4	12
12	268А-695	Монтаж регистров	шт	2/4	5/1
13	223А-456, 311А-2514	Ёмкость ПВО объёмом 50м <sup>3</sup>	емк.	2	1
14	223А-456, 311А-2514	Емкость объёмом 10м <sup>3</sup> для сбора производственных сточных вод	емк.	2	2
15	223А-456, 311А-2514	Емкость объёмом 4м <sup>3</sup> для сбора отходов бурения	емк.	2	3
16	разовая	Монтаж с-мы очистки бурового раствора («Деррик», «SWACO», ЦС)	к-т	2	1
17	268А-687-Б	Площадка под химреагенты из железобетонных плит	1м <sup>2</sup>	2	80,6
18		Износ бурильного инструмента:			
	313-2558	при бурении	к-т	2,4	1
	313-2559	при испытании	к-т	2,4	1
19		Износ ловильного инструмента:			
	313-2560	при бурении	к-т	2,4	1
	313-2562	при испытании	к-т	2,4	1
20	360А-4349	Транспорт строймеханизмов	т	2,4	15,8
21	223А-456, 311А-2514	Блок дополнительных емкостей для хранения бурового раствора с целью повторного использования V=80м <sup>3</sup> (2 емкости V=40м <sup>3</sup> )	емк	2	2
22	224-463-М	Обвязка емкости	емк	2	2
23	224-464-М	Сборка системы обогрева	к-т	2	2

2021/354/ДС-П.О.ЮС3.4.2.ТСН

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№	Подпись	Дата

Таблица 12.8 – Объемы работ под конструктивные узлы дополнительного оборудования

№№ пп	Номер расценки по ЕРЕР или разовая	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Единица измерения	Номер варианта	Кол-во	Способ и вид транспортировки (волоком, на тягачах, автотранспортом, трактором и т.д.)
1	2	3	4	5	6	7
1	УКР	Сарай техсклада	10м <sup>2</sup>	2;4	1,5	До 15-ти тонн — ав тотранспортом, свыше 15-ти тонн — автотрейлером
2	УКР	Блок сарая пульта управления превентором	10м <sup>2</sup>	2;4	0,6	
3	УКР	Навес для кислородных баллонов	10м <sup>2</sup>	2;4	0,82	
4	УКР	Сарай блока электродкотлов	10м <sup>2</sup>	2;4	2	
5	УКР	Сарай блока очистки	100м <sup>2</sup>	2	0,29	
6	УКР	Сарай для инструментов	10м <sup>2</sup>	2;4	2	
7	УКР	Сарай для химреагентов	10м <sup>2</sup>	2;4	5	
8	УКР	Каркасно-обшивной туалет	10м <sup>2</sup>	2;4	0,8	

Таблица 12.9 - Объемы работ по фундаментам под дополнительное оборудование

№№ пп	Номер расценки по ЕРЕР или разовая	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Единица измерения	Номер варианта	Кол-во	Способ и вид транспортировки (волоком, на тягачах, автотранспортом, трактором и т.д.)
1	2	3	4	5	6	7
		<b>АРБ-100</b>				
1	УКР	Фундаменты ленточные из бруса	м <sup>3</sup>	2, 4	5	До 15-ти тонн — автотранспортом, свыше 15-ти тонн — автотрейлером

2021/354/ДС5--ЛО.ЮОС3.4.2.ТСН



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

Таблица 12.10 – Объемы работ по теплофикационной котельной установке

№№ пп	Номер расценки по ЕРЕР	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Единица измерения	Номер варианта	Кол-во
1	УКР	Парогенератор «Гейзер-600АБМ»	к-т	2, 4	1

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

Номер расценки по ЕРЕР	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Единица измерения	Номер варианта	Показатель
УКР	Размещается в специальном контейнере заводской поставки	контейнер	2	1

2021/354/ДС5--ЛО.ЮОС3.4.2.ТСН

Лист  
177

Лист

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

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

№№ пп	Номер расценки по ЕРЕР или разовая	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Единиц а измере ния	Номер варианта	Кол-во	Способ и вид транспортировки (волоком, на тягачах, автотранспортом, трактором и т.д.)
1	2	3	4	5	6	7
1	228А-532-М 280-3-141	Монтаж агрегата АР-32/40 с набором оборудования для испытания	к-т	2, 4	1	До 15-ти тонн — автотранспортом, свыше 15-ти тонн — трактором, автотрейлером
2	227А-527 разовая	Вагон-дома	шт.	2	2	
3	227А-527-М	Электромонтаж вагон-дома	шт.	2	1	
4	227Б-527-М	Электромонтаж вагон-столовой	шт.	2	1	
5	222А-449- М, 311А-2460-2	Противовыбросовое оборудование (механический превентор с глухими и трубными плашками ПМТ2 156*21, ППМ 125*25)	шт.	2,4	1	
6	222-452	Выкидная линия	10м	2,4	6,5	
7	222-454-М	Опорная стойка под выкидную линию	шт.	2,4	12	
8	324-2774	Опрессовка нагнетательной линии	опер	2, 4	2	
9	327-2805, 2806	Пробег АЦН-320 для опрессовки	пробег	2, 4	1	

Примечание. Выбор установки для бурения по результатам тендера в соответствии с требованиями «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденных приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020г. №534 (зарегистрировано в Минюсте России 29.12.2020г за № 61888), глава XIV, п.315

2021/354/ДС5--ЛО.ЮОС3.4.2.ТСН

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№	Подпись	Дата

### 12.3 Дополнительные сведения

Таблица 12.13– Объемы работ по перечню оборудования, исключенного при испытании (освоении) первого и последующих объектов

№№ пп	Номер расценки по ЕРЕР или разовая	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Единица измерения	Номер варианта	Количество
1	2	3	4	5	6
1	311А-2463-1,2	Противовибросовое оборудование по схеме обвязки № 5	к-т	2, 4	1

Таблица 12.14 - Спецификация теплофикационной котельной установки

Количество котлов	Тип котла	Вид топлива	Конструкция здания котельной	Количество скважин, одновременно обслуживаемых котельной	Номер скважины
1	2	3	4	5	6
4 испарителя	Гейзер-600АБМ	электричество	блочная	одна	группа скважин

Примечание. Возможно применение других котельных установок.

2021/354/ДС-П.О.ЮС3.4.2.ТСН

### 13 Продолжительность строительства скважины

Таблица 13.1 – Продолжительность строительства скважины

Номер сметы	Продолжительность цикла строительства скважины, сут.				
	всего	в том числе			
		строительно-монтажные работы	подготовительные работы к бурению	бурение и крепление	освоение
1	43,1	6,3	2,0	19,3	13,9+1,6 ПЗР
2	36,9	6,3	0,6	14,5	13,9+1,6 ПЗР
3	32,9	6,3	0,6	14,5	9,9+1,6 ПЗР

### Продолжительность бурения и крепления

#### Скважины наклонно-направленные

1 - с отбором керна, первая в кусте, добывающая с СКО

$$T = 1372 : 2130^* \times 30 = 19,3 \text{ сут.}$$

2 - без отбора керна, передвижка в кусте, добывающая с СКО

$$T = 1372 : 2841^* \times 30 = 14,5 \text{ сут.}$$

3 - без отбора керна, последняя в кусте, нагнетательная с СКО

$$T = 1372 : 2841^* \times 30 = 14,5 \text{ сут.}$$

\*Коммерческая скорость будет корректироваться в индивидуальных программах на строительство скважин.

Таблица 13.2 – Продолжительность бурения и крепления по интервалам бурения

Но-мер ОК	Название колонны	Продолжи-тельность крепления, сут	Интервал бурения, м		Продолжительность бурения, сут	
			от (верх)	до (низ)	забойными двигателями	роторным способом
<b>1- Наклонно-направленные скважины с отбором керна, повторный монтаж</b>						
1	Кондуктор	1,1	0	85	-	0,9
2	Эксплуатационная	3,9	85	603	2,0	-
3	Хвостовик	3,1	603	1372	8,3	-
	<b>ИТОГО</b>	<b>8,1</b>	<b>0</b>	<b>1372</b>	<b>10,3</b>	<b>0,9</b>
<b>2,3- Наклонно-направленные скважины без отбора керна, передвижка в кусте</b>						
1	Кондуктор	1,1	0	85	-	0,7
2	Эксплуатационная	2,8	85	603	1,8	-
3	Хвостовик	2,7	603	1372	5,4	-
	<b>ИТОГО</b>	<b>6,6</b>	<b>0</b>	<b>1372</b>	<b>7,2</b>	<b>0,7</b>

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			2021/354/ДС5--ILO.IOS3.4.2.TCH						
Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата				

## 14 Механизация и автоматизация технологических процессов, средства контроля и диспетчеризации

*14.1. Требования к буровым установкам, техническим устройствам, инструменту.*

Буровое оборудование должно отвечать требованиям государственных стандартов и Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности, утвержденным приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020г. №534 (зарегистрировано в Минюсте России 29.12.2020г за № 61888).

Буровая установка должна быть укомплектована (Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности, утвержденные приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020г. №534 (зарегистрировано в Минюсте России 29.12.2020г за № 61888), глава XVII, п.320:

- ограничителем высоты подъема талевого блока;
- ограничителем допускаемой нагрузки на крюке;
- блокирующими устройствами по отключению привода буровых насосов при превышении давления в нагнетательном трубопроводе на 10% выше максимального рабочего давления насосов для соответствующей цилиндрической втулки;

- станцией (приборами) контроля параметров бурения (тип станции устанавливается заказчиком);

- приемным мостом с горизонтальным участком длиной не менее 14 м, шириной не менее 2 м и стеллажами. При укладке труб должны использоваться специальные прокладки и боковые упоры. Высота укладки труб не более 2 м, но не выше ширины стеллажа. Стеллажи должны иметь не менее двух проходов на приемный мост на каждую сторону. При высоте стеллажа ниже приемного моста подача труб на последний должна быть механизирована;

- допускается увеличение высоты укладки труб до 3 м при обеспечении устойчивости стеллажа и уложенных на нем труб в соответствии с техническими решениями, предусмотренными проектно-конструкторской документацией буровой установки;

- оборудованием для приготовления, обработки, утяжеления, очистки, дегазации и перемешивания раствора, сбора шлама и отработанной жидкости при безамбарном бурении;

- устройством для осушки воздуха, подаваемого в пневмосистему управления буровой установки;

- успокоителем ходового конца талевого каната;

- системами обогрева рабочих мест;

- блокирующими устройствами по предупреждению включения ротора при снятых ограждениях и поднятых клиньях ротора;

- приспособлением (поясом) для А-образных мачт и вышек с открытой передней гранью, предотвращающих падение устанавливаемых (установленных) за палец свечей;

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС5--ILO.IOS3.4.2.TCH	Лист
							181

- системой запасных и приемных емкостей, оборудованных уровнемерами и автоматической сигнализацией для контроля уровня жидкости в них;
- градуированной мерной емкостью для контролируемого долива скважины, оснащенной уровнемером для контроля заполнения скважины.

Таблица 14.1 – Средства механизации и автоматизации

№№ пп	Наименование приспособлений и устройств	Шифр	Технические условия
1	Гидравлический подвесной ключ	КГП	ТУ 26-02-842-79
2	Гидравлический раскрепитель	ГРС	ТУ 26-02-820-78
3	Дистанционное управление превентором	ДУП	ГОСТ 13862-90
4	Механизм для крепления и перепуска неподвижного конца талевого каната	ПНК–20Бр	ТУ 39-01-245-76
5	Успокоитель талевого каната	УТК	ТУ 39-5-350-75
6	Ограничитель подъема крюкоблока	ОТБ	ТУ 39-01-05-502-79
7	Аварийное освещение	АО	ТУ 16-535.389-82
8	Автоматический регулятор давления в пневмосистеме	АРДП	ТУ 26-02-859-79
9	Компрессор для подкачки компенсаторов	ПК-3,5А.У2	ТУ 33-38-1252-88
10	Подсвечник с подогревом	ПП	ТУ 41-01-350-78
11	Механизм выдвижения секции		
12	Пневмоклинный захват	ПКР-560	ТУ 26-02-4-75
13	Вспомогательная гидроприводная лебедка грузоподъемностью до 3т	ВЛ-4,5	ТУ 26-02-859-79

Примечание: В зависимости от комплектации буровой установки возможны изменения средств механизации и автоматизации.

### Заземление средств автоматизации

Заземление средств автоматизации выполняют согласно ПУЭ, п.12.2.4 ГОСТ Р 51330.13-2002

Во взрывоопасных зонах любого класса подлежат занулению (заземлению):

- а) электроустановки при всех напряжениях переменного и постоянного тока;
- б) электрооборудование, установленное на зануленных (заземленных) металлических конструкциях, которые в соответствии с 1.7.48 ПУЭ, п.1 в невзрывоопасных зонах разрешается не занулять (не заземлять). Это требование не относится к электрооборудованию, установленному внутри зануленных (заземленных) корпусов шкафов и пультов.

В качестве нулевых защитных (заземляющих) проводников должны быть использованы проводники, специально предназначенные для этой цели.

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС5--ILO.IOS3.4.2.TCH	Лист
							182

### *Заземление искробезопасных электрических цепей*

Искробезопасные электрические цепи могут быть изолированными от земли, или соединены в одной точке с системой уравнивания потенциалов, если она существует в зоне, в которой расположены искробезопасные электрические цепи, *и если это предусмотрено технической документацией на электрооборудование.*

Метод монтажа должен быть выбран с учетом функциональных требований к цепям и в соответствии с инструкциями изготовителя.

Допускается наличие нескольких точек заземления цепи при условии, что она гальванически разделена на участки, каждый из которых имеет лишь одну точку заземления.

В изолированных от земли искробезопасных электрических цепях следует обращать внимание на опасность электростатических зарядов. Соединение с землей через резистор с сопротивлением 0,2-1 МОм, например для снятия электростатических зарядов, не считают заземлением.

Искробезопасные электрические цепи должны быть заземлены, если это необходимо по соображениям безопасности, например в электроустановках с барьерами безопасности без гальванического разделения. Они могут быть заземлены в случае функциональной необходимости, например в цепи со сварными термопарами. Если искробезопасное электрооборудование не выдерживает испытание на электрическую прочность напряжением не менее 500 В относительно земли согласно ГОСТ 30852.10, оно должно быть заземлено.

В искробезопасных электрических цепях заземляющие зажимы барьеров безопасности без гальванического разделения должны быть:

- 1) соединены с системой уравнивания потенциалов самым коротким доступным путем, или
- 2) только для TN-S систем, соединены с точкой заземления способом, который гарантирует, что полное сопротивление между точками соединения и заземления основной системы питания не более 1 Ом. Это может быть достигнуто соединением с шиной заземления внутри выключателя или использованием отдельных заземляющих стержней. Используемый проводник должен быть изолирован, чтобы предотвратить попадание токов короткого замыкания, которые могли бы протекать в металлических конструкциях, с которыми он может соприкоснуться (например, корпус панели управления). Он должен также иметь механическую защиту в местах, где высок риск его повреждения.

Поперечное сечение заземляющего проводника должно представлять собой:

- либо не менее чем два независимых провода, каждый из которых способен пропускать максимальный возможный номинальный длительный ток и обладать проводимостью, соответствующей проводимости медного проводника с сечением не менее 1,5 мм;

- либо не менее чем один провод, проводимость которого соответствует проводимости проводника, выполненного из меди, сечением менее 4 мм.

Если заземление не способно пропустить предполагаемый ток короткого замыкания системы питания, соединенной с входными зажимами барьера, то площадь поперечного сечения проводника должна быть соответственно увеличена или должны быть использованы дополнительные провода.

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №
--------------	--------------	--------------

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС5--ILO.IOS3.4.2.TCH	Лист 183
------	-------	------	-------	-------	------	--------------------------------	-------------

### 14.2 Требование безопасности при бурении скважины.

Согласно с «Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности», от 15.12.2020г., приказ №534, глава XVIII, п.359 в процессе проходки ствола скважины должны постоянно контролироваться следующие параметры:

- вес на крюке с регистрацией на диаграмме или регистрацией электронными средствами хранения информации;
- плотность, структурно-механические и реологические свойства бурового раствора с регистрацией в журнале или регистрацией электронными средствами хранения информации;
- расход бурового раствора на входе и выходе из скважины;
- температура бурового раствора на выходе из скважины;
- давление в манифольде буровых насосов;
- давление на буровом штуцере (при бурении с контролем обратного давления);
- уровень раствора в приемных и доливной емкостях в процессе углубления, при промывках скважины и проведении спускоподъемных операций;
- крутящий момент вращения колонны буровых труб.

Показатели веса на крюке, давления в манифольде буровых насосов, величина крутящего момента на роторе, расход бурового раствора на входе и выходе из скважины, уровень раствора в приемных емкостях должны находиться в поле зрения бурильщика и регистрироваться электронными средствами, обеспечивающими возможность хранения информации не менее 3 месяцев и ее передачу в Ростехнадзор.

Таблица 14.2 – Средства контроля

№№ п/п	Наименование, а также вид, тип, шифр и т.д.	Число, шт.
1	Индикатор веса ИВЭ-50 или ГИВ-6	1
2	Манометры гидравлические	16
3	Рулетка 0-20 м	1
4	Кронциркуль и штангенциркуль	по 3
5	Мерные скобы для контроля диаметров труб	2
6	Полевая лаборатория для контроля за параметрами бурового и тампонажного растворов	1
7	Станция контроля и управления процессом цементирования-СКЦ	1
8	Станция контроля параметров бурения (ГТИ)*	1

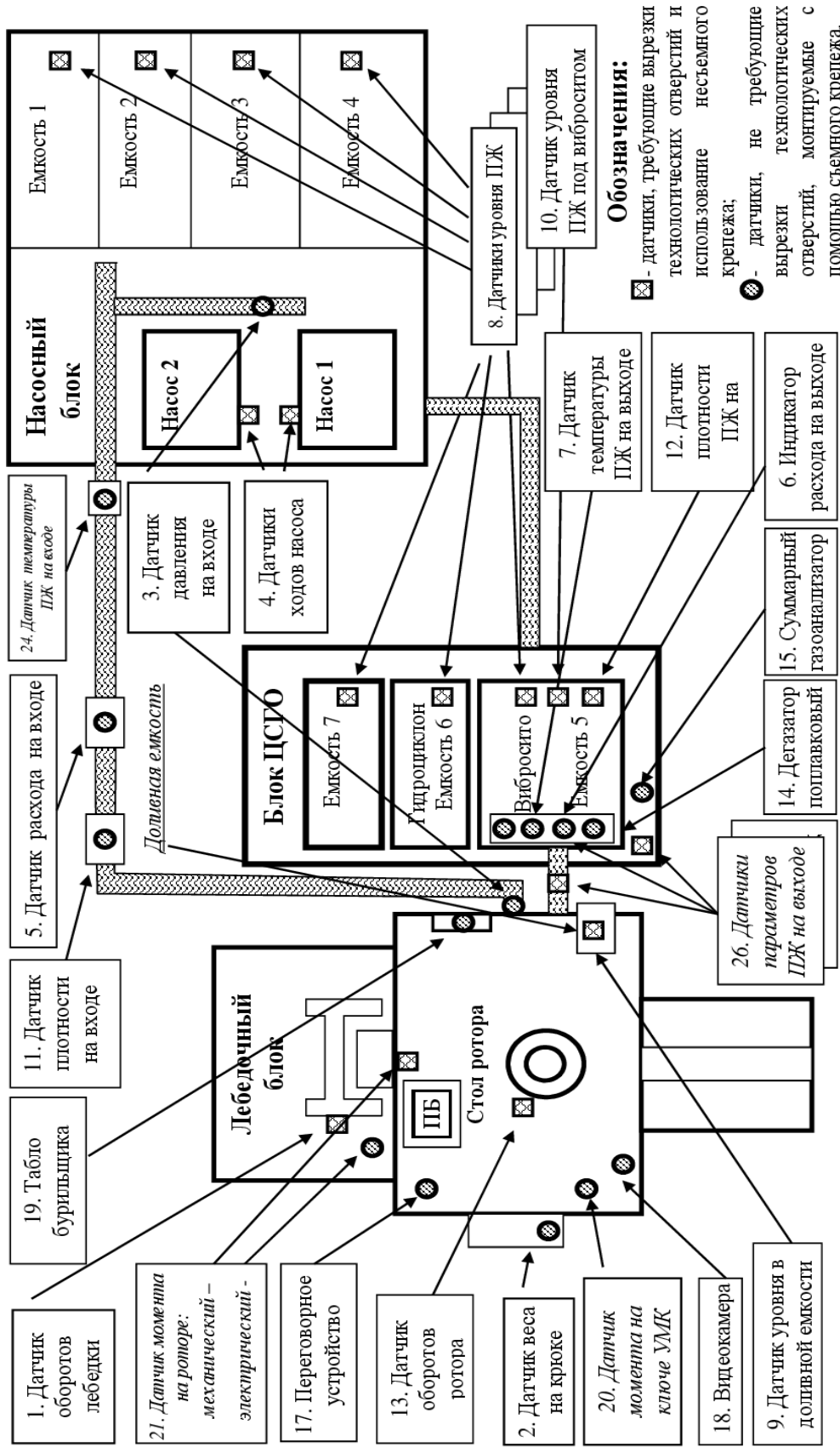
Примечание.\*Тип станции определяет подрядчик.

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
									184
			Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС5--ILO.IOS3.4.2.TCH



**Технологическая схема расположения мест установки датчиков станции ГТИ на буровой.**

(курсивом выделены датчики дополнительного комплекса оборудования).



На все оборудование КИПиА необходимо иметь сертификаты соответствия и разрешения на применение на объектах, подконтрольных Ростехнадзору.

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №
Изм.	К.уч.	Лист
№ док	Подп.	Дата

Средства контроля воздушной среды: для буровой установки - стационарный газоанализатор Хоббит –Т, переносной газоанализатор Solaris, Комета-4, для установки испытания - переносной газоанализатор Solaris. При отсутствии заложенных в проекте импортных газоанализаторов и газосигнализаторов возможно применение отечественных, имеющих разрешение на применение от Ростехнадзора.

В производственных помещениях и в рабочих зонах наружных установок, где возможно выделение взрывоопасных паров и газов, 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.

В производственных помещениях датчики ПДК устанавливаются в местах преимущественного пребывания персонала в количестве не менее одного датчика на 200 м<sup>2</sup> 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: 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 подвыщечном пространстве на уровне универсального превентора на расстоянии 1 м от оси скважины в направлении преобладающего ветра; в насосном помещении между насосами.

На скважине должны быть предусмотрены:

1) световые сигналы от датчиков ПДК сероводорода – на рабочей площадке у кабины бурильщика; в насосном помещении у пульта управления; у вибросита; в культбудке;

2) звуковые сигналы от группы датчиков ПДК.

Согласно п. 1400 ПБНГП стационарные газосигнализаторы устанавливаются на высоте не более 50 см от поверхности земли или пола и должны иметь звуковой и световой сигналы с выходом на диспетчерский пункт (пульт управления) и по месту установки датчиков. Контроль за состоянием воздушной среды на территории объектов автоматически выводится на диспетчерский пункт (пульт управления, станцию ГТИ). Стационарные газосигнализаторы должны проходить проверку в соответствии с п. 563 ПБНГП.

Помещения производственных объектов должны быть оборудованы постоянно действующей приточно-вытяжной вентиляцией с механическим побуждением, а также системой аварийной вентиляции, сблокированной с приборами контроля состояния воздушной среды для автоматического включения при превышении ПДК вредных веществ в воздухе рабочей зоны (п.1394 ПБ ГНП).

В помещениях с периодическим пребыванием обслуживающего персонала должны быть установлены газосигнализаторы и вентиляционные установки с ручным включением с наружной стороны помещения (п. 1394 ПБ ГНП).

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

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			2021/354/ДС5--ILO.IOS3.4.2.TCH						
Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата				

желобной системы; у ротора в вышечно-лебедочном блоке; в насосном блоке и блоке приготовления растворов; в емкостном блоке; у емкостей топлива ДГУ; 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% НКПРП. Автоматическое блокирование следует предусматривать для включения систем аварийной вентиляции при образовании в воздухе рабочей зоны помещения концентраций вредных веществ, превышающих ПДК или ДАК, а также концентраций горючих веществ в воздухе помещения, превышающих 10% НКПРП газо-, паро-, пылевоздушной смеси. (п.12.15 (е) СП 60.13330.2020). Дополнительно контроль воздушной среды организован переносными газоанализаторами (п.1403 ПБНГП).

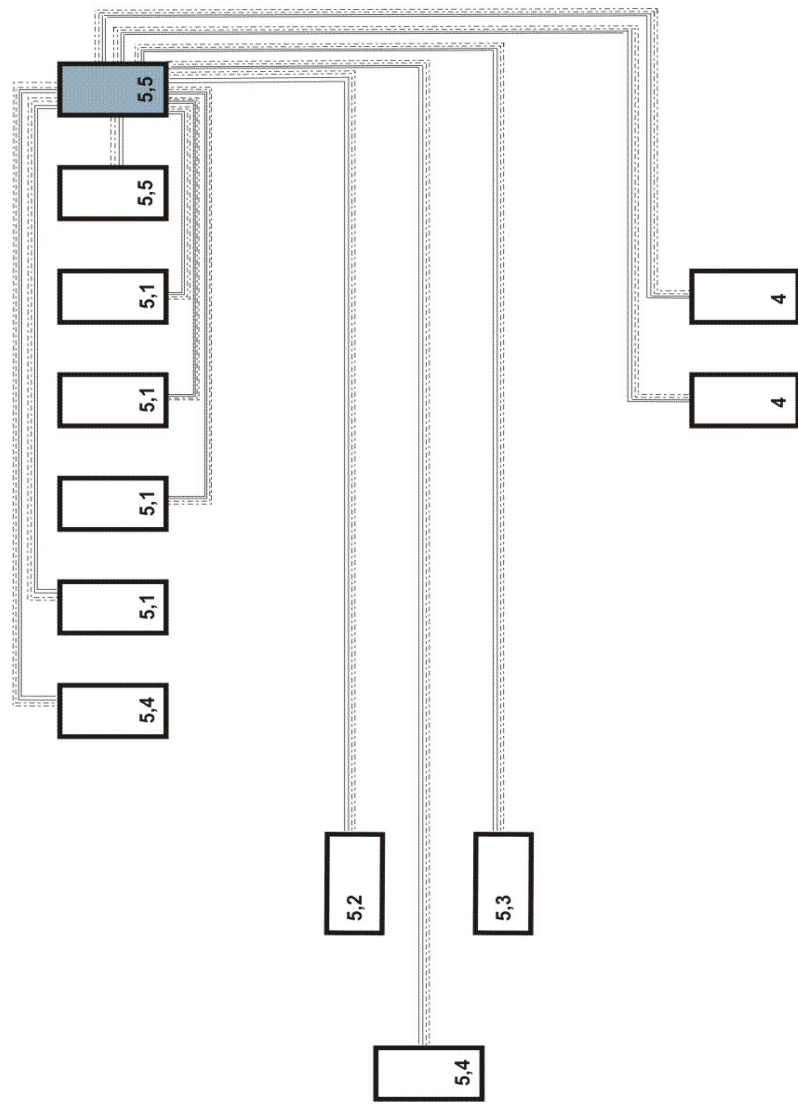
Место расположения дежурства персонала, ведущего контроль работы инженерного и противопожарного оборудования – вагон ИТР. Системы пожарной сигнализации обеспечивают подачу светового и звукового сигналов о возникновении пожара на приемно-контрольное устройство в помещении дежурного персонала или на специальные выносные устройства оповещения.(п.7 ст.83 ФЗ №123 от 22.07.2008). Схема автоматической пожарной сигнализации приведена ниже.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС5--ILO.IOS3.4.2.TCH		187	

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

## Структурная схема автоматической пожарной сигнализации



Условные обозначения:

- 4 - Вагон супервайзеров
- 5,1 - Вагон-дом для проживания
- 5,2 - Вагон-столовая
- 5,3 - Вагон-сушилка
- 5,4 - Вагон для отдыха
- 5,5 - Вагон для ИТР
- 6 - Баня
- Сигнальная лампа
- ==== Наружный звуковой извещатель

Котельная выполнена в блочно-комплектном исполнении полной заводской готовности, оснащена средствами КИПиА. Управление работой котла, системой водоподготовки и т.д. предусмотрено в автоматическом режиме.

На каждом паровом котле с электронагревательными элементами сопротивления должно быть предусмотрено автоматическое отключение электропитания при понижении уровня воды ниже предельно допустимого положения.

На каждом котле должны быть предусмотрены электрические и технологические защиты, обеспечивающие своевременное автоматическое отключение котла при недопустимых отклонениях от заданных режимов эксплуатации.

Электродные котлы напряжением выше 1 кВ с заземленным и изолированным от земли корпусом должны иметь защитные устройства, отключающие котел в случаях:

а) многофазных коротких замыканий в линии, питающей котел, на его вводах и внутри него (защитные устройства должны действовать без выдержки времени);

б) однофазных замыканий на землю в линии, на вводах и внутри котла (защитные устройства должны действовать без выдержки времени для котлов с заземленным корпусом и на сигнал - для котлов с изолированным от земли корпусом);

в) перегрузки по току выше номинального (защитные устройства должны действовать с выдержкой времени);

г) повышения давления в котле выше расчетного (защитные устройства должны действовать без выдержки времени);

д) повышения температуры выходящей воды выше максимальной, указанной в паспорте котла (защитные устройства должны действовать с выдержкой времени);

е) понижения давления в водогрейном котле ниже минимального рабочего; ж) достижения минимально допустимого расхода воды (при уменьшении или прекращении расхода воды через котел);

з) понижения уровня воды в паровом котле до минимально допустимого (защитные устройства должны действовать без выдержки времени);

и) недопустимого повышения уровня воды в паровом котле.

Котлы напряжением до 1 кВ должны иметь защитные устройства, обеспечивающие отключение котла в случаях:

а) многофазных коротких замыканий в линии, питающей котел, на вводах и внутри котла (защитные устройства должны действовать без выдержки времени);

б) однофазных замыканий на землю в линии, питающей котел, на вводах и внутри котла (защитные устройства для котлов с заземленным корпусом должны действовать без выдержки времени и защитные устройства для котлов с изолированным от земли корпусом должны действовать на сигнал);

в) перегрузки по току выше номинального (защитные устройства должны действовать с выдержкой времени). Защитные устройства не требуются для котлов с электронагревательными элементами сопротивления.

г) повышения температуры выходящей воды выше максимальной, указанной в паспорте котла (защитные устройства должны действовать с выдержкой времени);

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС5--ILO.IOS3.4.2.TCH	Лист
							189

д) недопустимого повышения уровня воды в паровом котле (защитные устройства должны отключать питание котла водой и электроэнергией);

е) несимметрии токов нагрузки выше 25% номинального тока котла (защитные устройства должны действовать с выдержкой времени). Защитные устройства не требуются для котлов с электронагревательными элементами сопротивления;

ж) остановки циркуляционных (сетевых) насосов (защитные устройства должны действовать с выдержкой времени);

з) недопустимого понижения уровня воды в паровом котле.

В котельных с электродными котлами напряжением выше 1 кВ с заземленным корпусом должна выполняться защита от однофазного замыкания на землю на секциях, питающих котлы, или в обмотке трансформатора, действующая с выдержкой времени на отключение секционного выключателя либо на отключение всех котлов, питающихся от данного трансформатора с соблюдением ступеней селективности по времени. Котлы напряжением до 1 кВ должны иметь устройства защитного отключения, предотвращающие поражение людей электрическим током.

В котельных с электродными котлами напряжением выше 1 кВ с изолированным корпусом должна выполняться защита:

а) от однофазных замыканий на землю на секциях, питающих котлы, или в обмотке трансформатора (защита должна действовать на сигнал). Если такая защита выполняется направленной, то должна предусматриваться и токовая защита нулевой последовательности с действием на отключение котла без выдержки времени. Эта защита предназначена для случаев замыкания на землю вне данного котла в условиях нарушения изоляции его корпуса. Установка защиты должна обеспечивать ее селективность при замыкании на землю вне данного котла и исправности изоляции его корпуса;

б) превышения тока утечки - защита должна действовать с выдержкой времени не более 0,5 секунды на отключение всех электродных котлов данной установки в случае, если общий ток, протекающий через изолирующие вставки электродных котлов, превысит 20 А.

Если от одного электрически связанного участка сети питается несколько электрокотельных, то для каждой электрокотельной ток срабатывания защиты рассчитывают с учетом суммарного допустимого тока, протекающего через изолирующие вставки электродных котлов данной электрокотельной при однофазном замыкании на землю в сети.

Допускается выполнение только одной защиты от замыкания на землю, действующей без выдержки времени на отключение всех электродных котлов данной установки при однофазном замыкании на землю в питающей их сети. В этом случае на каждом электродном котле защита от замыкания на землю не выполняется. В котельных с электродными котлами напряжением до 1 кВ с изолированным корпусом должна предусматриваться защита, действующая на отключение всех котлов от реле утечки тока. Проводимость столбов воды, находящихся внутри изолирующих вставок на трубопроводах, не должна вызывать действия реле утечки тока.

Каждая защита должна иметь устройства, сигнализирующие о ее срабатывании.

Приборы, устанавливаемые на наружной площадке приняты исполнения ХЛ1. Присоединение датчиков давления к технологическому оборудованию предусмотрено через разделители сред, импульсные линии заполняются незамерзающей жидкостью.

Электрооборудование, контрольно-измерительные приборы, электрические светильники, средства блокировки, устанавливаемые во взрывоопасных зонах классов В-Г и В-Іа, выполнены во взрывозащищенном исполнении и имеют

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №				

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС5--ILO.IOS3.4.2.TCH	Лист
							189

уровень взрывозащиты, соответствующий классу взрывоопасной зоны, вид взрывозащиты – категории и группе взрывоопасной смеси – ПА-ТЗ.

Электропитание оборудования КИПиА осуществляется по 1-ой категории надежности электроснабжения обеспечивается проектными решениями внешнего и внутреннего электроснабжения и резервированием источников питания.

Степень автоматизации ДЭС – первая.

В соответствии с требованиями п. 27, 28 ПБНГП проектной документацией предусматривается постоянная видеорегистрация процесса строительства скважины. При этом должен формироваться видеоархив с использованием электронных средств носителей информации, обеспечивающих возможность передачи информации в Ростехнадзор.

Кабели, прокладываемые открыто, должны быть не распространяющими горение (п.8 ст.82 ФЗ от 22.07.2008 №123.) Для прокладки, с учетом объема горючей нагрузки кабелей, во внутренних электроустановках, а также в зданиях, сооружениях и закрытых кабельных сооружениях используются кабели типа НГ-LS; для прокладки, с учетом объема горючей нагрузки кабелей, в открытых кабельных сооружениях наружных электроустановок используются кабели типа НГ. (ГОСТ Р 31565-2012).

*Прокладка и способ защиты кабельных трасс от механических повреждений.*

Провода и кабели, имеющие несветостойкую наружную изоляцию или оболочку, должны быть защищены от воздействия прямых солнечных лучей.

В местах, где возможны механические повреждения электропроводки, открыто проложенные провода и кабели должны быть защищены от них своими защитными оболочками, а если такие оболочки отсутствуют или недостаточно стойки по отношению к механическим воздействиям, - трубами, коробами, ограждениями или применением скрытой электропроводки.

Кабельные линии должны выполняться так, чтобы в процессе монтажа и эксплуатации было исключено возникновение в них опасных механических напряжений и повреждений, для чего:

-кабели должны быть уложены с запасом по длине, достаточным для компенсации возможных смещений почвы и температурных деформаций самих кабелей и конструкций, по которым они проложены; укладывать запас кабеля в виде колец (витков) запрещается;

-кабели, проложенные горизонтально по конструкциям, стенам, перекрытиям и т.п., должны быть жестко закреплены в конечных точках, непосредственно у концевых заделок, с обеих сторон изгибов и у соединительных и стопорных муфт;

-кабели, проложенные вертикально по конструкциям и стенам, должны быть закреплены так, чтобы была предотвращена деформация оболочек и не нарушались соединения жил в муфтах под действием собственного веса кабелей;

-конструкции, на которые укладываются небронированные кабели, должны быть выполнены таким образом, чтобы была исключена возможность механического повреждения оболочек кабелей; в местах жесткого крепления оболочки этих кабелей должны быть предохранены от механических повреждений и коррозии при помощи эластичных прокладок;

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС5--ILO.IOS3.4.2.TCH	Лист 190

-кабели (в том числе бронированные), расположенные в местах, где возможны механические повреждения (передвижение автотранспорта, механизмов и грузов, доступность для посторонних лиц), должны быть защищены по высоте на 2 м от уровня пола или земли и на 0,3 м в земле;

-при прокладке кабелей рядом с другими кабелями, находящимися в эксплуатации, должны быть приняты меры для предотвращения повреждения последних;

-кабели должны прокладываться на расстоянии от нагретых поверхностей, предотвращающем нагрев кабелей выше допустимого, при этом должна предусматриваться защита кабелей от прорыва горячих веществ в местах установки задвижек и фланцевых соединений.

Наружную прокладку кабелей между взрывоопасными зонами рекомендуется выполнять открыто: на эстакадах, тросах, по стенам зданий и т.п., избегая по возможности прокладки в подземных кабельных сооружениях (каналах, блоках, туннелях) и траншеях.

По эстакадам с трубопроводами с горючими газами и ЛВЖ помимо кабелей, предназначенных для собственных нужд (для управления задвижками трубопроводов, сигнализации, диспетчеризации и т.п.), допускается прокладывать до 30 бронированных и небронированных силовых и контрольных кабелей, стальных водогазопроводных труб с изолированными проводами.

Небронированные кабели должны прокладываться в стальных водогазопроводных трубах или в стальных коробах.

Бронированные кабели следует применять в резиновой, поливинилхлоридной и металлической оболочках, не распространяющих горение. Рекомендуется эти кабели выбирать без подушки. При этом стальные трубы электропроводки, стальные трубы и коробка с небронированными кабелями и бронированные кабели следует прокладывать на расстоянии не менее 0,5 м от трубопроводов, по возможности со стороны трубопроводов с негорючими веществами.

При числе кабелей более 30 следует прокладывать их по кабельным эстакадам и галереям. Допускается сооружать кабельные эстакады и галереи на общих строительных конструкциях с трубопроводами с горючими газами и ЛВЖ при выполнении противопожарных мероприятий. Допускается прокладка небронированных кабелей.

*Противопожарные мероприятия при проходах кабелей через стены блок-боксов с нормируемым пределом огнестойкости*

Горизонтальные и вертикальные каналы для прокладки электрокабелей и проводов в зданиях и сооружениях должны иметь защиту от распространения пожара. В местах прохождения кабельных каналов и проводов через строительные конструкции с нормируемым пределом огнестойкости должны быть предусмотрены кабельные проходки с пределом огнестойкости не ниже предела огнестойкости данных конструкций. (п.7 ст.82 №123-ФЗ от 22.07.2008).

В местах прохода проводов и кабелей через стены, междуэтажные перекрытия или выхода их наружу необходимо обеспечивать возможность смены электропроводки. Для этого проход должен быть выполнен в трубе, коробе, проеме и т.п. С целью предотвращения проникновения и скопления воды и распространения пожара в местах прохода через стены, перекрытия или выхода наружу следует заделывать зазоры между проводами, кабелями и трубой (коробом, проемом и т.п.), а также резервные трубы (короба, проемы и т.п.) легко удаляемой массой от несгораемого материала. Заделка должна допускать замену, дополнительную прокладку новых проводов и кабелей и

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №				

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС5--ILO.IOS3.4.2.TCH	Лист
							191



обеспечивать предел огнестойкости проема не менее предела огнестойкости стены (перекрытия).

При переходе труб электропроводки из помещения со взрывоопасной зоной класса В-I или В-Ia в помещение с нормальной средой, или во взрывоопасную зону другого класса, с другой категорией или группой взрывоопасной смеси, или наружу труба с проводами в местах прохода через стену должна иметь разделительное уплотнение в специально для этого предназначенной коробке.

Во взрывоопасных зонах классов В-Iб, В-II и В-IIa установка разделительных уплотнений не требуется.

Разделительные уплотнения устанавливают:

- а) в непосредственной близости от места входа трубы во взрывоопасную зону;
- б) при переходе трубы из взрывоопасной зоны одного класса во взрывоопасную зону другого класса - в помещении взрывоопасной зоны более высокого класса;
- в) при переходе трубы из одной взрывоопасной зоны в другую такого же класса - в помещении взрывоопасной зоны с более высокой категорией и группой взрывоопасной смеси.

Допускается установка разделительных уплотнений со стороны невзрывоопасной зоны или снаружи, если во взрывоопасной зоне установка разделительных уплотнений невозможна.

Разделительное уплотнение не ставят, если:

- а) труба с кабелем выходит наружу, а кабели далее прокладывают открыто;
- б) труба служит для защиты кабеля в местах возможных механических воздействий и оба конца ее находятся в пределах одной взрывоопасной зоны.

Таблица 14.3 – Средства диспетчеризации

№№ п/п	Наименование, а также вид, тип, шифр и т.д.	Число, шт.
1	Сотовая связь	1

Изнв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			2021/354/ДС5--ILO.IOS3.4.2.TCH						192
Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата				

## 15 Охрана труда, противодиверсионные мероприятия, промышленная санитария, промышленная и пожарная безопасность.

Для обеспечения безопасного и безаварийного ведения буровых работ все мероприятия по охране труда во время строительства скважины выполнять в соответствии:

- с ФЗ №116 «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»,

- с «Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденными приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020г. №534 (зарегистрировано в Минюсте России 29.12.2020г за № 61888),

- «Правила противопожарного режима в российской Федерации» от 16.09.2020 г. №1479; Федеральный закон от 22 июля 2008г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»; Федеральный закон от 21.12.1994г. № 69-ФЗ "О пожарной безопасности".

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

№ № пп	Основные требования и мероприятия (со ссылкой на действующие документы)
1	<p><b>Монтаж и эксплуатация оборудования</b> [3, главы IX, XVI, XVII, XXIII].</p> <p>1. Площадка, предназначенная для монтажа бурового оборудования, должна быть свободной от наземных и подземных трубопроводов, кабелей, очищена от леса, кустарника, травы и спланирована с учетом естественного уклона местности и обеспечения движения сточных вод в систему их сбора и очистки. Манифольды противовыбросового оборудования должны располагаться с уклоном от устья скважины.</p> <p>2. Выбор буровой установки производится с таким расчётом, чтобы сумма статических и динамических нагрузок при спуске (подъеме) наиболее тяжёлых буровых или обсадных колонн, а также при ликвидации аварий (прихватов) не превышала величину параметра «Допустимая нагрузка на крюке». [«Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденные приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020г. №534 (зарегистрировано в Минюсте России 29.12.2020г за № 61888), глава XVII п.315].</p> <p>3. Буровые установки должны быть выполнены во взрывозащищённом варианте.</p> <p>4. Транспортировку вышки и бурового оборудования проводить в соответствии с техническими условиями на строительство и монтаж бурового оборудования и типовыми схемами [25].</p> <p>5. На корпусах оборудования, входящего в состав талевого системы (кронблок, талевый блок, крюк), должна быть указана их допустимая грузоподъемность [3, п.332].</p> <p>6. Состояние ограничителя грузоподъемности лебедки и ограничителя подъема талевого блока должно проверяться на срабатывание перед началом работы каждой вахты (смены) [3, п.352].</p> <p>7. Буровая установка должна быть оснащена механизмами и приспособлениями согласно установленным нормам [3, п.320].</p>

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС5--ILO.IOS3.4.2.TCH	Лист
							193

8. Рабочая площадка основания под буровую вышку должна иметь укрытие по всему периметру высотой не менее 6 м, выполненное из трудновоспламеняющегося материала (пониженной пожарной опасности) [3,п.327].

9. Основание буровой вышки должно обеспечивать возможность монтажа: противовыбросового оборудования на устье скважины и демонтажа основания при установленной фонтанной арматуре или ее части; стола ротора на уровне пола буровой, также рационального размещения средств автоматизации; механизации и пультов управления; обогреваемого подсвечника со стоком раствора; воздухо-, масло-, топливопроводов и средств системы обогрева; механизма крепления неподвижной ветви талевого системы; механизмов по изменению положения машинных ключей по высоте; механизма крепления рабочих и страховочных канатов машинных ключей; шурфов для наращивания, установки ведущей трубы и (при необходимости) утяжеленных бурильных труб; устройств по механизации установки ведущей трубы и УБТ в шурфы [3,п.323].

10. Размещение оборудования на буровой вышке должно отвечать следующим требованиям: гарантировать удобства и безопасность обслуживания и управления механизмами, а также пользование инструментом и приспособлениями, обеспечивать бурильщику широкий обзор для наблюдения за работой механизмов и контрольно-измерительных приборов.

11. При бурении, креплении и испытании скважин следует руководствоваться инструкциями и соответствующими техническими регламентами [3, 10,11, 12, 13, 15, 17, 18, 21, 22].

12. Погрузочно-разгрузочные работы при перевозке тяжелых и негабаритных грузов осуществлять с помощью подъемных механизмов.

13. Территория для размещения пожарной техники вокруг буровой площадки должна быть шириной не менее 12м, расстояние от площадки до устья должна быть не более 15м.

14. Оборудование устья скважины должно осуществляться по определенной схеме, включающей плашечные и универсальные превенторы; в строгом соответствии с требованиями ГОСТа 13862-90 (табл.9.17, рис. 9.1).

15. Высота подвыщечного основания должна позволять одновременную установку плашечных и универсального превенторов.

16. Противовыбросовое оборудование должно соответствовать условиям проводки скважины, определенным техническим проектом [«Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности» от 15.12.2020г., глава XXIII].

17. Превенторы вместе с крестовинами и коренными задвижками, манифольд ПВО (блоки глушения и дросселирования) до установки на устье скважины опрессовываются водой на рабочее давление, указанное в техническом паспорте. После ремонта, связанного со сваркой и токарной обработкой корпуса, превенторы опрессовываются на пробное давление [3, п.437].

