

**Проектная организация ООО «Геотех-КС»**

*Член СРОА «МЕЖРЕГИОНПРОЕКТ»  
Номер записи в государственном реестре  
СРО-П-103-24122009*

**ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ**

**«СТРОИТЕЛЬСТВО ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН  
НА КП №№ 201, 202, 204, 205, 206, 209, 211, 214, 215, 216, 217, 219 ЯРАК-  
ТИНСКОГО НГКМ»**

**Раздел 12.1, пункт 10.1) Требования к обеспечению безопасной  
эксплуатации объектов капитального строительства**

**187.17-П-БЭ-01**

**Том 8**

**Ижевск, 2018**

**Заказчик – ООО «Иркутская нефтяная компания»**  
Лицензия на право пользования недрами ИРК № 02895 НЭ от 17.09.2012 г.

**Организация разработчик - ООО «Геотех -КС»**

*Член СРОА «МЕЖРЕГИОНПРОЕКТ»*

*Номер записи в государственном реестре СРО-П-103-24122009*

## **ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ**

**«СТРОИТЕЛЬСТВО ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН  
НА КП №№ 201, 202, 204, 205, 206, 209, 211, 214, 215, 216, 217, 219 ЯРАК-  
ТИНСКОГО НГКМ»**

**Раздел 12.1, пункт 10.1) Требования к обеспечению безопасной  
эксплуатации объектов капитального строительства**

**187.17-П-БЭ-01**

**Том 8**

**От Исполнителя**

**Генеральный директор  
ООО «Геотех–КС»**

\_\_\_\_\_ **Т. Ф. Казакова**

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ **2018 г.**

**Ижевск, 2018**

Обозначение	Наименование	Примечание
1	2	3
187.17-П-ПЗУ-01-СОД-001	Содержание тома	
187.17-П-СПД-001	Состав проектной документации по пояснительной записке.	
187.17-П-БЭ-01	Раздел 12.1, пункт 10.1). Требования к обеспечению безопасной эксплуатации объектов капитального строительства.	

Согласовано		

Взамен инв. №	
---------------	--

Подп. и дата	
--------------	--

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

187.17-П-БЭ-01-СОД-001

Инв. № подл.	
--------------	--

ГИП					
Н. контр.					

Содержание тома

Стадия	Лист	Листов
	1	
ООО «Геотех-КС»		

**Состав Проектной документации:  
«СТРОИТЕЛЬСТВО ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН  
НА КП №№ 201, 202, 204, 205, 206, 209, 211, 214, 215, 216, 217, 219 ЯРАК-  
ТИНСКОГО НГКМ»**

Номер тома	Обозначение	Наименование	Примечание
1	2	3	4
1	187.17-П-ПЗ-01	Раздел 1 «Пояснительная записка» Текстовая часть. Графическая часть.	ООО «Геотех-КС»
2	187.17-П-ПЗУ-01	Раздел 2 «Схема планировочной организации земельного участка»	ООО «Геотех-КС»
3	187.17-П-КР-01	Раздел 4 «Конструктивные и объемно-планировочные решения»	ООО «Геотех-КС»
		Раздел 5 «Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений».	
4.1	187.17-П-ТХ-01	Часть 1 «Текстовая часть».	ООО «Геотех-КС»
4.2	187.17-П-ТХ-02	Часть 2 «Графическая часть»	ООО «Геотех-КС»
5	187.17-П-ПОС-01	Раздел 6 «Проект организации строительства»	ООО «Геотех-КС»
6	187.17-П-ООС	Раздел 8 «Перечень мероприятий по охране окружающей среды». 187.17-П-ООС-01. Том 6. Книга 1. Текстовая часть 187.17-П-ООС-02. Том 6. Книга 2. Графическая часть 1. 187.17-П-ООС-03. Том 6. Книга 3. Графическая часть 2. 187.17-П-ООС-04. Том 6. Книга 4. Графическая часть 3.	ООО «Геотех-КС»
7	187.17-П-ПБ-01	Раздел 9 «Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности»	ООО «Геотех-КС»
		Раздел 12 «Иная документация в случаях, предусмотренных федеральными законами»	
8	187.17-П-БЭ-01	Раздел 12.1. Пункт 10.1) Требования к обеспечению безопасной эксплуатации объектов капитального строительства.	ООО «Геотех-КС»
9	187.17-П-ЭЭ-01	Раздел 12.2. Пункт 11.1) Мероприятия по соблюдению требований энергетической эффективности	ООО «Геотех-КС»
10	187.17-П-ГОЧС-01	Раздел 12.3. Перечень мероприятий по гражданской обороне, мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера	ООО «Геотех-КС»
11	187.17-П-ОВОС-01 187.17-П-ОВОС-02 187.17-П-ОВОС-03 187.17-П-ОВОС-04	Раздел 12.4. Оценка воздействия на окружающую среду. Том 11. Книга 1. Текстовая часть. Том 11. Книга 2. Графическая часть 1. Том 11. Книга 3. Графическая часть 2. Том 11. Книга 4. Графическая часть 3	ООО «Геотех-КС»

Согласовано

Взамен инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

187.17-П-БЭ-01-СОД-001

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Содержание тома

Стадия	Лист	Листов
	1	

ООО «Геотех-КС»