18. При монтаже противовыбросового оборудования на устье скважины должно быть обеспечено тщательное центрирование превенторов. Ротор и вышка должны быть отцентрированы относительно устья скважины.

19. Для беспрепятственного доступа обслуживающего персонала к установленному на устье противовыбросовому оборудованию под буровой должен быть сделан твердый настил в соответствии с правилами безопасности [3, п.445].

20. Вокруг ротора должен быть установлен настил шириной не менее 1м из просечных металлических листов, имеющий наклонный поддон и предотвращающий загрязнение площадки и превенторного оборудования.

21. Все трубопроводы должны быть надежно закреплены.

22. Звуковое сигнальное устройство монтируется на рабочей площадке буровой. Газоопасные места должны быть обозначены знаками безопасности.

23. Буровое оборудование и технические устройства должны отвечать требованиям государственных стандартов и Правил безопасности. Исполнение оборудования и

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС5--ILO.IOS3.4.2.TCH	
						194	

технических устройств, подверженных воздействию сернистого водорода – стойкое к сульфатно-коррозионному растрескиванию, согласно таблице №1 приложения №2 «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утв. приказом Ростехнадзора РФ от 15.12.2020 № 534». Проектом предусмотрено исполнение ПВО и колонной головки в исполнении К1, фонтанной арматуры исполнения К1.

24. При строительстве вышки, привышечных сооружений, монтаже буровой установки руководствоваться «Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности» от 15.12.2020г., глава XVII и ТУ на строительство и монтаж оборудования буровых установок.

25. Эксплуатация оборудования, механизмов, инструмента согласно с «Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности», от 15.12.2020 № 534, глава XVII.

26. Буровые насосы должны быть оборудованы предохранительными устройствами. Конструкция этих устройств должна обеспечивать их надежное срабатывание при установленном давлении независимо от времени контакта с буровыми растворами и содержания в них абразивной твердой фазы, длительности воздействия, перепада температур. Предохранительные устройства при их срабатывании должны исключать возможность загрязнения оборудования и помещения насосной. Предохранительные устройства насоса должны срабатывать при давлении, превышающем на 10% максимальное рабочее давление насоса, соответствующее диаметру установленных цилиндрических цилиндровых втулок. На буровых насосах должны быть установлены компенсаторы давления, заполняемые воздухом или инертным газом. Конструкция компенсатора давления должна предусматривать установку манометра для измерения давления в газовой полости и обеспечить возможность сбрасывания давления до нуля [3, п.338].

27. Оснастка талевого системы должна соответствовать требованиям рабочего проекта (таб.8.8).

28. Для талевого системы буровых установок должны применяться канаты талевые и грузовые, предусмотренные заводом – изготовителем буровых установок [3, глава IX].

После монтажа буровой установки производятся испытания на герметичность нагнетательных трубопроводов, воздухопроводов, систем управления оборудованием и блокировок, проверки качества заземления оборудования и заземляющих устройств. Пуск в работу буровой установки, вспомогательных сооружений и технических устройств на участке ведения буровых работ производится после завершения и проверки качества вышккомонтажных работ, опробования технических устройств, при наличии укомплектованной буровой бригады и положительных результатов испытаний и проверок. После монтажа буровой установки производятся испытания на герметичность нагнетательных трубопроводов, воздухопроводов, систем управления оборудованием и блокировок, проверка качества заземления оборудования и заземляющих устройств.

[3, п.п. 212, 313].

29. Проверку технического состояния вышек и их испытание следует осуществлять в соответствии с инструкцией завода изготовителя и с требованиями нормативных технических документов.

30. Эксплуатация буровой установки при неустановленных или поврежденных защитных ограждениях запрещается.

2

### **Бурение [3, глава XVIII].**

1. Бурильщик в процессе приема вахты должен убедиться в наличии необходимого запаса жидкости глушения (пластовой водой) и сделать запись в буровом журнале.

2. Буровая бригада должна знать характер и глубины залегания вскрываемых продуктивных горизонтов.

3. При подготовке и проведении работ необходимо усилить контроль за герметичностью фланцевых соединений противовыбросовой обвязки.

4. Возможные остановки буровой в процессе углубления скважины следует исключить или свести к минимуму.

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС5--ILO.IOS3.4.2.TCH	Лист 195

5. Запрещается проводить буровые работы при содержании нефтяного газа в воздухе у устья скважины и в других возможных местах его скопления выше 20% от нижнего концентрационного предела взрывоопасности.
6. При обнаружении газа выше предельно допустимой концентрации (ПДК) по санитарным нормам: углеводороды - 300 мг/м<sup>3</sup>; сероводород в смеси с углеводородами - 3мг/м<sup>3</sup>; окись углерода - 20 мг/м<sup>3</sup> необходимо приостановить все работы, кроме работ по обеспечению безопасности персонала, надеть противогазы, выйти из загазованной зоны, сообщить об этом непосредственному руководителю работ.
7. Производство аварийных и ремонтных работ в загазованной зоне разрешается только с использованием изолирующих дыхательных аппаратов. В загазованной зоне должны находиться не менее двух человек. Указанные работы должны выполняться под непосредственным руководством ответственного руководителя работ.
8. Работа по ликвидации открытого фонтана должна проводиться силами работников противонантанной службы (противонантанной военизированной части) и пожарных подразделений по специальным планам, разработанным штабом, создаваемым пользователем недр. Штаб несет полную ответственность за реализацию разработанных мероприятий.
9. Запасы прочности буровой колонны при воздействии на нее статической осевой растягивающей нагрузки показаны в табл. 8.6.
10. Запасы прочности обсадной колонны при воздействии избыточных давлений и растяжении приведены в табл. 9.4.
11. Для разрушения внутренних деталей технологической оснастки, стыковочных устройств и цементных стаканов в обсадных колоннах следует применять компоновки низа буровой колонны и технологии, предохраняющие от повреждения обсадных колонн. [3, глава XVIII, п.368].
12. При длительных остановках или простоях скважин буровой инструмент должен быть поднят в башмак обсадной колонны. Ствол скважины должен периодически шаблонироваться или прорабатываться до забоя. Периодичность этих операций устанавливается буровой организацией.
13. При бурении наклонно-направленных и горизонтальных скважин должны контролироваться: азимут и зенитный угол ствола скважины; пространственное расположение ствола скважины; взаимное расположение стволов бурящейся и ранее пробуренных соседних скважин.
14. В процессе проходки ствола скважины постоянно контролировать: вес на крюке; плотность бурового раствора; расход бурового раствора на входе и выходе из скважины; уровень раствора в приемных и доливной емкостях в процессе углубления, при промывках скважины и проведении спускоподъемных операций. Средства контроля представлены в таблице 14.2.

3 **Спуско-подъемные операции** [3, глава XIX].

1. Буровой мастер обязан лично проверять исправность превенторов и задвижек не реже одного раза в сутки, а перед каждым спуском и подъемом буровых труб проверку эту должен проводить бурильщик. Результаты всех проверок должны заноситься в специальный журнал проверки технического состояния оборудования.
2. Буровая бригада ежедневно должна проводить профилактический осмотр подъемного оборудования (лебедки, талевого блока, крюка, кронблока, вертлюга, штропов талевого каната и устройств для его крепления, элеваторов, спайдеров, предохранительных устройств, блокировок и другого оборудования) с записью в журнале проверки оборудования.
3. При спуске буровой колонны запрещается включать клиновой захват до полной остановки колонны.
4. При подъеме буровой колонны наружная поверхность труб должна очищаться от бурового раствора с помощью специальных приспособлений (обтираторов).

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изн.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС5--ILO.IOS3.4.2.TCH	Лист
							196

5. На устье необходимо устанавливать устройство, предупреждающее падение посторонних предметов в скважину при отсутствии в ней колонны труб.
6. Для предотвращения попадания пластового флюида в бурильные трубы в нижнюю часть бурильной колонны следует устанавливать обратный клапан: исправность клапана необходимо проверять перед каждым спуском бурильного инструмента в скважину.
7. Во избежание возникновения больших гидродинамических колебаний давления в скважине скорость спуска и подъема инструмента следует ограничивать в соответствии с фактическими условиями.
8. Запрещается проводить спускоподъемные операции при:
- неисправности ограничителя подъема талевого блока, ограничителя допустимой нагрузки на крюке;
  - неисправности спускоподъемного оборудования и инструмента;
  - скорости ветра более 20 м/сек;
  - потере видимости более 20 м при тумане и снегопаде.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
									197
Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС5--ILO.IOS3.4.2.TCH			

4	<p><b>Буровые растворы</b> [3, глава XX ].</p> <p>1. Плотность бурового раствора при вскрытии газонефтеводосодержащих горизонтов должна определяться для горизонта с максимальным градиентом пластового давления в интервале совместимых условий бурения.</p> <p>2. Максимально допустимая репрессия должна исключать возможность гидроразрыва или поглощения бурового раствора на любой глубине совместимых условий бурения (табл. 5.5)</p> <p>3. Повышение плотности бурового раствора, находящегося в скважине, путем закачивания отдельных порций утяжеленного раствора запрещается.</p> <p>4. Очистка бурового раствора от выбуренной породы и газа, дезактивация шлама при его утилизации должны осуществляться комплексом средств, предусмотренным рабочим проектом на строительство скважины (табл. 7.7).</p> <p>По совместному решению проектировщика, заказчика и подрядчика разрешаются отклонения от требований пункта 387 Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности в следующих случаях:</p> <p>при поглощениях бурового раствора в процессе бурения (с выходом или без выхода циркуляции);</p> <p>при проектировании и производстве буровых работ со вскрытием продуктивных пластов с забойными давлениями, приближающимися к пластовому (на равновесии) или ниже пластового (на депрессии). [3,п. 391].</p> <p>5. При производстве буровых работ 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[3,п. 394].</p>
5	<p><b>Основные проектные решения, направленные на уменьшение риска аварий.</b></p> <p>Для обеспечения безопасности проведения буровых работ проектом предусмотрены следующие решения:</p> <p>1. Тип и параметры бурового раствора, предусмотренные проектом, обеспечивают безаварийные условия бурения и качественное вскрытие продуктивного горизонта.</p> <p>2. Плотность бурового раствора определена из расчета гидростатического давления в скважине, превышающего текущее пластовое давление на 5-10%.</p> <p>3. Для предупреждения ГНВП и обвалов стенок скважины в процессе подъема колонны бурильных труб следует производить долив бурового раствора в скважину. Режим долива должен обеспечивать поддержание уровня раствора в скважине близким к ее устью. Предельно допустимое понижение уровня раствора устанавливается рабочим проектом с учетом допусков по п. 387 ПБНГП. Свойства бурового раствора, доливаемого в скважину, не должны отличаться от находящегося в ней [3, п.457].</p> <p>4. Объемы вытесняемого из скважины при спуске бурильных труб и доливаемого раствора при их подъеме должны контролироваться и сопоставляться с объемом поднятого или спущенного металла бурильных труб. При разнице между объемом доливаемого бурового раствора и объемом металла поднятых труб более 0,5м<sup>3</sup> подъем должен быть прекращен и приняты меры, предусмотренные инструкцией при газонефтепроявлениях [3, п.458].</p> <p>5. После закрытия превенторов при газонефтепроявлениях необходимо установить наблюдение за возможным возникновением грифонов вокруг скважины и пропусков(жидкости, газа) в соединениях и узлах противовыбросового оборудования [3,п.456].</p> <p>6. Тип превенторной установки, манифольда, гидроуправления превенторами, пульт управления дросселем предусмотрены в проекте по утвержденной схеме обвязки устья скважины.</p>

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС5--ILO.IOS3.4.2.TCH	Лист 198
------	-------	------	-------	-------	------	--------------------------------	-------------

7. После спуска технической колонны на устье устанавливается превенторная установка, обеспечивающая герметизацию скважины при спуске буровой колонны и без нее.
8. Противовыбросовое оборудование собирается из узлов и деталей заводского изготовления, Разрешается применение отдельных узлов и деталей, изготовленных на БПО организации в соответствии с техническими условиями (эскизы, размеры, характеристики материала, из которого изготовлены отдельные узлы и детали), согласованными с противодобывающей службой. Изготовленные узлы и детали должны иметь технические паспорта [3, п. 433].
9. Превенторы должны периодически проверяться на закрытие и открытие. Периодичность проверки устанавливается буровой организацией, но не реже 1 раза в месяц [3, п. 440].
10. При замене вышедших из строя деталей превентора или одного из узлов превенторной сборки, смене плашек на устье превенторную установку подвергают дополнительной опрессовке на величину давления испытания колонны [3, п. 441].
11. Плашки превенторов, установленных на устье скважины, должны соответствовать диаметру применяемых буровых труб. Глухие плашки устанавливают в нижнем превенторе, когда в сборке отсутствует превентор со срезающими плашками.
12. Работники, осуществляющие непосредственное руководство и выполнение работ по бурению, освоению, ремонту и реконструкции скважин, ведению геофизических и ПВР на скважинах, раз в 2 года должны дополнительно проходить обучение и аттестацию по курсу «Контроль скважин. Управление скважиной при ГНВП» в специализированных Учебных центрах, имеющих соответствующую лицензию.
13. Проверка знаний у рабочих должна проводиться не реже одного раза в 12 месяцев в соответствии с квалификационными требованиями производственных инструкций и/или инструкции по данной профессии.
14. Перед вскрытием пласта с возможными флюидопроявлениями необходимо провести инструктаж членов буровой бригады согласно «Типовой инструкции по предупреждению и первичным действиям вахты при ликвидации газодонефтепроявлений», учебную тревогу.
15. Оборудование, специальные приспособления, инструменты, спецодежда, средства страховки и индивидуальной защиты должны находиться в полной готовности [3].

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС5--ILO.IOS3.4.2.TCH			199



### 15.1.1 Решения по обеспечению пожаробезопасности

1. Общие требования к пожарной защите помещений, зданий и других сооружений на всех этапах строительства скважины регламентированы СНиП 21-01-97 «Пожарная безопасность зданий и сооружений».

2. Для организации безопасного ведения работ на буровой инженерно-технический и рабочий персонал должны быть обеспечены следующей нормативно-технической документацией по противопожарной безопасности:

- «Правила противопожарного режима в Российской Федерации» от 16.09.2020 г. №1479.
- ППБО-85. Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности.
- Руководство по обеспечению пожарной безопасности и пожарно-техническому обследованию объектов геологоразведочных работ. Мингео СССР, 1989г.
- СП 3.13130.2009 «Системы противопожарной защиты. Система оповещения и управления эвакуацией людей при пожарах. Требования пожарной безопасности»
- СП 9.13130.2009. Свод правил «Техника пожарная. Огнетушители. Требования к эксплуатации»
- Постановление Правительства РФ от 16 февраля 2008г. №87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию».
- Федеральный закон от 22 июля 2008г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»;
- Федеральный закон от 21.12.1994г. № 69-ФЗ "О пожарной безопасности" Проектные решения направлены на обеспечение защиты населения и территорий и снижение материального ущерба от пожаров при ведении буровых работ.
- Федеральный Закон от 30.12.2009г. № 384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений».

3. На буровой должны соблюдаться следующие организационные мероприятия по обеспечению пожарной безопасности:

- к работе допускаются работники только после прохождения дополнительного обучения по программе пожарно-технического минимума по предупреждению и тушению возможных пожаров;
- определяется порядок обесточивания электрооборудования в случае пожара;
- устанавливается порядок действия работников при обнаружении пожара;
- регламентируется порядок проведения временных огневых работ;
- устанавливается порядок подачи средств пожаротушения к очагу пожара, а также проведения мероприятий по спасению людей и материальных ценностей.

4. В соответствии с СП 3.13130.2009 «Системы противопожарной защиты. Система оповещения и управления эвакуацией людей при пожарах. Требования пожарной безопасности» для буровой предусмотрен I тип системы оповещения людей о пожаре: способ оповещения - звуковой (звонки, тонированный сигнал и др.): очередность оповещения - всех одновременно.

5. Наиболее пожароопасным объектом на буровой является склад ГСМ.

Склад ГСМ оборудован молниезащитой, обвалован грунтовой насыпью высотой 1м, гидроизолирован цементно-бentonитовой пастой, оборудован средствами пожаротушения, включая огнетушители и мотопомпу, все емкости оборудованы дыхательными клапанами.

Изнв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС5--ILO.IOS3.4.2.TCH	Лист
							200

6. Подача воды на охлаждение и тушение пожара передвижной пожарной техникой предусмотрена от пожарных емкостей объемом 63х2 м<sup>3</sup>, находящейся на площадке буровой. В качестве пожарных емкостей могут использоваться свободные емкости БДЕ. На площадке буровой предусмотрено наличие мотопомпы.(СП 8.13130.2009г., п.9.10)

7. Согласно «Правилам противопожарного режима в Российской Федерации» от 16.09.2020 г. №1479, НПБ 166-97 «Пожарная техника. Огнетушители. Требования к эксплуатации» и «Руководству по обеспечению пожарной безопасности и пожарнотехническому обследованию объектов», буровая должна быть обеспечена первичными средствами пожаротушения, указанными в таблице 15.8.

8. Противопожарные расстояния приняты в соответствии с нормами ВНТП 3-85, ВНТП 01/87/04/84, СП18.13330.2011; СП 231.1311500.2015 и составляют:

- 8.1. - от устья скважины до служебных и бытовых помещений – не менее высоты вышки плюс 10 м.
  - 8.2. - от устья строящейся скважины до котельной – не менее 40м.
  - 8.3. - от энергоблока до склада ГСМ – не менее 30м.
  - 8.4. - от емкостей для пожаротушения до бытовых помещений (зданий) и наружных установок – не менее 20 м.
  - 8.5. - от емкостей для пожаротушения до склада ГСМ – не менее 40 м.
  - 8.6. - от емкостей для пожаротушения до устьев скважин – не менее высоты вышки плюс 10 м.
  - 8.7. - от склада ГСМ до котельной установки – не менее 40 м.
  - 8.8. - от склада ГСМ до устья скважины – не менее 40 м.
- Площадка для размещения пожарной техники, размером не менее 20х20м, по требованиям п. 6.1.30 СП 231.1311500.2015 расположена на расстоянии:
- 8.9. - от устьев скважин – не менее высоты вышки плюс 10 м.
  - 8.10. - от склада ГСМ – не менее 40 м.

С целью повышения пожарной безопасности при ведении монтажных и строительных работ, необходимо выполнение следующих мероприятий:

- вокруг склада ГСМ сделать земляную обваловку высотой не менее 1 м с двумя лестницами-переходами шириной не менее 0.7м, расположенными на противоположных сторонах обвалования;
- дежурное помещение с радиостанцией должно находиться от устья скважины на расстоянии не менее высоты буровой вышки плюс 10м (п. 7.1.1.18 ППБО- 85);
- вокруг буровой предусмотреть площадки для размещения пожарной техники с обеспечением расстояния от площадок до устья скважины не более 15м (п. 7.1.1.2 ППБО-85);
- в зимнее время обеспечить утепление предусмотренных проектом пожарных резервуаров, установить светоотражающие указатели (Правила противопожарного режима в российской Федерации» от 16.09.2020 г. №1479) приказом (распоряжением) создать на объекте ведомственную или добровольную пожарную дружину (команду), в которой определить ее численность, обязанности членов дружины (команды), порядок обучения дружины (команды), порядок ее действия при пожаре. Приказ согласовать с отрядом ГПС (п. 1.9 ППБО-85);

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			2021/354/ДС5--ILO.IOS3.4.2.TCH						
Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата				

- все пожарно-техническое оборудование, используемое на буровой площадке, должно иметь сертификат пожарной безопасности;
- электрооборудование жилых вагон-домиков и других инвентарных зданий производственной и жилой зоны выполняется в соответствии с требованиями ГОСТ 23274-84 и ПУЭ-8. После монтажа электрических сетей произвести замер сопротивления изоляции электропроводки. В дальнейшем такие замеры производить не реже 1 раза в 3 года с оформлением соответствующего акта (протокола);
- расстояние между группами сблокированных вагон-домиков (не более 10 вагон-домиков в группе и общей площадью не более 800м<sup>2</sup>) должно составлять не менее 15м;
- для вахтового поселка и каждого взрывопожароопасного и пожароопасного участка разработать инструкции о мерах пожарной безопасности, которые утвердить приказом руководителя предприятия, приказ направить в инспекцию Госпожнадзора района;
- со всеми работниками буровой провести противопожарный инструктаж с проставлением отметок в журнале инструктажей.

9.Цех по добыче нефти и газа должен иметь в своем составе материалы и оборудование для тушения лесных пожаров (требование п. 8 пп. «д» «Правил безопасности в лесах РФ»).

### **15.1.2 Решения по обеспечению газовой безопасности**

В связи с тем, что на буровой находятся легкоиспаряющиеся углеводородные жидкости (дизельное топливо, нефть), проектом предусмотрены мероприятия газозащиты персонала. Мероприятия разработаны в соответствии с «Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденными приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020г. №534 (зарегистрировано в Минюсте России 29.12.2020г за № 61888).

Мероприятия содержат основные требования по безаварийному функционированию производственных объектов и защите работающих.

**1.** Рабочие и ИТР, работающие на буровой, под руководством работников, осуществляющих профподготовку, должны пройти специальное обучение по безопасному ведению работ, тренировку пользования противогазами и другими средствами защиты, оказанию доврачебной помощи при отравлении углеводородными газами, в т.ч. способом искусственного дыхания и сдают экзамены. Подготовка и аттестация специалистов в области промышленной безопасности проводится в объеме, соответствующем их должностным обязанностям. Проверка знаний у рабочих должна проводиться не реже одного раза в 12 месяцев в соответствии с квалификационными требованиями производственных инструкций или инструкции по данной профессии. Работники, осуществляющие непосредственное руководство и выполнение работ по бурению, освоению на скважинах, раз в 2 года должны дополнительно проходить проверку знаний по курсу «Контроль скважины. Управление скважиной при НГВП».

**2.** Для своевременного определения наличия газов в воздухе рабочих зон, в производственных и жилых помещениях, а так же для своевременного выяснения и устранения причин загазованности на объектах, проектом предусмотрен непрерывный

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС5--ILO.IOS3.4.2.TCH	

автоматический контроль с помощью стационарных газосигнализаторов и периодический контроль с помощью переносных газосигнализаторов.

*Контроль воздушной среды стационарными газоанализаторами производится:*

2.1. в рабочей зоне буровой площадки - у ротора;

2.2. в рабочей зоне подвыщечного основания;

2.3. в рабочей зоне насосного блока – у клапанных коробок буровых насосов;

2.4. в рабочей зоне блока циркуляционной системы;

2.5. в блоке ЦСГО – возле вибростит и около дегазатора при его размещении в отдельном помещении;

*Контроль воздушной среды переносными газоанализаторами производится:*

2.6. на площадке ГСМ.

2.7. в рабочей зоне подвыщечного основания – у превентора и манифольдной линии;

2.8. в рабочей зоне силового блока – у пульта управления электродвигателями;

2.9. в рабочей зоне насосного блока у пультов управления насосами и пусковыми задвижками, блока приготовления, очистки и дегазации промывочной жидкости;

2.10. в рабочей зоне циркуляционной системы;

2.11. в подсобных (сушилка, раздевалка, столовая) и жилых помещениях.

Перечень средств контроля воздушной среды на буровой и места их установки приведен в таблице 15.6.

Анализ воздуха проводят через каждые 8 часов в закрытых помещениях и один раз в сутки на открытом воздухе. Результаты анализов записывают в специальный журнал. При обнаружении загазованности выше допустимой концентрации (ПДК) по санитарным нормам: сероводород в смеси с углеводородами – 3 мг/м<sup>3</sup>; окись углерода - 20 мг/м<sup>3</sup>, отбор проб воздуха ведут непрерывно через каждые 18-20 минут, необходимо приостановить все работы, кроме работ по обеспечению безопасности персонала, надеть противогазы, выйти из загазованной зоны, сообщить об этом непосредственному руководителю работ.

Склад ГСМ оснащается датчиками сигнализаторов дозрывных концентраций (ДВК), срабатывающими при достижении концентрации паров нефтепродукта 20% от нижнего концентрационного предела распространения пламени (НКПР) согласно «Руководству по безопасности для нефтебаз и складов нефтепродуктов» приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 26 декабря 2012 года № 777.

**3.** На буровой должно быть оборудовано отдельное помещение со стеллажами для хранения средств индивидуальной защиты. Перечень индивидуальных средств защиты приведен в таблице 15.3

**4.** Проектом предусмотрены также дополнительные меры, препятствующие возникновению чрезвычайных ситуаций из-за проявления загазованности:

- буровая установка устанавливается на фундамент, обеспечивающий свободное размещение противовибросового оборудования и естественное вентилирование подвышенного пространства;

- в насосном блоке и блоке очистки предусмотрена приточно-вытяжная вентиляция помещения;

- вахтовый поселок располагается от устья буровой скважины и привыщечных сооружений с подветренной стороны господствующего направления ветров;

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС5--ILO.IOS3.4.2.TCH	Лист
							203

- в период загазованности не допускается использование переносных светильников общего назначения, курение, использование открытого огня, сварочные работы;
- основные блоки жизнеобеспечения буровой (жилой поселок, котлопункт, балок бурового мастера) располагаются вне радиуса падения вышки;
- в помещениях и на открытых площадках, где могут образовываться по условиям технологического процесса взрыв или пожароопасные смеси, светильники запроектированы во взрывозащитном, пыленепроницаемом исполнении.
- Электрооборудование (электродвигатели буровой установки, контрольно-измерительные приборы, вибростата, электрические светильники, средства блокировки, сигнальные устройства), установленное во взрывоопасной зоне класса 0;1;2 должно быть выполнено во взрывозащищенном исполнении и иметь уровень взрывозащиты, в соответствии с Техническим регламентом о требованиях пожарной безопасности № 123-ФЗ, вид взрывозащиты – категории и группе взрывоопасной смеси [3, Глава IX, п.150].
- Эксплуатация электрооборудования при неисправных средствах взрывозащиты, блокировках, нарушениях схем управления и защиты не разрешается.

### **15.1.3 Противофонтанные мероприятия**

Для обеспечения безопасного и безаварийного ведения буровых работ все мероприятия по охране труда во время строительства скважины выполнять в соответствии:

-с «Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденными приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020г. №534 (зарегистрировано в Минюсте России 29.12.2020г за № 61888).), глава XXIV;

-с «Инструкцией по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов при строительстве и ремонте скважин в нефтяной и газовой промышленности», РД 08-254-98;

с «Инструкцией по испытанию обсадных колонн на герметичность», Москва, 1999г.

-с «Регламентом распределения скважин, находящихся в бурении, освоении, капитальном и текущем ремонте на территории Пермского края, по категории опасности возникновения газонефтеводопроявлений», приложение к приказу ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» от 09.04.2021г. № а-225.

### ***Предупреждение нефти – газо - и водопроявлений.***

Контроль за скважиной, который должен включать три стадии(линии) защиты:

-первая линия защиты – предотвращение притока пластового флюида в скважину за счет поддержания достаточного давления столба жидкости;

-вторая линия защиты – предотвращение поступления пластового флюида в скважину за счет использования гидростатического давления столба жидкости и противовыбросового оборудования;

Изнв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			2021/354/ДС5--ILO.IOS3.4.2.TCH						
Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата				

-третья линия защиты(защита от открытого выброса) – ликвидация газонефтеводопроявлений стандартными методами и обеспечение возможности возобновления первой линии защиты.

1. После спуска эксплуатационной колонны, при бурении ниже которой ожидается вскрытие нефтяных и водоносных горизонтов, на устье должно быть смонтировано противовыбросовое оборудование по схеме 5 (ОП-5К1) табл.9.17 (рис 9.1).

2. Ознакомить производственный персонал с планом мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий на опасном производственном объекте ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» (далее – ПЛА), который должен быть оформлен документально в личных картах инструктажа под расписку.

3. ПЛА должен быть вывешен на видном месте, доступном каждому работнику.

4. К работам на скважинах с возможным газонефтеводопроявлением допускаются бурильщики и специалисты, прошедшие подготовку по курсу «Контроль скважины. Управление скважиной при газонефтеводопроявлении» в специализированных учебных центрах и имеющих соответствующую лицензию Ростехнадзора.

5.Перед вскрытием первого флюидосодержащего пласта (за 50м каширского пласта) с возможным флюидопроявлениями необходимо провести:

- инструктаж членов буровой бригады по практическим действиям при ликвидации газанефтеводопроявлений в соответствии с планом ликвидации аварии;

- проверку состояния буровой установки, противовыбросового оборудования, инструмента и приспособлений;

- учебную тревогу «Выброс»;

- проверку наличия в рабочих и запасных емкостях необходимого количества промывочной жидкости, а также необходимого на случай ГНВП запаса материалов и химреагентов для приготовления промывочной жидкости, в соответствии с рабочим проектом;

- оценку готовности оборудования к оперативному утяжелению бурового раствора, пополнению его запаса путем приготовления или завоза на буровую.

6. При обнаружении газонефтепроявлений буровая вахта обязана загерметизировать устье скважины, информировать руководство буровой организации, противодонную службу. После герметизации снять показания манометров на стояке и в затрубном пространстве, время начала проявления, вес инструмента на крюке.

7. После закрытия превенторов при газонефтепроявлениях необходимо установить наблюдение за возможным возникновением грифонов и пропусков (жидкости, газа) в соединениях и узлах противовыбросового оборудования.

8. При вскрытии коллекторов, насыщенных нефтью и газом, на буровой необходимо иметь два шаровых крана. Один устанавливается между ведущей трубой и ее предохранительным переводником, второй является запасным. Все шаровые краны должны находиться в открытом состоянии. Помимо шаровых кранов на буровой необходимо иметь два обратных клапана с приспособлением для установки их в открытом положении. Один кран является рабочим, второй - резервным. При

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			2021/354/ДС5--ILO.IOS3.4.2.TCH						
Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата				

вскрытии продуктивного пласта с содержанием в флюиде сернистого водорода на буровой должно быть три шаровых крана. Один кран устанавливается между рабочей трубой и вертлюгом, второй – между рабочей трубой и её предохранительным переводником, третий является запасным. Краны шаровые и клапаны обратные должны иметь технические паспорта и сведения о проведении дефектоскопии. Опрессовка кранов шаровых и клапанов обратных производится один раз в 6 месяцев. [3, п.436;11, п.4.19]

9. Перед предполагаемым вскрытием продуктивного горизонта и на протяжении всего последующего периода углубления скважины, 1 раз в сутки проверять работоспособность плашечных превенторов и задвижек на открытие и закрытие.

10. Перед началом бурения и после него, а также в отдельных интервалах, указанных в проекте на строительство скважины, производить промывку продолжительностью не менее одного цикла с замером удельного веса промывочной жидкости.

11. При поступлении флюида в процессе промывки или бурения скважины в буровой раствор и снижении плотности бурового раствора от требований ГТН поднимать бурильную колонну из скважины запрещается до устранения отступлений.

12. При снижении плотности промывочной жидкости во время ее циркуляции за счет насыщения раствора пластовым флюидом принять меры к усилению промывки скважины, дегазации бурового раствора, созданию противодавления на пласт при помощи регулируемых штуцеров, при закрытом плашечном превенторе и к доведению параметров раствора до указанных в ГТН.

13. При обнаружении перелива бурового раствора из скважины (когда в ней отсутствовала циркуляция), при подъеме бурильного инструмента, повышения уровня бурового раствора в приемных емкостях в процессе бурения или промывки, а также при поглощении промывочной жидкости с последующим нефтегазопроявлением, немедленно загерметизировать трубное пространство и устье скважины путем закрытия шарового крана, установленного под ведущей трубой, и плашечного или универсального (ПУГ) превентора.

14. В случае поглощения бурового раствора и при наличии газонефтеводопроявления подъем инструмента из скважины запрещается до устранения перелива в течение времени, достаточного для подъема и спуска бурильной колонны.

15. Перед подъемом инструмента из скважины в колонну бурильных труб рекомендуется закачать 1,5 – 2 м<sup>3</sup> более тяжелого бурового раствора для предотвращения сифона.

16. При подъеме бурильного инструмента постоянно доливать скважину раствором, который использовался при бурении, не допуская снижения уровня.

Режим долива скважины при подъеме должен быть непрерывным с поддержанием уровня на устье скважины, и контролируемым через каждые пять свечей бурильных труб, а утяжеленных после подъема каждой свечи. Производить учет и сопоставлять объём долива и вытеснения с объемом поднятого или спущенного металла труб. При разнице между объёмом доливаемого бурового раствора и объемом металла поднятых труб более 0,5м<sup>3</sup> подъем должен быть прекращён и приняты меры, предусмотренные инструкцией по действию вахты при ГНВП. Режим долива должен

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			2021/354/ДС5--ILO.IOS3.4.2.TCH						
Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата				

обеспечивать поддержание уровня раствора в скважине близким к ее устью. Предельно допустимое понижение уровня устанавливается исходя из выбранной плотности бурового раствора с учетом допусков по п. 387[3]. Свойства бурового раствора, доливаемого в скважину, не должны отличаться от находящегося в ней.

Для предотвращения и ликвидации возможных газонефтеводопроявлений доливная емкость 10м<sup>3</sup> устанавливается рядом с площадкой буровой, обвязывается с устьем скважины с таким расчетом, чтобы обеспечивался самодолив скважины или принудительный долив с помощью насоса. Емкость должна быть оборудована уровнемером и иметь градуировку. Объем доливаемого раствора определяется с зависимости от скорости подъема бурильной колонны. Скважина должна быть обеспечена запасом жидкости, соответствующей плотности, в количестве не менее двух объемов скважины [3, п.394].

17. Если при подъеме бурильной колонны возникает предположение о наличии «сальника», то принять меры к его разрушению, путем создания циркуляции, расхаживания инструмента с вращением, обработки раствора. При наличии «сифона» и невозможности его устранения (зашламованность забойного двигателя, долота, другие причины) подъем инструмента проводить на скорости, обеспечивающей равенство объемов извлекаемого металла труб и жидкости, доливаемой в скважину.

18. В случае, когда в процессе подъема инструмента, уровень промывочной жидкости в скважине не снижается, подъем прекратить, восстановить циркуляцию и проверить наличие в ней газа или другого флюида.

19. При вскрытии поглощающего горизонта в процессе бурения с вскрытыми продуктивными горизонтами и отсутствии проявления дальнейшее углубление скважины прекратить, поднять бурильный инструмент в «башмак» колонны, загерметизировать устье и приступить к ликвидации поглощения по специальному плану.

20. В случае вынужденной длительной остановки при вскрытом продуктивном горизонте бурильный инструмент должен быть спущен до «башмака» обсадной колонны, а устье загерметизировано. Периодически допускать бурильную колонну до забоя, промыть скважину до выравнивания параметров бурового раствора до параметров раствора, указанных в соответствии со специально, разработанным планом работ.

21. При простоях длительностью более 1 месяца вскрытые газоносные или нефтяные пласты с большим газовым фактором пласты должны быть изолированы.

22. Перед спуском обсадной колонны в скважину при вскрытых газоносных и напорных пластов плашки одного из превенторов заменить по размеру спускаемой колонны. При отсутствии плашек под обсадную колонну разрешается использовать специальную бурильную трубу с наверху шаровым краном, и переводником под обсадную трубу.

23. Бурение, крепление скважин с частичным или полным поглощением бурового раствора (воды), при возможном флюидопроявлении, проводить по специальному плану, который согласовывается с проектировщиком, противодонной службой и Заказчиком.

24. В процессе испытания колонн на герметичность способом опрессовки создаваемое внутреннее давление на трубы должно превышать не менее чем на 10%

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			2021/354/ДС5--ILO.IOS3.4.2.TCH						
Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата				



возможное давление, возникающее при ликвидации газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов, а также при опробовании и эксплуатации скважины. Колонна считается герметичной, если в течение 30 мин. давление опрессовки снизилось не более чем на 0,5 МПа. После разбуривания цементного стакана и выхода из-под башмака на 1-3м или перед вскрытием продуктивного пласта техническая колонна вместе с установленным ПВО для проверки качества цементного кольца во избежание прорыва за башмак колонны жидкости или газа при выбросах повторно опрессовываются при спущенной бурильной колонне с закачкой на забой порции воды в объеме, обеспечивающим подъем ее в башмак на 10-20м. Присутствие представителя заказчика на опрессовке обязательно. Результаты опрессовки оформляются актом комиссии, в состав которой включается представитель заказчика [3,п.п.422,423; 17 п.4] .

***15.1.4 Требования к аварийному запасу технических устройств, инструментов, материалов, спецодежды, средств страховки и индивидуальной защиты, необходимых для ликвидации ГНВП и открытых фонтанов***

В соответствии с требованиями п. 466 ПБ НПП, организация, эксплуатирующая ОПО нефтегазового комплекса, должна обеспечить на складах наличие в полной боевой готовности технических устройств, инструментов, материалов, спецодежды, средств страховки и индивидуальной защиты, необходимых для ликвидации ГНВП и открытых фонтанов.

Перечень и количество технических устройств, инструментов, материалов, спецодежды, средств страховки и индивидуальной защиты, необходимых для ликвидации ГНВП и открытых фонтанов, приняты в соответствии с Положением о складах аварийного запаса оборудования, специальных приспособлений, инструмента, материалов, специальной одежды, средств страховки и индивидуальной защиты, необходимых при ликвидации нефтегазоводопроявлений и открытых фонтанов. Изменения и дополнения перечня согласовываются с противofонтанными военизированными частями.

Склады аварийного запаса (АЗ) по объёму закладываемых средств подразделяются на основные и вспомогательные. Основные склады размещаются в местах дислокации военизированных отрядов.

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
									208
Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС5--ILO.IOS3.4.2.TCH			

Таблица 15.2 – Перечень комплектов оборудования, приспособлений, инструментов и других материалов, подлежащих хранению на складах аварийного запаса

№ п/п	Наименование комплекта	Место хранения	
		Основной склад АЗ	Вспомогательный склад АЗ
1	Приспособления и оснастка для сброса аварийного оборудования и наведения запорной арматуры	X	X
2	Оборудование для создания базы на устье скважины	X	-
3	Запорная арматура для установки на устье скважины	X	X
4	Приспособления для сверления отверстий и тампонирувания	X	-
5	Устройства для резки труб	X	-
6	Оборудование и приспособления для принудительного спуска и подъема труб под давлением	X	-
7	Приспособления и устройства для растаскивания оборудования и подготовки устья скважины	X	X
8	Комплект для обустройства рабочих и переходных площадок на устье скважины	X	X
9	Оснащение и материалы бытового обеспечения	X	X
10	Пункт заправки и ремонта газозащитной аппаратуры	X	-
11	Оборудование для электро-, гидро- и пневмопривода приспособлений и устройств	X	-
12	Сменная спецодежда, предохранительные приспособления, защитные средства, материалы, медикаменты	X	X
13	Инструмент и материалы	X	X
14	Оснащение оперативной машины	X	-

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС5--ILO.IOS3.4.2.TCH	Лист
							209

Таблица 15.3 – Перечень оборудования, приспособлений, инструмента, материалов, специальной одежды, средств страховки и индивидуальной защиты для укомплектования складов аварийного запаса, необходимых при проведении работ по ликвидации проявлений и открытых газовых и нефтяных фонтанов

№ комплекта, позиции	Наименование	Ед. изм.	Кол-во	Примечание
<b>1.</b>	<b><i>Приспособления и оснастка для сброса аварийного оборудования и наведения запорной арматуры<sup>1)</sup></i></b>			
1.1.	Автоприцеп г/п 5-7 тонн	шт.	1	
1.2.	Строп с двумя петлями длиной 2 м из троса: диаметр 16 мм	шт.	2	
	диаметр 18 мм	шт.	2	
	диаметр 22 мм	шт.	2	
1.3.	Зажим клиновой ЗКТ 14-17	шт.	4	
	ЗКТ 17-20	шт.	4	
	ЗКТ 20-23	шт.	4	
	ЗКТ 23-26	шт.	4	
1.4.	Зажим для стальных канатов № 13 (10-13) мм	шт.	20	
	№ 19 (16-19) мм	шт.	20	
	№ 27 (23-27) мм	шт.	20	
	№ 32 (27-32) мм	шт.	20	
1.5.	Струбцина для страховки фланцев С-40	шт.	6	
	С-75	шт.	6	
	С-100	шт.	4	
	С-113	шт.	2	
	С-172	шт.	2	
	С-250	шт.	2	
1.6.	Приспособление для переоснастки неподвижного конца талевого каната на ходовой	шт.	1	
1.7.	Приспособление для рубки каната	шт.	2	
1.8.	Ролик оттяжной уравнивающий РОУ.000	шт.	6	
1.9.	Комплект шарниров для наведения запорного оборудования	к-т	1	для каждого применяемого типоразмера фонтанной арматуры и ПВО
1.10.	Серьга для крепления ролика за форкопф трактора	шт.	2	
1.11.	Ролик установочный с фиксатором РУ.000 (РУБК.000) со сменными втулками	шт.	8	
1.12.	Ролик с креплением за элеватор РЭ.000	шт.	2	
1.13.	Блок канатный оттяжной БКО.200 или ролик оттяжной г/п 10 т	шт.	1	
1.14.	Талреп (стяжной винт) М20 L=300 мм	шт.	4	
	М30 L=500 мм	шт.	4	
1.15.	Скоба такелажная	шт.	10	

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

№ комплекта, позиции	Наименование	Ед. изм.	Кол-во	Примечание
1.16.	Траверса к крану КП-25	шт.	1	
1.17.	Хомут монтажный универсальный ХМУ-245	шт.	1	
1.18.	Динамометр 10 т	шт.	1	
	Динамометр 20 т	шт.	1	
1.19.	Шпилька-ропсочет с канатом М-36, М-42, М-48	шт.	4	
1.20.	Ролик направляющий к превентору типа ППГ	шт.	4	
1.21.	Ролик монтажный РМ.ППГ	шт.	4	
1.22.	Ролик самоустанавливающийся РС-20	шт.	4	
<p><sup>1)</sup> Перечень предусматривает минимально необходимое количество. По согласованию с военизированными частями Перечень может быть дополнен как по номенклатуре, так и по количеству закладываемых средств.</p>				
<b>2.</b>	<b>Оборудование для создания базы на устье скважины<sup>2)</sup></b>			
2.1.	Фланец колонный разъемный любой известной конструкции (ФКР, ФКРУ, ФР, ФКН и др.) под трубы			
	диаметр 140 мм	к-т	1	
	диаметр 146 мм	к-т	1	
	диаметр 168 мм	к-т	1	
	диаметр 219 мм	к-т	1	
	диаметр 245 мм	к-т	1	
	диаметр 324 мм	к-т	1	
	диаметр 426 мм	к-т	1	
2.2.	Фланец монтажный каждого типоразмера	к-т	1	
2.3.	Фланец разъемный под муфту трубы			
	диаметр 140 мм	к-т	1	
	диаметр 146 мм	к-т	1	
	диаметр 168 мм	к-т	1	
	диаметр 219 мм	к-т	1	
	диаметр 245 мм	к-т	1	
	диаметр 324 мм	к-т	1	
	диаметр 426 мм	к-т	1	
<p><sup>2)</sup> Комплектуется типоразмерами, соответствующими применяемым в данном районе обсадным трубам.</p>				
<b>3.</b>	<b>Запорная арматура для установки на устье скважины</b>			
3.1. <sup>3)</sup>	Установка превенторная	к-т	1	
3.2. <sup>3)</sup>	Крестовина к превентору	шт.	1	
3.3.	Задвижка стальная прямоочная с ручным приводом ЗМ 80х35	шт.	4	
3.4.	Задвижка стальная прямоочная D <sub>y</sub> =150 мм, P <sub>p</sub> =210 кгс/см <sup>2</sup>	шт.	2	
3.5. <sup>3)</sup>	Фланец с трубной резьбой под превентор	шт.	1	
3.6. <sup>3)</sup>	Катушка надпревенторная	шт.	1	
3.7. <sup>3)</sup>	Фланец под превентор с отводной трубой	шт.	1	

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

№ комплекта, позиции	Наименование	Ед. изм.	Кол-во	Примечание
3.8.	длинной 2-4 м Уплотнение к крышкам превенторов	шт.	6	
3.9.	Катушки переходные под все типоразмеры применяемого оборудования	к-т	2	
3.10.	Сменные плашки в сборе к превенторам (трубные)	пара	2	для каждого размера применяемых труб
3.11.	Сменные плашки в сборе к превенторам (глухие)	пара	2	
3.12.	Сменные плашки к превенторам (стальные глухие)	пара	1	
3.13.	Кольцо металлическое уплотнительное	шт.	5	
3.14.	Шпильки с двумя гайками М48, М42, М36, М30, М27, М24, М20	к-т	36-48	
3.15.	Пульт управления ПВО с комплектом масляных трубок L>200м	шт.	1	
3.16.	Ключ превенторных крышек	к-т	1	
3.17.	Ключ для штурвала задвижек	шт.	2	
<i>3) Комплектуется типоразмерами в зависимости от применяемого в данном районе оборудования.</i>				
<b>4.</b>	<b>Приспособления для сверления отверстий и тампонирования</b>			
4.1. <sup>4)</sup>	Приспособление для сверления труб под давлением	к-т	1	для всех применяемых размеров ведущих труб
4.2.	Хомут под трубы диаметром (73-426) мм	к-т	3	
4.3.	Хомут под ведущую трубу	к-т	3	
4.4.	Вкладыш под ведущую трубу	к-т	3	
4.5.	Кран в/д под манометр	шт.	1	
4.6.	Манометр диаметр 160, P=(160-400) кгс/см <sup>2</sup>	шт.	1	
4.7.	Сверло диаметр 42 мм	шт.	3	
4.8.	Сверло диаметр 21 мм	шт.	3	
4.9.	Клин для выбивания сверл	шт.	1	
4.10.	Палец установочный диаметром 41,5 мм диаметром 20,5 мм	шт. шт.	5 5	
4.11.	Устройство для подачи тампонов	к-т	1	любой конструкции
4.12.	Тройник тампонажный	шт.	2	
4.13.	Патрубок тампонажный длиной (1-1,5) м	шт.	2	
4.14.	Тампонирующий материал: - алюминиевые шары диаметр от 10 до 40 мм	кг	100	диаметр шаров через 5 мм

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

№ комплекта, позиции	Наименование	Ед. изм.	Кол-во	Примечание
4.15.	- резиновые шары диаметр от 10 до 40 мм	кг	50	- "-
	- обрезки клинового ремня	кг	50	
	- резина, ветошь, обрезки пенькового каната	кг	100	
	Кольцо резиновое уплотнительное для быстроразъемных соединений манифольда цементировочного агрегата	шт.	50	
4.16.	Гидропережиматели труб диаметром (73-146) мм	к-т	1	
	диаметром (168-245) мм	к-т	1	
4.17.	Быстроразъемное соединение	шт.	6	
<i>4) Конструкции устройств могут быть различными</i>				
<b>5.</b>	<b>Устройства для резки труб</b>			
5.1. <sup>5)</sup>	Труборезка наружная универсальная резцовая для труб диаметр 114-324 мм	к-т	1	
5.2.	Резец к труборезке	шт.	5	
5.3.	Труборезка гидравлическая ГТ-000	к-т	1	
5.4.	Щит предохранительный	шт.	1	
5.5.	Насадка из твердого сплава диаметр (4-8) мм	шт.	5	
5.6.	Ключ для смены насадок	шт.	1	
5.7.	Штурвал управления	к-т	1	
5.8.	Очки защитные	шт.	1	
5.9.	Угловая шлифовальная машинка	шт.	1	
5.10.	Диски отрезные	шт.	20	
5.11.	Шлифовальные круги	шт.	10	
5.12.	Песок кварцевый диаметр (0,5-0,8) мм в мешках (пропант)	т	3	
5.13.	Сетка для просеивания кварцевого песка (ячейки 0,5 x 0,5 или 0,8 x 0,8)	шт.	1	
<i>5) Могут быть и другие конструкции, в т.ч. с гидроприводом.</i>				
<b>6.</b>	<b>Оборудование и приспособления для принудительного спуска и подъема труб под давлением</b>			
6.1.	Установка для спуска (подъема) труб в скважину гидроприводная	к-т	1	
6.2.	Герметизирующая головка (ГГ) с проходом 230 мм с манжетами под весь применяемый ряд труб	к-т	3	
6.3.	Герметизирующая головка (ГГ) с проходом 350 мм с манжетами под весь применяемый ряд труб	к-т	3	
6.4.	Катушка переходная: с ГГ на превентор с ГГ на шлипсовую катушку	шт. шт.	1 1	присоединительные размеры катушки соответствуют применяемому ПВО
6.5.	Катушка шлипсовая СУМ.000	шт.	3	

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

№ комплекта, позиции	Наименование	Ед. изм.	Кол-во	Примечание
6.6.	Клинья к шлипсовой катушке для труб диаметр 73, 89, 114, 127 мм	к-т	3	каждого типоразмера применяемых в данном регионе труб
6.7.	Приспособление для открытия клиньев шлипсовой катушки со столом под элеватор ПОШ.000	к-т	1	
6.8.	Хомут страховочный для принудительного спуска и задержки труб диаметр 48, 60, 73, 89, 114, 127 мм	шт.	3	каждого типоразмера применяемых в данном регионе труб
6.9.	Клапаны обратные для насосно-компрессорных труб диаметр 48, 60, 73, 89 мм	шт.	3	каждого типоразмера применяемых в данном регионе труб
6.10.	Клапаны обратные для бурильных труб диаметр (114-127) мм	шт.	3	каждого типоразмера применяемых в данном регионе труб
6.11.	Приспособление для открытия обратного клапана	к-т	1	
6.12.	Кран шаровой	шт.	2	
6.13.	Ключ для управления шаровым краном	шт.	2	
6.14.	Клапаны оборудования низа труб диаметр 48, 60, 73, 89, 114, 127 мм	шт.	3	каждого типоразмера применяемых в данном регионе труб
6.15.	Подкладочная вилка под трубы диаметр 48, 60, 73, 89 мм	шт.	1	- "-
6.16.	Шаблоны для калибровки проходного канала инструмента	шт.	1	
6.17. <sup>6)</sup>	Приспособление для выпрессовки манжет герметизирующей головки и протаскивания первой трубы	к-т	1	
6.18.	Блок однороликовый г/п 20-50 т	шт.	2	
6.19.	Блок двухроликовый г/п 20-50 т	шт.	2	
6.20.	Шпильки с двумя гайками М48, М42, М36	к-т	36-48	кол-во, диаметр и длина соответствуют применяемому оборудованию
6.21.	Кольцо металлическое уплотнительное	шт.	5	каждого применяемого размера
6.22.	Лента уплотнительная ФУМ	кг	2	
6.23.	Масло (глицерин технический) для смазки резиновых элементов герметизирующих головок	л	20	

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

№ комплекта, позиции	Наименование	Ед. изм.	Кол-во	Примечание
6.24.	Комплект оборудования для промывки скважины (КОПС) с ЗИП под трубы диаметр (33-48) мм <i>6) При наличии гидроустановки – не закладывается.</i>	к-т	1	
<b>7.</b>	<b><i>Приспособления и устройства для растаскивания оборудования и подготовки устья скважины</i></b>			
7.1.	Крюк чалочный типа  КЧ-1,6 КЧ-2,0 КЧ-2,5 КЧ-3,2	шт. шт. шт. шт.	15 10 5 5	для северных районов КЧ-1,6 ХЛ КЧ-2,0 ХЛ КЧ-2,5 ХЛ КЧ-3,2 ХЛ
7.2.	Канат стальной диаметр 32 мм с чалочными крюками КЧ-3,2 длиной 50 м КЧ-2,5 длиной 50 м КЧ-2,5 длиной 20 м КЧ-2,5 длиной 10 м	шт. шт. шт. шт.	2 2 4 4	
7.3.	Канат стальной диаметр 28 мм с чалочными крюками КЧ-2,5 длиной 100 м	шт.	4	
7.4.	Канат стальной диаметр (18-22) мм в бухте	м	450	
7.5.	Зажим для стальных канатов: № 19 диаметр (16-19) мм № 21 диаметр (20-23) мм № 32 диаметр (27-32) мм	шт. шт. шт.	10 10 10	
7.6.	Скоба такелажная	шт.	10	
7.7.	Скоба с пальцем	шт.	10	
7.8.	Крючья двух- и трехрогие с переводником под буринструмент	шт.	2	
7.9.	Домкрат гидравлический г/п 20-40 т	шт.	2	
7.10.	Газорез для резки металлоконструкций	к-т	1	
7.11.	Шланги кислородные	м	200	
7.12.	Алюминий листовой толщиной (1-2) мм	кг	200	
7.13.	Устройство гидравлическое для резки талевого каната	шт.	1	
<b>8.</b>	<b><i>Комплект для обустройства рабочих и переходных площадок на устье скважины</i></b>			
8.1.	Монтажные леса для оборудования рабочих площадок на устье скважины	к-т	1	
8.2.	Доска обрезная (40-50) мм	м <sup>3</sup>	5	
8.3.	Гвозди разные	кг	100	
<b>9.</b>	<b><i>Оснащение и материалы для обеспечения отдыха, быта и приема пищи</i></b>			
9.1.	Вагон-домик для отдыха с комплектом инвентаря и спальных принадлежностей	шт.	3	
9.2.	Вагон-сушилка	шт.	1	

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата



№ комплекта, позиции	Наименование	Ед. изм.	Кол-во	Примечание
<b>10.</b>	<b><i>Пункт заправки и ремонта газозащитной аппаратуры</i></b>			
10.1.	Передвижной компрессор производительностью 250 л/мин на давление 300 МПа			
	- компрессоры	шт.	1	
	- компрессоры КД-4-250	шт.	1	
10.2.	Прибор УКП-4	шт.	1	
10.3.	ЗИПы к воздушным аппаратам из расчета на 20 аппаратов	к-т	1	
10.4.	Набор ключей к воздушным аппаратам	к-т	2	
10.5.	Приспособление для контроля и настройки воздушных аппаратов	к-т	2	
10.6.	Спирт-ректификат	л	5	
10.7.	Журнал учета работы компрессоров	шт.	1	
10.8.	Журнал учета проверки и ремонта воздушных аппаратов	шт.	1	
10.9.	Транспортные баллоны	шт.	4	
10.10.	Стол рабочий	шт.	1	
10.11.	Стойка для аппарата	шт.	2	
10.12.	Фильтры	шт.	2	
10.13.	Горноспасатель ГС-8М или ГС-10	шт.	1	
10.14. <sup>7)</sup>	Воздушные дыхательные аппараты	шт.	до 20	
10.15.	Сигнализатор СГГ-3У2	шт.	2	
	<sup>7)</sup> Конкретное количество определяется военизированной службой.			
<b>11.</b>	<b><i>Оборудование для электро-, гидро- и пневмопривода оборудования, устройств и приспособлений</i></b>			
11.1.	Электростанция передвижная со щитом управления N=(100-150) квт	шт.	1	
11.2.	Прожекторная установка	шт.	1	
11.3.	Вентиляторная установка	шт.	1	
11.4.	Электрокабель, провода, электролампы, пускатели, выключатели и др. материалы	к-т	1	состав к-та определяется совместно с комплектующим предприятием - "-
11.5.	Передвижная компрессорная станция ПКС-5 с набором шлангов, отбойных молотков и др.	к-т	1	
11.6.	Станция гидронасосная для привода гидронатаскивателей, установок для спуска труб под давлением (производительность 100-150 л/мин., давление 210 кгс/см <sup>2</sup> )	к-т	1	
11.7.	Станция гидронасосная для привода сверлилок, труборезок, установок для наведения задвижек, кранов и др. (производительность 30-50 л/мин.)	к-т	1	

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

№ комплекта, позиции	Наименование	Ед. изм.	Кол-во	Примечание
11.8.	Трубки, шланги высокого давления, тройники, муфты, соединительные переходники и др.	к-т	1	
11.9.	Установка насосная гидравлическая регулируемая для гидроиспытания устройств и приспособлений	шт.	1	
11.10.	Установка пламеподавления ППП-200 с воздушными баллонами, запорной головкой и комплектом мембран	к-т	2	
11.11.	Масло гидравлическое (трансформаторное)	кг	500	
11.12.	Огнегасящий порошок	кг	2000	
<b>12.</b>	<b><i>Сменная спецодежда, предохранительные приспособления, защитные средства, материалы, обеспечивающие безопасность при аварийных работах, спасательные оживляющие приборы, медикаменты</i></b>			
12.1. <sup>8)</sup>	Костюм мужской для нефтяников ГОСТ 12.4.П-82 тип А	шт.	30	
12.2.	Костюм мужской для работников, занятых ликвидацией открытых нефтяных и газовых фонтанов, ТУ 17-911-72	шт.	30	
12.3. <sup>8)</sup>	Костюм мужской брезентовый ГОСТ 03398-681 тип Б	шт.	50	
12.4. <sup>8)</sup>	Куртка рабочая мужская на утепленной подкладке ГОСТ 12.4.084-80	шт.	50	
12.5.	Костюм металлизированный, термозащитный	шт.	50	
12.6. <sup>8)</sup>	Брюки мужские рабочие на утепленной подкладке ГОСТ 12.4.084-80	шт.	50	
12.7. <sup>8)</sup>	Сапоги для геологов ГОСТ 5394-74	пара	50	
12.8. <sup>8)</sup>	Шапка-ушанка ГОСТ 10325-79	шт.	50	
12.9. <sup>8)</sup>	Рукавицы на меховой подкладке ГОСТ 20176-74	пара	50	
12.10. <sup>8)</sup>	Рукавицы тканевые ГОСТ 12.4.010-75	пара	100	
12.11. <sup>8)</sup>	Рукавицы брезентовые ТУ 78-149-69	пара	100	
12.12. <sup>8)</sup>	Нижнее белье	к-т	50	
12.13. <sup>8)</sup>	Портяночный материал	м	100	
12.14. <sup>8)</sup>	Перчатки шерстяные	пара	50	
12.15.	Носилки медицинские	шт.	1	
12.16.	Аптечки универсальные	шт.	5	
12.17.	Сумки медицинские	шт.	5	
12.18.	Монтажный пояс	шт.	5	
12.19.	Очки защитные	шт.	50	
12.20.	Антифоны (беруши)	к-т	100	
12.22. <sup>8)</sup>	Кошма юртовая	кг	50	
12.23.	Манометры разные P <sub>p</sub> =(100-1000) кгс/см <sup>2</sup> с краном в/д	шт.	10	

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

№ комплекта, позиции	Наименование	Ед. изм.	Кол-во	Примечание
12.24.	Искрогасители к тракторам и агрегатам	шт.	10	
12.25.	Брезент	м <sup>2</sup>	20	
12.26. 8)	Спирт-ректификат	л	5	
12.27.	Фал капроновый	м	50	
12.28.	Карабины к поясам предохранительным	шт.	10	
12.29. 8)	Каски	шт.	50	
12.30. 8)	Подшлемники шерстяные	шт.	50	
12.31. 8)	Валенки	пара	50	
12.32. 8)	Калоши	пара	100	
12.33. 8)	Сапоги арктические	пара	50	
	Примечание – в зависимости от климатических условий номенклатура комплекта согласовывается с военизированными частями.			
	8) Хранится на складе предприятия.			
<b>13.</b>	<b>Инструмент и материалы</b>			
13.1.	Ключи рожковые 2-х сторонние искробезопасные: 9x11; 10x12; 11x13; 12x14; 14x17; 17x19; 19x22; 22x24; 24x27; 27x30; 30x32; 32x36; 36x41; 41x46; 50x55; 55x60; 60x65; 65x70; 70x75; 75x80	к-т	2	
13.2.	Ключи гаечные рожковые 2-х сторонние стальные (те же размеры, что и в п.13.1)	к-т	4	
13.3.	Ключи гаечные накидные искробезопасные S=30, 32, 36, 41, 46, 50, 55, 60, 65, 70, 75 мм	к-т	2	
13.4.	Ключи гаечные накидные стальные S=30, 32, 36, 41, 46, 50, 55, 60, 65, 70, 75 мм	к-т	4	
13.5.	Ключ гаечный разводной 17x46	шт.	2	
13.6.	Ключ газовый трубный № 1 1/4" - 1"	шт.	2	
	№ 3 1/2" - 2"	шт.	2	
	№ 4 3/4" - 3"	шт.	2	
	№ 5 1" - 4"	шт.	2	
13.7.	Ключ цепной № 1	шт.	3	
13.8.	Ключ цепной № 2	шт.	3	
13.9.	Ключ цепной № 3	шт.	3	
13.10.	Цепи запасные к ключам	к-т	3	
13.11.	Инструмент слесарный искробезопасный в комплекте: - молоток слесарный 1,5 - 2,5 кг	шт.	1	
	- бородок	шт.	1	
	- зубило слесарное	шт.	1	
	- секач	шт.	1	
13.12.	Инструмент слесарный стальной в комплекте:	к-т	4	

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

№ комплекта, позиции	Наименование	Ед. изм.	Кол-во	Примечание
	- молоток слесарный 0,4-0,8 кг			
	- зубило слесарное 150-200 мм			
	- секач			
	- кернер 150 мм			
	- отвертка ручная 200-250 мм			
	- отвертка ручная усиленная 230 мм			
	- плоскогубцы			
	- кусачки			
	- монтировка 600-700 мм			
	- тисы			
13.13	Кувалда Q = (2-6) кг искробезопасная	шт.	4	
13.14	Кувалда Q = (2-6) кг стальная	шт.	4	
13.15.	Напильники разные	к-т	3	
13.16.	Лом искробезопасный	шт.	4	
13.17.	Лом стальной	шт.	4	
13.18.	Лопаты штыковые и совковые с черенками	шт.	10	
13.19.	Электродрель с набором сверл	к-т	1	
13.20.	Дрель ручная с набором сверл	к-т	1	
13.21.	Щетка стальная для чистки резьбы	шт.	10	
13.22.	Станок ножовочный по металлу	шт.	2	
13.23.	Полотна ножовочные	шт.	100	
13.24.	Заточный станок	шт.	1	
13.25.	Медь листовая (3-6) мм	кг	50	
13.26.	Свинец листовой (3-6) мм	кг	50	
13.27.	Паронит листовой (3-6) мм	кг	10	
13.28.	Асбест шнуровой и листовой	кг	40	
13.29.	Сальниковая набивка	кг	5	
13.30.	Ремень прорезиненный	м	10	
13.31.	Войлок технический	кг	100	
13.32.	Обтирочный материал	кг	40	
13.33.	Резина сырая (маслостойкая)	кг	100	
13.34.	Резина техническая листовая S=(10-20) мм	м <sup>2</sup>	4	
13.35.	Инструмент мерительный в комплекте:	к-т	2	
	- линейка измерительная металлическая 500 мм	шт.	2	
	- линейка измерительная металлическая 1000 мм	шт.	1	
	- микрометр до 50 мм	шт.	1	
	- микрометр до 100 мм	шт.	1	
	- линейка металлическая до 200 мм	шт.	1	
	- метр складной металлический 1000 мм	шт.	1	
	- рулетка измерительная РС-10	шт.	1	
	- рулетка измерительная РС-20	шт.	1	
	- циркуль разметочный	шт.	1	
	- кронциркуль 200-500 мм	шт.	1	
	- нутромер 150-430 мм	шт.	1	
	- штангенциркуль 0-200 мм	шт.	2	
	- штангенциркуль 0-320 мм	шт.	1	
	- штангенциркуль 0-500 мм	шт.	1	
	- резьбомер	к-т	1	

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

№ комплекта, позиции	Наименование	Ед. изм.	Кол-во	Примечание
13.36.	Набор плотницкого инструмента в комплекте	к-т	1	
13.37.	Солидол	кг	50	
13.38.	Паяльник электрический	шт.	1	
13.39.	Уплотнительная смазка	кг	10	
13.40.	Лента ФУМ	кг	10	
13.41.	Лампа паяльная	шт.	2	
13.42.	Пояс монтажный	шт.	4	
13.43.	Канат пеньковый диаметр 18-36 мм	м	100	
13.44.	Фонарь групповой во взрывоопасном исполнении	шт.	4	
13.45.	Фонарь индивидуальный во взрывоопасном исполнении	шт.	4	
13.46.	Накидные головки к ключам	к-т	2	
13.47.	Набор для нарезания резьбы	к-т	1	
13.48.	Оправки медные	шт.	10	
13.49.	Оправки стальные	шт.	10	
13.50.	Зажимы для стальных канатов			
	№ 13 (10-13) мм	шт.	10	
	№ 19 (16-19) мм	шт.	10	
	№ 27 (23-27) мм	шт.	10	
	№ 32 (27-32) мм	шт.	10	
13.51.	Манометры разные	шт.	10	
13.52.	Кран высокого давления под манометр	шт.	10	
13.53.	Ведро оцинкованные	шт.	10	
13.54.	Ножницы по металлу	шт.	3	
13.55.	Ножи	шт.	3	
13.56.	Ножницы	шт.	3	
13.57.	Кран высокого давления диаметр 50 мм, Pp=400 кгс/см <sup>2</sup>	шт.	6	
13.58.	Трубные заготовки диаметр 127, 146, 168, 245, 324 мм	м	5	каждого типоразмера
	- сталь круглая 40X диаметр (40-120) мм	т	3	
	- сталь толстолистовая (20-100) мм	т	5	
13.59.	Стальные заготовки для различных фланцевых подделок на высокое давление	т	2	
13.60.	Литье переходных катушек	шт.	4	
13.61.	Латунь круглая диаметр (40-150) мм	кг	100	
13.62.	Канат стальной оцинкованный диаметром 12,5; 15,5; 18; 22	м	200	каждого диаметра
13.63.	Метчики и плашки для резьбы M20; M22; M24; M27; M30; M36; M42; M48	к-т	1	
13.64.	Насосно-компрессорные трубы диаметром 33, 48, 60, 73, 89 мм	м	3500	хранятся на складе предприятия
<b>14.</b>	<b><i>Оснащение аварийно-оперативной машины</i></b>			
14.1.	Дыхательные изолирующие аппараты воздушные (в чемоданах)	шт.		по численности боевого расчета
14.2.	Баллоны запасные к газоспасательной аппаратуре:			

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изн.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС5--ILO.IOS3.4.2.TCH	Лист
							220

№ комплекта, позиции	Наименование	Ед. изм.	Кол-во	Примечание
	- 2-литровые заполненные воздухом;	шт.	2	
	- 2-литровые заполненные кислородом	шт.	4	
14.3.	Аппарат искусственного дыхания типа ГС-8 (10, 11)	шт.	1	
	типа ГС-10 (на H <sub>2</sub> S)	шт.	1	
14.4.	Газоанализатор на H <sub>2</sub> S	шт.	2	
14.5.	Газоанализатор на углеводороды нефти на санитарные и дозрывные концентрации	шт.	2	
14.6.	Кошма (брезент)	м <sup>2</sup>	4	
14.7.	Веревка спасательная (фал капроновый)	м	50	
14.8.	Пояс спасательный металлизированный с карабином и металлическим тросом 20 м	шт.	2	
14.9.	Фонари аккумуляторный во взрывобезопасном исполнении	шт.	2	
14.10.	Флажки сигнальные	шт.	10	
14.11.	Набор знаков для опасных зон и мест	шт.	5	
14.12.	Лента оградительная	м	250	
14.13.	Металлический пруток с одной стороны заостренный диаметр 8-10 мм высотой 1,5 м для оградительной ленты	шт.	20	
14.14.	Мешки спальные	шт.		По численности боевого расчета
14.15.	Палатка 6-местная	шт.	1	
14.16.	Мегафон	шт.	1	
14.17.	Переговорное устройство (стационарное)	шт.	1	На оперативном а/м
14.18.	Сумка командирская	шт.	1	
14.19.	Бинокль 8-12 кратный	шт.	1	
14.20.	Патроны сигнальные:	к-т	1	
	- красный;	шт.	5	
	- желтый;	шт.	5	
	- зеленый;	шт.	5	
	- белый	шт.	5	
14.21.	Набор ключей:			
	- рожковые 70x75, 60x65, 50x55, 41x46, 32x36, 27x30;	шт.	по 2	
	- накидные 75, 65, 55, 46, 41, 36, 32, 30, 27;	шт.	по 2	
	- цепные № 1, 2;	шт.	по 1	
	- газовые № 3, 4, 5	шт.	по 1	
14.22.	Ключ для штурвала задвижек	шт.	1	
14.23.	Ключ превенторных крышек			по типу применяемых превенторов
14.24.	Усилитель для ключей односторонних накидных длиной до 800 мм	шт.	4	
14.25.	Лопата совковая	шт.	1	
14.26.	Лопата штыковая	шт.	1	

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

№ комплекта, позиции	Наименование	Ед. изм.	Кол-во	Примечание
14.27.	Лом стальной обмедненный	шт.	2	По численности боевого расчета
14.28.	Лом стальной	шт.	1	
14.29.	Кувалда обмедненная 4-8 кг	шт.	1	
14.30.	Кувалда стальная	шт.	1	
14.31.	Секач кузнечный	шт.	1	
14.32.	Ножовка по дереву	шт.	1	
14.33.	Гвоздодер	шт.	1	
14.34.	Щетка металлическая	шт.	2	
14.35.	Станок ножовочный ручной	шт.	1	
14.36.	Полотна	шт.	20	
14.37.	Топор	шт.	1	
14.38.	Зубило	шт.	2	
14.39.	Отвертка	шт.	2	
14.40.	Плоскогубцы	шт.	1	
14.41.	Оправка стальная	шт.	1	
14.42.	Оправка искробезопасная	шт.	2	
14.43.	Молоток стальной	шт.	1	
14.44.	Молоток искробезопасный	шт.	2	
14.45.	Гидравлический резак	шт.	1	
14.46.	Зажимы для стальных канатов	к-т	1	
	10-13 мм	шт.	4	
	16-19 мм	шт.	4	
14.47.	Буксирный трос	шт.	1	
14.48.	Асбестовое полотно	м <sup>2</sup>	2	
14.49.	Лента ФУМ	кг	0,3	
14.50.	Лампа паяльная	шт.	1	
14.51.	Столовая посуда			
14.52.	Термос 10-20 л	шт.	1	
14.53.	Маршрутная карта обслуживаемых объектов	шт.	1	
14.54.	Атлас автодорог	шт.	1	
14.55.	Журнал инструктажа по охране труда	шт.	1	
14.56.	Оперативный журнал	шт.	1	
14.57.	Журнал отбора проб воздушной среды	шт.	1	
14.58.	Журнал учета работы оперативной группы	шт.	1	
14.59.	Нормативные документы по безопасному ведению работ при ликвидации аварий (правила, инструкции)	к-т	1	
14.60.	Огнетушитель углекислотный ОУ-5	шт.	2	
14.61.	Вещмешок			
14.62.	Носилки медицинские	шт.	1	На каждого члена оперативной группы
14.63.	Сумка медицинская	шт.	1	
14.64.	Штангенциркуль на 125 мм	шт.	1	
	на 250 мм	шт.	1	
14.65.	Кронциркуль	шт.	1	
14.66.	Нутромер	шт.	1	

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изн.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

№ комплекта, позиции	Наименование	Ед. изм.	Кол-во	Примечание
14.65.	Рулетка 1 м	шт.	1	
	5 м	шт.	1	
14.66.	Линейка измерительная на 500 мм	шт.	1	
14.69.	Приспособление для приготовления горячей пищи	шт.	1	
Примечания: 1. Медицинская сумка оснащается согласно таблице оснащения; 2. Инструмент и приспособления необходимо уложить в ящики; 3. Командирская сумка комплектуется согласно перечню, утверждаемому начальником части; 4. Палатка в летний период.				

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
									223
Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС5--ILO.IOS3.4.2.TCH			



### 15.1.5 Освоение законченных бурением скважин [3, глава XXVI ]:

Комплекс работ по освоению должен предусматривать меры, обеспечивающие:

- исключение закупорки пласта при вторичном вскрытии;
- сохранение скелета пласта в призабойной зоне;
- предупреждение прорыва пластовой воды и газа из газовой «шапки»;
- термогазодинамические исследования по определению количественной и качественной характеристики пласта и его геологических параметров;
- сохранение, восстановление или повышение проницаемости призабойной зоны;
- предотвращение неконтролируемых газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов;
- безопасное пользование недрами и охрану окружающей среды.

Работы по освоению и испытанию скважин проводятся при обеспечении следующих условий:

- высота подъема цементного раствора за эксплуатационной колонной и качество сформировавшейся крепи соответствуют требованиям проекта на бурение скважины;
- эксплуатационная колонна прошаблонирована, опрессована совместно с колонной головкой и превенторной установкой (фонтанной арматурой), герметична при давлении, превышающем на 10% максимально ожидаемое давление на устье скважины;
- устье с фонтанной арматурой или превенторной установкой и выкидные линии оборудованы и обвязаны в соответствии с утвержденной схемой (рис.10.2, 10.3) [3,495];
- отсутствуют межколонные давления.

В случае возможных отклонений по высоте подъема цемента от проекта работы по освоению и испытанию скважины проводятся после согласования с Заказчиком и проектной организацией.

1. Устье скважины перед перфорацией эксплуатационной колонны должно быть оборудовано противовыбросовым оборудованием по утвержденной схеме, а скважина заполнена буровым раствором (или специальной жидкостью), соответствующим проекту;

2. Подготовительные работы перед спуском заряженного перфоратора в скважину осуществляются в соответствии с требованиями Правил, главы XLIII,[3]

3. Перфорация продуктивного пласта при сниженном уровне или в среде, отличающейся от установленных требований, производится в условиях обеспечения герметизации устья скважины при ГНВП. Технология и порядок проведения таких работ устанавливаются специальным планом, утвержденным Заказчиком и согласованным с противofонтанной службой [3, п.496].

4. Во время перфорации производителем работ должно быть установлено наблюдение за уровнем жидкости скважины.

5. Фонтанная арматура до установки на устье скважина должна быть опрессована на величину рабочего давления, установленного изготовителем, после установки – на давление, равное давлению опрессовки эксплуатационной колонны.

Изнв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			2021/354/ДС5--ILO.IOS3.4.2.TCH						
Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата				

Результаты опрессовки на устье скважины оформляются актом комиссии, в состав которой включается представитель Заказчика [3, п.498];

7.Приток флюида из пласта вызывается путем создания регламентируемых депрессий за счет:

- замены бурового раствора меньшей плотности, техническую воду или дегазированную нефть. При этом разница в плотностях последовательно заменяемых жидкостей не должна быть более 0,5-0,6 г/см<sup>3</sup>; при большей разнице плотностей должны быть ограничены темпы снижения противодавления на пласт.

8. Вызов притока путем снижения уровня в эксплуатационной колонне свабированием, использованием скважинных насосов, нагнетанием инертного газа производится в соответствии с планом работ и согласовывается с Заказчиком.

Работы по снижению уровня в скважине свабированием в проводить в соответствии с ПБНГП, «Правилами ведения ремонтных работ (РД 153-39-023-97) Инструкцией по предупреждению возникновения ГНВП и открытых фонтанов при строительстве, ремонте и эксплуатации нефтяных и газовых скважин на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», действующего на предприятии сборника регламентов и инструкций по ремонту и освоению скважин, Правил безопасности при производстве, хранении и применении взрывчатых материалов промышленного назначения (приказ Ростехнадзора №494 от 03.12.2020) и других действующих на предприятии документов, регламентирующих процесс освоения скважин. Перед началом свабирования устье скважины оборудовать в соответствии с действующей схемой обвязки устья при свабировании для скважин с газовым фактором менее 200м<sup>3</sup>/т.

9.Для проведения свабиования скважины необходимо следующее оборудование и техника [32]:

- устье скважины при свабировании оборудовать и обвязать по утвержденной схеме при свабировании, согласованной с органами Ростехнадзора РФ, противofонтанной службой и главным инженером предприятия. Устьевое оборудование, противовыбросовое (приспособленное для последующего монтажа геофизического оборудования) опрессовать на максимальное ожидаемое давление, но не выше давления опрессовки эксплуатационной колонны;

- рабочая устьевая площадка размером не мее 3 x 4;
- подъемная установка, на крюке талевого блока которой крепится верхний ролик;

- мерная емкость, оборудованная датчиком уровня, установленная на расстоянии не менее 30 м от устья скважины, соединенная жесткой линией с фонтанной арматурой для сбора скважинного флюида;

- насосно-компрессорные трубы (НКТ) диаметром 60, 73, 89 мм в количестве, необходимом для спуска до заданного интервала с установленной на нижней трубе безопасной муфтой, внутренний диаметр которой на 2-3 мм меньше диаметра НКТ (стоп-кольцо, толстостенный патрубкок, переводник), исключающий падение на забой скважины сваба и грузов в случае их обрыва.

10.НКТ должны быть специально подготовленными. При спуске НКТ-60мм должны быть прошаблонированы диаметром 48мм и длиной не менее 900мм; при спуске НКТ-73мм - прошаблонированы диаметром 59,6мм и длиной не менее 880мм;

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

при спуске НКТ-89мм - прошаблонированы диаметром 74мм и длиной не менее 500мм. Трубы должны иметь постоянный диаметр и быть плотно подогнанными в муфтовых соединениях. При необходимости проведения исследований, низ НКТ оборудуется воронкой для прохождения геофизических приборов.

11. При подъеме НКТ должен быть обеспечен постоянный долив скважины до устья.

- в случае возникновения аварийной ситуации персонал должен действовать в соответствии:

- с оперативной частью ПЛА, утвержденном в установленном порядке.

- «Планом практических действий бригад бурения, освоения, испытания и ремонта скважин при возникновении газонефтеводопроявления и открытых фонтанов».

- Инструкцией по первоначальным действиям вахт при ГНВП.

- «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

12. Подъем труб из скважины должен проводиться с доливом и поддержанием уровня на устье. При этом должен быть обеспечен визуальный контроль за объемом доливаемой жидкости. При разнице между объемом доливаемого раствора и объемом металла поднятых труб более 0,2 м<sup>3</sup> подъем должен быть прекращен и приняты меры по герметизации устья.

13. Скорость подъема и спуска НКТ с закрытым проходным сечением и скважинного оборудования (например, ЭЦН, пакер, шаблон) не должна превышать 0,25 м/с.

**При перерывах в работе, независимо от их продолжительности, запрещается оставлять устье скважины незагерметизированным.**

При обнаружении газонефтеводопроявлений устье скважины должно быть загерметизировано, а бригада должна действовать в соответствии с ПЛА

14. Не допускается применять для свабирования следующие НКТ:

- искривленные, смятые, порванные;

- запарафининные и забитые битумным шламом;

- имеющие каверны и ржавый налет на внутренней поверхности;

- имеющие внутренние задиры;

- трубы не позволяющие свободного прохождения шаблона, имеющие дефекты резьбовых соединений или смятия.

10. Выкидная линия и обвязка емкости, предназначенные для сбора откачиваемой жидкости должны быть выполнены из заякоренных труб диаметром не менее 2<sup>и</sup> и опрессованные на 1,5 кратное рабочее давление, но не менее 1 МПа. Наличие и исправность приспособлений для отбора проб жидкости из линии отвода.

15. Для непрерывного процесса свабирования своевременно освобождать мерную емкость, с помощью специальной техники. При отрицательных температурах воздуха предусмотреть применение подогревающих устройств.

16. При проведении свабирования, контроль состояния газовой среды проводится газоанализатором, в установленных точках. Замеры производятся работниками с записью в журнал, при остановках движения геофизического кабеля.

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС5--ILO.IOS3.4.2.TCH	Лист
							226

17. Снижение уровня жидкости в эксплуатационной колонне нагнетанием воздуха – запрещается [3, п.502].

18. Для каждой скважины, подлежащей освоению, составляется план с учетом технологических регламентов на эти работы [32]. План утверждается техническим руководителем буровой организации и согласовывается с Заказчиком.

19. Провести инструктаж и учебно-тренировочные занятия по ПЛА и плану практических действий с записью в журналах инструктажей и учебных тревог. Ознакомить бригаду с планом работ на освоение под роспись;

20. Скважина должна быть обеспечена запасом жидкости глушения соответствующей плотности в количестве не менее двух объемов скважины, находящимся непосредственно на скважине или материалов для оперативного ее приготовления; Плотность жидкости глушения должна предусматривать создание столбом раствора гидростатического давления в скважине напротив продуктивного горизонта, превышающего пластовые давления на величину не менее:

10% для скважин глубиной по вертикали до 1200м (интервалов от 0 до 1200 м);

5% для интервалов от 1200 м по вертикали до проектной глубины. [3, п. 494]

21. Вести постоянный контроль за объемом и параметрами используемой и доливаемой промывочной жидкости, производить постоянный долив жидкостью глушения при проведении СПО.

22. Устойчивость призабойной зоны пласта и сохранность цементного камня обеспечиваются допустимой депрессией, величина которой устанавливается Заказчиком с учетом проектных решений и фактических характеристик пласта, вскрытого скважиной.

23. На все работы по освоению скважины, составляется план работ, в котором назначаются ответственные лица за их выполнение. План утверждается техническим руководителем подрядной организации и согласовывается в установленном порядке.

24. Перед началом работ по освоению скважины бригада должна быть ознакомлена с возможными осложнениями и авариями в процессе работ, планом мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий на опасном производственном объекте ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» (далее - ПЛА) и планом работ.

25. Провести инструктаж со всеми работниками по выполнению плана работ и учебно-тренировочные занятия по ПЛА с записью в журналах инструктажей и учебных тревог, особое внимание уделить способам оказания первой доврачебной помощи.

Оперативная часть (ПЛА) должна быть вывешена на рабочем месте.

26. К работам на скважинах с возможными газонефтеводопроявлениями допускаются рабочие и специалисты, прошедшие подготовку по курсу «Контроль скважины. Управление скважиной при газонефтеводопроявлениях».

27. Перед началом работ проверить наличие и исправность СИЗОД (противогазов), коробок к ним, особенно срок годности. Использовать исправные спец. одежду, спец. обувь, защитные очки.

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №				

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС5--ILO.IOS3.4.2.TCH	Лист
							227

## 15.2 Основные требования и мероприятия по промышленной санитарии и гигиене труда

Таблица 15.4 – Основные требования и мероприятия по промышленной санитарии и гигиене труда

№№ п/п	Основные требования и мероприятия (со ссылкой на действующие документы)
1	Мероприятия по промсанитарии осуществлять в строгом соответствии с региональными санитарными правилами и нормами СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 «Проектирование, строительство, реконструкция и эксплуатация предприятий. Планировка и застройка населённых мест. Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов», бурение производить с соблюдением отраслевых норм и правил безопасности согласно [3].
2	При наличии производственного шума и вибрации оборудования, превышающего допустимые санитарные нормы, должны проводиться технические мероприятия по ограничению воздействия этих шумов на рабочих (таб.15.4).
3	Промысловые объекты и установки следует располагать по отношению к жилому району с подветренной стороны с учетом господствующего направления ветра и отделять от границ жилых районов санитарно-защитными зонами.
4	При вскрытии пластов, содержащих сероводород, в промывочной жидкости должно контролироваться его наличие, а также определяться концентрация (таб.15.6).
5	Загрязнённые производственные стоки при бурении, испытании скважины должны собираться в контейнеры и вывозиться для полного обезвреживания. Для этого все нефтепромысловые объекты должны быть оборудованы постоянными или временными сооружениями, обвалованиями, контейнерами для сбора отходов, очистными установками.
6	Для предупреждения стока минерализованной воды и буровых растворов в водоемы и реки предусматривается система организованного их сбора, хранения и обезвреживания. Строительство скважин ведется безамбарным способом бурения. Для оборотного водоснабжения предусматривается емкость объемом 50м <sup>3</sup> с системой обогрева и двойной обвязкой двумя насосами НБ–32 или НБ–50.
7	На буровой должна быть созданы все условия для отдыха рабочих в период между сменами. Рабочая обувь должна ежедневно просушиваться, спецодежда не стеснять движение, но быть достаточно теплой. В жаркие солнечные дни следует работать в одежде из х/б льняной ткани и в головном уборе (таб.15.3).
8	До начала бурения скважины выполняются строительно-монтажные работы, т.е. монтаж бурового оборудования, всех коммуникаций и жилого комплекса. Группа производственного процесса строителей -2Г (определена согласно СП44.13330.2011). Проектной документацией на строительство эксплуатационных скважин предусматривается оснащение санитарно-бытовыми помещениями в соответствии с санитарными нормами (СанПин 2.2.3.1384-03). <u>К санитарно-бытовым помещениям на площадке во время бурения относятся:</u> <ul style="list-style-type: none"> <li>• сушки и хранения спецодежды и обуви (22 отдельных шкафа по одному отделению на каждого работающего согласно СП44.13330.2011);</li> <li>• устройства питьевого водоснабжения, находящиеся в вагон-столовой и вагоне для отдыха;</li> <li>• столовая;</li> <li>• умывальные, находящиеся в каждом жилом вагон-доме, столовой и вагоне для отдыха (10 шт. согласно СП44.13330.2011);</li> <li>• гардеробные, находящиеся в каждом жилом вагон-доме,</li> <li>• баня или вагон-дом сауна с душем (на 4 места согласно СП44.13330.2011);</li> </ul>

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС5--ILO.IOS3.4.2.TCH	Лист
							228

• туалет с канализационной емкостью.

На производственной площадке находятся вагон-дома в количестве 12 штук (площадью по 36м<sup>2</sup>), из них 5 – для проживания бригады, 1 – столовая, 1 – для отдыха, 1 – для ИТР, 1 – сушилка, 2 – для супервайзеров, 1 – баня.

На период вышкомонтажных работ предусматривается 10 вагон-домов (18 отдельных шкафов по одному отделению на каждого работающего согласно СП44.13330.2011); устройство питьевого водоснабжения, находящиеся в вагон-столовой и административном вагоне; умывальные, находящиеся в каждом жилом вагон-доме, столовой и административном вагоне (5 шт. согласно СП44.13330.2011); баня или вагон-дом сауна с душем - на 2 места (на 5 человек 1 душевая сетка, согласно СП44.13330.20114;); туалет с канализационной емкостью.

10 вагон домов из них: 3 – для проживания бригады, 1 – столовая, 1 – для административного персонала, 1 – сушилка, 3 – вагон склад, 1 – баня.

На период работ по освоению предусматривается 6 вагон-домов (12 отдельных шкафов по одному отделению на каждого работающего согласно СП44.13330.2011); устройство питьевого водоснабжения, находящиеся в вагон-столовой и административном вагоне; умывальные, находящиеся в каждом жилом вагон-доме, столовой и административном вагоне (3 шт. согласно СП44.13330.2011); баня или вагон-дом сауна с душем - на 2 места (на 5 человек 1 душевая сетка, согласно СП44.13330.20114;); туалет с канализационной емкостью.

Вахтовый поселок оборудуется туалетом с канализационной емкостью с последующим вывозом для утилизации.

Для медицинского обслуживания рабочих на буровой имеются аптечки доврачебной помощи, носилки, шины. Связь осуществляется с помощью сотовой связи.

9 Приготовление пищи происходит в столовой. В вагон-столовой имеется 12 посадочных мест. Бригада обеспечивается трехразовым питанием, бутилированной сертифицированной питьевой водой ТУ0131-001-50283820-2004. Согласно СП 2.3.6 1079-01 п.п. 6.14 - 6.15 при обработке посуды в столовой применяются следующие моющие средства: горчичный порошок, кальцинированная сода. Процесс осуществляется вручную с применением специальных ванн и моек, утвержденных ГОСТом. Очистка и дезинфекция емкостей для питьевой воды на площадке строительства не производится, а производится на предприятии, занимающейся доставкой воды.

Доставка продуктов питания и воды осуществляется специально оборудованной машиной.

10 Питьевые устройства расположены в вагон-столовой и вагоне для отдыха вне радиуса падения вышки плюс 10 метров на расстоянии 60м согласно Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности, утвержденные приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020г. №534 (зарегистрировано в Минюсте России 29.12.2020г за № 61888). и СП44.13330.2011. Помещение для обогрева расположены вне радиуса падения вышки плюс 10 метров – 60м, согласно Правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности, утвержденные приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020г. №534 (зарегистрировано в Минюсте России 29.12.2020г за № 61888). и СП44.13330.2011. Санитарный узел (туалет) расположен на площадке буровой на расстоянии 25м от столовой согласно СанПиН 2.2.3.1384-03.

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изн.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС5--ILO.IOS3.4.2.TCH	Лист
							229

Таблица 15.5 – Средства индивидуальной защиты, спецодежда

№ п/п	Наименование, тип, вид, шифр	ГОСТ, ОСТ, ТУ, МРТУ, МУ на изготовление	Потребное количество, компл.		
			монтажная бригада	буровая бригада	бригада по испытанию
1.	Куртка х/б на утепленной подкладке	ГОСТ 29335-92	18	22	12
2.	Брюки х/б на утепленной подкладке	ГОСТ 29335-92	18	22	12
3.	Полушубок	ГОСТ 5710-85	18	22	12
4.	Костюм брезентовый	ГОСТ 12.4.134-83	18	22	12
5.	Валенки	ГОСТ 8167-001-050007585-05	18	22	12
6.	Шапка ушанка	ГОСТ 12.4.010-76	18	22	12
7.	Калоши	ГОСТ 12265-78	18	22	12
8.	Сапоги	ГОСТ 12.4.137-84	18	22	12
9.	Рукавицы брезентовые	ГОСТ 12.4.010-75	18	22	12
10.	Рукавицы нефтеморозостойкие	ГОСТ 12.4.010.-75	18	22	12
11.	Перчатки кислотостойкие	ТУ 38.306-5-59-95	18	22	12
12.	Рукавицы антивибрационные	ГОСТ 12.4.028-76	18	22	12
13.	Каска защитная СОМЗ-53 «Люкс»	ГОСТ 12.4.207-99	18	22	12
14.	Комплект средств защиты Сом 32К «Штурм»	-//-	18	22	12
15.	Подшлемник под защитную каску	ТУ 17-08-149-81	18	22	12
16.	Каска противозумная ВЦНИИОТ-1А	ТУ 1-01-0201-79	18	22	12
17.	Наушники противозумные ВЦНИИОТ-1 (снижение шума на 25дБ)	ГОСТ 12.4.051-87 ТУ 1-01-0636-79	-	22	12
18.	Противозумные вкладыши (беруши), снижение шума на 31дБ	ГОСТ 12.4.051-87	-	22	12
19.	Полусапоги юфтевые на виброгасящей подошве	ТУ 1-01-0201-78	-	22	-
20.	Респиратор фильтрующий или Респиратор РУ-60М газопылезащитный	ГОСТ 3 12.4.191-99 ГОСТ 17269-71	-	22	12
21.	Противогаз фильтрующий ПФМГ-96 ДОТ 460 А2В2Е2АХ	ТУ 2568-289-05795731-2007	-	22	12
22.	Пояс монтерский ПМ-Н	ГОСТ Р 12.4.184-95	18	22	-
23.	Спецодежда верхняя огнестойкая из материала "NOMEX"		-	22	12

Примечание: Возможны изменения в в зависимости от комплектации буровой бригады и требований заказчика.