## ПЕРЕЧЕНЬ ИСПОЛЬЗОВАННЫХ СОКРАЩЕНИЙ.

### 1. Общие сокращения:

- БУ – буровая установка,
- ЭС – эксплуатационная скважина,
- ПБ НГП – Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности,
- ГНВП – нефтегазоводопроявление,
- ГГТТУ – горно-геологические и технико-технологические условия,
- ГТУ – геолого-технологические условия (бурения или крепления или освоения),
- ИП – Индивидуальная Программа,
- ОПР – опытно-промысловые работы,
- СБЭ – срок безопасной эксплуатации оборудования,
- ДСЛ – дефектоскопическая лаборатория,
- КНБК – компоновка низа бурильной колонны,
- ВБТ – ведущая бурильная труба,
- БТ – бурильная труба,
- БК – бурильная колонна,
- БКТ – колонна бурильных труб,
- БИ – бурильный инструмент.
- БР – буровой раствор,
- ВФ – водная фаза,
- ДС – дисперсионная среда,
- ОДС – основа дисперсионной среды,
- ПТВ – пресная техническая вода,
- КГЛБР – кольматирующий глинистый буровой раствор,
- СКГЛБР – структурированный КГЛБР,
- ГЛКБР – глино-карбонатный буровой раствор,
- РЗ БР – регламентируемый запас бурового раствора,
- БМПО (БПР) – блок для приготовления и обработки бурового раствора,
- ОБР – отработанный буровой раствор,
- БСВ – буровые сточные воды,
- ПОБ – производственные отходы бурения,
- ЖПОБ – жидкие ПОБ,
- УВ – условная вязкость,
- ФО – фильтратоотдача,
- ВРП – вязкостно-реологические параметры,
- СНС – статическое напряжение сдвига,
- ДНС – динамическое напряжение сдвига,
- ТФ – твердая фаза,
- СТФ – содержание твердой фазы,
- МДФ – мелкодисперсная твердая фаза,
- Na<sub>2</sub>CO<sub>3</sub> – кальцинированная сода или карбонат натрия (диспергатор бентонита, регулятор щелочности и жесткости водной основы БР, реагент для связывания ионов кальция и магния),
- ПБМ – порошок бентонитовый модифицированный,
- СИГ – специальный ингибитор глин,
- СД – смазочная добавка,
- МСД – многофункциональная смазочная добавка,
- ОКН – органический кольматант-наполнитель,
- ОМКН – органическо-минеральный кольматант-наполнитель,
- СаСО<sub>3</sub> – карбонат кальция (фракционированная мраморная крошка или молотый мел),
- БШ – буровой шлам (выбуренная порода),
- СЭЗ – санитарно-эпидемиологическое заключение.
- ЦС – циркуляционная система,
- ЦЕ – циркуляционная емкость,
- РЕ – рабочая емкость ЦС,
- ПЕ – приемная емкость ЦС,

Изнб. № подл.	
Подпись и дата	
Взам. изнб. №	
Подпись и дата	

				20.11.14	187.14-П-БЭ-01.	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		6

- ЗЕ – запасная емкость (горизонтальный резервуар),
- ЛВС – линейное вибросито,
- ДПВС – двухпанельное вибросито,
- ПСПЭ – первая ступень повышенной эффективности (два параллельных первичных ДПВС),
- ГПО – гидроциклонный пескоотделитель,
- ГИО – гидроциклонный илоотделитель,
- СГУ – ситогидроциклонная установка,
- ТССО – трехступенчатая система очистки,
- ЧССО – четырехступенчатая система очистки,
- ШлН – шламовый насос (горизонтальный или вертикальный для подачи БР на гидроциклоны),
- ЭГС – эжекторный гидросмеситель,
- ДГ – диспергатор гидравлический,
- БН – буровой насос,
- ГСША – гидроизолированный секционный шламовый амбар,
- ОК – обсадная колонна,
- ШН – шахтное направление,
- ОТ – обсадная труба,
- БК – башмак колонный,
- ЦКОД – клапан обратный дроссельный,
- ТК – 245-мм техническая колонна,
- ЦЦ-2 – пружинный центратор,
- ПЦ – пружинный центратор повышенной эффективности,
- ЦТ – турбулизатор потока,
- ЦТП-Л – центратор-турбулизатор потока литой (в комбинации с УМЦ-МЛ-245/295),
- УЭЦС – устройство экранирующее для цементирования скважин,
- УМЦ-МЛ (аналог УЭЦС) – устройство манжетного цементирования модернизированное литое,
- ПЦТ – портландцемент тампонажный,
- ТР – тампонажный раствор,
- ТРНП – ТР нормальной плотности (1830...1920 кг/м<sup>3</sup>),
- ОТР – облегченный тампонажный раствор,
- СУТР – седиментационно-устойчивый ТР (нормальной плотности или облегченный),
- КТС – комбинированный тампонажный состав (ТРНП + ОТР),
- ЦА – цементировочный агрегат (ЦА-320М или АНЦ-32),
- СМН – цемента-смесительная машина (СМН-20 или УС-6-30),
- УСО – установка смесительно-осреднительная (УСО),
- СКЦ – станция контроля цементирования,
- ГЦУ – головка цементировочная универсальная,
- ЦК – цементный (тампонажный) камень,
- ЦМ – цементный мост,
- БЖ – буферная жидкость,
- ЦСт – цементный стакан,
- ФО – фильтратоотдача ТР,
- ВО – водоотделение ТР,
- Р<sub>опр</sub> – давление опрессовки.

Геофизические исследования.

- АКЦ – акустический контроль цементирования,
- ГГЦ – гамма гамма цементометрия;
- РГД – расходометрия;
- ВТ – высокочувствительная термометрия;

Изнб. № подл.	
Подпись и дата	
Взам. изнб. №	
Подпись и дата	

				20.11.14	187.14-П-БЭ-01.	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		7

**Том 8. Раздел 12.1, пункт 10.1). Требования к обеспечению безопасной эксплуатации объектов капитального строительства.  
Часть 1 «Текстовая часть»**

**1. Общая часть.**

**1.1. Введение.**

В данном разделе рассматриваются мероприятия по обеспечению безопасной эксплуатации эксплуатационных газовых скважин №№ 201, 202, 204, 205, 206, 209, 211, 214, 215, 216, 217, 219 Ярактинского НГКМ Иркутской области. Собственник скважин ООО «Иркутская нефтяная компания», которая находится по адресу г. Иркутск ул. Российская, дом 12.