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС5--ILO.IOS3.4.2.TCH	Лист
							230

Таблица 15.6 – Средства коллективной защиты от шума и вибрации

№№ пп	Наименование, а также тип, вид, шифр и т. д.	Место установки на буровой
1	Кожух (ДЮА 20031-25)	Вертлюжки разрядники шинно-пневматических муфт, пневмосистема
2	Виброизоляционная площадка конструкции ВНИИБТ	У пульта бурильщика
3	Глушитель шума конструкции ВНИИБТ	Выхлопной патрубок пневматического бурового ключа АКБ-3М

Таблица 15.7 – Нормы освещенности

Оснащенность буровых установок светильниками должна обеспечивать освещенность:

- роторного стола – 100лк;
- пути движения талевого блока – 30лк;
- помещения вышечного и насосного блоков – 75лк;
- превенторной установки – 75лк;
- лестниц, маршей, сходов, приемного моста – 10лк.

Нормы освещенности согласно [3, 28].

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
									231
Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС5--ILO.IOS3.4.2.TCH			



Таблица 15.8 – Средства контроля воздушной среды

№	Наименование, тип, вид, шифр	Место установки приборов – датчиков газоанализаторов, шт.	Количество газоанализаторов, шт.
1	Стационарный газоанализатор Хоббит –Т	<u>Для буровой установки</u> -на рабочей площадке – на расстоянии не более 0,3м от стола ротора по вертикали для сероводорода и не более 0,7м для метана; -в рабочей зоне подвышечного основания на уровне универсального превентора на расстоянии 1 м от оси скважины в направлении преобладающего ветра; - в насосном помещении у клапанных коробок буровых насосов между насосами; - около вибростанции на высоте 0,7 м от их поверхности; - в месте установки дегазатора, при его размещении в отдельном помещении; -у приемных емкостей.	CH <sub>4</sub> – 6 шт. H <sub>2</sub> S -6 шт.
2	Переносной газоанализатор Solaris  Комета-4 или др.типа	Контроль воздушной среды переносными газосигнализаторами производится: -в рабочей зоне рабочей площадки у ротора и пультов управления буровой лебедкой, ключом АКБ; -в рабочей зоне подвышечного основания - у превентора и манифольдной линии; -в рабочей зоне силового блока - у пультов управления электродвигателями; в рабочей зоне насосного блока - у пультов управления насосами и пусковыми задвижками блока приготовления, очистки и дегазации промывочной жидкости; -в рабочей зоне блока циркуляционной системы; -в служебных, санитарно-бытовых, подсобных и жилых помещениях вагон-домиков; -котельной	1  1
3	Переносной газоанализатор Solaris	<u>Для установки освоения</u> на роторной площадке – у устьевого оборудования в радиусе 1,0 м от оси скважины с подветренной стороны; - на базовом шасси установки – вплотную к кабине машиниста; - на насосном агрегате ЦА-320М – вплотную к кабине машиниста - в служебных, санитарно-бытовых, подсобных и жилых помещениях вагон-домиков.– на расстоянии 0,5 м от стены и на расстоянии 0,5 м от стены и на расстоянии 70 см от пола противоположного входной двери.	1

Примечание. Тип газоанализатора выбирает подрядчик. При отсутствии заложенных в проекте импортных газоанализаторов и газосигнализаторов возможно применение отечественных, имеющих разрешение на применение от Ростехнадзора

Периодичность контроля воздуха рабочей зоны предусмотрена: – перед вскрытием и при бурении продуктивного пласта - не реже одного раза в смену; – при газопроявлениях скважины - не реже чем через каждые 2 часа (п. 7.1.4.5. ППБО-85).

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС5--ILO.IOS3.4.2.TCH	Лист
							232

Наряду с автоматическим контролем, проводить контроль воздушной среды переносными газоанализаторами:

- в помещениях, где возможно выделение и скопление вредных веществ, и на наружных установках в местах их возможного выделения и скопления - не реже одного раза за смену;
- в помещениях, где не имеется источников выделения, но возможно попадание вредных веществ извне, - не реже одного раза в сутки;
- в местах постоянного нахождения работников, там, где нет необходимости установки стационарных газосигнализаторов, - не реже двух раз за смену;
- в местах, обслуживаемых периодически, - перед началом работ и в процессе работы;
- при аварийных работах в загазованной зоне - не реже одного раза в 30 минут.

После ликвидации аварийной ситуации в соответствии с ПЛА необходимо дополнительно провести анализ воздуха в местах возможного скопления вредных веществ.

В соответствии с требованиями ФЗ №123-ФЗ, ст. 60; СП 231.1311500.2015, п.7.4.15 и Правил противопожарного режима в Российской Федерации от 16.09. 2020 г. №1479, проектируемые объекты обеспечиваются первичными средствами пожаротушения. Необходимое количество пожарных щитов и их тип определяются в зависимости от категории помещений, зданий (сооружений) и наружных технологических установок по взрывопожарной и пожарной опасности согласно приложению 7, постановления № 1479.

Первичные средства пожаротушения предназначены для использования персоналом, личным составом подразделений пожарной охраны и иными лицами в целях борьбы с пожарами и подразделяются на следующие типы: переносные и передвижные огнетушители, пожарные краны, пожарный инвентарь, покрывала для изоляции очага возгорания.

Для размещения первичных средств пожаротушения на территории предприятия устанавливаются пожарные щиты.

Необходимое количество пожарных щитов и их тип определяются в зависимости от категории помещений, зданий (сооружений) и наружных технологических установок по взрывопожарной и пожарной опасности согласно приложения 7, постановления № 1479.

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			2021/354/ДС5--ILO.IOS3.4.2.TCH						
Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата				

Таблица 15.9 – Первичные средства пожаротушения.

Наименование первичных средств пожаротушения, инструмента и инвентаря	Нормы комплектования	
	ЩП-В	ЩП-Е
Лом	1	-
Крюк с деревянной рукояткой	-	1
Ведро	1	-
Комплект для резки электропроводов: ножницы, диэлектрические боты и коврик	-	1
Покрывало для изоляции очага возгорания, 2х1,5 м	1	1
Лопата штыковая	1	-
Лопата совковая	1	1
Ящик с песком объемом 0,5 м <sup>3</sup>	1	1

### 15.8 Потребность первичных средств пожаротушения:

На площадке предусмотрены огнетушители: ОП-10/9 -1шт. или ОП-5/4-2шт. (п.400 и приложение 2 ПП №1479).

Расстояние от возможного очага пожара до места размещения переносного огнетушителя в соответствии с категорией по пожарной и взрывопожарной опасности, не должно превышать 30 метров - для помещения категорий ВЗ (энергоблок) , (п.406 ПП №1479).

Помещения категории Д по взрывопожарной и пожарной опасности, размещенные на площадке, имеют площадь менее 100 кв. метров и согласно (п.401 ПП №1479). не оснащаются огнетушителями.

### 15.3 Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха

Отопление и вентиляция проектируемых помещений должно соответствовать требованиям, ВНТП 01/87/04, СП 60.13330.2016 (актуализированная редакция СНиП 41-01-2003).

Системы обогрева рабочих мест и вентиляции входят в состав буровой установки (БУ) и в комплектацию бытовых помещений (вагон – домов), а именно:

- Вышечный блок - укомплектован системой обогрева оборудования при помощи пара, производимого котельной установкой. Отопление в блоке не предусмотрено конструкцией. Блок оборудован дверями (4 шт.) для обеспечения естественного вентилирования пространства. Обогрев рабочих мест (постов) осуществляется при помощи паровых батарей, пар в которые поступает от котельной, температура теплоносителя не более +130<sup>0</sup>С. Блок устанавливается на фундамент, обеспечивающий свободное размещение противовыбросового оборудования и естественное вентилирование пространства.

- Лебедочный блок - укомплектован системой обогрева оборудования (коробки переменных передач, редуктор и др.) при помощи пара, производимого котельной установкой. Отопление в блоке не предусмотрено конструкцией БУ. Обогрев рабочих мест (постов) осуществляется при помощи паровых батарей, пар в которые поступает от котельной, температура теплоносителя не более +130<sup>0</sup>С. Блок оборудован дверями (2шт.) и окнами (4-шт) для обеспечения естественного

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
									234
			Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС5--ILO.IOS3.4.2.TCH

вентиляции пространства.

- Насосный блок - укомплектован системой обогрева оборудования (буровые насосы, мерные емкости и др.) при помощи пара, производимого котельной установкой. Отопление в блоке не предусмотрено конструкцией БУ. Обогрев рабочих мест (постов) осуществляется при помощи паровых батарей, пар в которые поступает от котельной, температура теплоносителя не более +130<sup>0</sup>С. Блок оборудован системой приточно-вытяжной вентиляции, входящей в состав буровой установки и аварийной вытяжной механической вентиляцией.

- Блок очистки - укомплектован системой обогрева оборудования (вибросита, гидроциклоны и др.) при помощи пара, производимого котельной установкой. Отопление в блоке не предусмотрено конструкцией БУ. Обогрев рабочих мест (постов) осуществляется при помощи паровых батарей, пар в которые поступает от котельной, температура теплоносителя не более +130<sup>0</sup>С. Блок оборудован системой вытяжной вентиляции, входящей в состав буровой установки и аварийной вытяжной механической вентиляцией.

- Компрессорный блок – представлен в блочном исполнении. Отопление в блоке не предусмотрено конструкцией. Обогрев рабочих мест осуществляется теплом, выделяющимся от работающего оборудования. Блок оборудован окном для обеспечения естественного вентилирования пространства.

- Для вспомогательных блоков буровой установки и складов (хим. реагентов и оборудования), которые не являются постоянным местом работы для персонала системы отопления конструкцией БУ не предусмотрено, вентиляция осуществляется естественным образом.

- Бытовые помещения (вагон-дома) выполнены в соответствии с ТУ и укомплектованы системой отопления – электрические масляные радиаторы мощностью до 1,5 КВт., и системой вентиляции и кондиционирования воздуха при помощи стационарно установленной системы приточно - вытяжной вентиляции и бытовых кондиционеров.

- Электрокотельная установка (Парогенератор «Гейзер-600АБМ») размещается в специальном контейнере, имеющем отдельный отсек с трансформатором ТМБ-630, поставляется единым транспортабельным блоком в полной заводской готовности, оборудована системой приточно-вытяжной вентиляции, входящей в состав блока. Установка (Парогенератор «Гейзер-600АБМ»), обеспечивающая рабочее давление насыщенного пара 0,2 МПа и температуру пара около 130<sup>0</sup>С. Установка производит технологический пар методом нагревания воды в испарителях электродного типа. Установка, состоящая из 4 испарителей типа УИМ-150/130, имеет производительность пара 600кг/час. Потребляемая мощность составляет 450КВт, температура пара на выходе 130<sup>0</sup>С. Схема обвязки установки «Гейзер-600АБМ», предназначенная для отопления буровой установки. Возврат конденсата не предусматривается, так как запроектированные сооружения являются временными на период строительства скважин и работают не полный отопительный сезон.

Пар от парогенератора по площадке до блоков подается по наземному паропроводу диаметром 100мм. Паропровод имеет утепление по всей длине. В блоках

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			2021/354/ДС5--ILO.IOS3.4.2.TCH						
Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата				

паропровод проводится до потребителей по паропроводу диаметром 50мм и присоединяется к потребителю с помощью фланцевых соединений.

Обогрев оборудования, находящихся на площадке буровой осуществляется парогенератором «Гейзер-600АБМ» с целью поддержания плюсовой температуры (10-15 градусов по Цельсию) масла, смазки, движущихся частей механизмов оборудования для нахождения оборудования в работоспособном состоянии.

Обогрев технологических емкостей осуществляется с целью поддержания температуры воды на уровне не превышающем +8 °С и производится паром от парогенератора «Гейзер-600АБМ», который циркулирует по змеевикам расположенным внутри емкостей.

Обогрев блока ГСМ не предусматривается, так как в процессе строительства используется топливо соответствующее сезону года.

Потребляемая тепловая нагрузка для производственных целей не превышает мощности парогенератора электрического «Гейзер 600 АМБ».

Температура воздуха в холодный период года в закрытых блоках буровой установки должна составлять +5 - +7°С.

- Станция геолого-технологических исследований (партия ГТИ) – вагон-дом выполнен в соответствии с ТУ и укомплектован системой отопления – электрические масляные радиаторы мощностью до 1,5 КВт., системой вентиляции и кондиционирования воздуха при помощи стационарно установленной системы приточно - вытяжной вентиляции и бытовых кондиционеров.

Все блоки и бытовые помещения являются временными сооружениями и после бурения скважин демонтируются.

Микроклимат на рабочих местах бытовых (служебных) помещений (вагон-дома) приведен в таблице 15.10 согласно ГОСТ 12.1.005-88.

Таблица 15.10 Микроклимат на рабочих местах

Помещения	Категория работ по уровню энергозатрат, Вт	Температура воздуха, 0С		Скорость движения воздуха, м/с		Влажность воздуха, %
		ниже оптимальных величин	выше оптимальных величин	для диапазона выше опт.	для диапазона ниже	
Холодный период года						
Площадка буровой	III (290)	13,0-15,9	18,1-21,0	0,2	0,4	15-75
Теплый период						
Площадка буровой	III (290)	15,0-17,9	20,1-26,0	0,2	0,5	15-75

Вывод: Условия труда относятся к вредным– класс 3.1

**Вентиляция помещений** осуществляется в соответствии с требованиями СП 60.13330.2016 (актуализированная редакция СНиП 41-01-2003) «Отопление, вентиляция и кондиционирование».

Микроклимат на рабочих местах производственных помещений (температура, скорость движения и влажность воздуха) соответствует гигиеническим нормативам СанПиН 2.2.4.548-96.

Изнв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС5--ILO.IOS3.4.2.TCH	Лист
							236

Согласно п. 712 правил безопасности (Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности, утвержденные приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020г. №534 (зарегистрировано в Минюсте России 29.12.2020г за № 61888) все закрытые помещения буровой установки, где возможны возникновение или проникновение воспламеняющихся смесей, оборудуются приточно-вытяжной вентиляцией с механическим побуждением, обеспечивающей воздухообмен в соответствии с требованиями санитарных норм и правил. Вышечно-лебёдоочный блок оснащается естественной вентиляцией, насосно-емкостной блок - системой приточно-вытяжной вентиляции, входящей в состав буровой установки и аварийной вытяжной механической вентиляцией. В этих помещениях временного исполнения постоянного присутствия производственного персонала нет. Естественная вытяжная вентиляция из верхней зоны, рассчитанная на однократный воздухообмен, и вытяжная механическая периодического действия, рассчитанная на удаление из нижней зоны 8-кратного объема воздуха по полному объему помещения. Проектом предусмотрено ручное и автоматическое управление системой вентиляции буровой установки. Вентиляторы приняты во взрывобезопасном исполнении. В процессе строительства скважины взрывоопасные, легковоспламеняющиеся вещества не применяются. Поступление их в помещение может быть только при вскрытии продуктивного горизонта. В этом случае, предусматривается постоянный режим работы вентиляции от момента вскрытия продуктивного горизонта до окончания строительства скважины. При возникновении пожара – все оборудование обесточивается. При достижении 20% от нижнего предела воспламенения смеси воздуха с углеводородами включаются предупредительный сигнал системы стационарных газоанализаторов и автоматически вентиляция, а при достижении 50% предела обеспечивается полное отключение оборудования и механизмов. Отопительно-вентиляционное оборудование в помещениях, где возможно поступление взрывоопасной смеси выполнено во взрывозащищенном исполнении с категорией взрывобезопасности не ниже категории используемого в этом помещении технологического оборудования.

В соответствии с п. 6.19 СП 2.2.1.1312-03 оборудование, характеризующееся выделением вредных веществ, пыли, тепла, влаги, должно быть оснащено устройствами местной вытяжной вентиляции, встроенными в технологическое оборудование, либо максимально приближенных к нему.

Перечень технологического оборудования и характеристики выделяющихся вредностей, тип вентиляционного оборудования приведены в таблице 15.11.

Тип и количество вентоборудования принято по паспортным данным на технологическое оборудование.

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС5--ILO.IOS3.4.2.TCH			

Таблица 15.11 Тип вентиляционного оборудования

Место расположения вентиляционной системы	Тип вентиляционной установки	Шифр вентиляционной установки, шифр электро привода	Количество устанавливаемых вентиляторов
1	2	3	4
Блок очистки (над выброситами)	Приточно-вытяжная с механическим побуждением во взрывозащитном исполнении	Вентилятор крышный ВО 06-300-4В с эл.двигателем ВКР-4Р 1,1 кВт	2
Насосно-емкостной блок	Приточно-вытяжная с механическим побуждением во взрывозащитном исполнении	Вентилятор крышный ВО 06-300-4В с эл.двигателем ВКР-4Р 1,1 кВт	3шт. вытяжных и 2 шт. приточных

### ***Средства защиты от повышенных или пониженных температур воздуха и температурных перепадов.***

По причине отсутствия систем отопления в конструкции БУ, как временного сооружения работа на БУ относится к работе на открытом воздухе. При работе на открытом воздухе в условиях низких температур необходимо проводить санитарно-разъяснительную работу по предупреждению обморожений, обеспечивать рабочих теплой одеждой и обувью, утепленным автотранспортом для перевозки работающих. В целях охраны труда, предупреждения случаев обморожения, а также несчастных случаев, связанных с работой при низких температурах воздуха, на территории Пермского края установлена предельная температура, ниже которой запрещается производить работы на открытом воздухе:

без ветра  $-38^{\circ}\text{C}$ ;

при скорости ветра до 5м/сек. –  $36^{\circ}\text{C}$ ;

при скорости ветра от 5 до 10 м/сек. –  $35^{\circ}\text{C}$ ;

при скорости ветра свыше 10 м/сек.  $-32^{\circ}\text{C}$ .

При температуре воздуха минус  $28^{\circ}\text{C}$  и ниже лицам, работающим на открытом воздухе, должны предоставляться перерывы для обогрева в специально отведенных и приспособленных помещениях. Перерывы для обогрева включаются в рабочее время. Персонал обязан соблюдать требования инструкции по охране труда при работе на открытом воздухе в холодное время года, которая имеется на предприятии. Отопительно-вентиляционное оборудование в помещениях, где возможно поступление взрывоопасной смеси выполнено во взрывозащищенном исполнении с категорией взрывобезопасности не ниже категории используемого в этом помещении технологического оборудования.

### **15.4 Проектные решения и мероприятия по охране объектов при строительстве**

В ЦДНГ ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» выполняются следующие мероприятия по предотвращению постороннего вмешательства в деятельность объектов, а также по противодействию террористическим актам:

– доступ физическим лицам, транспортным средствам и грузов на территорию проектируемых объектов регулируется «Положением о пропускном и

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС5--ILO.IOS3.4.2.TCH	Лист
							238

внутриобъектовом режиме в ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», (приказ ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» № а-560 от 15.09.2017).

– охрана объектов ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» осуществляется ООО Агентство «Луком-А-Пермь» в соответствии с договором № 13Z2061 от 08.11.2013 на услуги охраны.

– охрану материальных ценностей и имущества на объекте строительства, до передачи его в ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», осуществляет подрядная организация, выполняющая данные работы.

– ежемесячно проводится проверка стоянок автотранспорта на объектах добычи нефти и газа, о недостатках информируется начальник цеха;

– проводится ежедневный инструктаж с личным составом службы безопасности, при этом обращается особое внимание на признаки подготовки террористических актов;

– ежедневная проверка всей системы связи с охраняемыми объектами, обеспечение ее бесперебойной работы и сохранности средств связи;

– разработка планов совместных мероприятий с районными ОВД по обеспечению безопасности объектов ООО «ЛУКОЙЛ-Пермь», также по принятию превентивных мер по выявлению возможных подготовок к совершению террористических актов.

– отключающая арматура находится в ограждении.

– проводятся дополнительные инструктажи бригад обслуживания, осуществляющих периодический осмотр оборудования. При осмотре особое внимание обращается на инородные предметы и признаки постороннего вмешательства, которые могут повлиять на нормальный режим строительства объекта. При обнаружении постороннего вмешательства, информация немедленно сообщается диспетчеру и местное отделение ОВД.

### **15.5 Требования безопасности одновременного производства буровых работ, освоения и эксплуатации скважин**

Безопасность одновременного производства буровых работ, освоения и эксплуатации скважин осуществляется согласно «Положения о порядке организации безопасного производства работ и взаимодействия организаций при одновременных (совмещенных) работах на кусте скважин ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», П-07-04.1-003-21 от 05.07.2021г. и «Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденными приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020г. №534 (зарегистрировано в Минюсте России 29.12.2020г за № 61888).

#### **15.5.1 Размещение и планировка кустовых площадок**

Скважины на кустовой площадке должны размещаться группами (позициями). Позицией следует считать группу скважин с расстоянием между устьями равным

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС5--ILO.IOS3.4.2.TCH	Лист
							239



5м. Устья скважин должны располагаться по одной прямой на оси куста. Расстояние между группасм должно быть не менее 15м.

При отсутствии обоснованных проектных решений о конкретных расстояниях между устьями скважин соблюдаются следующие требования к расстояниям между устьями скважин:

- не менее 2,4м для нефтяных и не менее 3м для газовых и газоконденсатных при расположении ПВО при бурении скважин на верхнем ярусе, а задвижек фонтанной арматуры эксплуатируемых скважин на нижнем ярусе верхнего строения платформы;

- не менее 5 м при расположении ПВО при бурении скважин и задвижек фонтанной арматуры эксплуатируемых скважин на одном ярусе.

Количество групп скважин на кустовой площадке не регламентируется, но суммарный свободный дебит всех скважин одного куста не должен превышать 4000 т/сут по нефти.

Размеры кустовых площадок должны обеспечить расстановку технологических агрегатов и нефтегазодобывающего оборудования при различных способах эксплуатации скважин.

Расположение агрегатов, емкостей, другоко вспомогательного оборудования, производственно-бытовых помещений и расстояния между ними должны соответствовать типовой схеме, утвержденной техническим руководителем заказчика (пользователя недр).

Вагончики для обогрева и отдыха персонала и подсобные помещения должны располагаться за пределами обваловани\ куста, с учетом преобладающего направления ветра от вагончиков в сторону куста, и обозначаться на рабочей схеме.

При установке вагончиков и других подсобных помещений за пределами обвалования допускается их установка в пределах куста. В этом случае производителем работ должны быть разработаны дополнительные мероприятия, обеспечивающие безопасность персонала и оборудования. Расстояние до вагончиков должно быть не менее 30м от устья ближайшей скважины и не менее высоты мачты ближайшего подъемного агрегата, плюс 10м, а при наличии буровой – на расстоянии не менее высоты буровой вышки, плюс 10м.

### 15.5.2 Организация работ на кустовой площадке

При непрерывном цикле работ на кусте по строительству скважин после окончания очередной скважины бурением и положительных результатов проверки качества цементирования, прочности и герметичности эксплуатационной колонны и устьевой обвязки допускается консервация скважины без спуска насосно-компрессорных труб.

Выбор типа противовыбросового оборудования и колонной головки, схема установки и обвязки противовыбросового оборудования осуществляется проектной организацией, буровой организацией и закачиком.

Допускаются последовательное освоение, интенсификация притоков, дополнительное вскрытие продуктивных отложений, в том числе путем проводки горизонтальных ответвлений, ввод в эксплуатацию ранее пробуренных скважин,

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
									240
Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС5--ILO.IOS3.4.2.TCH			

расположенных на расстоянии, обеспечивающем безопасный монтаж и эксплуатацию установок (агрегатов) для освоения и ремонта скважин в соответствии с инструкциями завода-изготовителя, но не менее 10 м от устья бурящейся скважины.

Система водоснабжения кустовой площадки должна предусматривать возможность аварийного орошения устьевого оборудования действующих скважин на время, необходимое для подключения пожарных стволов к магистральному водопроводу или другим источникам водоснабжения. Допускается подключение к системам поддержания пластового давления (ППД) при использовании в них в качестве рабочего агента технической воды без добавок химических реагентов.

Оборудование, специальные приспособления, инструменты, материалы, спецодежда, средства страховки и индивидуальной защиты, необходимые для ликвидации нефтегазоводопроявлений и открытых фонтанов, должны находиться в полной готовности на складах аварийного запаса предприятий или специализированных служб. Дислокация складов должна обеспечивать оперативную доставку необходимых средств на кустовую площадку.

Порядок организации одновременного ведения работ по бурению, освоению, вскрытию дополнительных продуктивных отложений, эксплуатации и ремонту скважин на кустовой площадке устанавливается в соответствии с Положением о порядке организации одновременного ведения работ по бурению, освоению, вскрытию дополнительных продуктивных отложений, эксплуатации и ремонту скважин на кустовой площадке (далее - Положение), утверждаемым владельцем лицензии на разработку месторождения и включающим:

- последовательность работ и операций, порядок их совмещения во времени;
- оперативное и территориальное разграничение полномочий и ответственности между предприятиями (подразделениями), задействованными в производственном процессе;
- систему производственного контроля и порядок назначения работников, уполномоченных на осуществление производственного контроля;
- порядок и условия взаимодействия предприятий (подразделений), задействованных в производственном процессе, в том числе и предприятий, привлеченных к работе на договорной основе.

За обеспечение безопасных условий работ, связанных со строительством, монтажом оборудования, бурением, освоением, эксплуатацией и ремонтом скважин, ответственность несут руководители предприятий или задействованных в выполнении указанных работ подразделений организации - пользователя недр.

При работе на одном из опасных производственных объектов, расположенных на кустовой площадке, нескольких предприятий порядок организации и производства работ должен определяться положением о взаимодействии между предприятиями, утверждаемым совместно руководителями этих предприятий, а при работе нескольких подразделений одного предприятия - порядком, установленным руководителем предприятия.

По наряду-допуску производят следующие работы:

- передвижки вышечно-лебедочного блока, другого оборудования на новую позицию или скважину;

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС5--ILO.IOS3.4.2.TCH	Лист
							241

- монтаж и демонтаж буровой установки;
- монтаж передвижных агрегатов для освоения и ремонта скважин при одновременной работе нескольких организаций (бригад) на кусту;
- прострелочно-взрывные и перфорационные работы при одновременной нескольких организаций (бригад) на кусту (кроме гидромеханических перфораций: сверлящей, щелевой, радиального вскрытия);
- обработка призабойной зоны пласта химическими составами, гидроразрыв пласта;
- нагнетание в скважину газа;
- освоение скважин методом компрессирования;
- электросварочные работы, в том числе при обвязке и подключении скважин к действующим системам сбора продукции и поддеожания пластового давления;
- земляные работы при рекультивации территории куста.

Выдача наряда-допуска производится ответственным руководителем работ на кусте.

При возникновении нештатной ситуации на том или ином участке работ (нефтегазоводопроявления, прорыв нефтепровода и т.п.) каждый производитель работ должен немедленно оповестить ответственного руководителя работ и остальных участников производственного процесса о случившемся. В таких случаях все работы на кустовой площадке должны быть приостановлены до устранения причин возникновения и последствий нештатной ситуации.

Ликвидация аварий, связанных с нефтегазоводопроявлениями или открытыми фонтанами, должна производиться в соответствии с ПЛА.

Электрогазосварочные работы на кусте должны производиться квалифицированными сварщиками, аттестованными в соответствии с требованиями Правил аттестации сварщиков и специалистов сварочного производства (ПБ 03-273-99), утвержденных постановлением Госгортехнадзора России от 30.10.98 N 63. При проведении этих работ следует руководствоваться Типовой инструкцией по организации безопасного проведения огневых работ на взрывоопасных и взрывопожароопасных объектах (РД 09-364-00), утвержденной постановлением Госгортехнадзора России от 23.06.00 N 38.

Выхлопные трубы двигателей внутреннего сгорания буровой установки, передвижных и цементируемых агрегатов, другой специальной техники должны быть оснащены искрогасителями.

Запрещается проезд транспорта (кроме технологического) на территорию, где расположены нефтедобывающее оборудование и коммуникации.

Специалисты и рабочие, осуществляющие бурение, освоение, эксплуатацию и ремонт скважин, а также лица, связанные с обслуживанием производственных объектов на кустовой площадке, должны пройти специальный инструктаж по безопасному ведению работ и аттестацию в порядке, предусмотренном Положением об организации работ по подготовке и аттестации специалистов организаций, поднадзорных Федеральной службе по экологическому, технологическому и атомному надзору (РД 03-19-2007).

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС5--ILO.IOS3.4.2.TCH	Лист
							242

Порядок эвакуации людей, транспорта, специальной техники с кустовых площадок при возникновении аварийных ситуаций должен быть предусмотрен ПЛА.

В случае затопления кустовой площадки паводковыми водами выше колонных фланцев бурение, освоение и ремонт скважин не допускаются, а эксплуатация скважин осуществляется по специальному плану, утвержденному пользователем недр (его представителем) и согласованному с соответствующим территориальным управлением Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору.

### 15.5.3 Последовательность работ и операций, порядок совмещения работ

#### *Строительство кустовой площадки, бурение и испытание скважин*

Бурение скважин осуществляется по индивидуальному или групповому проекту. Экспертиза проектной документации проводится в соответствии с Градостроительным кодексом РФ.

Строительство кустовой площадки, подъездных дорог, ЛЭП, устройство амбаров, обваловок и т.п. должны быть завершены до начала вышккомонтажных работ. Готовность площадки оформляется актом рабочей комиссии Заказчика с участием подрядчиков, осуществляющих строительство куста и бурового предприятия. При увеличении количества скважин на кустовой площадке в соответствии с изменениями, внесенными в проект обустройства, допускается совмещение буровых работ со строительно-монтажными работами по увеличению кустовой площадки, устройству дополнительных амбаров, монтажу коммуникаций и иными работами, предусмотренными проектом.

Дороги и подъезды к кустовой площадке должны обеспечивать круглогодичный проезд автотранспорта и специальной техники.

При содержании газа в буровом растворе более 5% или в случаях использования растворов на нефтяной основе, в процессе бурения должен постоянно проводиться контроль газовоздушной среды с регистрацией данных: на рабочей площадке буровой, в насосном блоке, блоках очистки бурового раствора и емкостной системы.

При передвижении вышечно-лебедочного блока на новую точку (позицию), а также при испытании вышек и ведении сложных аварийных работ на скважине должны быть прекращены все работы на соседних объектах. Люди из опасной зоны (высота вышки плюс 10м) должны быть удалены (кроме работников, занятых непосредственно производством работ).

При проведении опрессовок трубопроводов, манифольдов высокого давления, продувок скважин работы по бурению, освоению и ремонту скважин должны быть прекращены, если они создают помехи для проведения перечисленных видов работ и технологических операций.

Сроки опрессовки преенторов на рабочее давление устанавливаются предприятием по согласованию с территориальным органом Госгортехнадзора России. Этот срок не должен превышать времени бурения одной группы скважин.

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС5--ILO.IOS3.4.2.TCH	Лист
							243

При авариях с открытыми разливами нефти или с поступлением в воздушную среду газа все работы на кусте, включая добычу нефти, должны быть прекращены.

### **Освоение скважин**

При непрерывном цикле работ одновременно с бурением очередной скважины допускаются последовательное освоение, интенсификация притоков, дополнительное вскрытие продуктивных пластов, в том числе путем проводки горизонтальных ответвлений из основного ствола, ввод в эксплуатацию ранее пробуренных скважин, расположенных на расстоянии, обеспечивающем безопасный монтаж и эксплуатацию установок (агрегатов) для освоения и ремонта скважин, но не менее 10м от устья бурящейся скважины, при условии обеспечения возможности монтажа и размещения ПВО, согласно утвержденной схемы.

Освоение скважин осуществляется по плану, утвержденному техническим руководителем (главным инженером) Подрядчика и согласованному с полномочным представителем Заказчика (пользователя недр). В плане должны быть указаны порядок подготовительных работ, схема размещения оборудования, технология проведения процесса, меры безопасности, ответственный руководитель работ.

При освоении скважин необходимо иметь запас жидкости глушения в количестве определенном в плане работ, с учетом особенностей по скважине, но не менее двух объемов скважины находящихся или узле приготовления раствора.

Объем емкости долива должен быть не менее 4,5м<sup>3</sup>. Емкость долива может быть стационарной или передвижной (автоцистерна любого типа) и должна устанавливаться на расстоянии не менее 10 м от устья скважины, в зоне видимости рабочего персонала.

Работы по освоению скважин могут быть начаты при отсутствии межколонных давлений, обеспечении оборудования и обвязки фонтанной арматуры или превенторной установки в соответствии с утвержденной схемой.

Снижение уровня жидкости в эксплуатационной колонне с использованием воздуха воздуха запрещается. Передвижные насосные установки необходимо располагать на расстоянии не менее 10м от устья скважины, расстояние между ними должно быть не менее 1м. Другие установки для выполнения работ при освоении скважин (компрессор, парогенераторная установка) должны размещаться на расстоянии не менее 25м от устья скважины. Агрегаты устанавливаются кабинами от устья скважины.

В процессе выполнения работ при освоении скважин методом компрессирования и свабирования, работы производятся при обязательном присутствии представителя Заказчика (пользователя недр) или его полномочного представителя. При освоении и ремонте должны быть приняты меры по предотвращению разлива жидкости, находящейся в стволе скважины.

Конструкция и обвязка емкости для освоения должны предусматривать отвод газа за территорию работ, обеспечить наблюдение за уровнем жидкости в емкости с помощью уровнемера (без открытия люков) и откачку жидкости через нижний фланец. При освоении скважин с большим газовым фактором должны применяться

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС5--ILO.IOS3.4.2.TCH	Лист
							244

передвижные сепарационные установки с отводом газа на свечу рассеивания (сжигания), имеющие сертификат соответствия требованиям безопасности.

Емкость для освоения должна устанавливаться с наветренной стороны. При освоении скважин производитель работ обязан обеспечить контроль газовоздушной среды, в том числе вблизи емкости, с периодичностью и в точках, указанных в наряде-допуске.

Подключение освоенной скважины к системам сбора нефти и газа осуществляется в соответствии с утвержденной схемой. Использование временных схем, не согласованных с начальником ЦДНГ, не допускается.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
									245
Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС5--ILO.IOS3.4.2.TCH			

## 16 Перечень нормативно-справочных и инструктивно-методических материалов, использованных при принятии проектных решений

Таблица 16.1 – Список литературы

№ п/п	Наименование материала	Раздел проекта
1	2	3
1	Инструкция о составе, порядке разработки, согласования и утверждения проектно-сметной документации на строительство скважин на нефть и газ / ВСН 39-86	РП
2	Постановление Правительства РФ от 16.02.2008 N 87 "О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию"	РП
3	Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности, утвержденными приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020г. №534 (зарегистрировано в Минюсте России 29.12.2020г за № 61888).	РП
4	Правила противопожарного режима в российской Федерации от 16.09.2020г. №1479.	РП
5	Макет рабочего проекта на строительство скважин на нефть и газ / РД 39-0148052-537-87, Дополнения к макету	РП
6	Рекомендации по разработке проектно-сметной документации при строительстве скважин. Ассоциация буровых подрядчиков (лицензия Госгортехнадзора России №0-2001/4198 от 21.03.96г).	РП
7	Булатов А.И. «Справочник инженера по бурению», М.: Недра, 2006г.	РП
8	Инструкции по охране окружающей среды при строительстве скважин на суше на месторождениях углеводородов поликомпонентного состава, в том числе сероводородсодержащих / РД 51-1-96, М. 1996	РП
9	Положение о порядке организации безопасного производства работ и взаимодействия организаций при одновременных (совмещенных) работах на кусте скважин ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», П-07-04.1-003-21, 05.07.2021	РП
10	Правила геофизических исследований и работ в нефтяных и газовых скважинах. – М., 1999.	4
11	Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах / РД 153-39. 0-072-01. – М., 2001.	4
12	Инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов при строительстве и ремонте скважин в нефтяной и газовой промышленности / РД 08-254-98.	7,8,9
13	Методическое руководство по бурению с отбором керна нефтяных и газовых скважин РД 39-02-399-80.	7,8
14	Инструкция по расчёту бурильных колонн для нефтяных и газовых скважин. - М., 1997.	8
15	Инструкция по эксплуатации бурильных труб / РД 39-013-90	8, 11
16	Инструкция по расчёту обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин. - М., 1997.	9
17	Инструкция по испытанию обсадных колонн на герметичность. - М., 1999.	9
18	Инструкция по креплению нефтяных и газовых скважин / РД 39-00147001-767-2000, Госгортехнадзор России, 06.04.2000г.	9
19	Трубы обсадные и муфты к ним ГОСТ 632-80.	9

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

1	2	3
20	Сборник сметных норм времени на испытание нефтяных, газовых, газоконденсатных и гидрогеологических объектов в разведочных, опорных, параметрических, поисковых скважин и освоение объектов в эксплуатационных скважинах. - М.: ВНИИОНГ, 1985.	10
21	Испытание нефтегазоразведочных скважин в колонне. Методические указания. - М.: 1980.	10
22	Технические условия на строительство и монтаж буровых установок. Пермь, 2003.	12
23	Инструкция по маркшейдерским и топографо-геодезическим работам в нефтяной и газовой промышленности / РД 39-117-91.-М.: МНГП СССР, 1992.	12
24	Единые нормы времени на бурение скважин. – М.: 2000.	13
25	Отраслевые нормы проектирования искусственного освещения предприятий нефтяной и газовой промышленности / ВСН 34-91. - М., 1991.	15
26	Положение об особенностях расследования несчастных случаев на производстве в отдельных отраслях и организациях / Приложение №2 к Постановлению Министерства труда и социального развития РФ №73 от 24.10.2002г.	15
27	Положение о порядке подготовки и аттестации работников организаций, осуществляющих деятельность в области промышленной безопасности опасных производственных объектов, подконтрольных Госгортехнадзору России, утвержденное Постановлением Госгортехнадзора РФ от 30.04.2002г. №21.	15
28	Нормативы оснащения объектов нефтегазодобывающей промышленности механизмами, приспособлениями и приборами, повышающими безопасность и технический уровень их эксплуатации. – М.,1975.	15
29	Сборник единых районных единичных расценок на строительные конструкции и работы. Сборник № 49, Скважины на нефть и газ. Госстрой СССР, М. Стройиздат, 1985 г. ч. 1 (раздел II), часть II (раздел II), часть III, (раздел 3).	15
30	Комплексные нормы времени на капитальный и текущий ремонт скважин КогалымНИПИнефть 2008г.	10
31	Единые нормы времени на опробование (испытание) разведочных и эксплуатационных скважин.- М.: НИИТруда,1979.	10
32	Сборник руководящих документов по ремонту и освоению скважин, Пермь. 2017 г.	10
33	Приказ от 09 декабря 2014г. № а-1043 «Об утверждении Технологического регламента по взаимодействию ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» и его представителей с геофизическими организациями при производстве ГИС, ПВР, свабировании при строительстве и ремонте скважин».	10
34	«Регламент распределения скважин, находящихся в бурении, освоении, капитальном и текущем ремонте на территории Пермского края, по категории опасности возникновения газонефтеводопроявлений», приложение к приказу ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» от 09.04.2021г. № а-225.	РП
35	Сборник региональных нормативных документов для безаварийного строительства скважин на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ, Пермь 2021 г.	РП
36	СТО ЛУКОЙЛ 1.6.9.1 – 2007 «Система управления промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей среды. Обосновывающие материалы по промышленной безопасности, охране окружающей среды и предупреждению чрезвычайных ситуаций в проектной документации на ликвидацию объектов»	РП

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	Лист
						247



Таблица 16.2 – Сокращения, типы, шифры, условные КОД-ы технических средств и инструмента

№ п/п	Сокращения типы, шифры, условные обозначения	Номера таблиц, в которых использованы условные обозначения	Расшифровка условных обозначений
1	2	3	4
1	АРБ-100	1.1, 12.3	Агрегат ремонтно-буровой грузоподъемностью 100 т
2	АР-32/40	1.1, 10.10, 12.13	Агрегат для освоения и ремонта скважин, грузоподъемностью до 50т.
3	ВМР	3.4	Вышкомонтажные работы.
4	ПЗР	1.1, 10.9, 13.1-13.2	Подготовительно-заключительные работы.
5	СПО	4.12, 5.4	Спускоподъемные операции.
6	ЦДНГ	3.4	Цех добычи нефти и газа.
7	ВЛ-6кВ	3.4	Воздушные линии электропередачи напряжением 6кВ.
8	АД-200	12.4	Дизель генераторная установка.
9	ГТН	5.4	Геолого-технический наряд.
10	ГНВП	5.4	Газонефтеводопроявления.
11	ГНК	4.6	Газонефтяной контакт.
12	ВНК	4.5	Водонефтяной контакт.
13	ГБР	7.1, 7.2, 7.3, 7.4, 8.10-8.11	Глинистый буровой раствор
14	ББР-СКП-МГ	5.4, 7.1, 7.2, 7.3, 7.4, 8.10-8.11	Безглинистый высокоингибированный буровой раствор
15	ГМС	5.4a	Глинометосиликатная смесь.
16	ВУС	-	Вязкоупругий состав.
17	ОБР	-	Отработанный буровой раствор.
18	БСВ	-	Буровые сточные воды.
19	ГИС	5.4,	Геофизические исследования скважин.
20	КНБК	5.4, 8.1, 8.2, 8.6	Компоновка низа бурильной колонны.
21	ВЗД	5.4, 8.1	Винтовой забойный двигатель.
22	УБТ	8.2, 8.5, 8.7	Утяжеленные бурильные трубы.
23	ТБТ	8.2, 8.5, 8.7	Толстостенные бурильные трубы.
24	НУБТ	8.2, 8.5, 8.7	Немагнитные утяжеленные бурильные трубы.
25	НКТ (НКМ)	10.4, 10.8	Насосно-компрессорные трубы.
26	ДРУ-240, ДРУ-172	8.2	Обозначение типоразмеров двигателей
27	ЗТС-172	8.2	Обозначение модели телесистемы.
28	КОС	5.4, 8.2	Керноотборный снаряд.
29	ТБПК (ПК)	8.5-8.7, 11.1	Трубы бурильные с приварными замками и комбинированной высадкой.
30	ТБПН (ПН)	8.5-8.7, 11.1	Трубы бурильные с приварными замками и высадкой наружу.
31	ЕНВ	10.8	Единые нормы времени.
32	М.Н.	10.8, 10.9	Местные нормы времени.
33	К.Н.В.	10.8	Комплексные нормы времени.
34	АНЦ-320, ЦА-320М	7.6, 9.12, 9.13, 9.15, 10.10, 11.2	Обозначение модели цементировочного агрегата.

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС5--ILO.IOS3.4.2.TCH	Лист
							248

35	УС-6-30	7.6, 9.14, 9.15,	Смесительная установка для перевозки цемента и любых порошкообразных сухих материалов (в т. ч. тампонажных смесей).
36	СКЦ	9.12.1, 9.15, 14.2	Станция контроля цементирования.
37	БМ-700	9.15	Блок манифольда (предназначен для обвязки насосных установок между собой и с устьевым оборудованием при нагнетании жидкости в скважину).
38	ППУ-1200/100	9.15, 10.10	Паровая передвижная установка
39	УСО-20	9.15	Установка смесительно-осреднительная предназначена для приготовления однородных тампонажных растворов.
40	ГТИ	4.16, 14.2	Станция геолого-технологический исследований.
41	ГНО		Глубиннонасосное оборудование.
42	ЭЦН	6.1	Электроцентробежный раствор.
43	СКО	4.21, 10.8, 10.9	Соляно-кислотная обработка.
44	КСПЭО-2	4.21, 10.10	Соляно-кислотный состав для обработки карбонатных коллекторов.
45	КСПЭО-3Т	4.21, 10.10	Соляно-кислотный состав для обработки терригенных коллекторов.
46	ШМУ	5.4	Шламометоллоуловитель
47	ПВО	5.4, 9.17	Противовыбросовое оборудование.
48	ЦКОД	5.1, 9.6	Цементировочный клапан обратный дроссельный.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
									249
Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС5--ILO.IOS3.4.2.TCH			

## Раздел 2. ЛИКВИДАЦИЯ И КОНСЕРВАЦИЯ СКВАЖИН

При завершении цикла строительства скважины, в зависимости от полученных результатов, она может быть ликвидирована (при отсутствии промышленных притоков нефти) или использована в качестве наблюдательной или законсервирована (при получении промышленных притоков нефти). Шурф для ведущей трубы заливается цементом.

При ликвидации скважины или ее временной консервации работы проводить в соответствии с требованиями «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности, утвержденными приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020г. №534 (зарегистрировано в Минюсте России 29.12.2020г за № 61888).

### 2.1. Ликвидация скважин

Объем и характер ликвидационных работ различается в зависимости от стадии строительства или периода эксплуатации ликвидируемой скважины.

Оборудование стволов при ликвидации скважин со спущенной эксплуатационной колонной производится следующим образом.

Если по решению пользователя недр производится отворот незацементированной части эксплуатационной колонны, то устанавливается цементный мост высотой не менее 50 м над головой оставшейся части колонны. Оставшаяся часть скважины заполняется незамерзающей нейтральной жидкостью. При отсутствии цементного камня за эксплуатационной колонной ниже башмака кондуктора или технической колонны, если в этот промежуток попадают пласты-коллекторы, содержащие минерализованную воду или углеводороды, то производится перфорация колонны и цементирование под давлением, в колонне устанавливается цементный мост в интервале на 20 м ниже и выше интервала перфорации с последующей опрессовкой, проведением исследований по определению высоты подъема цемента и его затвердения.

При ликвидации скважины необходимо установить цементные мосты в интервалах перфорации и башмаке технической колонны (кондуктора).

После установки цементных мостов и ОЗЦ, проверить их на прочность разгрузкой буровой колонны или насосно-компрессорных труб с усилием, не превышающим предельно допустимую удельную нагрузку на цементный камень и дополнительно гидравлической опрессовкой.

Ствол скважины между мостами заполняются раствором (жидкостью глушения) плотностью, соответствующей максимальной плотности раствора при вскрытии продуктивных пластов, верхняя часть ствола скважины заполняется нейтральной незамерзающей жидкостью.

Рекомендуемые цементные мосты при возможной ликвидации проектируемых скважин приведены в таблице 2.1.

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			2021/354/ДС5--ILO.IOS3.4.2.TCH						
Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата				

Таблица 2.1 - Интервалы установки ликвидационных цементных мостов

Индекс стратиграфического подразделения	Номер объекта (снизу вверх)	Интервал залегания объекта, м		Рекомендуемый интервал установки ликвидационного цементного моста, м	
		от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5	6
C <sub>2b</sub> (Бш)	1	1325	1340	1305	1360
Бетонная тумба	-	-		устье (1x1x1м)	

Таблица 2.2 – Материалы и технические средства, используемые при выполнении работ по ликвидации скважин

№ п/п	Наименование материалов и технических средств	ГОСТ, ОСТ, ТУ и т.п.	Един. измерения	Количество	
				Скважины на C <sub>2b</sub> (Бш)	Бетонная тумба
1	2	3	4	5	6
1	ПЦТ II-50	ГОСТ 1581-2019	т	0,63	1,3
2	CaCl <sub>2</sub>	ГОСТ 450-77	т	0,024	0,049
3	KCl*	ГОСТ 450-77	т	2,45	-
4	ГФ-1**	ТУ 2482- 054-53501222-2006	т	0,005	-
5	Тех. вода	ГОСТ 233723-79	м <sup>3</sup>	0,30***	0,58**
				14,9****	-
6	Флотореагент Т-80	-	м <sup>3</sup>	0,06*****	

Примечание.

1. \*Расход KCl для приготовления раствора, заполняющего ствол скважины между ликвидационными мостами и выше.

2. \*\*ПАВ добавка ГФ-1 (0,03%).

3. \*\*\*Тех. вода на цементный мост.

4. \*\*\*\*Тех. вода на раствор (жидкость глушения).

5. \*\*\*\*\*Заполняется верхняя часть колонного пространства 0-3м.

6. Расчет затрат материалов произведен с учетом затрат на установку цементных мостов и заготовку незамерзающей жидкости.

Изнв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
									251
Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС5--ILO.IOS3.4.2.TCH			

Таблица 2.3 – Потребность в технике и продолжительность ее работы, используемые при выполнении работ по ликвидации скважин

№ п/п	Наименование работ	Источник норм времени	Шифр техники	Продолжительность работы, час	
				Скважины на С <sub>2b</sub> (Бш)	Бетонная тумба
1	2	3	4	5	6
1	Подготовительно-заключительные работы к установке цементного моста, опрессовке его на герметичность методом давления, час	§ 73	АЦН -320М	2,28	2,1
2	Установка цементного моста, час	§ 74	АЦН -320М	0,41	0,26
3	Смыв кровли цементного моста, час	§ 75	АЦН -320М	0,78	-
4	ОЗЦ, час	-	-	24,0	24,0
5	Определение кровли цементного моста, час	§ 77	-	0,5	-
6	Испытание цементного моста на герметичность методом давления, час	§ 79	АЦН -320М	1,3	-
7	Продолжительность установки мостов, сут.	-	-	1,22	1,10
8	Работа АНЦ-320, час	-	-	4,77	2,36
9	Количество агрегатов, шт	-	АЦН -320М	2	1
10	Работа УС-6-30, час	-	-	7	3

Примечание: Нормы времени определены по «Межотраслевым нормам времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин». М,2000г.

При ликвидации скважин с нарушенной колонной из-за аварии или коррозии эксплуатационной колонны вследствие длительных сроков эксплуатации проводятся исследования по определению наличия и качества цементного камня за колонной, цементирование в интервалах его отсутствия и установка цементного моста в интервале на 20,0 м выше и ниже части колонны, подверженной коррозии или нарушениям из-за аварии, с последующим испытанием оставшейся части колонны и моста снижением уровня или заменой на жидкость меньшей плотности. Верхняя часть ствола заполняется нейтральной незамерзающей жидкостью.

Ликвидация скважин со смятой или смещенной эксплуатационной колонной производится путем установки цементных мостов в интервалах перфорации, смещения и смятия колонн на 20,0 м ниже и на 50,0 м выше последнего интервала перфорации, смещения или смятия колонн. Предыдущие интервалы перфорации перекрываются цементными мостами с перекрытием на 20,0 м выше и ниже интервала перфорации. Ствол скважины между мостами и выше заполняется нейтральной жидкостью, верхняя часть ствола заполняется нейтральной незамерзающей жидкостью.

На устье ликвидируемых скважин устанавливается бетонная тумба размером 1,0x1,0x1,0 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 её ликвидации, месторождение (площадь), организация - пользователь недр.

Ликвидация скважин без эксплуатационной колонны в зависимости от горно-геологических условий вскрытого разреза производится путем установки в

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			2021/354/ДС5--ILO.IOS3.4.2.TCH						
Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата				

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 20,0 м ниже подошвы и настолько же выше кровли каждого такого горизонта.

Над кровлей верхнего пласта с минерализованной водой, а также на границе залегания пластов с пресными и минерализованными водами (если они не перекрыты кондуктором) устанавливается цементный мост высотой 50,0 м.

В башмаке последней технической колонны (кондуктора) устанавливается цементный мост с перекрытием башмака технической колонны (кондуктора) не менее чем на 50,0 м выше и на 20,0 м ниже башмака технической колонны (кондуктора).

Наличие мостов проверяется разгрузкой бурильного инструмента или насосно-компрессорных труб с усилием, не превышающим предельно допустимую удельную нагрузку на цементный камень. Установленный в башмаке последней технической колонны (кондуктора) цементный мост испытывается опрессовкой на давление, указанное в плане работ. Открытый ствол между мостами и колонное пространство заполняются нейтральным буровым раствором плотностью, установленной документацией на ликвидацию скважины, верхняя часть ствола скважины заполняется нейтральной незамерзающей жидкостью.

При ликвидации скважин в результате аварии с бурильным инструментом (категория III-а) в необсаженной части ствола и невозможности его извлечения необходимо произвести торпедирование или отворот неприхваченной части инструмента. При нахождении верхней части оставшегося в скважине инструмента ниже башмака технической колонны (кондуктора) устанавливается цементный мост под давлением с перекрытием головы оставшегося инструмента на 50,0 м. После ожидания затвердения цемента следует определить разгрузкой бурильного инструмента или насосно-компрессорных труб верхний уровень цементного моста. В башмаке технической колонны (кондуктора) необходимо также установить цементный мост высотой 50,0 м и проверить его наличие разгрузкой бурильного инструмента или насосно-компрессорных труб, провести гидравлические испытания снижением уровня или заменой на жидкость меньшей плотности. Выше моста колонное пространство заполняется буровым раствором, над которым верхняя часть колонны заполняется нейтральной незамерзающей жидкостью.

При аварии с колонной бурильных труб, когда её верхняя часть осталась в интервале ствола, перекрытого технической колонной (кондуктором), производится извлечение части бурильной колонны, находящейся выше башмака технической колонны (кондуктора), цементирование под давлением с установкой цементного моста на уровне не менее 100,0 м над башмаком технической колонны (кондуктора). Оставшаяся часть технической колонны (кондуктора) заполняется буровым раствором. Верхняя часть колонны заполняется нейтральной незамерзающей жидкостью.

Ликвидация скважин по геологическим причинам (II категория - скважины или часть их ствола, ликвидируемые по геологическим причинам).

- скважины, доведенные до проектной глубины, но оказавшиеся в

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
			2021/354/ДС5--ILO.IOS3.4.2.TCH				
Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата		

неблагоприятных геологических условиях - в зонах отсутствия коллекторов, законтурной области нефтяных и газовых месторождений, давшие непромышленные притоки нефти, газа, воды, в том числе после интенсификации;

- скважины, бурение которых прекращено из-за нецелесообразности дальнейшего ведения работ по результатам предыдущих скважин;

- скважины, не вскрывшие проектный горизонт и не доведенные до проектной глубины из-за несоответствия фактического геологического разреза проектному, вскрытия в разрезе непреодолимых препятствий (катастрофические зоны поглощения, обвалы, высокопластичные породы, зоны аномально низкого пластового давления (АНПД) и аномально высокого пластового давления (АВПД);

Ликвидация части ствола скважины производится путем установки ликвидационных цементных мостов, выбор интервала установки цементного моста производится исходя из конкретных геологических условий скважины.

Наличие мостов проверяется разгрузкой бурильного инструмента с усилием, не превышающим предельно допустимую удельную нагрузку на цементный камень. Результаты работ оформляются соответствующим актом.

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 20,0 м. После ожидания затвердения цемента следует определить разгрузкой бурильного инструмента или насосно-компрессорных труб верхний уровень цементного моста. После установки верхнего моста производится опрессовка межколонного пространства давлением 5,0 МПа.

При ликвидации скважины в результате аварии с внутрискважинным оборудованием и невозможности его извлечения необходимо произвести торпедирование или отворот не прихваченной части инструмента. При нахождении верхней части оставшегося в скважине оборудования ниже башмака технической колонны (кондуктора) необходимо произвести установку цементного моста под давлением с перекрытием головы оставшегося инструмента на 50,0 м. После ожидания затвердения цемента следует определить разгрузкой бурильного инструмента или насосно-компрессорных труб и опрессовкой. При аварии с внутрискважинным оборудованием, когда его верхняя часть осталась в интервале ствола, перекрытого технической колонной (кондуктором), необходимо произвести его торпедирование или отворот на уровне башмака технической колонны (кондуктора) и цементирование под давлением с установкой цементного моста на уровне не менее 100,0 м над башмаком технической колонны (кондуктора).

При расположении скважины на землях, используемых для сельскохозяйственных целей и на землях непромышленных категорий, устье скважины углубляется не менее чем на 2,0 м от поверхности, оборудуется заглушкой, установленной на кондукторе и таблицей с указанием номера скважины, месторождения (площади), организация – пользователя недр и даты её ликвидации. Заглушка покрывается материалом, предотвращающим ее коррозию, и устье скважины засыпается землей. Выкопировка плана местности с указанием местоположения устья ликвидированной скважины передается землепользователю,

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС5--ILO.IOS3.4.2.TCH	Лист
							254

о чем делается соответствующая отметка в деле скважины и акте на рекультивацию земельного участка.

При переводе земель из одной категории в другую (из категории земель сельскохозяйственного назначения в категорию земель поселений, земель особо охраняемых природных территорий) устья скважин переоборудуются в соответствии с пунктами 1545 и 1549 настоящих Правил [3].

По скважинам, ликвидированным по III категории, а также скважинам всех категорий, пробуренным в пределах внешнего контура нефтегазоносности и максимального размера искусственной залежи газохранилища, цементные мосты устанавливаются в интервале и на 20,0 м ниже и выше мощности всех продуктивных горизонтов, продуктивность которых установлена в процессе бурения скважин, разработки месторождения, эксплуатации хранилища.

## 2.2. КОНСЕРВАЦИЯ СКВАЖИН

**Консервации** подлежат все категории скважин по окончании бурения на срок до их передачи Заказчику для дальнейшей организации добычи нефти, газа, эксплуатации подземных хранилищ, месторождений теплоэнергетических, промышленных минеральных и лечебных вод, закачки воды в соответствии с проектной документацией строительства системы сбора и подготовки нефти, газа, воды.

Для консервации скважин по окончании бурения необходимо:

- а) заглушить скважину жидкостью, обработанной ингибиторами коррозии с параметрами, установленными документацией, и спустить НКТ с «воронкой»;
- б) в интервал перфорации при необходимости закачивается специальная жидкость, обеспечивающая сохранение коллекторских свойств продуктивного пласта;
- в) установить цементный мост в интервале, установленном документацией на консервацию, опрессовать его избыточным давлением на давление опрессовки эксплуатационной колонны.
- г) поднять НКТ выше кровли консервационного моста (интервала перфорации), верхнюю часть скважины заполнить незамерзающей жидкостью;
- д) устьевое оборудование защитить от коррозии (метод защиты определяется планом работ на консервацию);
- е) при коэффициенте аномалии давления равным или выше 1,1, в компоновку НКТ включить пакер и клапан-отсекатель, НКТ оставляется в скважине;
- ж) с устьевой арматуры снять штурвалы, манометры, установить на арматуре заглушки;
- з) оградить устье скважины (кроме скважин на кустовых площадках); на ограждении укрепить табличку с указанием номера скважины, месторождения, пользователя недр, срока консервации; выполнить планировку около скважинной площадки.
- и) необходимость установки цементного моста над интервалом перфорации устанавливается документацией на консервацию.

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
			2021/354/ДС5--ILO.IOS3.4.2.TCH				
Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата		



Оборудование устья и ствола, срок консервации, порядок контроля за техническим состоянием законсервированных скважин осуществляются в соответствии с требованиями федеральных норм и правил в области промышленной безопасности и документации, разработанной пользователями недр или их уполномоченными представителями исходя из конкретных горно-геологических условий.

Периодичность проверок состояния законсервированных скважин устанавливается пользователем недр по согласованию с территориальным органом Ростехнадзора, 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 произвольной формы.

Вывод скважин из консервации производится на основании плана работ, согласованного пользователем недр с противодонной службой (противодонной военизированной частью)

При консервации скважина заполняется раствором (жидкостью глушения) плотностью, соответствующей максимальной плотности раствора при вскрытии продуктивных пластов.

Над верхним интервалом перфорации устанавливается цементный мост высотой 50,0 м.

После установки цементного моста скважина должна быть заполнена раствором, обработанным ингибитором коррозии.

На устье законсервированных скважин и временно приостановленных, должны быть укреплены таблички, с указанием номера скважины, месторождения, времени начала и окончания консервации скважины (приостановки) и пользователя недр.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС5--ILO.IOS3.4.2.TCH		256	

**Паспорт**  
 Строительство и обустройство скважин  
 Бугровского месторождения

Цель бурения – эксплуатационное  
 Назначение скважин – эксплуатационные, нагнетательные  
 Вид скважин – наклонно-направленные

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС5--ILO.IOS3.4.2.TCH	

Таблица 1 - Сравнительные технико-экономические показатели

№ пп	Наименование показателей	Един. измерения	Значение показателя	
			проектного	фактического
1	2	3	4	5
1	Глубина скважины			
	по вертикали	м	1292	
	по стволу	м	1372	
2	Скорость	м/ст.мес	2130 <sup>1</sup> /2841 <sup>2,3</sup>	
3	Продолжительность строительства скважины, всего	сут.	1-43,1; 2-36,9; 3-32,2.	
	в т. ч. строительно-монтажные работы	сут.	6,3 <sup>1,2,3</sup>	
	подготовительные работы к бурению	сут.	2,0 <sup>1</sup> /0,6 <sup>2,3</sup>	
	бурение и крепление	сут.	19,3 <sup>1</sup> /14,5 <sup>2,3</sup>	
	освоение	сут.	1,2-13,9+1,6ПЗР 3-9,9+1,6ПЗР	
4	Глубина спуска обсадных колонн			
	Д=244,5 мм	м	85	
	Д=168,3 мм	м	603	
	Д=114,3мм	м	528-1372	
5	Расход долот, всего по типоразмерам	шт.		
	PDC 295,3 MSD 516 (Ш-295,3 SKH537G)	шт.	0,21	
	PDC 215,9 (220,7) MSD 616	шт.	0,74	
	PDC 149,2 MSD 613	шт.	0,77	
	142,9x80 PC 713/513 (RC479)	шт.	0,23 / -	
	Долота при креплении			
	Ш-215,9 Т-ЦВ	шт.	1,0	
	Ш-149,2 Т-ЦВ	шт.	1,0	
У95 РИС	шт.	1,0		
6	Отбор керна	м	27	
7	Затраты времени на работы по проходке при бурении под колонны	сут.	11,2 <sup>1</sup> / 7,9 <sup>2,3</sup>	
	Кондуктор	сут.	0,9 <sup>1</sup> / 0,7 <sup>2,3</sup>	
	Эксплуатационная	сут.	2,0 <sup>1</sup> /1,8 <sup>2,3</sup>	
	Хвостовик	сут.	8,3 <sup>1</sup> / 5,4 <sup>2,3</sup>	

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС5--ILO.IOS3.4.2.TCH	Лист
							258

1	2	3	4	5
8	Затраты времени по креплению колонн	сут.	8,1 <sup>1</sup> / 6,6 <sup>2,3</sup>	
	Кондуктор	сут.	1,1 <sup>1,2,3</sup>	
	Эксплуатационная	сут.	3,9 <sup>1</sup> /2,8 <sup>2,3</sup>	
	Хвостовик	сут.	3,1 <sup>1</sup> /2,7 <sup>2,3</sup>	
9	Расход материалов на приготовление и обработку бурового раствора			
	<b>Для скважин с зенитным углом в верейских отложениях больше 40 град. (либо с отбором керна)</b>			
	Глинопорошок ППБ	кг	12043	
	Кальцинированная сода	кг	1137	
	КМЦ (КАМЦЕЛ-800)	кг	819	
	Натрий хлористый	кг	14796	
	БУРАМИЛ-БТ марки А	кг	3006	
	РЕОЦЕЛ марки В	кг	217	
	РЕОКСАН марки Б	кг	348	
	СИНТАЛ-БТ	кг	702	
	Р-СИЛ марки А	кг	702	
	СКЖ	кг	501	
	САФ	кг	1002	
	Калий хлористый	кг	10020	
	Каустическая сода	кг	201	
	Неонол АФ <sub>9-12</sub>	л	31	
	ККУ-М марки МК-3	кг	1002	
	ККУ-М марки МК-5	кг	1002	
	ККУ-М марки МК-40	кг	1002	
	Бурфлюб-БТ	кг	1402	
	Пента-465	л	24	
	Детергент Н	л	24	
	Биоцид-БТ	л	24	
	Оксид цинка	кг	143	
	Бикарбонат натрия	кг	740	
	Лимонная кислота	кг	16	
	Инклин	кг	16	
	ПАА (Praestol 2530, 2540)	кг	10	
	Техническая вода	м <sup>3</sup>	475,3	

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС5--ILO.IOS3.4.2.TCH	Лист 259
------	-------	------	-------	-------	------	--------------------------------	-------------

9	<b>Общий расход реагентов для скважин с зенитным углом в верейских отложениях меньше 40 град. (без отбора керна)</b>				
	Глинопорошок ППБ	кг	12043		
	Кальцинированная сода	кг	1137		
	КМЦ (КАМЦЕЛ-800)	кг	819		
	Бурфлюб-БТ	кг	400		
	Реагент ККР	кг	2004		
	Каустический магнезит	кг	1002		
	Калий хлористый	кг	8517		
	Натрий хлористый	кг	18303		
	Гипс	кг	2004		
	Неонол АФ <sub>9-12</sub>	л	31		
	Пента-465	л	39		
	Биоцид-БТ	л	39		
	Оксид цинка	кг	143		
	Бикарбонат натрия	кг	460		
	Лимонная кислота	кг	10		
	ПАА (Praestol 2530, 2540)	кг	10		
Техническая вода	м <sup>3</sup>	477,0			
10	<b>Расход материалов при цементировании</b>				
	Портландцемент ПЦТ П- 50	т	22,1		
	Портландцемент ПЦТ-1Г-СС-1	т	20,0		
	ГИДРОЦЕМ Н	т	0,07		
	ПОЛИЦЕМ ДФ	т	0,035		
	РЕАГЕНТ РУ	т	0,7		
	CaCl <sub>2</sub>	т	1,2		
	NaCl	т	2,85		
	Р-СИЛ	т	0,6		
	Детергент Н	м <sup>3</sup>	0,14		
	Калий хлористый	т	0,15		
	Реоцел м.В	т	0,015		
	Расход смазки Р-402 или Р-2МВП	кг	19,2		
	Техническая вода	м <sup>3</sup>	45,4		
11	<b>Расход материалов при освоении</b>				
			Добывающие скважины объект С <sub>2</sub> b (Бш)	Нагнетательные скважины объект С <sub>2</sub> b (Бш)	
	Неонол АФ (ГФ-1)	л	10,0		
	Техническая соль	NaCl	т	7,0	
		CaCl <sub>2</sub>	т	6,0	
	Объем технологической жидкости	м <sup>3</sup>	49,8		
	ВУС	Целстракт	кг	30	
		Блустоун	кг	7,5	
		Каустическая сода	кг	15	
		Полиол м. Б	кг	60	
Жидкая основа		кг	1500		
Техническая вода	кг	1500			

Примечание.

1. В числителе для скважин с отбором керна, вид монтажа - повторный, в знаменателе для скважин без отбора керна, вид монтажа - передвижка.

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

2. Указаны значения:

- 1 – повторный монтаж с отбором керна, первая в кусте, добывающая с СКО;
- 2 – передвижка в кусте, без отбора керна. добывающая с СКО;
- 3 – последняя в кусте, без отбора керна, нагнетательная с СКО.

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

2021/354/ДС5--ILO.IOS3.4.2.TCH

**ПРИЛОЖЕНИЯ**

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	Лист
									262
2021/354/ДС5--ILO.IOS3.4.2.TCH									

# Приложение А. Задание на проектирование

УТВЕРЖДАЮ:

Заместитель Генерального директора  
по бурению ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

В.А. Яценко

« \_\_\_\_\_ » 20 \_\_\_\_ г



## ЗАДАНИЕ НА ПРОЕКТИРОВАНИЕ «СТРОИТЕЛЬСТВО И ОБУСТРОЙСТВО СКВАЖИН БУГРОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ»

Начальник Управления разработки  
нефтяных и газовых месторождений

Е.В. Филиппов

Начальник Управления по бурению

И.В. Шерстнев

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_

Пермь, 2020

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

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

2021/354/ДС5--ILO.IOS3.4.2.TCH

Лист

263



Направление проектирования	Требования Заказчика
1. Наименование месторождения (площади).	Бугровское месторождение
2. Государство, область, район	Российская Федерация, Пермский край
3. Номер нефтерайона	17А
4. Основание для проектирования	«Дополнение к технологическому проекту разработки Бугровского нефтяного месторождения» (протокол заседания Центральной нефтегазовой секции ЦКР Роснедр по УВС №7175 от 22.12.2017).
5. Цель бурения	Эксплуатационное
6. Назначение скважин	Эксплуатационные
7. Проектный эксплуатационный горизонт	Башкирский (Бш)
8. Проектный базисный горизонт	Башкирский (Бш)
9. Номера скважин, строящихся по данному проекту	<b>Скважины малого диаметра с существующих кустовых площадок</b> <b>Куст № 5а:</b> скв № 607 – нагнетательная наклонно-направленная. скв № 600, 601, 809 – добывающие наклонно-направленные. <b>Куст № 14:</b> скв № 808 – добывающая наклонно-направленная. Данные по назначению и типам скважин приведены в приложении 1.
10. Геолого-техническая информация.	Согласно проектной документации на разработку месторождения «Дополнения к технологическому проекту разработки Бугровского нефтяного месторождения» (протокол заседания Центральной нефтегазовой секции ЦКР Роснедр по УВС №7175 от 22.12.2017). Стратиграфический разрез, литология, интервалы осложнений, давление и температура по разрезу скважины, газо-, водо- и нефтенасыщенность – база данных проектировщика.
11. Профиль ствола скважины	Расчет проектировщика. Отклонение по вертикали при наклонно-направленном бурении согласно расчетному профилю проектировщика.
12. Конструкция забоя	Для наклонно-направленных скважин эксплуатационная колонна спускается на проектную глубину, перекрывая продуктивный пласт, скважина цементируется до устья с последующей перфорацией. Глубина наклонно-направленных скважин ниже отметки ВНК на 30 – 40м.
13. Радиус круга допуска, м.	50
14. Максимальная интенсивность изменения зенитного угла, град./10м.	Устанавливается проектировщиком
15. Расстояние между устьями скважин, м.	13,5
16. Отбор керна, м.	В одной из скважин куста. Метраж отбора керна устанавливается проектировщиком.
17. Конструкция скважин.	Устанавливается проектировщиком с обеспечением минимальных сроков бурения, металлоемкости и требований охраны недр при обеспечении и качества построенной скважины в соответствии с «Дополнением к технологическому проекту разработки Бугровского нефтяного месторождения» (протокол заседания Центральной нефтегазовой секции ЦКР Роснедр по УВС №7175 от 22.12.2017); «Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (ПБНГП, утвержденных приказом Ростехнадзора РФ от 15.12.2020 №534).
18. Тип и грузоподъемность буровой установки.	Устанавливается проектировщиком, в соответствии с требованиями п.315 «Правил безопасности в нефтяной и

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата



	газовой промышленности» (приказ Ростехнадзора РФ от 15.12.2020 №534).
19. Вид привода.	Электрический.
20. Тип и количество буровых насосов.	Устанавливается проектировщиком, согласно программы гидравлических расчетов с необходимостью обеспечения резерва.
21. Вид монтажа.	Повторный монтаж БУ, передвижка в кусте. Вид монтажа должен обеспечивать оптимальные сроки вышкомонтажных работ с соблюдением действующих норм и требований.
22. Система очистки бурового раствора.	Предусмотреть четырехступенчатую систему очистки бурового раствора.
23. Тип и параметры промывочной жидкости.	Применение буровых растворов, обеспечивающих высокое качество первичного вскрытия и устойчивость ствола скважины.
24. Водоснабжение.	Водоснабжение – водозаборная скважина. Для питьевого водоснабжения предусмотреть подвоз воды из АКБ «ЦДНГ-7» ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»
25. Тип и параметры тампонажных материалов.	Устанавливаются проектировщиком для обеспечения высокого качества крепления.
26. Предупреждение и ликвидация осложнений.	Разработать мероприятия по профилактике сокращения времени на ликвидацию осложнений.
27. Тип установки для освоения.	Устанавливается проектировщиком, в соответствии с требованиями «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» от 15.12.2020.
28. Методы вторичного вскрытия продуктивного пласта.	Наклонно – направленные скважины: перфорация. Тип перфоратора уточняется проектировщиком. Перечень интервалов испытаний уточняется по результатам ГИС в интервалах продуктивных горизонтов.
29. Способы вызова притока.	Снижение уровня. Методы снижения уровня по рекомендации проектировщика.
30. Обработка призабойной зоны (интенсификация).	Наклонно-направленные скважины: соляно-кислотная обработка. Тип, диаметр НКТ и глубина спуска уточняется в процессе проектирования.
31. Противовибросовое оборудование.	Расчет проектировщика в соответствии с правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности, утвержденных приказом Ростехнадзора РФ от 15.12.2020 г №534
32. Типы долот	Применение оборудования с учетом передового опыта отечественных и зарубежных компаний с целью достижения максимальных коммерческих скоростей.
33. Типы гидравлических забойных двигателей	
34. Транспортная схема	
35. Комплекс геофизических исследований	Согласно комплексу геофизических исследований, при строительстве скважин утвержденному Заместителем Генерального директора по геологии и разработке ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» С.С. Черепановым, 2016г.
36. Мероприятия по охране и защите окружающей природной среды.	Разработать в соответствии с экологическим законодательством РФ и нормативными документами ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ». Способ бурения – безамбарный; вывоз отходов бурения на полигон.
37. Выполнение инженерных изысканий.	Использовать отчеты по инженерным изысканиям, выполненные для обустройства кустов скважин. При необходимости корректировки отчетов по инженерным изысканиям подготовить соответствующее задание.
38. Разработка инженерно – технических мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций.	Разработать в соответствии с действующим законодательством и нормативными актами РФ, а также с учетом нормативных актов ПАО «ЛУКОЙЛ» и ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».
39. Разработка инженерного	Инженерное обеспечение строительства скважин и схема

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата



обеспечения строительства скважин.	планировочной организации земельного участка решается отдельно проектом обустройства скважин. Подключение к сетям инженерно-технического обеспечения выполнить во временном исполнении.
40. Требования промышленной безопасности.	В соответствии с действующим законодательством РФ.
41. Идентификация объекта в соответствии со статьей 4 ФЗ-384 «Технологический регламент о безопасности зданий и сооружений»	1) Назначение: Опасный производственный объект нефтедобывающего комплекса. 2) Принадлежность к объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, функционально – технологические особенности которых влияют на их безопасность: - участок ведения буровых работ; - фонд скважин; - система промысловых трубопроводов; - объекты инженерного обеспечения. 3) Возможность опасных природных процессов и явлений, и техногенных воздействий на территории, на которой будут осуществляться строительство, реконструкция и эксплуатация здания или сооружения: - карстовый район, площадку под строительство определить инженерными изысканиями. 4) Принадлежность к опасным производственным объектам: - по степени опасности относится к типу 3.2 по административному регламенту РТН; - по градостроительному кодексу ст. 48.1 п.11 в. 5) Пожарная и взрывопожарная опасность: - взрывопожароопасный. 6) Наличие помещений с постоянным пребыванием людей: - помещения с постоянным пребыванием людей отсутствуют (на момент строительства предусмотрены вагон-дома для постоянного проживания персонала буровой бригады). 7) Уровень ответственности: - повышенный. 8) Признаки идентификации подтвердить проектной документацией.
42. Дополнительные требования к разработке проектной документации.	Проектную документацию на строительство скважин разработать отдельными частями (книгами), в соответствии с требованиями Градостроительного кодекса РФ и Постановлением Правительства РФ № 87 от 16.02.2008 г. При разработке мероприятий пожарной безопасности разрешено использовать нормы добровольного применения. Провести государственную экспертизу проектной документации.
43. Источник электроснабжения.	ЛЭП
44. Источник теплоснабжения	Электрочотел.
45. Сведения о базах производственного обслуживания, тампонажных, геофизических и других предприятий обслуживающих бурение	Сведения о базах производственного обслуживания, тампонажных, геофизических и других предприятий обслуживающих бурение уточняются по результатам тендера.
46. Проектная организация	ООО «ЛУКОЙЛ – Инжиниринг»
47. Подрядная организация	Подрядная организация определяется по результатам тендера проводимым Заказчиком.

Приложение 1: Данные УРНГМ по количеству, назначению и проектному горизонту.

Начальник отдела мониторинга и разработки  
нефтяных и газовых месторождений



В.Г. Пермяков

Начальник отдела геофизики



И.А. Черных

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

2021/354/ДС5--ILO.IOS3.4.2.TCH

Лист

266

ПРИЛОЖЕНИЕ № 1

**ООО "ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ"**  
**Управление разработки нефтяных и газовых месторождений**

Дата: 24.08.2021

**Технические условия к проектированию объекта " Строительство и обустройство скважин Бугровского месторождения "**

№ п/п	Месторождение	Тип скважины	№ куста	Номер скважины	Пласт	Назначение скважины	Дебит нефти т/сут	Дебит жидкости м <sup>3</sup> /сут	Проницаемость, мЗ/сут	Примечание
1	Бугровское	наклонно-направленная	5а сущ.куст	<b>600</b>	Бш	добывающая	4,9	9,1		СМД
2	Бугровское	наклонно-направленная	5а сущ.куст	<b>601</b>	Бш	добывающая	6,5	12,1		СМД
3	Бугровское	наклонно-направленная	5а сущ.куст	<b>607</b>	Бш	нагнетательная			30,0	СМД
4	Бугровское	наклонно-направленная	5а сущ.куст	<b>809</b>	Бш	добывающая	6,6	7,3		СМД
5	Бугровское	наклонно-направленная	14 сущ.куст	<b>808</b>	Бш+Тл	добывающая	16,7	23,8		СМД
				<b>5</b>			<b>34,7</b>	<b>52,3</b>		

Основание для проектирования:

1. "Дополнение к технологическому проекту разработки Бугровского нефтяного месторождения ", утвержден Протоколом заседания Центральной нефтегазовой секции ЦКР Роснедр по УВС №7175 от 22.12.2017.

2. Давление на устье нагнетательных скважин -80 атм.  
СМД-скважина малого диаметра

Начальник ОМРНГМ



В.Г.Пермяков

Илкбахар К.М.  
56519

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

2021/354/ДС5--ILO.IOS3.4.2.TCH

Лист

267



МИНИСТЕРСТВО ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ И ЭКОЛОГИИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЮ

ЦЕНТРАЛЬНАЯ КОМИССИЯ ПО СОГЛАСОВАНИЮ ТЕХНИЧЕСКИХ ПРОЕКТОВ  
РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ  
И ИНОЙ ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ  
(ЦКР Роснедр по УВС)

Утверждаю

Председатель ЦКР Роснедр по УВС  
О.С. Каспаров

« 20 » 12 2021 г.

**ПРОТОКОЛ**  
заседания

Северо-Западной нефтегазовой секции ЦКР Роснедр по УВС

От 21.12.2021 № 514

г. Санкт-Петербург

«Дополнение к технологическому проекту разработки  
Бугровского нефтяного месторождения  
Пермского края»  
(ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»)

**Присутствовали:**

Дубков И.Б. - Руководитель Северо-Западной нефтегазовой секции  
ЦКР Роснедр по УВС  
Тулубаев Д.А. - Секретарь Северо-Западной нефтегазовой секции  
ЦКР Роснедр по УВС  
Гугнина Н.Е. - Заместитель секретаря Северо-Западной нефтегазовой секции  
ЦКР Роснедр по УВС

**Члены Северо-Западной нефтегазовой секции ЦКР Роснедр по УВС:**

Завьялов А.С., Шешуков Е.Е., Шаповалов А.С., Растрогин А.Е.

**Члены Консультационного совета при Северо-Западной нефтегазовой секции  
ЦКР Роснедр по УВС:** Зиновьева Ю.К.

**Приглашенные:**

от Санкт-Петербургского филиала ФБУ «ГКЗ»: Ханова М.А.  
от ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»: Филиппов Е.В., Пермяков В.Г.  
от ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИШИНЕФТЬ» в г. Перми:  
Каракулова О.В.

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

2021/354/ДС5--ILO.IOS3.4.2.TCH

Лист

268



**Слушали:** Каракулову О.В. – начальника отдела проектирования и мониторинга разработки Чернушинской группы месторождений филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г.Перми о работе «Дополнение к технологическому проекту разработки Бугровского нефтяного месторождения Пермского края».

### I. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Бугровское нефтяное месторождение в административном отношении расположено на юго-западе Пермского края, в Частинском районе, в 140 км от областного центра г. Пермь.

Лицензии ПЕМ 12412 НЭ от 31.05.2004 и ПЕМ 12417 НР от 31.05.2004 выданы ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» (614990, Российская Федерация, г. Пермь, ул. Ленина, д. 62, телефон 8(342)2-356-101, факс 8 (342) 2-356-618) сроком до 31.12.2039 и до 31.12.2102 соответственно.

Месторождение находится в районе с развитой инфраструктурой.

Ближайшие разрабатываемые месторождения: Западное, Березовское, Опалихинское.

### II. КРАТКАЯ ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА

В тектоническом отношении Бугровское месторождение входит в Ножовскую группу поднятий, приуроченную к Ножовскому выступу – структуре облекания рифового массива верхнедевонского возраста. Выступ расположен на территории Верхнекамской впадины и представляет собой наложенную структуру второго порядка.

Промышленная нефтегазосность установлена в верхнедевонско-турнейских карбонатных – С1т турнейские, пласты Т0, Т1; визейских терригенных – С1д тульские, пласт Тл2-а и С1д тульские, пласт Тл2-б; верхневизейско-башкирских карбонатных – С2в башкирские; верейских карбонатных отложениях – С2вт верейские, пласт В3.

Всего на месторождении в пяти продуктивных пластах выделено шесть залежей нефти.

### III. ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ

На Бугровском нефтяном месторождении фильтрационно-емкостные свойства пород-коллекторов изучены по керну, ГИС и ГДИ.

#### С1т турнейские, пласты Т0, Т1

В отложениях С1т турнейские, пласты Т0, Т1 выявлена одна пластовая сводовая нефтяная залежь размером 2,7х1,1 км, высотой 36,9 м.

Фильтрационно-емкостные свойства пласта определены по результатам исследования керна: пористость (32 определение в четырех скважинах), проницаемость (27 определений в четырех скважинах); по ГИС: пористость (131 определений в 40 скважинах), проницаемость (131 определений в 40 скважинах), нефтенасыщенность (112 определений в 39 скважинах), по ГДИ: проницаемость (одно определение в одной скважине).

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	269	

Коэффициент остаточной нефтенасыщенности определен на семи образцах керн из двух скважин Бугровского месторождения. Обоснование фазовых проницаемостей проведено на одном образце керн из одной скважины Бугровского месторождения. Капиллярные характеристики коллекторов получены по результатам исследований восьми образцов керн Бугровского месторождения.

Коэффициент вытеснения определен методом приближенного лабораторного моделирования на трех моделях, скомпонованных из образцов турнейских отложений Бугровского месторождения.

Для проектирования значения пористости, нефтенасыщенности и проницаемости приняты по ГИС.

Физико-химические свойства нефти и газа изучены по двум поверхностным пробам нефти из двух скважин. Глубинные пробы не отбирались. Параметры нефти и компонентный состав газа в условиях турнейского яруса приняты по аналогии с пластом С1t (Т1) Луконинского купола Западного месторождения.

Дегазированная нефть классифицируется как битуминозная, высоковязкая, высокосмолистая, парафинистая, высокосернистая.

#### **С1t1 тульские, пласт Тл2-б**

В отложениях пласта С.1t1 (Тл2-б) выявлена одна пластовая сводовая литологически экранированная нефтяная залежь, размером 3,1x1,5 км, высотой 42,6м.

Фильтрационно-емкостные свойства пласта определены по результатам исследования керн: пористость (18 определений в трех скважинах), проницаемость (16 определений в трех скважинах); по ГИС: пористость и проницаемость (84 определения в 46 скважинах), нефтенасыщенность (34 определения в 53 скважинах), по ГДИ: проницаемость (четыре определения в трех скважинах).

Коэффициент остаточной нефтенасыщенности не определялся. Капиллярные характеристики коллекторов получены по результатам исследований одного образца керн Бугровского месторождения.

Коэффициент вытеснения определен методом приближенного лабораторного моделирования на одной модели, скомпонованной из образцов визейских отложений Бугровского месторождения.

Для проектирования значения пористости, нефтенасыщенности и проницаемости приняты по ГИС.

Физико-химические свойства нефти и газа изучены по 11 глубинным пробам из двух скважин и семи поверхностным пробам из пяти скважин.

Дегазированная нефть классифицируется как битуминозная, повышенной вязкости, высокосмолистая, парафинистая, сернистая.

#### **С1t1 тульские, пласт Тл2-а**

К пласту приурочены две залежи нефти с самостоятельными контурами нефтеносности: основная и в районе скв. № 318.

- Залежь пласта С1t1 (Тл2-а), основная залежь – пластовая сводовая литологически экранированная. Размеры основной залежи 2,0x0,8 км, высота 28,4 м.

Фильтрационно-емкостные свойства пласта определены по результатам исследования ГИС: пористость и проницаемость (10 определений в шести скважинах), нефтенасыщенность (девять определений в девяти скважинах).

- Залежь пласта С1t1 (Тл2-а) в районе скв. № 318 – пластовая сводовая литологически экранированная. Размеры залежи в районе скв. № 318 1,3x0,5 км, высота 13,5 м.

Фильтрационно-емкостные свойства пласта определены по результатам

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС5--ILO.IOS3.4.2.TCH	Лист
							270

исследования керна: пористость (пять определений в одной скважине), проницаемость (три определения в одной скважине); по ГИС: пористость, проницаемость и нефтенасыщенность (10 определений в шести скважинах).

Коэффициент остаточной нефтенасыщенности определен на одном образце керна из одной скважины Бугровского месторождения. Обоснование фазовых проницаемостей проведено на одном образце керна из одной скважины Бугровского месторождения. Капиллярные характеристики коллекторов не устанавливались.

Коэффициент вытеснения определен методом приближенного лабораторного моделирования на одной модели, скомпонованной из образцов визейских отложений Бугровского месторождения.

Для проектирования значения пористости, нефтенасыщенности и проницаемости приняты по ГИС.

Физико-химические свойства нефти и газа изучены по семи поверхностным пробам из пяти скважин. Глубинные пробы не отбирали. Параметры углеводородов приняты по нефти пласта C1t1 (Тл2-б).

Дегазированная нефть классифицируется как битуминозная, повышенной вязкости, высокосмолистая, парафинистая, сернистая.

#### **C2b башкирские**

В отложениях пласта C2b (Бш) выявлена одна пластовая сводовая, подстилаящая водой нефтяная залежь, размером 3,2x1,5 км, высотой 26,9 м.

Фильтрационно-емкостные свойства пласта определены по результатам исследования керна: пористость (19 определений в пяти скважинах), проницаемость (16 определений в четырех скважинах); по ГИС: пористость, проницаемость (135 определений в 45 скважинах) и нефтенасыщенность (129 определений в 45 скважинах).

Коэффициент остаточной нефтенасыщенности определен на 11 образцах керна из двух скважин Бугровского месторождения. Обоснование фазовых проницаемостей проведено на одном образце керна из одной скважины Бугровского месторождения. Капиллярные характеристики коллекторов получены по результатам исследований двух образцов керна Бугровского месторождения.

Коэффициент вытеснения определен методом приближенного лабораторного моделирования на пяти моделях, скомпонованных из образцов башкирских отложений Бугровского месторождения.

Для проектирования значения пористости, нефтенасыщенности и проницаемости приняты по ГИС.

Физико-химические свойства нефти и газа по пласту изучены по трем поверхностным пробам нефти из трех скважин. Глубинные пробы не отбирались. Параметры нефти и компонентный состав газа в условиях башкирского яруса приняты по аналогии с пластом Бш Луконинского купола Западного месторождения.

Дегазированная нефть классифицируется как тяжелая, маловязкая, высокосмолистая, парафинистая, сернистая.

#### **C2vg верейские, пласт В3**

В отложениях пласта C2vg (В3) выявлена одна пластовая сводовая литологически экранированная нефтяная залежь, размером 1,4x0,7 км, высотой 9,6 м. Нефтенасыщенная часть пласта представительным керном не представлена.

Фильтрационно-емкостные свойства пласта определены по результатам ГИС: пористость, проницаемость и нефтенасыщенность (23 определения в 18 скважинах).

Коэффициент остаточной нефтенасыщенности определен на одном образце

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата



керна из одной скважины Бугровского месторождения. Обоснование фазовых проницаемостей проведено на одном образце керна из одной скважины Бугровского месторождения. Капиллярные характеристики коллекторов не устанавливались.

Коэффициент вытеснения определен методом приближенного лабораторного моделирования на одной модели, скомпонованной из образцов верейских отложений Бугровского месторождения. Результаты проведенных экспериментов были дополнены данными определения коэффициента вытеснения Западного месторождения-аналога.

Для проектирования значения пористости, нефтенасыщенности и проницаемости приняты по ГИС.

Физико-химические свойства нефти и газа по пласту изучены по трем поверхностным пробам нефти из трех скважин. Глубинные пробы не отбирались. Параметры нефти и компонентный состав газа в условиях башкирского яруса приняты по аналогии с пластом Бп Лукониинского купола Западного месторождения.

Дегазированная нефть классифицируется как тяжелая, маловязкая, высокосмолистая, парафинистая, сернистая.

Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов представлена в **таблице 1**.

#### IV. СВЕДЕНИЯ О ЗАПАСАХ УГЛЕВОДОРОДОВ

Запасы нефти Бугровского нефтяного месторождения поставлены на государственный баланс в 1979 г. (протокол ГКЗ СССР № 8468 от 27.02.1980).

Запасы растворенного газа исключены из подсчета запасов, как не представляющие промышленного интереса.

В оперативном порядке запасы нефти корректировались в 1982, 1985, 2000, 2005 и 2017 гг. (протокол ЦКЗ МНП №28 от 30.03.1983, протокол ЦКЗ МНП №25 от 26.03.1986, протоколы ЦКЗ МПР №121 и 123 от 26.03.2001, протокол ГКЗ Роснедра №41-пд от 27.12.2005, протокол Роснедра № 03-18/1048-пр от 14.12.2017).

Работа выполнена на запасы УВ, числящиеся на государственном балансе с учетом оперативных изменений в 2021 году. Запасы нефти будут отражены на государственном балансе по состоянию на 01.01.2022 г.

Сведения о запасах нефти месторождения приведены в **таблице 2**.

#### V. ИСТОРИЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ

Всего на разработку Бугровского нефтяного месторождения составлено десять проектных технологических документов:

1. «Технологическая схема разработки Бугровского нефтяного месторождения» выполнена в 1974 году и утверждена техсоветом ОПН в 1975 г.

2. «Уточненная технологическая схема разработки Бугровского месторождения» выполнена в 1978 г.

3. «Технологическая схема опытно-промышленной разработки Бугровского месторождения с применением щелочного заводнения» выполнена в 1981 г. институтом «ПермНИПИнефть».

4. «Анализ разработки Бугровского месторождения» выполнен в 1992 году.

5. «Анализ и выработка рекомендаций по совершенствованию разработки залежей турнейского яруса Ножовской группы месторождений» выполнен в 1995 году.

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изн.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС5--ILO.IOS3.4.2.TCH	Лист
							272

6. «Анализ разработки и прогноз технологических показателей по месторождениям ЗАО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» на период действия лицензионных соглашений» (протокол ЦКР Минэнерго России № 2409 от 9.09.1999 г).

7. «Уточнение показателей разработки месторождений ЗАО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» за период до 2014 года» (протокол ЦКР Минэнерго России № 2858 от 30.05.2002 г.).

8. «Проект разработки Бугровского месторождения» (протокол ЦКР Минэнерго России № 3803 от 30.08.2002 г.).

9. «Дополнение к проекту разработки Бугровского месторождения», (протокол ЦКР Роснедр по УВС № 5496 от 29.11.2012).

10. «Дополнение к технологическому проекту разработки Бугровского нефтяного месторождения Пермского края (протокол ЦКР Роснедр № 7175 от 22.12.2017) – действующий проектный документ.

Основные положения:

– выделение четырех эксплуатационных объектов: объект C1t (T0+T1), объект C1tl (Tл2-б+Tл2-а), объект C2b (Бш), объект C2vt(B3);

– системы разработки: площадная система размещения скважин, разработка всех объектов с ППД с использованием внутриконтурного избирательного заводнения;

– общий фонд: 69 скважин, в т. ч. 51 добывающих, 10 нагнетательных, две контрольных, пять ликвидированных и одна водозаборная скважина;

– фонд скважин для бурения: 23 скважин, в т. ч. 19 добывающих, четыре нагнетательных; бурение БС – девять скв./опер.;

– накопленная добыча нефти – 3068 тыс.т;

– достижение КИН – 0,449.