В административном отношении Ярактинское месторождение находится в северной части Усть-Кутского и южной части Катангского районов Иркутской области. Площадки кустового бурения №№ 201, 202, 204, 205, 206, 209, 211, 214, 215, 216, 217, 219 расположены в 90 км севернее пос. Верхне-Марково, на правом берегу верховьев реки Яракта, являющейся притоком р. Нижняя Тунгуска, в междуречье с рекой Лев. Хаил, в верховьях ручьев Турка, Тыгдолокит и Сэлэгчекит.

В 90 км южнее от Ярактинского месторождения расположено Марковское нефтегазоконденсатное месторождение, открытое и разведанное в районе п. Верхне-Марково, расположенного на судоходной реке Лена, в 150 км вниз по течению от г. Усть-Кута.

В водоохранные зоны водных объектов, рассматриваемые данным проектом площадки скважин не попадают. Минимальное (по прямой) расстояние от границы площадок скважин:

- от юго-западной границы куста № 201 до левого берега руч. Тыгдолокит составляет 1,0 км;

- от западной границы куста № 202 до левого берега р. Яракта составляет 0,6 км;

- от восточной границы куста № 204 до левого берега руч. Кумакагня, правого притока р.Талакан, составляет 0,5 км;

- от юго-западной границы куста № 205 до правого берега руч. Мулинги, правого притока р.Талакан, составляет 1,2 км;

- от западной границы куста № 206 до левого берега р. Яракта составляет 0,7 км;

- от восточного угла куста № 209 до верховьев руч. Селегчекит составляет 1,0 км;

- от юго-западной границы куста № 211 до верховьев руч. Лев. Хаил составляет 0,7 км;

- от западной границы куста № 214 до правого берега р.Талакан, составляет 0,7 км;

- от северо-восточной границы куста № 215 до левого берега руч. Кумакагня, правого притока р.Талакан, составляет 1,2 км и от южного угла до правого безымянного притока руч. Душев – 0,6 км;

- от западной границы куста № 216 до левого безымянного притока руч. Мулинги, правого притока р.Талакан, составляет 0,6 км;

- от юго-восточной границы куста № 217 до правого берега самого верховья руч. Мулинги, правого притока р.Талакан, составляет 0,3 км;

- от юго-западного угла куста № 219 до самых верховьев р. Яракта составляет 1,5 км;

В административном отношении Ярактинское месторождение находится в северной части Усть-Кутского и южной части Катангского районов Иркутской области. Площадки КП №№ 201, 202, 206, 209, 211 находятся в Усть-Кутском районе, площадки №№ 204, 205, 214, 215, 216, 217, 219 в Катангском районе в лесном фонде..

Территория площадок покрыта хвойными и лиственными породами деревьев, такими как сосна, береза. Высота деревьев 18 м, расстояние между деревьями 4 м.

Основной целью строительства эксплуатационных газовых скважин является добыча газа из ярактинского горизонта нижнемотской подсвиты в пределах горного отвода Ярактинского месторождения.

Среднее расстояние от базы подрядной организации г. Усть-Кут – 225 км.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Подпись и дата	Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата	187.17-П-БЭ-01.	Лист
										8

Место нахождения кустов показано на ситуационном плане (см. том 1, раздел 1, приложение б).

Краткая характеристика объекта, в том числе географическое положение объекта, описание природно-климатических условий, существующее положение, основные проектные решения приведены в подразделе “Введение”, том 1, раздел 1 «Пояснительная записка», часть 1 «Текстовая часть» проектной документации «Строительство газовых эксплуатационных скважин на КП №№ 201, 202, 204, 205, 206, 209, 211, 214, 215, 216, 217, 219 Ярактинского НГКМ».

Надежное передвижение и перевозка грузов возможна только по зимним дорогам в период с декабря по март. В летнее время перевоз возможен лишь вездеходным транспортом в сухую погоду. Транспортные перевозки, в период навигации по р. Лена, можно осуществлять с середины октября.

Бурение скважин ведется с инженерно-обустроенных проектных буровых площадок №№ 201, 202, 204, 205, 206, 209, 211, 214, 215, 216, 217, 219. Очередность бурения скважин определяется геологической службой Заказчика. Ниже в таблице 1 приведен список проектных эксплуатационных скважин.

**Таблица 1.**

**Проектные эксплуатационные скважины.**

№ кустовой площадки	эксплуатационные		После назначения в качестве добывающих перевод в нагнетательные скважины	Всего
	наклонно-направленные с горизонтальным участком (добывающие)	наклонно-направленные с горизонтальным участком (нагнетательные)		
1	2	3	4	5
201	897			1
202	-	804		1
204	-	801		1
205	848	802, 845		3
206	805, 889	-		2
209	893	819		2
211	828	-		1
214	835	-		1
215	836	-		1
216	844	833		2
217	834, 846	-		2
219	868, 898	812, 847, 885		5
Всего скважин				22

Иинб. № подл. Подпись и дата  
Взам. инб. № Подпись и дата



## 1.2. Краткая характеристика объекта.

Проектной документацией предусматривается строительство 22 эксплуатационных газовых скважин на кустовых площадках 201, 202, 204, 205, 206, 209, 211, 214, 215, 216, 217, 219 – 400 тыс.м<sup>3</sup>/сут. Максимальное давление на устье при добыче газа 20,2 МПа, при нагнетании – 30,0 МПа. Конструкция скважин определяется горно-геологическими условиями Ярактинского НГКМ и назначением проектных скважин.

Профиль проектных эксплуатационных скважин – наклонно-направленный с горизонтальным окончанием, с бурением пилотного ствола. Профиль – семиинтервальный.

Согласно положения Технического Задания на проектирование при строительстве ЭС предусматривается реализация следующей конструкции. Поинтервально ствол обсаживается четырьмя обсадными колоннами (ОК):

- 426-мм направлением;
- 324-мм кондуктором;
- 245 мм техническая колонна;
- 177,8-мм эксплуатационной;
- для добычи продукции предусматривается спуск хвостовика 114,3 мм в 178 мм эксплуатационную колонну.

Дополнительно устье скважины оборудуется шахтным направлением (см. том 4.1.ТХ, табл. 5.1. Конструкция скважины).

Основные проектные технологические решения рассмотрены в Томе 1, Раздел 1, ПЗ.

Таблица 1.3

### Проектная конструкция скважины.

Название обсадной колонны (ОК)	Диаметр долота // диаметр × толщина стенки обсадных труб × группа прочности стали; тип и исполнение резьбового соединения	Интервал спуска ОК, м			
		по вертикали		по стволу	
		от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5	6
Трубное направление (ТН)	490,0 мм // 426,0 мм × 10,0 мм × Д; ОТТМ исп. Б (А)	0	40	0	40
Кондуктор	393,7 мм // 323,9 мм × 9,5 мм × Д; ОТТМ исп. Б (А)	0	415	0	415
Техническая колонна (ТК)	295,3 мм // 244,5 мм × 8,9 мм × Е; ОТТМ исп. А	0	1410	0	1685
Эксплуатационная колонна (ЭК)	220,7 мм // 177,8 мм × 10,4 мм × Р (СПП) <sup>1*</sup> / 177,8 мм × 9,2 мм × Е (Л, Р); ОТТГ исп. А	0	2709	0	3280
Пилотный ствол *	Долото 215,9 мм	1388	2719	1685	3360
Хвостовик (потайная колонна – ПК) – секция ГОТ + секция ФОТ	142,9 мм // 114,3 мм × 7,4 мм × Д; ОТТМ исп. А <sup>2*</sup>	2570	2709	3030	3280
	142,9 мм // ФБ-114,3 мм × 7,4 мм × Д; ОТТМ исп. А <sup>3*</sup>	2709	2715	3280	4285

Инд. № подл. | Подпись и дата | Взам. инд. № | Подпись и дата

Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата
				20.11.14

187.17-П-БЭ-01.

Лист

11

Таблица 1.4.

## Плановые отметки и координаты каждой проектной скважины.

№№ п/п	№ буровой площадки	Координаты устья первой скважины в кусте		Дирекционный угол
		x	y	α
1	201	444480,88	593925,29	235,95
2	202	448834,24	602376,12	-
3	204	454490,82	591094,47	-
4	205	459091,26	602081,33	319
5	206	451842,04	603181,49	280
6	209	447480,04	592225,11	21,74
7	211	445432,15	586388,9	-
8	214	453831,31	585996,96	-
9	215	455421,99	589692,53	-
10	216	453831,31	585996,96	356
11	217	456115,3	600568,65	109
12	219	454233,34	602855,36	358,82

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Подпись и дата	Инв. № подл.	Подпись и дата	187.17-П-БЭ-01.	Лист
							12
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата			

**2. Требования к способам проведения мероприятий по техническому обслуживанию зданий, сооружений, при проведении которых отсутствует угроза нарушения безопасности строительных конструкций, сетей инженерно-технического обеспечения и систем инженерно-технического обеспечения.**

Проектные скважины, как подземный объект капитального строительства, не предполагает в своей конструкции каких-либо специальных составных элементов обеспечения взрывопожарной безопасности, в отличие от оборудования (временных построек) для ее строительства на поверхности буровой площадки.

Организация, эксплуатирующая скважину обязана:

1. Выполнять требования промышленной безопасности, установленные к эксплуатации объектов нормативными техническими документами, действующими на территории РФ, в том числе:

1.1. ФЗ РФ от 30.12.2009 г. № 384-ФЗ. Технический регламент о безопасности зданий сооружений.

1.2. ФЗ РФ от 22.07.2008 № 123-ФЗ. Технический регламент о требованиях пожарной безопасности.

1.3. «ПРАВИЛА БЕЗОПАСНОСТИ В НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ» (утверждены приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 12.03.2013 № 101) с изм 01.01.2017г..

1.4. «Правила пожарной безопасности в Российской Федерации» ППБ-01-03». С-П., 2003 г.

1.5. «Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей (ПТЭ)», М., 1992 г.

1.6. «Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей (ПТБ)», М., Атомиздат, 1986 г.

1.7. «Правила устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных механизмов», М., 2000 г.

1.8. «Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением». Утверждены Госгортехнадзором РФ. 2003 г., Москва.

1.9. «Правила устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов» Постановление Госгортехнадзора РФ от 11 июня 2003 г. № 88 (Зарегистрировано в Минюсте РФ 18.06.2003 № 4703).

1.10. «Инструкция по безопасности одновременного производства буровых работ, освоения и эксплуатации скважин на кусте». РД 08-435-02.

1.12. «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», Федеральный закон № 116-ФЗ от 21.07.97 с изменениями.

1.13. Прим. 5, СНиП II-89-80.

1.14. «Инструкция о порядке ведения работ по ликвидации и консервации опасных производственных объектов, связанных с пользованием недрами» (РД 07-291-99).