## VI. СОСТОЯНИЕ РАЗРАБОТКИ

Месторождение открыто в 1969 году, введено в разработку в 1978 году.

В разработке находятся четыре эксплуатационных объекта: C1t (T0+T1), C1tl (Tл2-б+Tл2-а), C2b (Бш) и C2vt (B3).

Освоение системы ППД начато в 1979 году и на дату анализа система заводнения организована на всех объектах разработки.

По состоянию на 01.01.2021 г. на месторождении числится 52 скважины, в том числе в добывающем нефтяном фонде 37 скважин, из них действующих – 26 (в т.ч. пять совместных, одна – нагнетательная в отработке), восемь – в консервации (в том числе пять после эксплуатации, три – после бурения), три – ликвидированы после эксплуатации, одна – в контрольном фонде; в нагнетательном фонде – 15 скважин, из них пять действующих (в т.ч. три совместных), одна – в консервации после бурения, две – ликвидированы после эксплуатации, пять в контрольном фонде; одна действующая водозаборная скважина.

Проектный фонд скважин реализован на 75%. Коэффициент использования фонда добывающих скважин – 0,82, коэффициент эксплуатации действующего фонда скважин – 0,89. Неработающий добывающий фонд составляет восемь скважин (21% от общего фонда добывающих скважин). Коэффициент использования фонда нагнетательных скважин – 0,78, коэффициент эксплуатации действующего фонда нагнетательных скважин – 0,78.

Характеристика фонда скважин приведена в **таблице 4**.

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС5--ILO.IOS3.4.2.TCH	Лист 273

По состоянию на 01.01.2021 накопленная добыча нефти составляет 1607 тыс.т. Отбор нефти от НИЗ составляет 50,5 %, текущий КИН – 0,225. Накопленная добыча жидкости составляет 4992 тыс.т.

Максимальный уровень добычи нефти был достигнут в 1979 году – 116 тыс.т при темпе отбора – 3,7 % и обводненности – 4 %.

В 2020 году добыча нефти составила 46,2 тыс.т, добыча жидкости – 134,8 тыс.т при обводненности продукции 65,7 %.

Основная добыча нефти на месторождении в 2020 году обеспечивалась объектом С1т1 (Гл2-б+Гл2-а) – 30 тыс. т (65%).

В 2020 году в эксплуатации на нефть перебивало 26 скважин, средний дебит скважин по нефти составил 4,6 т/сут, дебит по жидкости – 13,5 т/сут.

В период 2017-2019 гг. месторождение разрабатывалось с показателями по добыче нефти ниже уровня утвержденных с отклонением 8,7-33,9 %. В 2020 году фактический уровень добычи нефти превысил проектный уровень на 1,0 %.

Причиной отклонения фактических показателей от проектных в период 2017-2019 гг. является снижение ниже проектных значений средних дебитов нефти по переходящему фонду (проект – 3,6-4,6 т/сут, факт – 2,9-4,0 т/сут).

Сопоставление проектных и фактических показателей разработки по месторождению в целом и по эксплуатационным объектам приведено в **таблицах 3-3.4.**

**Объект С1т (Г0+Г1).** Эксплуатация залежи началась в конце 1978 года пуском в работу скважин №№ 701 и 712, в начале 1979 года вступила скважина № 711. На начальном этапе пробуренные скважины вступали в эксплуатацию фонтанным способом с безводной нефтью со средним дебитом 1,4 т/сут, после перевода на механизированную добычу в 1980 году средний дебит составил 5,5 т/сут.

Действующий добывающий фонд составил три скважины, все работают механизированным способом (ШГН), нагнетательный – две скважины. Среднегодовой дебит нефти (за 2020 г.) составляет 1,0 т/сут, дебит жидкости – 4,3 т/сут.

Годовая добыча нефти за 2020 год составила 1,0 тыс.т, жидкости – 4,4 тыс.т (по проекту 6,7 и 11,7 тыс.т соответственно). Темп отбора от НИЗ – 0,1 % (проект – 0,8 %). Отбор от НИЗ – 25,5 % (проект – 26,5 %) при обводненности – 77,4 % (проект – 42,8 %).

В 2020 году фактическая добыча нефти и жидкости ниже проектных уровней за счет меньшего действующего добывающего фонда скважин (проект – 5 факт – 3), не достижения проектных значений по дебитам нефти и жидкости. Средние дебиты по нефти ниже проектных на 74,7 % (проект – 3,9 факт – 1,0 т/сут.), средние дебиты по жидкости ниже проектных на 36,1 % (проект – 6,8 факт – 4,3 т/сут.)

С начала разработки отобрано 211 тыс.т нефти, 439 тыс.т жидкости (по проекту 218 и 444 тыс. т соответственно). Текущий КИН – 0,102, при утвержденном – 0,400.

Текущая плотность сетки составляет 17 га/скв.

Максимальный уровень добычи нефти – 14,8 тыс. т (при темпе отбора от НИЗ – 1,8%, обводненности продукции – 25%) был достигнут в 1984 году.

С 1988 г. залежь разрабатывается с применением системы ППД. Закачка воды за 2020 год составила 7,9 тыс. м<sup>3</sup>, с начала разработки – 413 тыс. м<sup>3</sup> (по проекту – 11,9 и 412 тыс.м<sup>3</sup> соответственно). Текущая компенсация отбора закачкой – 196,4 %, накопленная – 88,3 %.

Энергетическое состояние залежи объекта удовлетворительное. В целом для

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС5--ILO.IOS3.4.2.TCH	Лист
							274



залежи по состоянию на 01.01.2021 г. средневзвешенное пластовое давление (16,6 МПа) находится на уровне начального (16,6 МПа).

Промыслово-геофизические исследования с целью контроля за выработкой запасов нефти проведены в семи добывающих и трёх нагнетательных скважинах. В добывающих скважинах перфорацией вскрыто 76% эффективной нефтенасыщенной толщины пласта.

**Объект С1т1 (Тл2-б+Тл2-а).** Разработка объекта начата в 1978 году пуском в эксплуатацию четырех скважин фонтанным способом с начальным дебитом нефти 5-50 т/сут. Система ППД была организована в 1979 году.

Действующий добывающий фонд – 10 скважин, эксплуатируемых механизированным способом (ЭЦН, ШГН). Среднегодовой дебит нефти (за 2020 г.) составляет 8,8 т/сут, жидкости – 27,3 т/сут (проект – 5,8 и 22,2 т/сут соответственно).

Годовая добыча нефти за 2020 год составила 30,7 тыс.т, жидкости – 94,7 тыс.т (проект 22,0 и 84,7 тыс. т соответственно). Отклонение составило – 39,2 %. Темп отбора от НИЗ – 1,8 % (проект – 1,3 %). Отбор от НИЗ – 66,7 % (проект – 66,9 %) при обводненности – 67,6 % (проект – 74 %).

С начала разработки отобрано 1125 тыс.т нефти, 3974 тыс.т жидкости, что близко к проекту (1129 и 3984 тыс.т соответственно). Текущий КИН – 0,362 при утвержденном – 0,543. Текущая плотность сетки составляет 11 га/скв.

Максимальный уровень добычи нефти – 110,4 тыс. т (при темпе отбора от НИЗ – 6,5%, обводненности продукции – 4%) был достигнут в 1979 году.

Закачка воды на объекте ведется с 1979 года. С 1979 по 1984 год на объекте проводилась циклическая закачка, при этом годовые объемы закачки увеличили с 21 тыс. м<sup>3</sup> до 257,5 тыс. м<sup>3</sup> (1984 г.). Увеличение объемов закачки привело к росту обводненности продукции с 4% до 81 %. Начиная с 1985 г. объемы закачки постепенно снижаются и в 2010 г. составляют 11 тыс. м<sup>3</sup>. Снижение объемов закачиваемой жидкости, изменение режимов работы нагнетательных скважин, полное прекращение закачки с 2011 года позволили несколько снизить обводненность (с 87,9 до 83,6%) без потерь среднего дебита нефти.

С начала разработки объем закачанной воды составил 2912,8 тыс. м<sup>3</sup>, накопленная компенсация – 71,2 %.

Энергетическое состояние залежей объекта удовлетворительное. В целом для залежей по состоянию на 01.01.2021 г. средневзвешенное пластовое давление (15,3 МПа) находится на уровне начального (16,2 МПа).

Промыслово-геофизические исследования с целью контроля за выработкой запасов нефти проведены в восьми добывающих и шести нагнетательных скважинах. В добывающих скважинах перфорацией вскрыто 77% эффективной нефтенасыщенной толщины пласта.

**Объект С2в (Бш).** Разработка объекта начата в 1982 г. пуском в эксплуатацию скважины № 714 механизированным способом с дебитом безводной нефти 3,5 т/сут. Закачка воды организована в 2001 году.

Действующий добывающий фонд – 10, нагнетательный – три скважины. Добыча ведется механизированным способом (ШГН, ЭЦН, ШВН). Среднегодовые дебиты нефти (за 2020 г.) выше проекта и составляет 3,1 т/сут (по проекту – 2,4 т/сут). Среднегодовые дебиты жидкости (за 2020 г.) ниже проекта и составляют 7,4 т/сут (по проекту – 10,8 т/сут).

Годовая добыча нефти за 2020 год составила 11,9 тыс.т, жидкости – 28,4 тыс.т (по проекту – 11,6 и 52,4 тыс. т соответственно). Отклонение от проекта составило

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

+2,6 %. Темп отбора от НИЗ – 1,9 % (проект – 1,9 %). Отбор от НИЗ – 41,9 % (проект – 42,9 %) при обводненности – 58,1 % (проект – 77,9 %).

С начала разработки отобрано 262 тыс.т нефти, 556 тыс.т жидкости (по проекту – 268 и 651 тыс.т соответственно). Текущий КИН – 0,147, при утвержденном – 0,350.

Текущая плотность сетки составляет 27 га/скв.

Максимальный уровень добычи нефти – 15,3 тыс. т (при темпе отбора от НИЗ – 3%, обводненности продукции – 66,3%) был достигнут в 2016 году.

Закачка воды за 2020 год составила 19,7 тыс. м<sup>3</sup>, с начала разработки – 410,9 тыс.м<sup>3</sup> (по проекту – 51,3 и 483 тыс.м<sup>3</sup> соответственно). Средняя приемистость составила 19,2 м<sup>3</sup>/сут при проектном значении 42,9 м<sup>3</sup>/сут. Текущая компенсация отбора закачкой – 70,3 %, накопленная – 76,4 %.

Энергетическое состояние залежи объекта удовлетворительное. В целом для залежи по состоянию на 01.01.2021 г. средневзвешенное пластовое давление (12,1 МПа) находится на уровне начального (12,8 МПа).

Промышленно-геофизические исследования с целью контроля за выработкой запасов нефти проведены в 10 добывающих и трёх нагнетательных скважинах. В добывающих скважинах перфорацией вскрыто 63% эффективной нефтенасыщенной толщины пласта.

**Объект С2вр (В3).** Разработка объекта начата в 2018 г. возвратным фондом скважин. Закачка воды организована в 2018 году.

В 2018 году уровень добычи нефти выше проектного на 35,5% (проект 2,1 тыс.т, факт 2,9 тыс.т). За период с 2019 г. по 2020 г. фактические уровни добычи нефти ниже проектных на 41,7-50,6 % (проект – 5,4-5,5 тыс.т, факт – 2,7-3,2 тыс.т). Добыча жидкости в 2018-2019 году выше проектного уровня на 171,1 % и 9,2 % соответственно (проект – 7,5-8,6 тыс.т, факт – 7,3-8,2 тыс.т.). В 2020 году фактические уровни добычи жидкости ниже проектных на 15,2 % (проект – 8,6 тыс.т, факт – 7,3 тыс.т).

В 2020 году фактическая добыча нефти ниже проектного уровня за счет более низких средних дебитов по нефти (проект – 2,2, факт – 1,3 т/сут.) и более высокой обводненности продукции (проект – 37%, факт – 64%). Фактическая добыча жидкости ниже проектного уровня за счет более низких средних дебитов по жидкости (проект – 4,3 факт – 3,6 т/сут.).

На 01.01.2021 г. накопленная добыча нефти составила 9 тыс.т (по проекту – 13 тыс.т), накопленная добыча жидкости – 23 тыс.т (по проекту – 19 тыс.т). Отклонение составляет – 32,3 % и +21,0 %, соответственно. Текущий КИН составляет 0,051 д.ед. при проектном 0,250 д.ед. Текущая плотность сетки составляет 10 га/скв.

Максимальный уровень добычи нефти – 3,2 тыс. т (при темпе отбора от НИЗ – 7,4%, обводненности продукции – 60,9%) достигнут в 2019 году.

Фактические объемы закачки в 2019 году были выше проектных на 5,1 % (проект – 9,3 тыс.м<sup>3</sup>, факт – 9,8 тыс.м<sup>3</sup>), в 2020 году ниже проектных на 6,3 % (проект – 10,4 тыс.м<sup>3</sup>, факт – 9,8 тыс.м<sup>3</sup>).

Накопленная закачка рабочего агента с начала эксплуатации выше проектной на 38 % (проект – 21,3 тыс.м<sup>3</sup>, факт – 29,4 тыс.м<sup>3</sup>), компенсация отбора с начала разработки 141,1 %.

Энергетическое состояние залежи объекта удовлетворительное. В целом для залежи по состоянию на 01.01.2021 г. средневзвешенное пластовое давление (11,7 МПа) находится на уровне начального (12,3 МПа).

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №
---------------	--------------	--------------

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата
------	-------	------	-------	-------	------

Промыслово-геофизические исследования с целью контроля за выработкой запасов нефти проведены в четырёх добывающих и трёх нагнетательных скважинах. В добывающих скважинах перфорацией вскрыто 100% эффективной нефтенасыщенной толщины пласта.

За период 2016-2020 гг. на месторождении проведено 17 мероприятий по воздействию на пласты с целью повышения нефтеотдачи и интенсификации добычи нефти, в том числе: перестрел – 4, перевод на другой горизонт – 10, ГМЦП на нагнетательных скважинах – 3. Дополнительно добыто 32 тыс. т нефти или 19% в общей добыче.

## VII. ПРИНЦИПИАЛЬНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ РАССМАТРИВАЕМОГО ПРОЕКТНОГО ДОКУМЕНТА

Цель работы – уточнение проектных уровней добычи нефти с учетом текущего состояния разработки, изменений геологического строения и запасов углеводородов по результатам эксплуатационного бурения (2019 г.).

Трёхмерные цифровые геологические модели месторождения построены с применением программы IRAP RMS компании «ROXAR».

Цифровые фильтрационные модели создавались с использованием программного комплекса Tempest MORE компании «ROXAR». При построении моделей учтена вся имеющаяся геолого-промысловая информация.

На месторождении выделено четыре эксплуатационных объекта: C1t (T0+T1), C1t (Tл2-б+Tл2-а), C2b (Бш) и C2vt(B3).

Для каждого объекта рассмотрено от двух до трех вариантов разработки без учета базового.

**Базовый вариант** предусматривает добычу УВС действующим фондом скважин и является единым для всех вариантов разработки.

**Вариант 1** предусматривает реализацию решений действующего проектного документа, актуализированными с учетом текущего состояния разработки объектов.

**Вариант 2** предусматривает оптимизацию размещения проектных скважин с учетом текущего состояния разработки и максимального использования пробуренного фонда (БС, увеличение объемов внедрения ОРД/ОРЗ) с применением методов ПНП и ИДН (ГРП, радиальное бурение, перфорационные методы, ВИР, РИР).

**Вариант 3** предполагает уплотнение сетки скважин за счет увеличения переводов, бурения БС и усиление системы ППД.

### Объект C1t (T0+T1)

**Базовый вариант** – разработка объекта действующим фондом скважин с применением очагового заводнения. Система размещения скважин – избирательная с расстоянием между скважинами 150-350 м. Режим разработки – водонапорный.

Общий фонд скважин – шесть, в том числе добывающих – три, нагнетательных – две, контрольных – одна.

Накопленная добыча нефти – 265 тыс. т.

Достижение КИН – 0,128, Квт – 0,563, Кохв – 0,227.

Плотность сетки – 17,2 га/ств.

**Вариант 1** – предусматривает реализацию утвержденного варианта действующего проектного документа с учетом текущего состояния разработки

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата



объекта. Доформирование запроектированной системы разработки планируется за счет бурения новых скважин, бурения БС, возврата с вышележащих объектов (в т.ч. с внедрением технологии ОРД). Система размещения скважин – избирательная с расстоянием между скважинами 150-350 м. Режим разработки – водонапорный.

Общий фонд скважин – 18, в том числе: добывающих – 14, нагнетательных – четыре.

Фонд скважин для бурения – шесть, в том числе: добывающих – четыре, нагнетательных – две.

Количество боковых стволов – шесть (добывающих – шесть).

Фонд скважин для перевода с других объектов всего – четыре добывающие.

Накопленная добыча нефти – 826 тыс. т.

Достижение КИН – 0,400, Квт – 0,563, Кохв – 0,711.

Плотность сетки – 9,7 га/скв

**Вариант 2 (предлагаемый к реализации)** - предусматривает замену эксплуатационного бурения на перевод скважин с вышележащих объектов (в т.ч. при бурении БС) и максимальное использования существующего фонда скважин (в т.ч. ввод неработающих скважин). Режим разработки – водонапорный.

Общий фонд скважин – 18, в том числе: добывающих - 16, нагнетательных – две.

Количество боковых стволов – 11 (добывающих – 11).

Фонд скважин для перевода с других объектов всего – 10 добывающих.

Накопленная добыча нефти – 826 тыс. т.

Достижение КИН – 0,400, Квт – 0,563, Кохв – 0,711.

Плотность сетки – 9,7 га/скв

#### **Объект С1д1 (Тл2-б+Тл2-а)**

**Базовый вариант** – разработка объекта действующим фондом скважин с применением очагового заводнения. Система размещения скважин – избирательная с расстоянием между скважинами 150-350 м. Режим разработки – водонапорный.

Общий фонд скважин – 23, в том числе: добывающих – 10, нагнетательных – две, контрольных – пять, водозаборных – одна, ликвидированных – пять.

Накопленная добыча нефти – 1600 тыс. т.

Достижение КИН – 0,515, Квт – 0,617, Кохв – 0,835.

Плотность сетки – 11,2 га/скв.

**Вариант 1** – предусматривает реализацию утвержденного варианта действующего проектного документа с учетом текущего состояния разработки объекта. Доформирование запроектированной системы разработки планируется за счет бурения новых скважин, бурения БС, внедрения технологии ОРД, ОРЗ. Система размещения скважин – избирательная с расстоянием между скважинами 150-350 м. Режим разработки – водонапорный.

Общий фонд скважин – 26, в том числе: добывающих – 16, нагнетательных – две, контрольных – две, водозаборных – одна, ликвидированных – пять.

Фонд скважин для бурения – три, в том числе: добывающих – три.

Количество боковых стволов – два (добывающих – два).

Фонд скважин для перевода с других объектов всего – одна добывающая (при бурении БС).

Проведение ГТМ: РИР (одна скв./опер.)

Накопленная добыча нефти – 1687 тыс. т.

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС5--ILO.IOS3.4.2.TCH	Лист
							278

Достижение КИН – 0,543, Квт – 0,617, Кохв – 0,880.

Плотность сетки – 10,0 га/сгв.

**Вариант 2 (предлагаемый к реализации)** – предусматривает продолжение разработки объекта действующим фондом скважин при водонапорном режиме с оптимизацией объемов эксплуатационного бурения, выполнением работ по переводу скважин с других объектов, увеличением объемов проведения ГТМ. Система размещения скважин – избирательная с расстоянием между скважинами 150-350 м. Режим разработки – водонапорный.

Общий фонд скважин – 25, в том числе: добывающих – 15, нагнетательных – две, контрольных – две, водозаборных – одна, ликвидированных – пять.

Фонд скважин для бурения – одна, в том числе: добывающих – одна (СМД).

Количество боковых стволов – три (добывающих – три).

Фонд скважин для перевода с других объектов всего – две добывающие (обе при бурении БС).

Радиальное бурение – одна скв./опер.

Проведение ГТМ: РИР (одна скв./опер.)

Накопленная добыча нефти – 1687 тыс. т.

Достижение КИН – 0,543, Квт – 0,617, Кохв – 0,880.

Плотность сетки – 10,0 га/сгв.

**Вариант 3** - предусматривает уплотнение сетки скважин относительно варианта 2 за счет увеличения бурения БС. Система размещения скважин – избирательная с расстоянием между скважинами 150-350 м. Режим разработки – водонапорный.

Общий фонд скважин – 25, в том числе: добывающих – 16, нагнетательных – две, контрольных – одна, водозаборных – одна, ликвидированных – пять.

Фонд скважин для бурения – одна, в том числе: добывающих – одна.

Количество боковых стволов – шесть (добывающих – шесть).

Фонд скважин для перевода с других объектов всего – две добывающие (обе при бурении БС).

Радиальное бурение – две сгв./опер.

Проведение ГТМ: РИР (одна скв./опер.)

Накопленная добыча нефти – 1696 тыс. т.

Достижение КИН – 0,546, Квт – 0,617, Кохв – 0,885.

Плотность сетки – 9,4 га/ске.

### Объект С2b (Бш)

**Базовый вариант** – разработка объекта действующим фондом скважин с применением очагового заводнения. Система размещения скважин – избирательная с расстоянием между скважинами 150-350 м. Режим разработки – водонапорный.

Общий фонд скважин – 14, в том числе: добывающих – 11, нагнетательных – три.

Накопленная добыча нефти – 507 тыс. т.

Достижение КИН – 0,284, Квт – 0,500, Кохв – 0,568.

Плотность сетки – 26,8 га/сгв.

**Вариант 1** - предусматривает продолжение разработки объекта действующим фондом с уплотнением сетки за счет бурения новых скважин, бурения БС, переводов с других объектов. Система размещения скважин – избирательная с расстоянием между скважинами 150-350 м. Режим разработки – водонапорный.

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС5--ILO.IOS3.4.2.TCH	Лист 279



Общий фонд скважин – 29, в том числе: добывающих – 23, нагнетательных – шесть.

Фонд скважин для бурения – 10, в том числе: добывающих – девять (шесть СМД), нагнетательных – одна (СМД).

Количество боковых стволов – один (добывающих – один).

Фонд скважин для перевода с других объектов всего – пять (добывающих – три в т.ч. одна при бурении БС, нагнетательных – две).

Смена проектного назначения (перевод добывающей скважины в нагнетательный фонд) – одна.

Накопленная добыча нефти – 625 тыс. т.

Достижение КИН – 0,350, Квт – 0,500, Кохв – 0,700.

Плотность сетки – 15,1 га/скв.

**Вариант 2 (предлагаемый к реализации)** - предусматривает продолжение разработки объекта действующим фондом скважин при водонапорном режиме с оптимизацией объемов бурения и переводов скважин при увеличении объемов проведения ГТМ. Система размещения скважин – избирательная с расстоянием между скважинами 150-350 м. Режим разработки – водонапорный.

Общий фонд скважин – 29, в том числе: добывающих – 23, нагнетательных – шесть.

Фонд скважин для бурения – семь, в том числе: добывающих – шесть (пять СМД), нагнетательных – одна (СМД).

Количество боковых стволов – один (добывающих – один).

Фонд скважин для перевода с других объектов всего – восемь (добывающих – шесть, в т.ч. одна при бурении БС, нагнетательных – две).

Смена проектного назначения (перевод добывающей скважины в нагнетательный фонд) – одна.

Радиальное бурение – две скв./опер.

ГРП – одна скв./опер.

Накопленная добыча нефти – 625 тыс. т.

Достижение КИН – 0,350, Квт – 0,500, Кохв – 0,700.

Плотность сетки – 14,2 га/скв.

**Вариант 3** – предусматривает уплотнение сетки скважин относительно варианта 2 за счет увеличения объемов бурения боковых стволов и количества переводов скважин с других объектов. Система размещения скважин – избирательная с расстоянием между скважинами 150-350 м. Режим разработки – водонапорный.

Общий фонд скважин – 29, в том числе: добывающих – 23, нагнетательных – шесть.

Фонд скважин для бурения – семь, в том числе: добывающих – шесть (пять СМД), нагнетательных – одна (СМД).

Количество боковых стволов – четыре (добывающих – четыре).

Фонд скважин для перевода с других объектов всего – восемь (добывающих – шесть, в т.ч. одна при бурении БС, нагнетательных – две).

Смена проектного назначения (перевод добывающей скважины в нагнетательный фонд) – одна.

Радиальное бурение – пять скв./опер.

ГРП – одна скв./опер.

Накопленная добыча нефти – 635 тыс. т.

Достижение КИН – 0,356, Квт – 0,500, Кохв – 0,712.

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС5--ILO.IOS3.4.2.TCH	Лист
							280

Плотность сетки – 12,5 га/скв.

### **Объект С2vг (В3)**

**Базовый вариант** – разработка объекта действующим фондом скважин с применением очагового заводнения. Система размещения скважин – избирательная с расстоянием между скважинами 175-475 м. Режим разработки – водонапорный.

Общий фонд скважин – 10, в том числе: добывающих – семь, нагнетательных – три.

Накопленная добыча нефти – 39 тыс.т.

Достижение КИН – 0,224, Квт – 0,596, Кохв – 0,376.

Плотность сетки – 9,9 га/скв.

**Вариант 1 (предлагаемый к реализации)** - предусматривает продолжение разработки объекта действующим фондом с уплотнением сетки за счет переводов с других объектов с внедрением оборудования для ОРД и ОРЗ. Система размещения скважин – избирательная с расстоянием между скважинами 175-475 м. Режим разработки – водонапорный.

Общий фонд скважин – 11, в том числе: добывающих – восемь, нагнетательных – три.

Фонд скважин для перевода с других объектов всего – одна (добывающих – одна).

Накопленная добыча нефти – 43 тыс. т.

Достижение КИН – 0,249, Квт – 0,596, Кохв – 0,418.

Плотность сетки – 9,0 га/скв.

**Вариант 2** - предусматривает уплотнение сетки скважин относительно варианта 1 за счет увеличения числа переводов скважин. Система размещения скважин – избирательная с расстоянием между скважинами 175-475 м. Режим разработки – водонапорный.

Общий фонд скважин – 13, в том числе: добывающих – 10, нагнетательных – три.

Фонд скважин для перевода с других объектов всего – три (добывающих – три, из них два приобщения к Бш с ОРД).

Радиальное бурение – одна скв./опер.

Накопленная добыча нефти – 44 тыс. т.

Достижение КИН – 0,256, Квт – 0,596, Кохв – 0,430.

Плотность сетки – 7,3 га/скв.

**В целом по месторождению** предлагаемый к реализации вариант разработки включает в себя сумму вторых вариантов по объектам С1т (Т0+Т1), С1тl (Тл2-б+Тл2-а), С2б (Бш) и первого варианта по объекту С2vг (В3).

Общий фонд скважин – 59, в том числе: добывающих – 42, нагнетательных – девять, контрольных – две, водозаборных – одна, ликвидированных – пять.

Применение оборудования ОРД в 10 добывающих скважинах, ОРЗ в четырех нагнетательных.

Количество боковых стволов – 15 (добывающих – 15).

Накопленная добыча нефти – 3181 тыс. т.

Достижение КИН – 0,446.

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

2021/354/ДС5--ILO.IOS3.4.2.TCH

Лист

281

**В пределах лицензионного участка ПЕМ 12412 НЭ:**

Общий фонд скважин (запасы категорий АВ1) всего – 43, в том числе: добывающих – 32, нагнетательных – шесть, контрольных – две, водозаборных – одна, ликвидированных – две.

Фонд скважин для бурения – три, в том числе: добывающих – три.

Количество боковых стволов – 11 (добывающих – 11).

Внедрение технологии ОРД в восьми скважинах.

Внедрение технологии ОРЗ в трех скважинах.

Накопленная добыча нефти – 2 308 тыс.т.

Достижение КИН – 0,439 (запасы категорий АВ1).

**В пределах лицензионного участка ПЕМ 12417 НР:**

Общий фонд скважин (запасы категорий АВ1) всего – 16, в том числе: добывающих – 10, нагнетательных – три, ликвидированных – три.

Фонд скважин для бурения – четыре, в том числе: добывающих – три (в т.ч. одна ОРД), нагнетательных – одна.

Количество боковых стволов – четыре (добывающих – четыре).

Внедрение технологии ОРД в двух скважинах.

Внедрение технологии ОРЗ в одной скважине.

Накопленная добыча нефти – 873 тыс.т, коэффициент извлечения – 0,468 (запасы категорий АВ1).

Эффективность применения ГТМ, новых методов повышения КИН, интенсификации добычи нефти и прогноз их применения по месторождению в целом приведены в **таблице 5**.

**VIII. ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ**

Исходные данные для расчёта экономических показателей приведены в **таблице 6**.

Экономическая оценка проведена при условии реализации 50% нефти на внешнем рынке по цене 56,92 долл./барр. при курсе доллара США 75,19 руб./долл., 50% на внутреннем рынке по цене (с НДС) 29659,03 руб./т в 2021 году.

Нормативы капитальных и эксплуатационных затрат определены на основе анализа фактических затрат по НГДО за 2020 год.

Экономическая оценка проведена с учётом выплаты налогов и платежей, установленных действующим законодательством.

Утвержденный коэффициент извлечения УВС (0,446) за проектный период достигается в рекомендуемом суммарном варианте (0,446), дисконтированный доход за проектный период (при норме дисконта 10%) в суммарном рекомендуемом варианте равен 2349,08 млн руб.

Разработка Бугровского месторождения в целом при принятых в расчётах ценах и затратах обеспечивает положительное значение чистого дисконтированного дохода недропользователя. Чистый дисконтированный доход (при норме дисконта 10%) за проектный период составляет 2349,08 млн руб., индекс доходности затрат равен 1,25.

Основные технико-экономические показатели разработки по объектам и месторождению в целом представлены в **таблице 7**.

Обоснование прогноза добычи нефти и объёмов буровых работ по месторождению в целом и эксплуатационным объектам приведено в **таблицах 8.1-8.13**.

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

## IX. РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ДОРАЗВЕДКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ И ПРОГРАММА ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИХ РАБОТ

С целью контроля за выработкой запасов нефти эксплуатационных объектов месторождения проводился промыслово-геофизический контроль при помощи геофизических методов: термометрия, расходомерия, термокондуктивная индикация притока, барометрия, влагометрия, резистивиметрия, а также для привязки к разрезу гамма-метод и локатор муфт.

За проектный период промыслово-геофизические исследования по определению профиля притока и источника обводнения проведены в семи добывающих скважинах, исследования по определению профиля приёмистости проведены в пяти нагнетательных скважинах. По результатам проведенных исследований определены параметры выработки пластов, источники обводнения скважин.

Выполнение программы исследовательских работ приведено в **таблице 9.1.**

Для доразведки месторождения рекомендуется: при бурении проектных скважин отобрать керн из продуктивных интервалов, изучить фильтрационно-емкостные свойства пород-коллекторов, а также определить остаточную нефтенасыщенность; продолжить отбор и изучение состава и физико-химических свойств пластовой жидкости и флюидов.

Уточнение геологического строения залежей и категорийности запасов нефти будет осуществляться бурением скважин эксплуатационного фонда.

С целью контроля за выработкой запасов нефти планируется проведение промыслово-геофизических исследований с применением следующих методов: термометрия, расходомерия, термокондуктивная индикация притока, барометрия, влагометрия, резистивиметрия, а также для привязки к разрезу гамма-метод и локатор муфт. Для уточнения параметров пластовых флюидов планируется провести отбор глубинных проб в новых скважинах по три пробы из скважины.

Программа исследовательских работ и доразведки представлена в **таблице 9.**

## X. ОБЕСПЕЧЕНИЕ ВОДОСНАБЖЕНИЯ

В качестве источника водоснабжения системы ППД на Бугровском месторождении используется пластовые воды тульско-бобриковского терригенного водоносного комплекса из водозаборной скважины.

Обоснование прогноза добычи воды приведено в **таблице 8.14.**

## XI. ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

Комплекс мероприятий по охране недр и окружающей среды, рекомендуемый в данной работе, составлен с учетом действующих нормативных актов РФ, правил и ограничений по природопользованию.

В работе предусмотрены мероприятия по охране недр при бурении, эксплуатации, консервации и ликвидации скважин.

При бурении скважин и боковых стволов при КРС предусматриваются мероприятия по сохранению природных характеристик призабойной зоны скважины в процессе первичного и вторичного вскрытия продуктивного пласта.

В процессе эксплуатации добывающих и нагнетательных скважин основные

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №
--------------	--------------	--------------

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата
------	-------	------	-------	-------	------



мероприятия планируется провести с целью проверки целостности колонны, цементного кольца, установления зон утечек и поступления посторонних вод и осуществления ремонтно-изоляционных работ по восстановлению качества крепи.

Консервацию и ликвидацию скважин предусмотрено проводить в строгом соответствии с действующими инструкциями, что обеспечит по ликвидируемым скважинам недопущение утечек остатков нефти и пластовой воды в другие горизонты разреза, а по консервируемым - возможность их повторного ввода в эксплуатацию.

Предусматривается проведение мониторинга за состоянием окружающей среды.

Предусмотренный комплекс мероприятий по охране недр обеспечит достаточный уровень охраны недр от негативного воздействия планируемой разработки месторождения в пределах ЛУ ПЕМ 12412 НЭ, ЛУ ПЕМ 12417 НР ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».

## ХII. БЕЗОПАСНОЕ ВЕДЕНИЕ РАБОТ

В процессе разработки месторождения предусматривается безопасное ведение работ, а также соблюдение утвержденных в установленном порядке стандартов (норм, правил) по технологии ведения работ, связанных с пользованием недрами. С этой целью рекомендовано: организация и осуществление производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности в порядке, установленном постановлением Правительства Российской Федерации № 2168 от 18.12.2020 «Об организации и осуществлении производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности».

*В обсуждении приняли участие:* Дубков И.Б., Тулубаев Д.А., Растрогин А.Е., Шешуков Е.Е., Шаповалов А.Е., Зевьялов А.С.

### ЦКР Роснедр по УВС (Северо-Западная нефтегазовая секция) ОТМЕЧАЕТ:

1. На работу получена справка (от 18.11.2021 г.) об оценке достоверности информации о количестве и качестве геологических запасов углеводородов Бугровского нефтяного месторождения.

2. Имеется заключение Минэнерго РФ, в котором проектный документ согласовывается в авторском варианте (письмо № 09-4857 от 01.12.2021) (приложение 1).

3. Извлекаемые запасы, обоснованные в проектном документе «Дополнение к технологическому проекту разработки Бугровского месторождения», прошли государственную экспертизу. Получено сводное экспертное заключение комиссии ЭЗ № 42-21 оп-пд (С.-П.ф.) от 14.12.2021 г., утвержденное протоколом Роснедра от 20.12.2021 № 03-18/1308-пр.

4. Цель работы – уточнение проектных уровней добычи нефти с учетом текущего состояния разработки, изменений геологического строения и запасов углеводородов по результатам эксплуатационного бурения (2019 г.).

5. Изученность месторождения удовлетворительная. ФЕС коллекторов изучены по керновым исследованиям, данным ГИС и ГДИ. Экспериментальные

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

2021/354/ДС5--ILO.IOS3.4.2.TCH

Лист

284

определения ОФП пластов выполнены на собственном керне. Определение остаточной нефтенасыщенности и коэффициентов вытеснения нефти водой проведено в лабораторных условиях на образцах собственного керна.

6. Решения действующего проектного документа в целом и программы геолого-технических мероприятий и исследовательских работ выполнены в соответствии с проектным документом.

7. За межпроектный период (2017-2019 гг.) месторождение разрабатывалось с показателями по добыче нефти ниже уровня утвержденных с отклонением 8,7-33,9 %. В 2020 году фактический уровень добычи нефти превысил проектный уровень на 1,0%. (допустимые отклонения, установленные приказом МПР России № 356 от 14.06.2016 г. +/- 40 %)

8. Состояние разработки месторождения удовлетворительное. Отобрано от НИЗ 50,5 % нефти при обводненности 65,7 %. Текущий КИН составил 0,225.

9. В разработке находятся четыре эксплуатационных объекта: C1t (T0+T1), C1tl (Тл2-б+Тл2-а), C2b (Бш) и C2vr(B3).

10. Трёхмерные цифровые геологические модели пластов месторождения построены с применением программы IRAP RMS компании «ROXAR».

11. Фильтрационные модели создавались с использованием программного комплекса Tempest MORE компании «ROXAR».

12. Начальные геологические запасы нефти и средние подсчётные параметры в трёхмерной цифровой фильтрационной модели соответствуют принятым значениям с учётом допустимых отклонений (5 %).

13. Трёхмерные цифровые геолого-фильтрационные модели Бугровского нефтяного месторождения пригодны для прогноза показателей разработки.

14. Для более эффективной выработки остаточных запасов нефти предусмотрена адресная программа ГТМ, включающая: бурение БС, радиальное бурение, перестрелы, ремонтно-изоляционные работы, гидравлический разрыв пласта.

15. Выполнение предложенного к реализации варианта разработки, программ ГТМ и исследовательских работ обеспечит максимально возможное и экономически целесообразное извлечение УВС.

#### ЦКР Роснедр по УВС (Северо-Западная нефтегазовая секция) РЕШИЛА:

1. Работу «Дополнение к технологическому проекту разработки Бугровского месторождения Пермского края» согласовать по авторскому суммарному варианту, включающему вторые варианты по объектам C1t (T0+T1), C1tl (Тл2-б+Тл2-а), C2b (Бш) и первого варианта по объекту C2vr (B3) со следующими основными положениями (таблица 7), технологическими показателями (таблицы 8.1-8.14)\* и прогнозными показателями, характеризующими выполнение технического проекта разработки (таблица 11):

1.1. Максимальные проектные уровни по месторождению в целом (запасы категорий АВ1):

добычи нефти, тыс. т	49,8 (2026 год);
добычи жидкости, тыс. т	230,4 (2039 год);
закачки воды, тыс.м <sup>3</sup>	85,2 (2029 год);

\* - уровни ежегодных допустимых отклонений показателей в соответствии с пунктом 5.1 Правил разработки месторождений углеводородного сырья, утвержденных приказом Минприроды России от 14.06.2016 №356 (ред. от 20.09.2019).

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

## 1.3. Основные положения:

1.3.1. Выделение четырех эксплуатационных объектов: C1t (T0+T1), C1tl (Тл2-б+Тл2-а), C2b (Бш) и C2vr (B3).

## 1.3.2. Применение следующих систем разработки:

- объект C1t (T1+T2) – избирательная на водонапорном режиме.
- объект C1tl (Тл2-б+Тл2-а) – избирательная на водонапорном режиме
- объект C2b (Бш) – избирательная на водонапорном режиме
- объект C2vr (B3) – избирательная на водонапорном режиме

Общий фонд скважин всего – 59, в том числе: добывающих нефтяных – 42, нагнетательных – девять, контрольных – две, водозаборных – одна, ликвидированных – пять.

1.3.3. Фонд скважин для бурения – семь, в том числе: добывающих – шесть (в т.ч. пять СМД), нагнетательных – одна малого диаметра.

1.3.4. Количество боковых стволов – 15 (добывающих – 15).

1.4. Достижение коэффициента извлечения УВС по месторождению для запасов категорий АВ1 – 0,446.

1.5. Накопленная добыча УВС по месторождению в целом – 3181 тыс.т, коэффициент извлечения УВС (запасы категорий АВ1) – 0,446.

**В том числе по Лицензионному участку ПЕМ 12412 НЭ:**

## 1.6. Основные положения:

1.6.1. Выделение четырех эксплуатационных объектов: C1t (T0+T1), C1tl (Тл2-б+Тл2-а), C2b (Бш) и C2vr (B3).

1.6.2. Общий фонд скважин (запасы категорий АВ1) всего – 43, в том числе: добывающих – 32, нагнетательных – шесть, контрольных – две, водозаборных – одна, ликвидированных – две.

1.6.3. Фонд скважин для бурения – три, в том числе: добывающих – три (из них три СМД).

1.6.4. Количество боковых стволов – 11 (добывающих – 11).

1.6.5. Внедрение технологии ОРД в восьми скважинах.

1.6.6. Внедрение технологии ОРЗ в трех скважинах.

1.7. Достижение КИН для запасов категорий АВ1 – 0,439, в том числе по объектам:

Объект	Квыт	Кохв	КИН
C1t (T0+T1)	0,563	0,711	0,400
C1tl (Тл2-б+Тл2-а)	0,617	0,880	0,543
C2b (Бш)	0,500	0,700	0,350
C2vr (B3)	0,596	0,418	0,249

1.8. Накопленная добыча нефти – 2307 тыс.т.

1.9. Достижение КИН – 0,438 (запасы категорий АВ1).

**В том числе по Лицензионному участку ПЕМ 12417 НР:**

## 1.9. Основные положения:

1.9.1. Выделение трех эксплуатационных объектов: C1t (T0-T1), C1tl (Тл2-б+Тл2-а) и C2b (Бш).

1.9.2. Общий фонд скважин (запасы категорий АВ1) всего – 16, в том числе: добывающих – 10, нагнетательных – три, ликвидированных – три.

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата



1.9.3. Фонд скважин для бурения – четыре, в том числе: добывающих – три (одна ОРД, две СМД), нагнетательных – одна (СМД).

1.9.4. Количество боковых стволов – четыре (добывающих – четыре).

1.9.5. Внедрение технологии ОРД в двух скважинах.

1.9.6. Внедрение технологии ОРЗ в одной скважине.

1.10. Достижение КИН для запасов категорий **АВ1** – 0,468, в том числе по объектам:

Объект	Квыт	Кохв	КИН
C1t (T0+T1)	0,563	0,711	0,400
C1tl (Тл2-б+Тл2-а)	0,617	0,880	0,543
C2b (Бш)	0,500	0,700	0,350

1.10. Накопленная добыча нефти – 874 тыс.т.

1.11. Достижение КИН – 0,468 (запасы категорий **АВ1**).

2. Согласовать программы: ГТМ (таблица 5), исследовательских работ и доразведки (таблица 9) и работ по вводу в эксплуатацию неработающих скважин (таблица 10).

### 3. «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»:

3.1. Выполнить программы ГТМ и МУП (таблица 5), исследовательских работ и доразведки (таблица 9), работ по вводу в эксплуатацию неработающих скважин (таблица 10) в полном объеме и в установленные сроки.

3.2. Уточнить трёхмерные геологические и фильтрационные модели объектов разработки с учётом новой геолого-геофизической информации, полученной в соответствии с выполненной программой исследовательских работ и геолого-промысловым анализом разработки.

3.3. Обеспечить проведение современных промыслово-геофизических исследований по контролю за выработкой запасов нефти, текущей насыщенностью, характером обводнения пласта и энергетическим состоянием залежи.

3.4. Обеспечить научное сопровождение разработки Бугровского нефтяного месторождения Пермского края.