1.15. Федеральный закон от 4 марта 2013 г. № 22-ФЗ «О внесении изменений в Федеральный закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», отдельные законодательные акты Российской Федерации и о признании утратившим силу подпункта 114 пункта 1 статьи 333.33 части второй Налогового кодекса Российской Федерации».

2. Эксплуатирующая организация допускает к работе на опасном производственном объекте работников соответствующей квалификации и не имеющих медицинских противопоказаний к указанной работе;

3. Эксплуатирующая организация должна иметь в наличии и обеспечить функционирование необходимых приборов и систем контроля производственных процессов;

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

				20.11.14	187.17-П-БЭ-01.	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		13

4. Эксплуатирующая организация должна обеспечивать проведение экспертизы промышленной безопасности, проводить диагностику, испытание, освидетельствование сооружений и технических устройств в установленном порядке;

5. Эксплуатирующая организация должна организовывать и осуществлять производственный контроль за соблюдением требований промышленной безопасности;

6. Эксплуатирующая организация должна создавать и поддерживать в надлежащем состоянии системы наблюдения, оповещения, связи и поддержки действий в случае аварии.

7. Технологическое оборудование и трубопроводы должны удовлетворять требованиям безопасности, прочности, коррозионной стойкости и надежности с учетом условий эксплуатации.

8. Эксплуатация средств контроля и автоматики должна проводиться в установленном порядке.

9. Манометры должны выбираться с такой шкалой, чтобы предел измерения рабочего давления находился во второй трети шкалы. На циферблате манометров должна быть нанесена красная черта или укреплен красная пластинка на стекле манометра через деление шкалы, соответствующее разрешенному рабочему давлению. Манометр, установленный на высоте от 2 до 5 м от уровня площадки для наблюдения за ним, должен быть диаметром не менее 160 мм.

10. Все контрольно-измерительные приборы и щиты управления подлежат заземлению независимо от применяемого напряжения.

11. Расположенные на щитах управления диспетчерского пункта, а также отдельных технологических процессов и оборудования контрольно-измерительные приборы должны иметь надписи с указанием определяемых параметров.

12. Все мероприятия по утеплению производственных помещений, аппаратуры, оборудования, трубопроводов, арматуры и КИПиА должны быть выполнены до наступления зимы.

13. Мероприятия по подготовке к зиме должны обеспечивать нормальную работу установки и возможность контроля за технологическим процессом в зимний период.

14. При эксплуатации установок, резервуарных парков и сливо-наливных эстакад должны быть приняты меры по предотвращению замерзания влаги в трубопроводах и арматуре.

15. На трубопроводах должна быть проверена теплоизоляция, все выявленные случаи нарушения ее устранены, дренажные трубопроводы и вентили утеплены.

16. Включение в работу аппаратов и трубопроводов с замерзшими дренажными устройствами не допускается.

17. При замерзании влаги в трубопроводе должны быть приняты меры по:

- наружному осмотру участка трубопровода для того, чтобы убедиться, что трубопровод не поврежден;

- отключению трубопровода от общей системы. В случае невозможности отключения трубопровода и угрозы аварии необходимо остановить установку и принять меры к разогреву ледяной пробки.

18. Разогрев ледяной пробки в трубопроводе должен производиться паром или горячей водой, начиная с конца замороженного участка. Запрещается отогревание замерзших спусков (дренажей) трубопроводов, аппаратов при открытой задвижке, а также открытым огнем.

19. Запрещается пользоваться крюками, ломami и трубами для открытия замерзших задвижек, вентиляей и других запорных приспособлений.

20. Из отключенных аппаратов, емкостей, водопроводов и паропроводов должны быть спущены вода и конденсат, а дренажные краны (задвижки) оставлены открытыми.

21. По устройству молниезащиты каждая площадка скважин в период эксплуатации (класс В-1г по ПУЭ) относятся ко II категории, зона Б. Защита от прямых ударов молнии проектируется устройствами заземления. Молниезащиту над обрезаем дыхательной трубы дренажных емкостей выполнить отдельно стоящим молниеприемником.

22. Защита от опасных воздействий молнии выполнить согласно требованиям РД 34.21.122-87 [35], защита от статического электричества – ГОСТ 12.1.030-81 [20].

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Подпись и дата	Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата	187.17-П-БЭ-01.	Лист
										14



- возможность заколонных перетоков и циркуляций.

3.3.4. Получаемая информация, должна обрабатываться на основе современных информационных технологий, храниться в базе данных и постоянно пополняться.

3.3.5. В таблице 1.5 представлен обязательный комплекс промыслово – геофизических исследований по контролю технического состояния скважины и наземного оборудования в период эксплуатации скважины.

3.3.6. Периодичность промыслово – геофизических исследований определяется в соответствии с отраслевыми регламентами и регламентами нефтяной компании.

3.3.7. Ревизия и поверка контрольно-измерительных приборов, средств автоматики, а также блокировочных и сигнализирующих систем должны производиться по графикам, согласованным с территориальным органом Госстандарта России, службой метрологии организации и утвержденным техническим руководителем организации.

3.3.8. Запрещается установка и пользование контрольно-измерительными приборами:

- не имеющими клейма или с просроченным клеймом;
- без свидетельств и аттестатов;
- отработавшими установленный срок эксплуатации;
- поврежденными и нуждающимися в ремонте и внеочередной поверке.