Присутствовало: 7 членов Северо-Западной нефтегазовой секции ЦКР Роснедр по УВС

Итоги голосования: за - единогласно

Руководитель  
Северо-Западной  
нефтегазовой секции ЦКР  
Роснедр по УВС



И.Б. Дубков

Секретарь  
Северо-Западной  
нефтегазовой секции ЦКР  
Роснедр по УВС



Д.А. Тулубаев

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата



Таблица 1

## Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов Бугровского месторождения

№ п/п	ПАРАМЕТРЫ	Размерность	C1п (Т1+Т0)	C1п (Т1з-6)	C1п (Т1з-а) вен.залежь	C1п (Т1з-а) р-н скв.318	C1п (Т1з-6+Т1з-а)	C2в (Вм)	C2вр (Вз)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Средняя глубина залегания кровли	м	1633,9	1590,2	1562,7	1602,8	1582,9	1305,7	1279,9
2	Абсолютная отметка ВНК	м	-1408	-1371,5-1376	-1357	-1359,3	-1371,5-1376	-1085	-1044,5
3	Абсолютная отметка ГНК	м							
4	Абсолютная отметка ГВК	м							
5	Тип залежи		пластовые сводовые	пластовая сводовая литологич. экран.	пластовая сводовая литологич. экран.	пластовая сводовая литологич. экран.	пластовая сводовая литологич. экран.	пластовая сводовая, подстилая в водой	пластовая сводовая литологич. экран.
6	Тип коллектора		карбонатный	терригенный	терригенный	терригенный	терригенный	карбонатный	карбонатный
7	Площадь нефтеносности	тыс. м <sup>2</sup>	3053	4600	1562	663	4600	4831	986
8	Средняя общая толщина	м	28,0	9,7	4,3	4,8	13,7	51,5	4,6
9	Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина	м	5,2	3,5	1,0	1,8	3,9	3,4	1,8
10	Средняя эффективная газонасыщенная толщина	м							
11	Средняя эффективная водонасыщенная толщина	м							
12	Коэффициент пористости	доли ед.	0,16	0,22	0,30	0,20	0,22	0,16	0,16
13	Коэффициент нефтенасыщенности ЧНЗ	доли ед.	0,90	0,87	0,78	0,92	0,87	0,81	0,74
14	Коэффициент нефтенасыщенности ВНЗ	доли ед.							
15	Коэффициент нефтенасыщенности пласта	доли ед.							
16	Коэффициент газонасыщенности пласта	доли ед.							
17	Проницаемость	мкм <sup>2</sup>	32,5	308,9	138,7	177,8	263,3	57,9	20,3
18	Коэффициент песчанности	доли ед.	0,48	0,43	0,24	0,45	0,38	0,27	0,48
19	Расчетность	ед.	5,6	2,8	1,1	2,2	3,9	15,5	2,0
20	Начальная пластовая температура	°С	31,9	31,2	31,0	31,0		25,7	25,0
21	Начальное пластовое давление	МПа	16,6	16,2	16,1	16,1		12,8	12,3
22	Вязкость нефти в пластовых условиях	мПа*с	87,08	19,28	19,28	19,28	19,28	7,91	7,91
23	Плотность нефти в пластовых условиях	(кг/м <sup>3</sup> )*10 <sup>-3</sup>	0,914	0,887	0,887	0,887	0,887	0,856	0,856
24	Плотность нефти в поверхностных условиях	(кг/м <sup>3</sup> )*10 <sup>-3</sup>	0,926	0,895	0,895	0,895	0,895	0,871	0,871
25	Объемный коэффициент нефти	доли ед.	1,021	1,022	1,022	1,022	1,022	1,032	1,032
26	Содержание серы в нефти	%	3,99	2,94	2,94	2,94	2,94	2,10	2,98
27	Содержание парафина в нефти	%	4,35	3,43	3,43	3,43	3,43	5,29	4,49
28	Давление насыщения нефти газом	МПа	8,9	9,7	9,7	9,7	9,7	5,1	5,1
29	Газосодержание	м <sup>3</sup> /т	6,6	11,1	11,1	11,1	11,1	10,3	10,3
30	Давление начала конденсации	МПа							
31	Плотность конденсата в стандартных условиях	(кг/м <sup>3</sup> )*10 <sup>-3</sup>							
32	Вязкость конденсата в стандартных условиях	мПа*с							
33	Потенциальное содержание стабильного конденсата в пластовом газе (C5+)	г/м <sup>3</sup>							
34	Содержание сероводорода	%							
35	Вязкость газа в пластовых условиях	мПа*с							
36	Плотность газа в пластовых условиях	кг/м <sup>3</sup>							
37	Коэффициент сверхсжимаемости газа	доли ед.							
38	Вязкость воды в пластовых условиях	мПа*с	1,41	1,44	1,44	1,44	1,44	1,60	1,53
39	Плотность воды в поверхностных условиях	(кг/м <sup>3</sup> )*10 <sup>-3</sup>	1,166	1,171	1,171	1,171	1,171	1,171	1,15
40	Коэффициент сжимаемости	1/МПа*10 <sup>-4</sup>							
41	нефти		5,07	11,95	12,23	12,23	12,09	7,46	8,03
42	воды		3,73	2,75	2,75	2,75	2,75	2,84	3,07
43	горючих		1,45	2,71	2,71	2,71	2,71	2,4	1,6
44	Коэффициент вытеснения нефти водой	доли ед.	0,563	0,622	0,548	0,625	0,617	0,500	0,596
45	Коэффициент вытеснения нефти газом	доли ед.							
46	Удельный коэффициент продуктивности по нефти	м <sup>3</sup> /сут*МПа*м	4,4	23,7	3,8	3,8		2,6	0,9
47	Коэффициенты фильтрационных сопротивлений:								
48	A	МПа <sup>2</sup> /(гис.м <sup>3</sup> /сут)							
49	B	МПа <sup>2</sup> /(гис.м <sup>3</sup> /сут)							

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Лист

2021/354/ДС5--ILO.IOS3.4.2.TCH

288

Изм. К.уч. Лист № док Подп. Дата

Приложение В. Проектный наряд

**ПРОЕКТНЫЙ НАРЯД НА ПРОИЗВОДСТВО БУРОВЫХ РАБОТ**  
**Бугровское месторождение с отбором керна (первая в кусте)**

Проектная глубина	1372 м	Станко-месяц	0,64	Коммерческая скорость бурения	2130 м/ст.мес
Проектный объект	C <sub>2</sub> b	Общее время на бурение скважины	19,3 дня;	463,8 ч	
Способ бурения	вращательный эксплуатация	Конструкция скважины			
Цель бурения	наклонно-направленная				
Категория скважины		Кондуктор	Д	245 мм	0 85 м
Оснастка 4х5 Интервал работы 0-1372м		Эксплуатационная колонна	Д	168 мм	0 603 м
Инструмент ПВ 102мм		Хвостовик	Д	114 мм	528 1372 м

**НОРМАТИВНАЯ ЧАСТЬ**

Наименование работ	Интервал бурения, м		Количество метров	Диаметр	Число долот	Количество долот	Время мех. бурения, ч	Время, ч										
	от	до						типоразмер	проходки по долоту, м	сборка-разборка инструмента	переходы	смена долот	оборудование-расборка-сборка	ПТР	прямая	пробитая, расширение	прочие работы	итого
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
Направление обустройства при монтажных работах или при опережающем бурении с легкого станка (БА-15, УРБ-2М)																		
Заготовка и переход на ГБР 0-603м																5,00	5,00	5,25
Бурение под кондуктор, ротор	0	85	85	Ш-295,3 SKHS37G	400	0,2	1 3,86	0,17	0,4	0,27	4,93	0,43	0,43	0,19		10,64	11,17	
Геофизические пслед. М1:500 (ГК, ННК, ДС, БК, НК)	0	85														4,50	4,50	4,73
Крепление кондуктором 245мм, ОЗЦ 18ч	0	85														25,73	25,73	26,12
Бурение под эксл. колонну, ВЗД	85	603	518	PDC 215,9/220,7 MSD 616	700	0,7	1 10,36	1,82	10,3	0,27	4,63	0,43	6,77	0,52		35,06	36,81	
Ориентирование, телесистема	100	603														5,17	5,17	5,43
Геофизические пслед. М1:500 (ГК, ННК, АК с ВС, ДС)	50	603														4,50	4,50	4,73
АКЦ с ВС, ГГЦ кондуктора	0	85														2,50	2,50	2,63
Шаблонирование (проработка) скважины перед спуском эксплуатационной колонны	85	603						3,55					0,28	2,22		6,05	6,35	
Крепление эксл. колонной 168мм, ОЗЦ 18ч (во время ОЗЦ гидроскоп 4,5ч)	0	603														34,57	34,57	35,40
Установка разрезного посадочного кольца (2ч), монтаж ПВО, опрессовка (43,47ч)																45,47	45,47	47,74
Заготовка на ХНР 603-1212м во время ОЗЦ, переход																0,00	0,00	0,00
Заготовка и переход на ББР-СКП-МГ 1212-1372м																6,00	6,00	6,30
Бурение под эксл. хвостовик, ВЗД, прокачка очищающих пачек, тех. СПО через 150-250м проходки при необходимости	603	1293	690	PDC 149,2 MSD 613	1000	0,7	1 38,33	5,15	11,2	0,27	3,58	0,43	17,59	1,92		78,43	82,35	
Опрессовка ствола через ПВО на глубине 822, 1012, 1212м																2,40	2,40	2,52
Спуск магнитного фрезера при необходимости																	0,00	0,00
Привязочный каротаж перед отбором керна																3,00	3,00	3,15
Бурение с отбором керна, ротор	1293	1302	9	142,9 RC479	120	0,1	1 4,50	6,90	0,2	0,27	3,45	0,43	0,91	0,23		16,87	17,71	
Расширка, бурение под эксл. хвостовик, ВЗД, прокачка очищающих пачек	1293	1325	32	PDC 149,2 MSD 613	1000	0,03	1 1,28	6,91	0,7	0,27	3,58	0,43	1,68	0,06		14,93	15,68	
Бурение с отбором керна, ротор	1325	1343	18	142,9 RC479	120	0,2	1 9,00	7,06	0,2	0,27	5,22	0,43	0,93	0,45		23,54	24,72	
Расширка, бурение под эксл. хвостовик, ВЗД, прокачка очищающих пачек, тех. СПО через 150-250м проходки при необходимости	1325	1372	47	PDC 149,2 MSD 613	1000	0,03	1 1,61	7,19	0,9	0,27	3,58	0,43	2,20	0,08		16,26	17,07	
Ориентирование, телесистема	603	1372														10,17	10,17	10,68
Опрессовка ствола через ПВО на глубине 1372м																0,80	0,80	0,84
Геофизические пслед. М1:500, М1:200 Окончательный каротаж, инклинометрия	450	1372														15,00	15,00	15,75
АКЦ, ГГЦ эксл. колонны	0	603														4,00	4,00	4,20
Шаблонирование и проработка ствола, прокачка очищающих пачек перед спуском эксл. хвостовика	603	1372	769				1,0	7,94			1,42		1,15			10,51	11,04	
Опрессовка бурильного инструмента	0	528									3,14					1,53	4,67	4,90
Спуск и крепление хвостовика 114 мм, ОЗЦ 30ч (во время ОЗЦ: демонтаж ПВО, выброс инструмента, монтаж АФК, АКЦ, ГГЦ, ЭМДСТ хвостовика провести во время освоения)	528	1372														51,64	51,64	52,72
Опрессовка ЭК и хвостовика																2,00	2,00	2,10
Смена вахт																		5,73
<b>Итого</b>			1372				2,0	8	68,9	49,8	23,8	1,9	30,4	3,0	31,9	5,7	224,0	439,4

средняя скорость по скважине 19,9 м/ч  
отбор керна 27 м 2,0 м/ч

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

Изм. Колуч. Лист Недок Подп. Дата

2021/354/ДС5--ILO.IOS3.4.2.TCH

**ПРОЕКТНЫЙ НАРЯД НА ПРОИЗВОДСТВО БУРОВЫХ РАБОТ**  
**Бугровское месторождение (последующая в кусте)**

Проектная глубина	1372 м	Станко-месяц	0,48	Коммерческая скорость бурения	2841 м/ст.мес
Проектный объект	C <sub>2</sub> b	Общее время на бурение скважины	14,5 дня; 347,6 ч		
Способ бурения	вращательный	Конструкция скважины			
Цель бурения	эксплуатация				
Категория скважины	наклонно-направленная	Кондуктор	Д 245 мм	0	85 м
Освистка 4x5	Интервал работы 0-1372м	Эксплуатационная колонна	Д 168 мм	0	603 м
Инструмент ПВ 102мм		Хвостовик	Д 114 мм	528	1372 м

**НОРМАТИВНАЯ ЧАСТЬ**

Наименование работ	Интервал бурения, м		Количество метров	Долото		Число доз	Кол-во доз-ловней	Время мех. бурения, ч	Время, ч										
	от	до		типоразмер	проработка на жиро, м				Другие виды инструментов	проработка	смена доз	обор.-ремонт КЭБС	ПР	проем	проработка, расклевка	проем работы	итого	итого с п.1.05 на расчетное время работы	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	
Направление обустройства при монтажных работах или при опережающем бурении с легкого станка (БА-15, УРБ-2М)																			
Заготовка и переход на ГБР 0-603м																	5,00	5,00	5,25
Бурение под кондуктор, ротор	0	85	85	Ш-295,3 SKH537G	400	0,2	1	3,86	0,17	0,4	0,27	4,93	0,43	0,43	0,19			10,64	11,17
Крепление кондуктором 245мм, ОЗЦ 18ч	0	85																25,73	26,12
Бурение под экспл. колонну, ВЗД	85	603	518	PDC 215,9/220,7 MSD 616	700	0,7	1	10,36	1,82	10,3	0,27	4,63	0,43	6,77	0,52			35,06	36,81
Ориентирование, телесистема	100	603																5,17	5,43
АКЦ с ВС, ГГЦ кондуктора	0	85																2,50	2,63
Шаблонирование (проработка) скважины перед спуском эксплуатационной колонны	85	603							0,00					0,00	0,00			0,00	0,00
Крепление экспл. колонной 168мм, ОЗЦ 18ч (во время ОЗЦ гироскоп 4,5ч)	0	603																34,57	35,40
Установка разрезного посадочного кольца (2ч), монтаж ПВО, опрессовка (25,17ч)																		27,17	28,53
Заготовка на ХНР 603-1212м во время ОЗЦ, переход																		0,00	0,00
Заготовка и переход на УББР (ББР-СКП-МГ) 1212-1372м																		6,00	6,30
Бурение под экспл. хвостовик, ВЗД, прокачка очищающих пачек, тех. СПО через 150-250м проходки при необходимости	603	1372	769	PDC 149,2 MSD 613	1000	0,8	1	42,72	5,45	12,8	0,27	3,58	0,43	20,16	2,14			87,53	91,91
Опрессовка ствола через ПВО на глубине 822, 1012, 1212м																		2,40	2,52
Ориентирование, телесистема	603	1372																10,17	10,68
Опрессовка ствола через ПВО на глубине 1372м																		0,80	0,84
Геофизические послед. М1:500, М1:200 Окончательный каротаж, наклонометрия	450	1372																15,00	15,75
АКЦ, ГГЦ экспл. колонны	0	603																4,00	4,20
Шаблонирование и проработка ствола, прокачка очищающих пачек перед спуском экспл. хвостовика	603	1372	769				1,0		0,00				0,00	0,00				0,00	0,00
Опрессовка бурового инструмента	0	528							3,14									1,53	4,90
Спуск и крепление хвостовика 114 мм, ОЗЦ 30ч (во время ОЗЦ: демонтаж ПВО, выброс инструмента, монтаж АФК, АКЦ, ГГЦ, ЭМДСТ хвостовика провести во время освоения)	528	1372																51,64	52,72
Опрессовка ЭК в хвостовика																		2,00	2,10
Смена вахт																			4,29
<b>Итого</b>			1372				1,7	4	56,9	10,6	23,4	0,8	13,2	1,3	27,4	2,8	193,7	330,1	347,55

средняя скорость по скважине 24,1 м/ч

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

Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС5--ИЛО.ИОС3.4.2.ТСН	Лист
							290



Утверждаю:
Главный инженер проекта
П.Н. Кустов

Геолого - технический наряд

Месторождение - Бугровское
Группа нефтерайона - 17А
Куст № 5а: №№ 600, 601, 809 - Добывающие, №607 - Нагнетательные.

Цель бурения - эксплуатация
Проектная глубина - 1292м (по вертикали), 1372м (по стволу)
Проектный горизонт - Башкирский ярус (С2б)

Оборудование:
Буровая установка - АРБ-100
Насос буровой - 8Т-650-1 - 2 шт.

Продолжительность бурения и крепления: 19,3/14,5 сут\*

Противовибросовое оборудование:
Эксплуатационная колонна:
Противовибросовое оборудование по схеме обвязки №5 (ОП-5К1) ОП-5-180/80х35 К2, КОС 21-168х245 К1 УХЛ1
Эксплуатационная колонна + хвостовик:
Для добывающих скважин: КОС 21-168х245 К1 УХЛ1, КУ-65х14 К1 УХЛ1;
Для нагнетательных скважин: КОС 21-168х245 К1 УХЛ1; АНК1 65х21 К1 УХЛ1
Освоение:
Противовибросовое оборудование по схеме обвязки №2 (ПМТ-2, ПП-2 156х21)

Проектная скорость бурения: 2130/2384 м/ст.мес \*

Table with 5 columns: Class of pipes, Diameter of pipes, 1, 2, 3, Intervals of casing during drilling. Lists various pipe types like УБТ 203 x 60, УБТ 165 x 46,9, etc.

Main geological-technical log table with columns for Interval (m), Lithological description, Well construction, Production equipment, Test results, Parameters of the well, and Remarks. Includes detailed descriptions of geological layers and well construction details.

Примечание:
\*\* в числителе значения для первой скважины в кусте с отбором керна, в знаменателе для последующих в кусте скважин без отбора.

Условные обозначения:

Legend table for geological symbols: Глина, Песчаник, Азевролит, Мергель, Известняк, Доломит, Глины отковидные, Ангидрит, Известняк глинистый, Аргиллиты, Отбор керна, Нефтеносность, интервал испытания.

Исполнитель:
Инженер 1 кат.

Handwritten signature of M.S. Karmanov

М.С. Кармаенков

Начальник отдела разработки рабочих проектов
Ю.В. Фефелов

Handwritten signature of Yu.V. Fefelov

Table with 2 columns: Взам. инв. №, Подл. и дата, Инв. № подл.

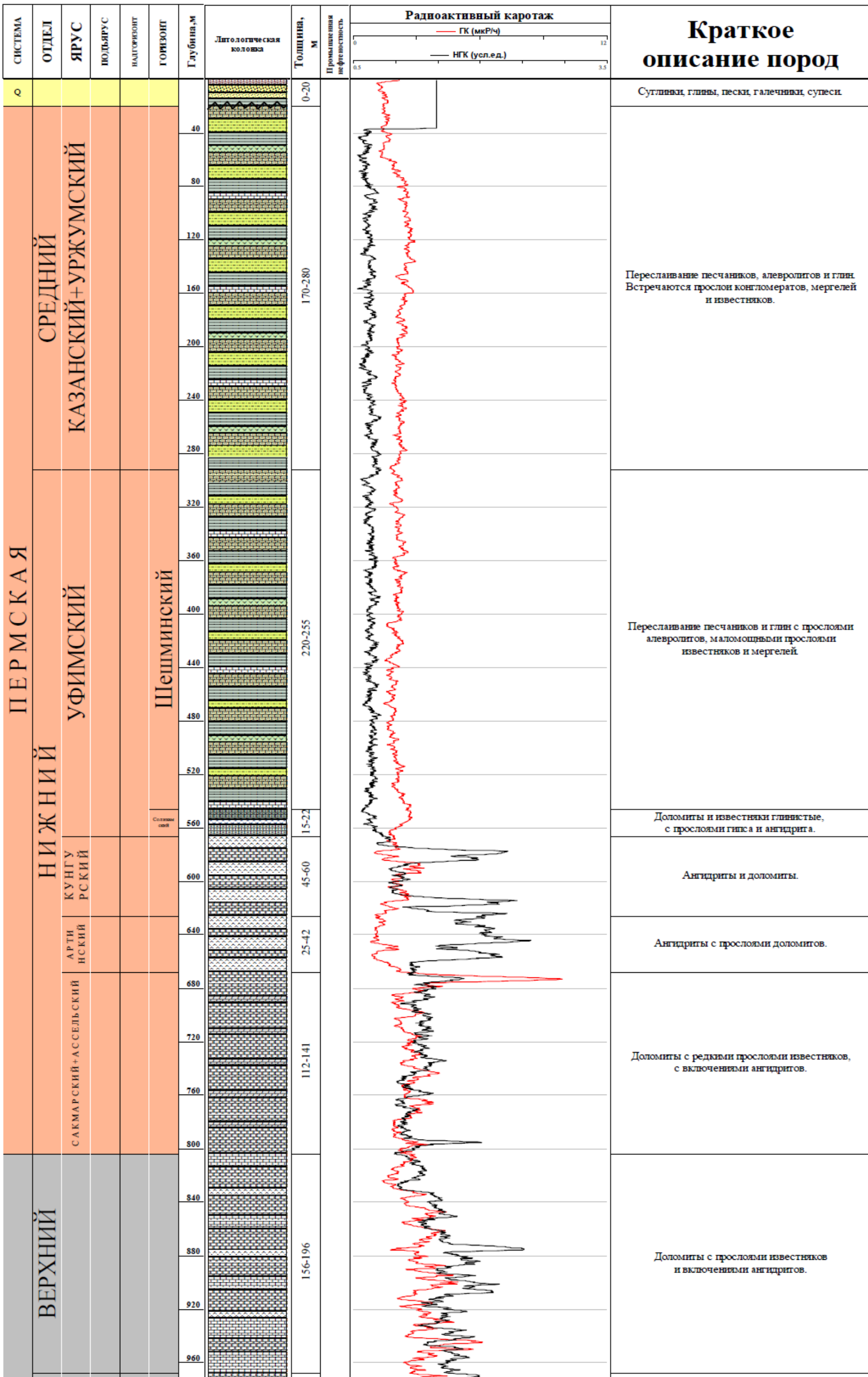
Table with 6 columns: Изм., Колуч., Лист, №док., Подп., Дата. Includes page number 291 and document number 2021/354/ДС5--ПЛО.ИОС3.4.2.ТСН

**Приложение Д. Схема расположения оборудования и коммуникаций**

Изм. № подл.	Взам. инв. №
Подп. и дата	

Изм.	Колуч.	Лист	№док	Подп.	Дата

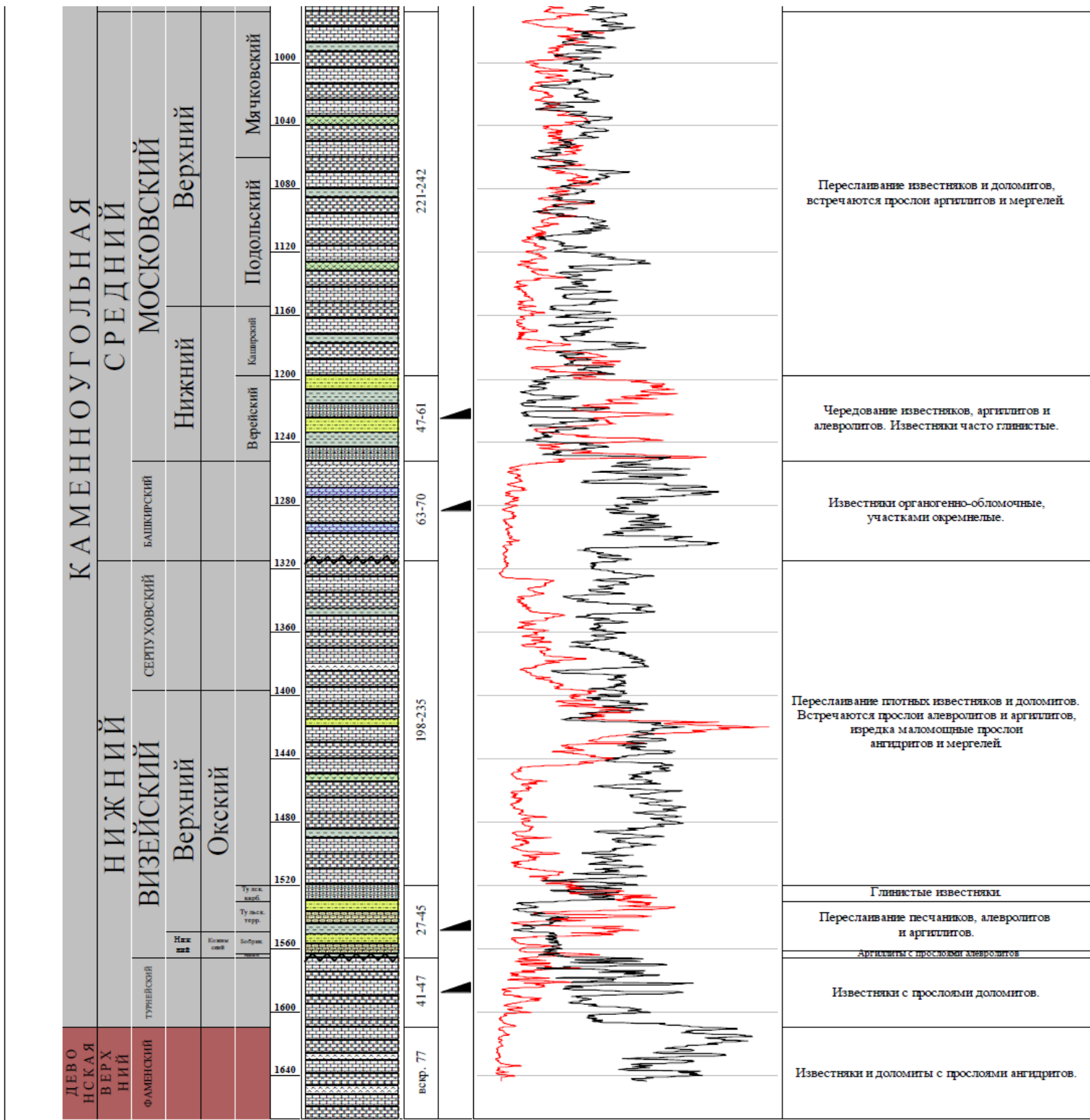
2021/354/ДС5--ILO.IOS3.4.2.TCH



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

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата





- УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ**
- Известняк
  - Известняк глинистый
  - Перерыв в осадконакоплении
  - Известняк органогенный
  - Доломит
  - Промышленная нефтеносность
  - Доломит глинистый
  - Ангидрит
  - Мергель
  - Гипс
  - Песчаник битуминозный
  - Глина
  - Известняк окремненный
  - Песок
  - Супесь
  - Алевролит
  - Аргиллит
  - Известняк доломитизированный с включениями сульфатов

Экз.

Инд. № подл.	Взам. инв. №
Подп. и дата	

ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» Физлиц ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИИнефть» в г.Перми ПНИПУ Базовая кафедра «НГИ» (БК «НГИ»)	К отчету по договору № 7042/20z2055 «Дополнение к технологическому проекту разработки Бугровского месторождения» Отв. исполнитель :  В.Г.Гайниева 2021 г.
Приложение 1	Сводный геолого-геофизический разрез
Масштаб 1:2000	
Составила:	Т.С. Насонова
Оформила:	П.С. Сальникова
Выполнено с использованием программного продукта GeoOffice Solver 95	

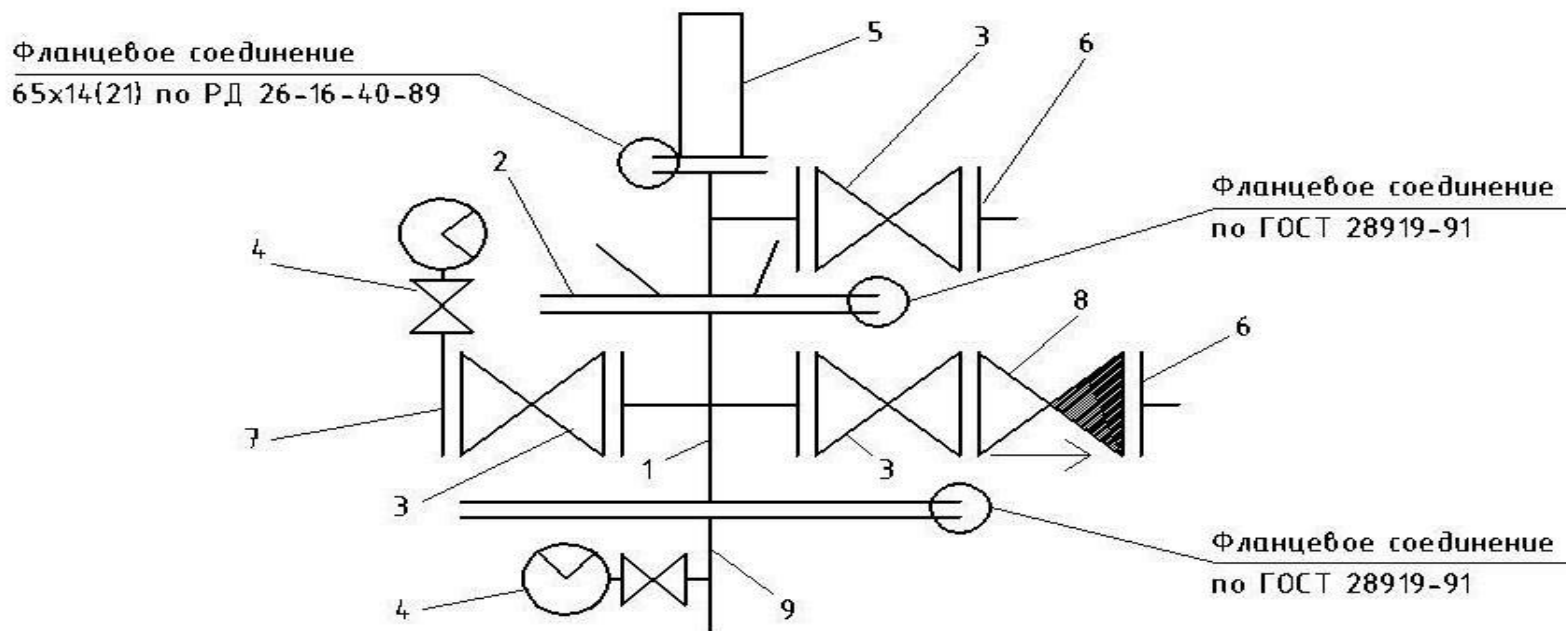
Изм.	Копуч.	Лист	№док	Подп.	Дата

2021/354/ДС5--ILO.IOS3.4.2.TCH

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К.уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

## Приложение Ж. Схемы исполнения устьевого оборудования и колонной головки



1. Трубная головка. 2. Переводник трубной головки с 2 кабельными вводами. 3. Задвижка дисковая ЭД.
4. Устройство разрядно-спускное с манометром. 5. Сальник штангового насоса (Ф32).
6. Фланец ответный под приварку трубы Ф89. 7. Фланец с заглушкой НКТ60.
8. Клапан обратный регулируемый. 9. Обвязка колонная.

Рисунок 1 – Принципиальная схема исполнения устьевого оборудования для ШГН.

2021/354/ДС-ЛО.ЮСС.4.2.ТСН

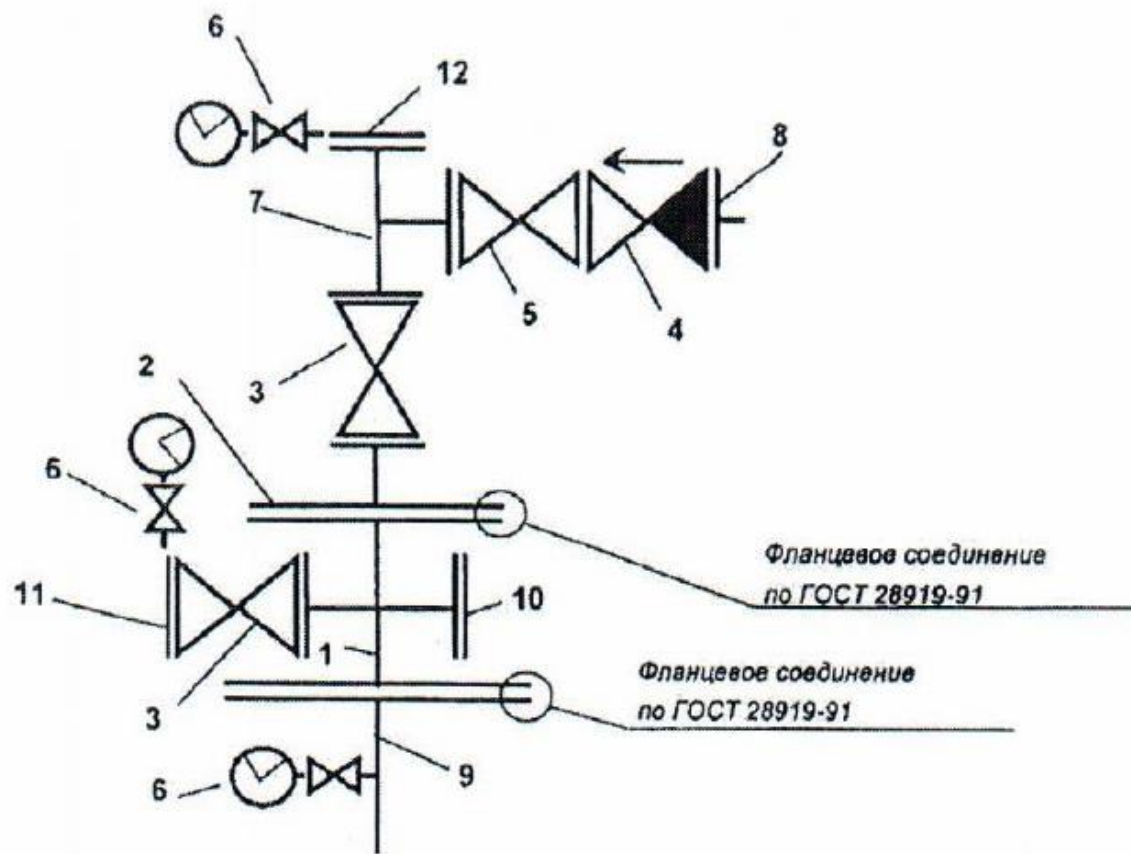


Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

2021/354/ДС5--ЛО.ЮОС3.4.2.ТСН

Лист	296
------	-----



1. Трубная головка. 2. Переводник трубной головки. 3 Задвижка дисковая ЗД.
4. Обратный клапан типа КО. 5. Задвижка дисковая штуцерная ЗДШ. 6. Устройство разрядно-спускное с манометром.
7. Тройник. 8. Фланец ответный под приварку трубы Ф89. 9. Обвязка колонная. 10. Заглушка. 11. Фланец с заглушкой НКТ60.
12. Фланец с заглушкой НКТ73.

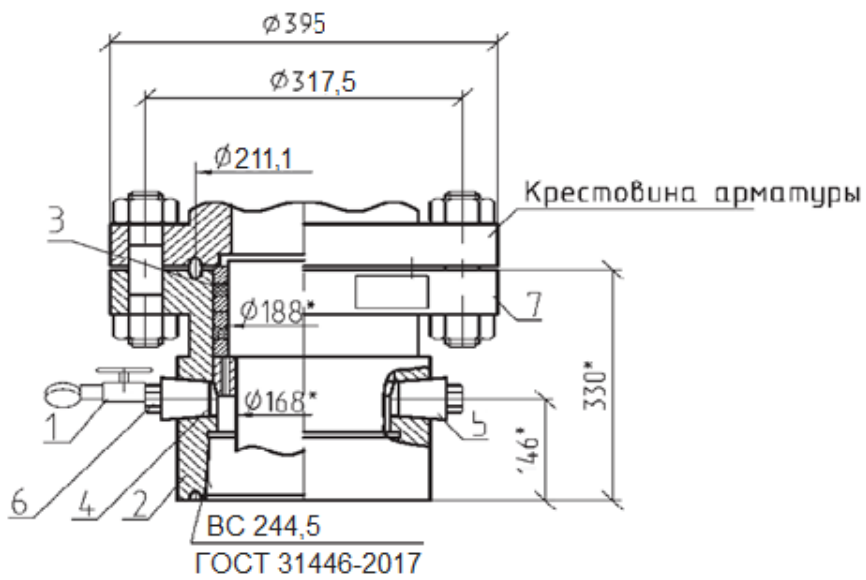
Рисунок 2 – Принципиальная схема исполнения устьевого оборудования для нагнетательных скважин.

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

2021/354/ДС5--ЛО.ЮОС3.4.2.ТСН

Лист	297
------	-----



- 1-Вентиль манометрический с разделителем сред;
- 2-Корпус;
- 3-Пакер (количество уплотнений -2шт);
- 4-Центратор;
- 5-Заглушка НКТ60;
- 6-Заглушка НКТ 60 под УРС;
- 7-Фланец 180х35 по ГОСТ 28919-91

Рисунок 3 – Принципиальная схема исполнения колонной головки.

## Приложение 3. Программа по буровым растворам

### ПРОГРАММА РАБОТ ПО БУРОВЫМ РАСТВОРАМ ДЛЯ БУРЕНИЯ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН МАЛОГО ДИАМЕТРА БУГРОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (КУСТ №5А) (проектируемый объект – башкирский ярус)

Начальник Управления технологии  
строительства скважин

О.В. Гаршина

Начальник отдела буровых растворов

П.А. Хвоцин

тел.: (342) 233-62-66, 233-62-61

Факс. (342) 233-62-61

E-mail: [Pavel.Khvoschin@pnn.lukoil.com](mailto:Pavel.Khvoschin@pnn.lukoil.com)

Исполнитель:  
М.В. Шлапацкий  
21.06.2022

г. Пермь, 2022

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Исполнитель: М.В. Шлапацкий 21.06.2022				2021/354/ДС5--ILO.IOS3.4.2.TCH	Лист
			г. Пермь, 2022					298
Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата			

## 1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ПО СКВАЖИНЕ

• Назначение скважин	добывающие, нагнетательные		
• Альтитуда ротора	177,0 м		
• Проектная глубина (А.О.)	1372 м (- 1115,0 м)		
• Проектный горизонт	Башкирский ярус		
• Эксплуатационный горизонт	Башкирский (Бш) ярус		
• Ожидаемые пластовые давления на ВНК (А.О.)	ПП	Рпл, МПа	А.О., м
	C <sub>2vr</sub> (B3)	12,3	1044,5
	C <sub>2b</sub> (Бш)	12,8	1085,0
• Ожидаемый газовый фактор	C <sub>2vr</sub> (B3) – 10,3 м <sup>3</sup> /т C <sub>2b</sub> (Бш) – 10,3 м <sup>3</sup> /т		
• Глубины спуска обсадных колонн: - кондуктор (Ø = 245 × 7,9 мм) - эксплуатационная колонна (Ø = 168 × 7,3 мм) - эксплуатационный хвостовик (Ø = 114 × 6,4 мм)	85 м 603 м 528-1372 м		
• Диаметр долота при бурении: - под кондуктор - под эксплуатационную колонну - под эксплуатационный хвостовик	295,3 мм 215,9 (220,7) мм 149,2 мм		
• Интервал бурения на ГБР плотностью 1080 кг/м <sup>3</sup> (85 м) <sup>1</sup>	0-85 м		
• Интервал бурения на ГБР плотностью 1080 кг/м <sup>3</sup> (518 м) <sup>1</sup>	85-603 м		
• Интервал бурения на технической воде плотностью 1020 кг/м <sup>3</sup> (219 м) <sup>1</sup>	603-822 м		
• Интервал бурения на хлорнатриевом растворе ХНР плотностью 1080 кг/м <sup>3</sup> (390 м) <sup>1</sup>	822-1212 м		
• Интервал бурения на безглинистом буровом растворе УББР (ББР-СКП-МГ) плотностью 1090 кг/м <sup>3</sup> (160 м) <sup>2</sup>	1212-1372 м		
• Максимальный зенитный угол при бурении под хвостовик в интервале 373-1325 м	22,3 град.		
• Интервалы отбора керна (метраж), в одной из скважин куста.	C <sub>2vr</sub> (B3) – 1293-1302 м (9 м) C <sub>2b</sub> (Бш) – 1325-1343 м (18 м)		

**Примечание:**

- Плотности промывочных жидкостей выбраны учитывая опыт производства буровых работ на скважинах Бугровского месторождения.
- Плотности и тип промывочных жидкостей определены расчетным путем для кровли горизонтов с максимальным градиентом пластового давления.
- В случае отбора керна в верейском горизонте и башкирском ярусе в интервале отбора керна применяется безглинистый буровой раствор ББР с ограниченным показателем фильтрации.
- По согласованию с Проектировщиком, в зависимости от профиля ствола скважины, возможно изменение типа бурового раствора.
- Критерии применения УББР:
  - максимальный зенитный угол ствола скважины не должен превышать 40 град.;
  - общая длина интервала бурения с применением УББР должна быть не более 250 м, при этом интервал неустойчивых пород не должен превышать 100 м;
  - отсутствие отбора керна в интервале применения раствора;
 Возможна корректировка критериев применения УББР.
- Выбор типа промывочных жидкостей произведен в соответствии со Сборником региональных нормативных документов для безаварийного строительства скважин на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».

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

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС5--ИЛО.ИОС3.4.2.ТСН	Лист 299
------	-------	------	-------	-------	------	--------------------------------	-------------



### 3 НЕОБХОДИМОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ПРИГОТОВЛЕНИЯ И ОЧИСТКИ БУРОВОГО РАСТВОРА

#### 3.1 Необходимое оборудование

Для приготовления промывочных жидкостей необходимо иметь следующее исправное оборудование:

№ п/п	Наименование оборудования	Типоразмер или шифр	Количество, шт.
1	Глиномешалка / емкость с лопастным перемешивателем	6-10 м <sup>3</sup>	1
2	Гидравлическая мешалка эжекторного типа (гидроворонка), установленная на мернике (блоке для приготовления бурового раствора), обязанном с центробежным насосом с возможностью обвязки на все рабочие мерники. Должна быть обеспечена возможность подачи на гидроворонку реагентов грузоподъемной техникой	ГС-Т-40, MI-SWACO или аналог	1
3	Рабочий мерник, оборудованный перемешивающими устройствами (шиберные задвижки между емкостями должны быть герметичными)	40 м <sup>3</sup>	1
4	Технологический мерник, оборудованный перемешивающими устройствами (шиберные задвижки между емкостями должны быть герметичными)	40 м <sup>3</sup>	1
5	Насос для откачки раствора в случае утечек	диафрагменный или «Гном»	1
6	Передвижная парогенераторная установка или парогенератор (используется в зимнее время)	ППУ А 1200/100	1
7	Автокран / механизированное устройство для подачи крупнотоннажных реагентов к гидроворонке	-	1

Система очистки промывочных жидкостей должна включать следующее исправное оборудование:

№ п/п	Наименование оборудования	Типоразмер или шифр	Количество, шт.	Минимальный размер очищаемой фракции, мм
1	Вибросито	Derrick, SWACO или аналог	не менее 2	В зависимости от размера сеток
2	Гидроциклон (пескоотделитель)	Derrick, SWACO или аналог	1	0,07-0,044
3	Илоотделитель	Derrick, SWACO или аналог	1	0,044-0,01
4	Центрифуга	ОГШ-500, Derrick, SWACO или аналог	1	0,01-0,005
5	Емкость циркуляционной системы грубой очистки (ЦСГО)	не менее 20 м <sup>3</sup>	1	-
6	Дегазатор *	Каскад-40	1	-
7	Мерник-отстойник *	6-10 м <sup>3</sup>	1	-

**Примечание:** \* – оборудование включается в работу в случае превышения содержания газа в промывочной жидкости более 5%

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС5--ILO.IOS3.4.2.TCH	Лист
							301

Для очистки буровых растворов от выбуренного шлама в циркуляционной системе буровой установки должна быть предусмотрена установка следующего оборудования:

1. Не менее двух линейных вибросит с возможностью работы в эллиптическом режиме, оснащенных ситовыми панелями с размером ячеек от 20 до 100 меш, для первичной очистки раствора от выбуренного шлама. Рекомендуемый размер сеток на вибросита при бурении с применением буровых растворов на водной основе (ББР, УББР, ББР-СКП-МГ, МГБР-ПМГ, ББР-СКП, ВИБР) – 40, 60, 80, 120, 170 меш., рекомендуемый размер сеток на вибросита при бурении с применением растворов на углеводородной основе – 40, 60, 80, 120, 170 меш. При переходе на указанные типы буровых растворов возможно использование более крупных сеток (20 меш.) до полного растворения реагентов.
2. Вибросито под гидроциклонную установку с возможностью работы в эллиптическом режиме, оснащенное ситовыми панелями с размером ячеек от 210 до 325 меш.
3. Гидроциклонная установка, включающая песко- и илоотделитель;
4. Центрифуга с частотой вращения барабана не менее 2500 об/мин и возможностью регулирования подачи раствора с помощью винтового насоса и частоты вращения ротора.
5. Дегазатор для удаления газа из раствора, в случае газопроявления;
6. Набор ситовых панелей с размером ячеек от 20 до 325 меш с запасным комплектом.

**3.2 Выбор режима работы очистного оборудования**

1. Работа вибросита считается эффективной при выполнении следующих условий:
  - сила вибрации  $G = 6-7$ ;
  - угол перемещения фазы от 45 до 50 градусов;
  - угол поднятия вибромамы не выше 4-5 градусов;
  - площадь покрытия рабочей поверхности сеток буровым раствором и шламом должна составлять 70-80 %.
2. При остановке циркуляции бурового раствора более чем на 10 мин, либо при снижении пропускной способности вибросита, по причине забивания ячеек шламом / компонентами бурового раствора, необходимо производить промывку ситовых панелей водой под давлением или продувку паром / сжатым воздухом.
3. Работа гидроциклонов считается эффективной при выполнении следующих условий:
  - давление на входе пескоотделителя должно составлять  $\geq 0,25$  МПа;
  - давление на входе илоотделителя должно составлять  $\geq 0,32$  МПа;
  - плотность пульпы, выходящей из пескоотделителя, должна быть больше плотности раствора не менее чем на  $0,25$  г/см<sup>3</sup>;
  - плотность пульпы, выходящей из илоотделителя, должна быть больше плотности раствора не менее чем на  $0,3$  г/см<sup>3</sup>;
  - разгрузка пульпы в виде веера, при этом присутствует небольшой вакуумный эффект в центре насадки.
4. Рекомендуется следующий оптимальный режим работы центрифуги:
  - расход раствора – 8-12 м<sup>3</sup>/ч;
  - скорость вращения ротора – 2500 об/мин;
  - сливная линия очищенного раствора с центрифуг должна иметь угол слива не менее 20 градусов;
  - питающая линия центрифуги должна обеспечивать возможность ввода пресной воды для промывки центрифуг при остановке, необходимо следить, чтобы вода после промывки центрифуги не поступала в буровой раствор.
  - обвязка винтовых насосов для центрифуг должна быть изготовлена с возможностью подачи раствора на центрифугу с любого рабочего мерника.
5. Работа центрифуги считается эффективной при выполнении следующих условий:
  - плотность пульпы, выходящей из центрифуги, должна быть не менее  $1,90$  г/см<sup>3</sup>;
  - влажность шлама должна составлять не более 50 %.
6. Оборудование системы очистки раствора должно работать во время бурения постоянно, периодичность и режим работы центрифуги определяется инженером по буровым растворам.

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

						2021/354/ДС5--ILO.IOS3.4.2.TCH	
Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата		

7. При повышении содержания газа более 5%, должны приниматься меры по его дегазации, выявлению причин насыщения раствора газом (работа пласта, поступление газа с выбуренной породой, вспенивание и т. д.) и их устранению, используя дегазатор и дополнительный мерник-отстойник.

## 4 ХАРАКТЕРИСТИКА СОСТАВА И СВОЙСТВ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

### 4.1 Интервал 0-85 м

В интервале 0-85 м (кондуктор) бурение осуществляется с промывкой **глинистым буровым раствором (ГБР)**.

ГБР снижает вероятность осложнений, связанных с неустойчивостью стенок скважины.