**Таблица 1.5**

**Промыслово-геофизические исследования по контролю за состоянием обсадной колонны.**

Цель исследований	Вид мероприятий по контролю	Контролируемые параметры	Категория скважин и объем исследований	Периодичность исследований
1	2	3	4	5
Контроль технического состояния скважин	Обследование технического состояния колонн (методы АКЦ, ГГЦ, РГД, ВТ, микропрофилемер)	Наличие негерметичности, заколонные перетоки, интервалы поступления воды	Во всех скважинах при проведении ремонтных работ и наличии отклонений в работе скважин	Разовые исследования по специальному плану (но не реже двух раз в год)
	Определение состояния подвески НКТ	Определение возможных интервалов отложения АСПО и солей, выявление негерметичности	При наличии отклонения в работе скважин	Разовые исследования по специальному плану

3.3.9. В период эксплуатации скважин происходит естественный процесс коррозии металла ОК. Вследствие чего происходит снижение прочности обсадных колонн. В таблице 1.6 приводится остаточное критическое давление с учетом износа при допустимом радиальном износе по толщине стенки 1,75 мм -  $P_{вн}^{ост}$ , МПа.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Подпись и дата				Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата	187.17-П-БЭ-01.		16

**Оценка остаточной прочности обсадных колонн.**

**Таблица 1.6.**

**Допустимый износ колонны**

Диаметр обсадных колонн, мм	Толщина стенки, мм; группа прочности стали	Давление на устье при нефтегазоводопроявлении, $P_{уст}$ , МПа	Критическое внутреннее давление для труб на стадии крепления, $P_{вн}$ , МПа	Допуст. радиальный износ по толщине стенки, мм	Остаточное критическое давление с учетом износа, $P_{вн}^{ост}$ , МПа	Давление опрессовки на устье, МПа	Коэф. запаса прочности на внутреннее давление
244,5	8,9; Е (исп. А)	21,2	23,7	1,75	<b>28,2</b>	23,3	1,21
177,8	9,2; Е (исп. А)	21,2	49,9	2,00	<b>39,0</b>	23,3	1,67

Остаточное критическое давление с учетом износа рассчитано по формуле, согласно ГОСТ 632-80 и «Инструкции по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин», Самара, 1997 г. (приложение).

$$P_{вн}^{ост} = 0,875 \times 2 \times \delta \times G_{т\ min} / D, \text{ МПа}$$

где:  $\delta$  - замеренная толщина стенки труб, мм;

$D$  – номинальный наружный диаметр труб, мм;

$G_{т\ min}$  – минимальный предел текучести материала труб по ГОСТ 632-80;

0,875 – коэффициент, учитывающий отклонение толщины стенки от номинальной по ГОСТ 632-80.

Для материала труб марки  $E_{т\ min} = 379$  МПа.

$$P_{вн}^{ост} = 0,875 \times 2 \times (8,9 - 1,75) \times 551 / 244,5 = 28,2 \text{ МПа.}$$

Для материала труб марки  $E_{т\ min} = 551$  МПа.

$$P_{вн}^{ост} = 0,875 \times 2 \times (9,2 - 2,00) \times 551 / 177,8 = 39,0 \text{ МПа.}$$

**Метод определения величины износа обсадных колонн в процессе эксплуатации скважины. Метод оценки остаточной прочности обсадных колонн.**

Определение фактического износа обсадных колонн и периодичность проверки в эксплуатации предусмотреть путем геофизических исследований микропрофилемером на глубинах всего интервала эксплуатационной колонны. Полученная информация о замеренной толщине стенки (внутреннем диаметре) используется для расчета остаточного критического давления по приведенной формуле выше.

Оценку остаточной прочности предусматривается вычислять по замеренной толщине стенки с использованием приведенной выше формулы.

Если при этом коэффициент запаса прочности окажется менее 1,15, то предусматриваются специальные дополнительные меры по упрочнению конструкции скважины.

Во всех случаях оценки остаточной прочности обсадных колонн предусматривается согласование с проектировщиком.

Инв. № подл.	Подпись и дата				187.17-П-БЭ-01.	Лист
	Взам. инв. №					
	Подпись и дата					
	Подпись и дата					
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		

### 3.2. Контроль и обслуживание фонтанной арматуры АФК6В-80/65x35 ХЛ (АНК3-65x35) при эксплуатации.

#### Требования безопасности.

3.2.1. Монтаж арматур, эксплуатация, обслуживание, меры по технике безопасности должны соответствовать требованиям настоящего Руководства, ГОСТ 23.3.063-81, ГОСТ 12.2.132-93 и «Правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (ПБ НГП, 2013 г.).

3.2.2. Персонал, проводящий работы по монтажу, обслуживанию и ремонту арматур, должен быть ознакомлен с особенностями их конструкции и проинструктирован по безопасному ведению работ.

3.2.3. Арматура должна применяться в строгом соответствии с ее назначением в части рабочих параметров, сред, условий эксплуатации, характеристик надежности.

3.2.4. При эксплуатации арматуры запрещается:

- эксплуатировать арматуру при отсутствии эксплуатационной документации;
- использовать арматуру в качестве опоры для трубопроводов;
- применять для управления арматурой рычаги, удлиняющие плечо рукояток;
- наносить механические удары по корпусу арматуры;
- использовать запорные элементы арматуры в качестве регулирующих.

3.2.5. При монтаже-демонтаже фланцевых соединений следует использовать накидные ключи.

3.2.6. При проведении испытаний оборудования у потребителя перед установкой на скважину и после монтажа на скважине не должно превышать величину рабочего давления, маркированного на изделии.

3.2.7. Эксплуатация арматур должна производиться при давлении среды, не превышающем рабочее давление.

#### Техническое обслуживание.

3.2.8. При оборудовании скважин, при их освоении и эксплуатации необходимо установить надлежащий контроль за оборудованием (с участием ответственного лица), строго соблюдая все требования охраны труда, техники безопасности и противопожарные правила.