#### 4.1.1 Необходимый объем раствора ГБР

при бурении под кондуктор (инт. 0-85 м)	Объем, м <sup>3</sup>
на поверхности	30,0*
на бурение интервала (коэффициент на метр проходки – 0,45)	38,3
<b>Итого</b>	<b>68,3 м<sup>3</sup></b>

#### 4.1.2 Показатели свойств бурового раствора ГБР

• Плотность, кг/м <sup>3</sup>	1080
• Условная вязкость по ВБР-2, с	≥ 50

#### 4.1.3 Рецепт раствора ГБР и расход реагентов для приготовления и регулирования свойств в процессе бурения

Наименование реагента	Назначение	Расход, кг	
		на 1 м <sup>3</sup>	на интервал
<b>Основные реагенты</b>			
Глинопорошок ППБ	Структурообразователь	60	4098
Кальцинированная сода	Химическое диспергирование глины	5	342
КМЦ (КАМЦЕЛ-800)	Понизитель фильтрации, регулятор вязкости	5	342
<b>Дополнительные реагенты</b>			
Бикарбонат натрия <sup>1</sup>	Нейтрализатор остатков цемента	5	185
Лимонная кислота <sup>1</sup>		0,1	4

Примечания:

1. Отмечены реагенты, которыми обрабатывается буровой раствор для нейтрализации остатков цемента в случае установки цементных мостов для ликвидации поглощений, расчет на 37 м<sup>3</sup>.

2. Расход хим. реагентов для приготовления и поддержания проектных параметров ГБР представлен без учета возможных осложнений.

#### 4.1.4 Инженерные комментарии

• Перед переходом на ГБР проводится чистка мерников. Проводится проверка исправности всех ступеней очистки, заверяется актом.

• Заготовка ГБР проводится только на технической воде.

• Перед спуском кондуктора показатель условной вязкости ГБР доводится до значений не менее 50 с.

#### 4.2 ИНТЕРВАЛ 85-603 м

В интервале 85-603 м (эксплуатационная колонна) бурение осуществляется с промывкой **глинистым буровым раствором (ГБР) с пониженным показателем фильтрации**.

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

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС5--ИЛО.ИОС3.4.2.ТСН	Лист
							303



Для заготовки ГБР с пониженным показателем фильтрации возможно применение ГБР сохраненного с предыдущего интервала.

Основное назначение раствора в данном интервале – обеспечение устойчивости ствола скважины, снижение набухания и диспергирования выбуренных пород, обеспечение качественной очистки ствола скважины.

#### 4.2.1 Необходимый объём

при бурении под экс. колонну (инт. 85-603 м)	Объём, м <sup>3</sup>
на поверхности	30,0
в колонне	3,5
на бурение интервала (коэффициент на метр проходки – 0,3)	155,4
<b>Итого</b>	<b>188,9 м<sup>3</sup></b>
<b>из них с предыдущего интервала</b>	<b>30,0 м<sup>3</sup></b>
<b>Итого на заготовку</b>	<b>158,9 м<sup>3</sup></b>

#### 4.2.2 Показатели свойств бурового раствора ГБР

• Плотность, кг/м <sup>3</sup>	1080
• Условная вязкость по ВБР-2, с	≥ 40
• Показатель фильтрации при ΔР = 0,7 МПа, см <sup>3</sup> /30 мин.	≤ 15

#### 4.2.3 Рецепт раствора ГБР и расход реагентов для приготовления и регулирования свойств в процессе бурения

Наименование реагента	Назначение	Расход, кг	
		на 1 м <sup>3</sup>	на интервал
<b>Основные реагенты</b>			
Глинопорошок ППБ	Структурообразователь	50	7945
Кальцинированная сода	Химическое диспергирование глины, регулятор рН	5	795
КМЦ (КАМЦЕЛ-800)	Понизитель фильтрации	3	477
<b>Дополнительные реагенты</b>			
Бурфлюб-БТ <sup>1</sup>	Смазочная добавка	20	400
Бикарбонат натрия <sup>2</sup>	Нейтрализатор остатков цемента	5	275
Лимонная кислота <sup>2</sup>		0,1	6

#### Примечания:

1. Реагент используют для приготовления пачки, закачиваемой в скважину перед спуском эксплуатационной колонны (расчет на 20,0 м<sup>3</sup>).
2. Отмечены реагенты, которыми обрабатывается буровой раствор для нейтрализации остатков цемента в случае установки цементных мостов для ликвидации поглощений, расчет на 55 м<sup>3</sup>.
3. Расход хим. реагентов для приготовления и поддержания проектных параметров ГБР представлен без учета возможных осложнений.

#### 4.2.4 Инженерные комментарии

- Для бурения интервала под эксплуатационную колонну возможно применение сохраненного ГБР с предыдущего интервала.
- Заготовка ГБР на пополнение проводится только на технической воде с обработкой глинопорошком ППБ, кальцинированной содой и КМЦ.
- Перед спуском эксплуатационной колонны установить пачку на исходном растворе ГБР в объеме 20 м<sup>3</sup>, с содержанием смазочной добавки Бурфлюб-БТ в концентрации 20 кг/м<sup>3</sup>.
- В случае интенсивных поглощений при бурении под эксплуатационную колонну проводятся изоляционные работы по дополнительному плану.

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

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС5--ИЛО.ИОС3.4.2.ТСН	Лист 304
------	-------	------	-------	-------	------	--------------------------------	-------------

**4.3 ИНТЕРВАЛ 603-822 м**

В интервале 603-822 м бурение осуществляется с промывкой технической водой плотностью 1020 кг/м<sup>3</sup>.

При проявлениях пластовых сероводородсодержащих вод промывочная жидкость обрабатывается оксидом цинка для предотвращения негативного воздействия сероводорода. В случае проявлений сероводорода возможно утяжеление промывочной жидкости.

**4.3.1 Необходимые объемы**

на поверхности	30,0
в колонне	11,1
на бурение (коэффициент на метр проходки – 0,2)	43,8
<b>Итого</b>	<b>84,9 м<sup>3</sup></b>
<b>Примечание:</b> * – объем бурового раствора на поверхности выбран согласно п. 394 Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности, утвержденных приказом №534 от 15.12.2020	

**4.3.2 Показатели свойств**

• Плотность, кг/м <sup>3</sup>	<b>1020</b>
--------------------------------	-------------

**4.3.3 Расход реагентов для очистки промывочных жидкостей и нейтрализации сероводорода**

Наименование	Назначение	Расход, кг/м <sup>3</sup>	Суммарный расход, кг
ПАА (Praestol марок 2530, 2540)	Флокулянт	0,05	4
Оксид цинка	Нейтрализатор сероводорода	0,5	42

**4.4 ИНТЕРВАЛ 822-1212 м**

В интервале 822-1212 м бурение осуществляется с промывкой хлорнатриевым раствором (ХНР) плотностью 1080 кг/м<sup>3</sup>.

При проявлениях пластовых сероводородсодержащих вод промывочная жидкость обрабатывается оксидом цинка для предотвращения негативного воздействия сероводорода. В случае проявлений сероводорода возможно утяжеление промывочной жидкости.

**4.4.1 Необходимые объемы ХНР**

на поверхности	30,0 *
в колонне	11,1
в открытом стволе	4,2
на бурение (коэффициент на метр проходки – 0,2)	78,0
<b>Итого</b>	<b>123,3 м<sup>3</sup></b>
<i>из них с предыдущего интервала тех. вода</i>	45,3 м <sup>3</sup>
<b>Примечание:</b> * – объем бурового раствора на поверхности выбран согласно п. 394 Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности, утвержденных приказом №534 от 15.12.2020	

**4.4.2 Показатели свойств ХНР**

• Плотность, кг/м <sup>3</sup>	<b>1080</b>
--------------------------------	-------------

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

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС5--ILO.IOS3.4.2.TCH	Лист 305
------	-------	------	-------	-------	------	--------------------------------	-------------

#### 4.4.3 Расход реагентов для приготовления и очистки промывочной жидкости и нейтрализации сероводорода

Наименование	Назначение	Расход, кг/м <sup>3</sup>	Суммарный расход, кг
Натрий хлористый	Утяжелитель	120	14796
ПАА (Praestol марок 2530, 2540)	Флокулянт	0,05	6
Оксид цинка	Нейтрализатор сероводорода	0,5	62

Перед переходом на буровой раствор УББР (ББР-СКП-МГ) на глубине 1212 м производится опрессовка ствола скважины.

#### 4.5 ИНТЕРВАЛ 1212-1372 м

В интервале 1212-1372 м бурение осуществляется с промывкой безглинистым буровым раствором по упрощенной рецептуре УББР.

В случае, если зенитный угол в верейских отложениях превышает 40 град. (либо планируется отбор керна) бурение интервала осуществляется с промывкой ББР-СКП-МГ.

Основное назначение раствора в данном интервале – сохранение коллекторских свойств продуктивного пласта; обеспечение устойчивости верейских отложений; качественная очистка ствола наклонно-направленной скважины.

#### 4.5.1 Необходимые объемы бурового раствора

на поверхности	30,0*
в колонне	11,1
в открытом стволе	11,7
на бурение (коэффициент на метр проходки – 0,16)	25,6
<b>Итого</b>	<b>78,4 м<sup>3</sup></b>

**Примечание:** \* – объем бурового раствора на поверхности выбран согласно п. 394 Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности, утвержденных приказом №534 от 15.12.2020

#### 4.5.2 Показатели свойств бурового раствора УББР

• Плотность, кг/м <sup>3</sup>	1090
• Условная вязкость по ВБР-2, с	≥18
• Показатель фильтрации при ΔP=0,7 МПа, см <sup>3</sup> /30мин.	≤ 10
• pH фильтрата	8-10
• Содержание К <sup>+</sup> , г/л	≥ 35
• Содержание песка, %	≤ 1

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

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС5--ILO.IOS3.4.2.TCH	Лист
							306

### 4.5.3 Рецептúra раствора УББР и расход реагентов для приготовления и регулирования свойств в процессе бурения

Наименование	Назначение	Расход, кг/м <sup>3</sup>	Суммарный расход, кг
<b>Основные реагенты</b>			
Реагент ККР	Регулятор реологических и фильтрационных свойств	20	1568
Каустический магнезит ПМК-83	Регулятор рН, коагулянт	10	784
Калий хлористый	Ингибитор гидратации глин	85	6664
Натрий хлористый	Регулятор плотности	35	2744
Гипс	Ингибитор гидратации глин	20	1568
НПАВ <sup>1</sup>	Регулятор поверхностного натяжения раствора на границе с пластовой нефтью	0,3	24
<b>Дополнительные реагенты</b>			
Пента 465	Пенегаситель	0,5	39
Биоцид БТ	Бактерицид	0,5	39
Оксид цинка	Нейтрализатор сероводорода	0,5	39
<b>Примечания:</b>			
1. В качестве НПАВ возможно применение следующих реагентов: Неонол АФ <sub>9-12</sub> , Реверсмол марки В.			
2. Расход хим. реагентов для приготовления и поддержания проектных параметров УББР без учета возможных осложнений.			

### 4.5.4 Показатели свойств бурового раствора ББР-СКП-МГ

• Плотность, кг/м <sup>3</sup>	1090
• Условная вязкость по ВБР-2, с	40-65
• Показатель фильтрации при ΔР = 0,7 МПа, см <sup>3</sup> /30мин.	≤ 5
• Пластическая вязкость, мПа·с	15-25
• Динамическое напряжение сдвига, дПа	100-160
• Прочность геля, дПа	20,4-51,1 / 25,6-76,7
• Содержание К <sup>+</sup> , г/л	≥ 45
• рН фильтрата	8,0-9,5
• Содержание отмытого песка, %	≤ 1
• Толщина фильтрационной корки, мм	пленка

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

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС5--ИЛО.ИОС3.4.2.ТСН	Лист 307
------	-------	------	-------	-------	------	--------------------------------	-------------

#### 4.5.5 Рецепт раствора ББР-СКП-МГ и расход реагентов для приготовления и регулирования свойств в процессе бурения

Наименование	Назначение	Расход, кг/м <sup>3</sup>	Суммарный расход, кг
1	2	3	4
<b>Основные реагенты</b>			
БУРАМИЛ-БТ марки А	Понизитель фильтрации	30	2352
РЕОЦЕЛ марки В	Регулятор реологических свойств	2	157
РЕОКСАН марки Б	Регулятор структурно-механических свойств	3	235
СИНТАЛ-БТ	Ингибитор, гидрофобизатор	7	549
Р-СИЛ марки А	Ингибитор гидратации глин, регулятор рН	7	549
СКЖ	Ингибитор гидратации глин	5	392
САФ	Гидрофобизатор	10	784
Калий хлористый	Ингибитор гидратации глин	100	7840
Каустическая сода	Регулятор рН	2	157
НПАВ (Неонол АФ <sub>9-12</sub> )	Понизитель поверхностного натяжения на границе раздела фаз «фильтрат-пластовый флюид»	0,3	24
ККУ-М марки МК-3	Кислоторастворимый кольматант	10	784
ККУ-М марки МК-5		10	784
ККУ-М марки МК-40		10	784
БУРФЛЮБ-БТ	Смазочная добавка	10	784
<b>Дополнительные реагенты</b>			
ПЕНТА-465	Пенегаситель	0,3	24
Детергент Н	Противосальниковая добавка	0,3	24
Биоцид-БТ	Бактерицид	0,3	24
Оксид цинка	Нейтрализатор сероводорода	0,5	39
Бикарбонат натрия <sup>1</sup>	Нейтрализатор остатков цемента	5	280
Лимонная кислота <sup>1</sup>		0,1	6
<b>Примечания:</b>			
1. Отмечены реагенты, которыми обрабатывается буровой раствор для нейтрализации остатков цемента в случае установки цементных мостов, расчет на 56,0 м <sup>3</sup> .			
2. Расход хим. реагентов для приготовления и поддержания проектных параметров ББР-СКП-МГ представлен без учета возможных осложнений.			

## 5 ИНЖЕНЕРНЫЕ КОММЕНТАРИИ

### 5.1 Бурение интервала 1212-1372 м с промывкой УББР

- Перед переходом на буровой раствор УББР проводится опрессовка скважины. При необходимости проводятся изоляционные работы.
- Перед переходом на раствор УББР проводится чистка мерников. Проводится проверка исправности всех ступеней очистки, заверяется актом.
- Заготовка бурового раствора проводится на технической воде с утяжелением солями калия и натрия. Для заготовки раствора возможно применение пластовой воды.
- Для обеспечения устойчивости ствола скважины необходимо поддерживать содержание ингибиторов гидратации глин (калий хлористый, гипс) на регламентируемом уровне.
- При проявлениях сероводородсодержащих пластовых вод буровой раствор обрабатывается оксидом цинка для предотвращения негативного воздействия сероводорода на свойства раствора.

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

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС5--ILO.IOS3.4.2.TCH	Лист
							308



скважины. Объем очищающей пачки должен покрывать не менее 150 м кольцевого пространства.

Пачка должна закачиваться в турбулентный или промежуточный режим движения жидкости в затрубном пространстве. Пачка на основе синтетических волокон ИНКЛИН увеличивает плавучесть шлама и будет способствовать выносу частиц из скважины. Принцип действия реагента ИНКЛИН заключается в создании структурной сетки из распределенных волокон. Сетка выполняет роль мягкого механического «скрепера» при прокачке пачки.

Приготовление очищающих пачек производится в отдельной емкости, оборудованной перемешивающим устройством. После приготовления очищающих пачек производится их последовательная закачка в линию манифольда, затем прокачка по стволу буровым насосом. В зависимости от обвязки емкости для приготовления пачек возможно дополнительное использование АЦН-320.

Интервалы прокачки пачек определяются в оперативном порядке инженером по буровым растворам. Рецептуры и объемы пачек могут быть откорректированы инженером по буровым растворам в зависимости от наличия / отсутствия признаков накопления шлама в стволе скважины.

При закачке пачки следует контролировать ее выход на поверхность и оценивать эффективность их действия. Необходимо проводить промывку ствола скважины до прекращения выхода шлама на выбросите.

#### Режимы прокачки пачек:

1. Вращение инструмента – не менее 60 об/мин для роторной КНБК, для КНБК с ГЗД – максимально возможное, с учетом технических характеристик элементов КНБК.
2. Расхаживание инструмента на длину ведущей трубы.
3. Увеличение производительности насоса на 5-15%.

#### 6.1 Периодичность прокачки очищающих пачек

Промывочная жидкость	Длина интервала, м	Периодичность прокачки	Объем пачки, м <sup>3</sup>	Количество пачек, шт.
Тех. вода $\rho = 1020 \text{ кг/м}^3$	219	1. В конце интервала	4	1
ХНР $\rho = 1080 \text{ кг/м}^3$	390	1. В конце интервала	4	1
ББР-СКП-МГ $\rho = 1090 \text{ кг/м}^3$	160	1. Перед ГИС 2. Перед спуском ЭХ (в случае проведения проработки)	4	2

#### 6.2 Рецептуры и параметры очищающих пачек

Промывочная жидкость	Тип пачки	Рецептура пачки на 1 м <sup>3</sup>	Параметры пачки
Тех. вода $\rho = 1020 \text{ кг/м}^3$	ВВП	Исходный БР – 1000 л РЕОЦЕЛ марки В – 2 кг РЕОКСАН марки Б – 3 кг ИНКЛИН – 1 кг	ДНС $\geq 150$ дПа, прочность геля $\geq 35,8/40,9$ дПа
ХНР $\rho = 1080 \text{ кг/м}^3$			
ББР-СКП-МГ $\rho = 1090 \text{ кг/м}^3$			
		Исходный ББР-СКП-МГ – 1000 л РЕОКСАН марки Б – 3 кг ИНКЛИН – 1 кг	ДНС $\geq 150$ дПа, прочность геля $\geq 35,8/40,9$ дПа
<b>Примечание:</b> ВВП – высоковязкая пачка.			

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

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС5--ILO.IOS3.4.2.TCH	Лист 310
------	-------	------	-------	-------	------	--------------------------------	-------------

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

## 7 ОБЩИЙ РАСХОД РЕАГЕНТОВ НА СКВАЖИНУ

**Общий расход реагентов для скважин с зенитным углом в верейских отложениях больше 40 град. (либо с отбором керна)**

Наименование реагента	Потребность компонентов бурового раствора, кг (л)								
	ГБР 0-85 м	ГБР 85-603 м	Тех. вода 603-822	ХНР 822- 1212 м	Очищающие пачки (2 шт. × 4 м <sup>3</sup> ) 603-1212 м	Очищающие пачки (2 шт. × 4 м <sup>3</sup> ) 1212-1372 м	ББР-СКП-МГ 1212-1372 м	Запас хим. реагентов (расчет на 21,8 м <sup>3</sup> ) 1212-1372 м	Суммарная потребность на скважину
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Глинопорошок ППБ	4098	7945	-		-	-	-	-	<b>12043</b>
Кальцинированная сода	342	795	-		-	-	-	-	<b>1137</b>
КМЦ (КАМЦЕЛ-800)	342	477	-		-	-	-	-	<b>819</b>
Натрий хлористый	-	-	-	14796	-	-	-	-	<b>14796</b>
БУРАМИЛ-БТ марки А	-	-	-		-	-	2352	654	<b>3006</b>
РЕОЦЕЛ марки В	-	-	-		16	-	157	44	<b>217</b>
РЕОКСАН марки Б	-	-	-		24	24	235	65	<b>348</b>
СИНТАЛ-БТ	-	-	-		-	-	549	153	<b>702</b>
Р-СИЛ марки А	-	-	-		-	-	549	153	<b>702</b>
СКЖ	-	-	-		-	-	392	109	<b>501</b>
САФ	-	-	-		-	-	784	218	<b>1002</b>
Калий хлористый	-	-	-		-	-	7840	2180	<b>10020</b>
Каустическая сода	-	-	-		-	-	157	44	<b>201</b>
Неонол АФ <sub>9-12</sub>	-	-	-		-	-	24	7	<b>31</b>
ККУ-М марки МК-3	-	-	-		-	-	784	218	<b>1002</b>
ККУ-М марки МК-5	-	-	-		-	-	784	218	<b>1002</b>
ККУ-М марки МК-40	-	-	-		-	-	784	218	<b>1002</b>
Бурфлюб-БТ	-	400	-		-	-	784	218	<b>1402</b>
Пента-465	-	-	-		-	-	24	-	<b>24</b>
Детергент Н	-	-	-		-	-	24	-	<b>24</b>
Биоцид-БТ	-	-	-		-	-	24	-	<b>24</b>
Оксид цинка	-	-	42	62	-	-	39	-	<b>143</b>
Бикарбонат натрия	185	275	-		-	-	280	-	<b>740</b>
Лимонная кислота	4	6	-		-	-	6	-	<b>16</b>

2021/354/ДС-ПЛО.ЮС3.4.2.ТСН

Изм.	К.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

311 Лист



Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Инклин	-	-	-		8	8	-	-	<b>16</b>
ПАА (Praestol 2530, 2540)	-	-	4	6	-	-	-	-	<b>10</b>
Техническая вода	(68,3)	(158,9)	(84,9)	(71,8)	-	-	(71,5)	(19,9)	<b>(475,3)</b>

**Примечание:**

1. Согласно Правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности при производстве буровых работ 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.
2. Технологии (рецептуры), указанные в программе, защищены патентом РФ № 2772412 и их применение возможно только с согласия Правообладателя (ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг») на основе лицензионного договора (ст. 1233 ч. 4 ГК РФ).
3. Расход хим. реагентов указан без учета возможных осложнений.
4. Допускается применение аналогов химических реагентов при наличии положительного заключения на возможность использования в рецептурах буровых растворов Филиала «ПермНИПИнефть»

2021/354/ДС-ПРО.ЮС3.4.2.ТСН

312

Лист

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

**Общий расход реагентов для скважин с зенитным углом в верейских отложениях меньше 40 град. (без отбора керна)**

Наименование реагента	Потребность компонентов бурового раствора, кг (л)						Запас хим. реагентов (расчет на 21,8 м <sup>3</sup> ) 1212-1372 м	Суммарная потребность на скважину
	ГБР 0-85 м	ГБР 85-603 м	Тех.вода 603-822	ХНР 822-1212 м	УББР 1212-1372 м			
1	2	3	4	5	6	7	8	
Глинопорошок ППБ	4098	7945	-		-	-	<b>12043</b>	
Кальцинированная сода	342	795	-		-	-	<b>1137</b>	
КМЦ (КАМЦЕЛ-800)	342	477	-		-	-	<b>819</b>	
Бурфлюб-БТ	-	400	-		-	-	<b>400</b>	
Реагент ККР	-	-	-		1568	436	<b>2004</b>	
Каустический магнезит	-	-	-		784	218	<b>1002</b>	
Калий хлористый	-	-	-		6664	1853	<b>8517</b>	
Натрий хлористый	-	-	-	14796	2744	763	<b>18303</b>	
Гипс	-	-	-		1568	436	<b>2004</b>	
Неонол АФ <sub>9-12</sub>	-	-	-		24	7	<b>31</b>	
Пента-465	-	-	-		39	-	<b>39</b>	
Биоцид-БТ	-	-	-		39	-	<b>39</b>	
Оксид цинка	-	-	42	62	39	-	<b>143</b>	
1	2	3	4	5	6	7	8	
Бикарбонат натрия	185	275	-		-	-	<b>460</b>	
Лимонная кислота	4	6	-		-	-	<b>10</b>	
ПАА (Praestol 2530, 2540)	-	-	4	6	-	-	<b>10</b>	
Техническая вода	(68,3)	(158,9)	(84,9)	(71,8)	(72,8)	(20,3)	<b>(477,0)</b>	

**Примечание:**

- Согласно Правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности при производстве буровых работ 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.
- Технология (рецептура), указанная в программе, защищена Ноу-хау (Приказ ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» №ГО-3 от 20.01.2020 г, и ее применение возможно только с согласия Правообладателя (ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг») на основе лицензионного договора (ст. 1233 ч. 4 ГК РФ).
- Допускается применение аналогов химических реагентов при наличии положительного заключения на возможность использования в рецептурах буровых растворов Филиала «ПермНИПИнефть».
- Расход хим. реагентов представлен без учета возможных осложнений.

2021/354/ДС-ПРО.ЮС3.4.2.ТСН

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	
К уч.	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

## 8 НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ И ХАРАКТЕРИСТИКА РЕАГЕНТОВ

Наименование реагента	ГОСТ, ОСТ, МРТУ, ТУ, МУ и т.д. на изготовление	Класс опасности	Тара	Характеристика реагентов
1	2	3	4	5
ПАА (Praestol 2530, 2540)	ТУ 2216-001-40910172-98	4	Мешок 25 кг	Органический, синтетический, высокомолекулярный продукт на основе полиакриламида. Представляет собой белый гранулированный порошок. Применяется в качестве анионного флокулянта.
КМЦ (Камцел-800)	ТУ 2231-002-50277563-00	4	Мешок 20 кг	Карбоксиметилцеллюлоза – натриевая соль простого эфира целлюлозы и гликолевой кислоты. Представляет собой мелкозернистый порошкообразный материал белого или кремового цвета. Хорошо растворяется в воде. Применяется для регулирования фильтрационных свойств буровых растворов.
Кальцинированная сода	ГОСТ 10689-75	4	Мешок 42 кг	Порошок белого цвета, плохо растворяется в воде. Имеет сильнощелочную реакцию (pH=12). Применяется для понижения жесткости и регулирования pH
Калий хлористый	ГОСТ 4568-95	3	Биг-бег МКР 850 или 1000 кг	Неорганическая соль, хлорид калия. Реагент, предотвращающий гидратацию, набухание и дезинтеграцию глинистых пород. Применяется для повышения устойчивости ствола в глинистых отложениях в качестве неорганического ингибитора гидратации глин
Натрий хлористый	ГОСТ 4233-77 ТУ 2152-097-00209527-2004	4	Биг-бег МКР 1000 кг	Неорганическая соль, натриевая соль соляной кислоты, хлорид натрия. Реагент умеренно растворяется в воде. Применяется для повышения плотности раствора.
Каустическая сода	ГОСТ 2263-79	2	Мешок 25 кг	Натр едкий технический, чешуированная масса белого цвета, сильно гигроскопичная, хорошо растворимая в воде и спирте, формула NaOH.
Каустический магнезит	ГОСТ 1216-87	3	Мешок 25 кг	Оксид магния (MgO). Представляет собой порошок белого цвета, плохо растворяется в воде. Применяется в качестве регулятора водородного показателя (pH) и кольматанта.
Синокол марки В	ТУ 2458-082-40912231-2012	4	Канистра 30 л	Регулятор поверхностного натяжения на границе раздела фаз «фильтрат бурового раствора - пластовая нефть»
Глинопорошок ППБ	ТУ 480-1-334-91	4	Биг-бег МКР 900 кг	Монтмориллонитовая глина с модифицирующими добавками, используется в качестве структурообразователя бурового раствора.
БУРАМИЛ-БТ марки А	ТУ 9187-003-40912231-2003	4	Мешок 25 кг	Модифицированный крахмальный реагент на основе природных материалов. Применяется в качестве понизителя фильтрации.
РЕОЦЕЛ марки В	ТУ 2231-012-40912231-2003	4	Мешок 25 кг	Оксиэтилцеллюлоза модифицированная. Применяется в качестве понизителя фильтрации, капсулирующего реагента и регулятора реологических свойств.
РЕОКСАН марки Б	ТУ 9189-002-40912231-2003	4	Мешок 25 кг	Модифицированный продукт на основе ксантановой смолы, стабилизирующий и загущающий реагент, структурообразователь

2021/354/ДС-ПРО.ЮС3.4.2.ТСН

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм		
К уч.		
Лист		
№ док		
Подп.		
Дата		

1	2	3	4	5
СИНТАЛ-БТ	ТУ 2482-016-40912231-2003	4	Бочка 200 л (200 кг)	Продукт модификации высших жирных кислот калиевой щелочью и поверхностно-активных веществ. Представляет собой пасту темно-коричневого цвета. Предназначен для использования в качестве смазочной добавки, ингибитора набухания глинистых отложений и гидрофобизатора для буровых растворов.
Р-СИЛ марки А	ТУ 2145-006-40912231-2003	2	Мешок 25 кг	Гидратированные неорганические силикаты натрия, растворимые в воде. Представляет собой мелкокристаллический порошок белого цвета с серым или желтоватым оттенком. Предназначен для применения в качестве осадкообразующего и ингибирующего компонента технологических жидкостей.
СКЖ	ТУ 2145-003-52257004-2003	4	Бочка 200 л (300 кг)	Калиевое жидкое стекло, водный раствор силикатов. Представляет собой жидкость от желтовато-серого до коричневатого цвета. Применяется в качестве ингибитора гидратации глин.
САФ	ТУ 2471-037-40912231-2006	4	Мешок 25 кг	Модифицированная натриевая соль сульфированных асфальтенов. Представляет собой порошок от темно-коричневого до черного цвета. Применяется в качестве эффективной ингибирующей добавки в буровые растворы для предупреждения набухания глин и связанных с этим осложнений.
ККУ-М марок МК-3, МК-5, МК-40	ТУ 5716-008-40912231-2003	4	Биг-бег МКР 1000 кг	Модифицированный природный неорганический материал, получаемый многостадийным измельчением мрамора, применяется в качестве утяжелителя и кислоторастворимого кольматанта
БУРФЛЮБ-БТ	ТУ 2452-018-40912231-2003	4	Бочка 200 л (200 кг)	Смесь побочных продуктов производства диметилдиоксана, сложных эфиров олеиновой, линолевой, линоленовой кислот и растворителя. Представляет собой жидкость от светло-коричневого до темно-коричневого цвета. Применяется для улучшения смазочных свойств буровых растворов и в качестве антиприхватной добавки.
Пента-465	ТУ 2257-001-40245042-98	4	Канистра 30 л	Раствор кремнийорганических олигомеров в воде с добавлением поверхностно-активных веществ, применяется для снижения пенообразования в процессе приготовления раствора и при бурении
Детергент Н	ТУ 2458-038-40912231-2006	4	Канистра 30 л	Комплекс поверхностно-активных веществ, ингибитора коррозии и активных добавок; жидкость светло-серого цвета. Применяется в качестве эффективной гидрофобизирующей добавки, предотвращающей сальникообразование и прихватов в процессе бурения.
Биоцид-БТ	ТУ 2458-029-40912231-2004	3	Канистра 30 л	Антимикробная бесцветная прозрачная жидкость, предназначенная для предотвращения бактериального разложения органических компонентов буровых растворов на водной основе, таких как полисахариды и биополимеры. Используется, когда раствор может подвергнуться биоразложению при применении и длительном хранении
Оксид цинка	ТУ 2329-002-99273051-2007	4	Мешок 25 кг	Оксид цинка модифицированная. Представляет собой кристаллический порошок, нерастворимый в воде. Применяется в качестве добавки для буровых растворов, нейтрализующей сероводород, растворенный в пластовых водах.
Бикарбонат натрия	ГОСТ 2156-76	4	Мешок 25 кг	Белый кристаллический порошок без запаха. Предназначен для нейтрализации остатков цемента. Понижитель рН.

2021/354/ДС5--ПЛО.ЮОС3.4.2.ТСН

Инв.№ подп.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	К уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

1	2	3	4	5
Лимонная кислота	ГОСТ 3652-69; ГОСТ 908-79	4	Мешок 25 кг	Кислая соль угольной кислоты и натрия. Белый кристаллический порошок без запаха. Предназначен для нейтрализации остатков цемента.
Инклин	ТУ 2272-035-38892610-2013	4	Мешок 10 кг	Очищающий волокнистый материал, предназначен для очистки ствола скважины от выбуренной породы.
Гипс	ГОСТ 125-79	4	Мешок 30 кг	Порошок серого или белого цвета, водный сульфат кальция. Применяется в качестве ингибитора гидратации глин.
Реагент ККР	ТУ 10.62.11-096-38892610-2018	4	Мешок 31,5 кг	Модифицированный крахмальный реагент на основе природных материалов. Применяется в качестве понизителя фильтрации и регулятора вязкости.
Техническая вода	ГОСТ 23732-2011	4	-	Дисперсионная среда буровых растворов на водной основе

2021/354/ДС-П.О.ЮС3.4.2.ТСН

## Приложение И. Программа по креплению

### ПРОГРАММА РАБОТ ПО КРЕПЛЕНИЮ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫМ ХВОСТОВИКОМ СКВАЖИН МАЛОГО ДИАМЕТРА БУГРОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Начальник отдела технологий  
крепления скважин



И.А. Кудимов  
тел. (342) 223-62-51

Составил:

К.Э. Столбов  
E-mail: [Konstantin.Stolbov@pnn.lukoil.com](mailto:Konstantin.Stolbov@pnn.lukoil.com)

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					2021/354/ДС5--ILO.IOS3.4.2.TCH	Лист
			Изм.	К.уч.	Лист	№		Подп.

2022

**1 Общие сведения****Таблица 1- Общие сведения по скважине**

Назначение скважин	Добывающие
Эксплуатационный горизонт	Башкирский
Проектный горизонт	Башкирский
Вид скважины	Наклонно-направленная малого диаметра
Диаметр долота	149,2 мм
Эксплуатационная колонна	168*7,3 мм/ 603 м
Хвостовик	114,3 мм*6,4 мм
Интервал установки «хвостовика»	528 – 1372 м
Пробуренный забой	1372 м
Тип бурового раствора	УББР ( $\rho=1090$ кг/м <sup>3</sup> )
Тампонажный материал:	
- нормальной плотности ( $\rho=1920$ кг/м <sup>3</sup> )	528 – 1372 м
Коэффициент уширения	1,07
Забойная температура	24,3 °С
Максимальный угол наклона ствола скважины в интервале 373 – 1325 м	22,3 °

Технология цементирования включает:

**Технические средства**, которые обеспечивают центрирование обсадной колонны, формирование цементного кольца правильной формы в наклонном стволе скважины и дополнительную изоляцию нефтеносных пластов от водоносных.

**Подготовку ствола скважины к цементированию** с использованием буферных систем, обеспечивающих физико-химическую обработку фильтрационной корки буровых растворов, изоляцию проницаемых пластов, исключение влияния водоносных коллекторов, отмыв органических соединений и улучшение условий замещения бурового раствора тампонажным.

**Тампонажный материал** - седиментационно-устойчивый тампонажный состав нормальной плотности, приготовленный по специальной технологии.

Предлагаемая технология предусматривает применение в качестве основы для тампонажного материала цемента марки ПЦТ 1G-CC-1.

Данная технология защищена патентами РФ №№ 2337124, 2378313 и их применение возможно только с согласия Правообладателя (Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть в г. Перми) на основании лицензионного договора (ст. 1233 ч.4 ГК РФ).

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

Изм.	К.уч.	Лист	№	Подп.	Дата	2021/354/ДС5--ILO.IOS3.4.2.TCH	Лист 318
------	-------	------	---	-------	------	--------------------------------	-------------

### 1.1 Технические средства:

- Пакер ПГП (или аналог с длиной пакерующего элемента не менее 1м) устанавливается между нефтеносным и водоносным горизонтами против плотных непроницаемых пород, с отсутствием каверн, при отсутствии такого интервала – в интервале с наименьшим кавернообразованием. Интенсивность искривления ствола скважины не должна превышать паспортных требований на пакер.
- Рекомендуется использование 2-х и более пакеров, в случае нескольких объектов разработки или наличия водоносных горизонтов выше и ниже объекта разработки (пакеры устанавливать выше и ниже интервала перфорации). Место установки определить по данным ГИС.
- Пружинные центраторы типа ЦПН-114/143-146 (или аналог) установить:
  - в интервале 1318 – 1242 м через 10 – 12 м (на каждой трубе) (8 – 6 шт.);
  - в интервале 1242 – 603 м через 30 м (21 шт.);
  - в интервале выхода из эксплуатационной колонны 603 – 528 м (3 шт.).
- Жесткие центраторы-турбулизаторы типа ЦТГП-114 (или аналог) устанавливаются:
  - в кавернозной части ствола скважины по результатам кавернометрии (10 шт.), а также непосредственно над и под пакером (2 шт).

#### Примечания:

- Центраторы фиксируются на теле трубы при помощи стопорных устройств.

### 1.2 Подготовка к цементированию хвостовика

1.2.1 Перед спуском хвостовика произвести опрессовку ствола скважины на давление, указанное в ИП. При необходимости (если коэффициент приемистости  $K_{пр} > 1 \text{ м}^3/\text{ч} \cdot \text{МПа}$ ) провести изоляционные работы закачкой нетвердеющего тампонажного состава на основе ГМС или пеноцемента (технология филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» ПермНИПИнефть). Основные работы по изоляции поглощающих горизонтов должны производиться перед переходом на буровой раствор.

1.2.2 Перед цементированием согласовывается порядок цементирования, и проводятся корректирующие расчеты:

- объема цементного раствора на момент цементирования в соответствии с реальными значениями данных ГИС;
- объемов и плотности буферных жидкостей, исходя из полученных во время бурения реальных данных о состоянии ствола скважины.

1.2.3 Реагенты для обработки тампонажных составов вводятся в сухом виде при затаривании смесителей в соответствии с рекомендациями после

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	К.уч.	Лист	№	Подп.	Дата	2021/354/ДС5--ИЛО.ИОС3.4.2.ТСН			



корректировки рецептур по данным анализа. Затем производится одно- или двукратная перетарка смесителей.

1.2.4 Для улучшения качества цементирования, предлагается система подготовки скважины к цементированию, включающая:

- Забойную ванну, устанавливаемую в интервале продуктивного пласта с реагентом Р-СИЛ плотностью не ниже плотности бурового раствора – для улучшения адгезионных свойств породы;
- Буферные пачки, основным назначением которых является:
  - вытеснение из затрубного пространства бурового раствора;
  - физико-химическая обработка фильтрационной корки бурового раствора и кольматационного экрана с целью изоляции проницаемых пластов;
  - отмыв органических соединений и улучшение условий замещения бурового раствора тампонажным;
  - обеспечение контакта тампонажного раствора с обсадной трубой и стенками скважины.

**Таблица 2 - Буферные жидкости**

№	Компонентный состав	Назначение	Расход, на 1 м <sup>3</sup>		Объем пачки, м <sup>3</sup>
			л	кг	
<b>Забойная ванна</b>					
1	Р-СИЛ	ρ = 1090 кг/м <sup>3</sup>	-	100,0	3,0
	Калий хлористый		-	50,0	
	РЕОЦЕЛ марки В		-	5,0	
	Техническая вода		925,0	925,0	
<b>Буферные жидкости</b>					
1	Техническая вода	Отмывающая ρ = 1090 кг/м <sup>3</sup>	915,0	915,0	3,0
	NaCl		-	150,0	
	Детергент-Н		20,0	20,0	
2	Техническая вода	Модифицирующая ρ = 1090 кг/м <sup>3</sup>	930,0	930,0	3,0
	Р-СИЛ		-	100,0	
	NaCl		-	50,0	
3 <sup>1</sup>	Облегченный цементный раствор	Кольматирующая ρ = 1500 кг/м <sup>3</sup>	-	730,0	8,0
	ПЦТ-1G-CC-1		770,0	770,0	
	Техническая вода		-	-	
<b>Примечания:</b>					
1. Для приготовления необходима отдельная УС-6-30.					
Объем буферных пачек рассчитывается с условием заполнения затрубного пространства не менее 200 м и времени воздействия по стволу 10-15 мин. Состав и объем буферных пачек может уточняться по технологическим и геологическим условиям после окончания процесса бурения					

Изм. № подл.	
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	К.уч.	Лист	№	Подп.	Дата	2021/354/ДС5--ИЛО.ИОС3.4.2.ТСН	Лист 320
------	-------	------	---	-------	------	--------------------------------	-------------

**Таблица 3 - Реагенты для подготовки ствола скважины**

№ п/п	Наименование	Кол-во, т(м <sup>3</sup> )
1.	ПЦТ-1G-СС-1	6,0
2.	Детергент-Н	(0,06)
3.	NaCl	0,75
4.	P-СИЛ	0,6
5.	Калий хлористый	0,15
6.	РЕОЦЕЛ марки В	0,015
7.	Техническая вода	(14,5)

**1.3 Тампонажные составы**

Цементирование эксплуатационного хвостовика производится в интервале 528 – 1372 м тампонажным раствором нормальной плотности 1920 кг/м<sup>3</sup>; V = 9,4 м<sup>3</sup>.

**Таблица 4 - Технологические свойства тампонажных составов**

Показатели	528 – 1372 м Тампонажный состав нормальной плотности
Плотность, кг/м <sup>3</sup>	1920
Растекаемость, мм – не менее	200
Время загустевания, ч-мин – не менее	3-30
Конец схватывания, ч-мин – не позднее	10-00
Прочность на изгиб ч/з 2 суток, МПа – не менее	2,7
Показатель фильтрации за 30 мин при P=0,7МПа, мл – не более	100,0
Водоотделение, мм, не более	0,1
Динамическое напряжение сдвига, дПа, не более	220,0
Пластическая вязкость, мПа·с, не более	300,0
Проницаемость цементного камня, мД, не более	2,0
<b>ОЗЦ – 30 ч</b>	

**Таблица 5 - Расход материалов и реагентов для приготовления 1 м<sup>3</sup> цементного раствора**

№ п/п	Наименование	Кол-во, кг (л)
		1920 кг/м <sup>3</sup> V = 9,4 м <sup>3</sup>
1	ПЦТ 1G-СС-1	1340
2	ГИДРОЦЕМ марка (Н)	5,36
3	ПОЛИЦЕМ ДФ	2,68
4	РЕАГЕНТ РУ	67,0
4	CaCl <sub>2</sub>	26,8

Изм.	К.уч.	Лист	№	Подп.	Дата	2021/354/ДС5--ILO.IOS3.4.2.TCH	Лист
							321

#### 1.4 Способ приготовления тампонажного материала.

Использование способа приготовления обязательно с целью обеспечения оптимальных показателей тампонажных составов и стабилизации их свойств.

Способ приготовления включает:

- затаривание сухой тампонажной смеси цемента и реагентов в рекомендуемых концентрациях по результатам проведенного анализа;
- одно- или двухкратное перетаривание смесителей;
- приготовление водного раствора хлористого кальция в соответствии с выданными рекомендациями и контролем плотности водного раствора;
- затворение тампонажного состава с контролем плотности и откачивание в УСО-20;
- дополнительное перемешивание тампонажного состава на поверхности с использованием УСО-20 после затворения в течение 30-40 мин перед закачкой в скважину.

Качество приготовленного тампонажного состава зависит от концентрации вводимых реагентов, степени однородности сухой тампонажной смеси и времени перемешивания тампонажного состава.

Перед цементированием в лаборатории ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г.Перми **обязательно проводится анализ качества всех тампонажных материалов**, используемых в процессе цементирования, согласно плану работ. По результатам анализа определяются конкретные для каждой скважины рецептуры тампонажных составов.

**1.5 Продавка цементного раствора** производится ХНР плотностью не менее 1090 кг/м<sup>3</sup>.

#### 1.6 Оборудование для приготовления тампонажного состава

Количество техники, необходимого для проведения работ по цементированию может корректироваться для конкретной скважины.

**Таблица 6 - Техника для цементирования**

Объем воды затв., м <sup>3</sup>	Кол-во смеси, т	АНЦ-320, КОЛ-ВО	УС-6-30, КОЛ-ВО	1УСО-20, КОЛ-ВО	БМ-СКЦ, КОЛ-ВО
6,0*	6,0 (Ц)*	2	1+1**	1	1
7,8	14,0 (Ц)+ 0,7 (РУ)				

Примечания:

\* - для приготовления кольматирующего буфера;

\*\* - для перетаривания сухой смеси и приготовления буферного раствора.

Взам. инв. №						Иств. № подл.						Лист	
													322
Подл. и дата						Изм.	К.уч.	Лист	№	Подп.	Дата	2021/354/ДС5--ИЛО.ИОС3.4.2.ТСН	

Все тех.средства, используемые в процессе цементирования, должны быть в исправном состоянии.

Агрегаты, участвующие в процессе цементирования, должны иметь работоспособные основной (нагнетательный) и водоподающий насос.

Емкости для воды затворения должны быть чистыми, при необходимости проводится их подогрев.

В холодное время года при проведении процесса цементирования на буровой необходимо иметь ППУ.

**Таблица 7 - Общий расход материалов и реагентов на скважину**

Наименование	ГОСТ, ТУ	Расход, т (м <sup>3</sup> ) на скважину
ПЦТ-1G-CC-1	ГОСТ 1581-2019	20,0
ГИДРОЦЕМ Н*	ТУ 2231-009-40912231-2003	0,07
ПОЛИЦЕМ ДФ*	ТУ 2228-010-40912231-2003	0,035
РЕАГЕНТ РУ*	ТУ 2157-034-40912231-2005	0,7
CaCl <sub>2</sub>	ГОСТ 450-77 ТУ 6-09-5077-83	0,35
NaCl	ГОСТ 4233-77, ТУ 2152-097-00209527-2004	0,75 + 2,1**
Р-СИЛ*	ТУ 2245-006-409122-31-2003	0,60
Детергент-Н*	ТУ 2458-038-40912231-2006	(0,06)
Калий хлористый	ГОСТ 4568-95	0,15
Реоцел м.В*	ТУ 2231-012-40912231-2003	0,015
Техническая вода	-	(22,3 + 8,3**)

\*- возможно использования аналога, согласованного в Филиале ООО «ЛУКОЙЛ Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми;

\*\* - для приготовления ХНР на продавку.

Количество материалов и реагентов для приготовления и обработки тампонажных растворов рассчитано для Куш=1,07 с коэффициентом запаса на реагенты и материалы Кз =1,05.

Изм.	К.уч.	Лист	№	Подп.	Дата	2021/354/ДС5--ИЛО.ИОС3.4.2.ТСН	Лист	
							323	
Изнв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						

### Таблица регистрации изменений

Изм.	Номера листов (страниц)				Всего листов (страниц) в док.	Номер док.	Подпись	Дата
	измененных	замененных	новых	аннулированных				

Изм.	К.уч.	Лист	№	Подп.	Дата	Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	2021/354/ДС5--ИЛО.ИОС3.4.2.ТСН	Лист
										324