3.2.9. Работающее оборудование обслуживается операторами. На участке обслуживания должны быть в наличии манометры, запорные краны (рукоятки), смазка «Арматол-238» или ЛЗ-162, нагнетатель смазки, прокладки, комплект необходимых ключей и т.д.

При всех режимах работы скважины давление в оборудовании не должно превышать указанного на изделии.

3.2.10. В процессе эксплуатации арматуры должно производиться техническое обслуживание задвижек ЗД(Ш) 65-210(350)М, вентилей угловых ВУ1-50x14М1 и сальника устьевого согласно руководству по эксплуатации на задвижки и настоящему руководству.

### 3.3. Контроль за работой факельной системы скважины.

3.3.1. Контроль за работой факельных систем и дистанционное управление ими должны осуществляться: - для общей факельной системы - из собственного помещения управления (операторной, центрального пульта управления) или из помещения управления одной из технологических установок, сбрасывающих газ в факельную систему;

- для отдельной и специальной факельных систем - из помещений управления одной из технологических установок, сбрасывающих газ.

3.3.2. Факельные системы должны быть оборудованы техническими средствами, обеспечивающими постоянную регистрацию (с выводом показаний в помещение управления) следующих данных:

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Подпись и дата	Инв. № подл.	Подпись и дата	187.17-П-БЭ-01.	Лист
							18
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата			

расхода продувочного газа в факельный коллектор и газовый затвор;  
 уровня жидкости в сепараторах, сборниках конденсата;  
 уровня жидкости в факельном гидрозатворе;  
 количества сбросных газов и паров, а также конденсата, возвращаемых с установки сбора углеводородных газов и паров;

температуры газов и паров, поступающих в газгольдер;  
 температуры жидкости в факельном гидрозатворе.

3.3.3. Факельные системы должны быть оснащены средствами сигнализации (с выводом сигналов в помещение управления), срабатывающими при достижении следующих параметров:

минимально допустимом расходе продувочного газа в коллектор и газовый затвор;  
 минимально допустимом давлении или расходе топливного газа на дежурные горелки;  
 погасании пламени дежурных горелок;  
 образовании разрежения у основания факельного ствола, равного или более 1000 Па;  
 минимально и максимально допустимых уровнях жидкости в сепараторах, сборниках конденсата;

минимально допустимом уровне жидкости в факельных гидрозатворах;  
 максимально допустимой температуре газов, поступающих в газгольдер;  
 минимально допустимой температуре в факельных гидрозатворах;  
 включении насосов по откачке конденсата;  
 включении компрессоров;

наличии горючих газов и паров в количестве 20% нижнего концентрационного предела распространения пламени в помещениях компрессорной, гидрозатвора с дублированием звукового и светового сигналов и расположением указанных средств сигнализации над входной дверью, а также на наружных установках в местах размещения газгольдеров, сепараторов, насосов.

Средства сигнализации разрежения не требуются, если произведение разности плотностей воздуха ( $\text{кг/м}^3$ ) и продувочного газа на высоту факельного ствола (м) не превышает 100.

3.3.4. Для контроля давления топливного газа и воздуха в системе зажигания и в линиях до регулирующих клапанов или вентилей, давления пара, уровня жидкости и температуры в сепараторах и сборниках конденсата следует устанавливать дублирующие приборы по месту.

3.3.5. В конструкции факельной установки должно быть предусмотрено автоматическое регулирование давления топливного газа, подаваемого на дежурные горелки, и количества продувочного газа, подаваемого в начало факельного коллектора.

3.3.6. Факельные системы необходимо оснащать блокировками (с учетом инерционности срабатывания КИП и средств автоматики и времени открытия электрозадвижки), обеспечивающими:

подачу инертного газа в газовый затвор при разрежении в факельном коллекторе, равном или более 1000 Па;

подачу инертного газа в начало факельного коллектора при прекращении подачи продувочного (топливного) газа (допускается вариант работы с постоянной подачей азота с обязательным обоснованием в проектной документации);

удаление конденсата из сепараторов и сборников конденсата, кроме имеющих постоянный слив через гидрозатвор, по достижении максимального уровня;

открытие электрозадвижки на линии сброса газов в факельную установку при заполнении газгольдера на 85% с одновременным закрытием электрозадвижки на линии поступления газа в газгольдер;

открытие электрозадвижки на линии поступления газа в газгольдер при заполнении его на 70% с последующим закрытием электрозадвижки на линии сброса газов и паров в факельный ствол;

остановку компрессоров при уменьшении объема газа в газгольдере до 10%.

Инв. № подл.	Подпись и дата		Взам. инв. №	Подпись и дата		Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата	187.17-П-БЭ-01.	Лист
												19

**4. Сведения для пользователей и эксплуатационных служб о значениях эксплуатационных нагрузок на строительные конструкции, сети инженерно-технического обеспечения и системы инженерно-технического обеспечения, которые недопустимо превышать в процессе эксплуатации зданий, сооружений.**

**4.1. Эксплуатация скважины центробежным погружным электронасосами.**

4.1.1. Скважины оборудовать забойными клапанами - отсекателями, позволяющими заменять скважинное оборудование без глушения.

4.1.2. При отсутствии клапана - отсекателя или его отказе скважина перед ремонтом должна быть заглушена технологической жидкостью, не содержащей твердых взвесей и не ухудшающей фильтрационные свойства призабойной зоны.

4.1.3 Проектная величина плотности ЖОС (ВЖГС) из расчёта на проектное давление ( $\alpha_{пл}$  – см. выше в табл. 4.8) и глубину залегания по вертикали кровли пласта в ярактинском горизонте в типовой ННСГУ составляет:

$$\rho = \{(0,095 \times 2709) + 0,05 \times (0,095 \times 2709)\} / 0,1 \times 2709 = 1,00 \text{ г/см}^3 \text{ или } 1000 \text{ кг/м}^3.$$

Согласно положений ПБ НГП (п.п. 210, 212 и 215) принята плотность ЖОС с оптимальной (для обеспечения ингибирования набухания и диспергирования глинистой составляющей коллектора газа) концентрацией минеральной соли (9 % масс. от объёма):  $\rho_{ЖОС(ВЖГС)} = 1050 \text{ кг/м}^3$ .

Для предотвращения гравитационного замещения применяемый в виде забойной пачки состав (блокирующий для глушения и/или консервации продуктивного объекта – БСУО) должен быть тяжелее ЖОС не менее чем 20-30 кг/м<sup>3</sup>:  $\rho_{БСУО} = 1070-1080 \text{ кг/м}^3$ .

Рекомендуемая рецептура жидкости для глушения скважины приведена в табл. 10.8.1, том 4.1, часть 1.

4.1.4. Устье скважины оборудуется фонтанной арматурой АФК6В-80/65 х 35 ХЛ (для добывающих скважин) и АНКЗ-65 х 35 ХЛ (для нагнетательных скважин), либо специальным устьевым устройством, обеспечивающим герметизацию трубного и затрубного пространств, возможность их сообщения, проведения глубинных исследований.

4.1.5. По проекту устье скважины при эксплуатации оборудуется фонтанной арматурой АФК6В-80/65 х 35 ХЛ (для добывающих скважин) (см. табл. 9.17, том 4.1, часть 1) и АНКЗ-65 х 35 ХЛ (для нагнетательных скважин) по ТУ 26–16–23–77, либо по ТУ завода изготовителя (ТУ 3665-009–49652808–2004, Арматура устьевая, Технические условия). Опрессовка фонтанной арматуры (до установки) производится на пробное давление на базе подрядной организации или специализированной организации.

**4.2. Перечень мероприятий по безопасности освоения и эксплуатации скважины.**

4.2.1. Освоение скважин независимо от способа ее последующей эксплуатации должно производиться в соответствии с планом работ, утвержденным техническим руководителем предприятия и согласованным с заказчиком. Подготовка к работам по освоению скважин и сам процесс освоения должны соответствовать установленным требованиям безопасности.

4.2.2. Подключение освоенной скважины к коммуникациям должно производиться в строгом соответствии с проектом.

4.2.3. Устье скважины на площадке должно быть оборудовано (в зависимости от способа эксплуатации) однотипной арматурой, а колонный фланец должен быть расположен на одном уровне от поверхности эксплуатационной площадки.

4.2.4. С вводом в эксплуатацию очередной скважины должен быть установлен порядок контроля загазованности воздушной среды всей территории эксплуатационной площадки. Разработка графика, определение места отбора проб и порядок контроля осуществляются представителем пользователя недр (заказчиком). Реализация этого контроля возлагается на ответствен-

Инв. № подл.	Подпись и дата	187.17-П-БЭ-01.		Лист		
				20		
Взам. инв. №	Подпись и дата	Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата
						20.11.14

ного руководителя работ на эксплуатационной площадке.

Средства контроля воздушной среды приведены в табл. 15.6 и 17.21, том 4.1. Периодичность контроля приведена в табл. 17.28, том 4.1.

4.2.5. В пределах запретных (опасных) зон у эксплуатирующихся скважин не допускается присутствие лиц и транспортных средств, не связанных с непосредственным выполнением работ.

4.2.6. Работы по ремонту скважины должны проводиться специализированной бригадой по плану, утвержденному техническим руководителем предприятия. План работ должен включать необходимые мероприятия по промышленной безопасности и охране окружающей среды.

### 4.3. Работы в холодный период времени.

- Лиц, приступающих к работе на холоде, следует проинформировать о влиянии переохлаждения на организм и мерах по его предупреждению. (Подрядчик должен иметь Регламент работ при низких температурах воздуха). Регламент зачитывается при инструктаже при начале работ вахты в холодные дни работы.

- Работающие на открытой территории в холодный период года обеспечиваются комплектом средств индивидуальной защиты (СИЗ), с учетом климатического региона (пояса). При этом комплект СИЗ должен иметь положительное санитарно-эпидемиологическое заключение с указанием величины его теплоизоляции.

- Во избежание локального охлаждения, работающих следует обеспечить рукавицами, обувью (утепленные сапоги с металлическим носком, валенки с галошами, головными уборами (теплый подшлемник + каска, при необходимости шапка-ушанка). На рукавицы, обувь, головные уборы должны иметь положительные санитарно-эпидемиологические заключения с указанием величин их теплоемкости.

- Подрядчик должен иметь внутрипромысловый режим работы при различных интервалах минусовой температуры. При этом следует ориентироваться на допустимую степень охлаждения работающих, регламентируемую временем непрерывного пребывания на холоде и временем обогрева в целях нормализации состояния организма.

- В целях нормализации теплового состояния работника, температура в местах обогрева поддерживается на уровне 21–25°C. Для обогрева кистей и стоп в помещении необходимо иметь устройство обогрева, температура которого не должна превышать 40°C (35–40°C). Для этих целей использовать комнату отдыха (совещательную комнату) на базе мобильного здания (Вагон «Кедр-6»).

- Продолжительность первого периода отдыха допускается ограничить 10 мин, продолжительность каждого последующего перерыва увеличивать на 5 мин.

- Для эффективного обогрева работающих в помещении для обогрева (комната отдыха) следует снимать верхнюю одежду при отдыхе.

- Во избежание переохлаждения работников не следует во время перерыва находиться на воздухе (на холоде) в течение 10 мин. при температуре воздуха до минус 10°C и не более 5 минут при температуре воздуха ниже минус 10°C.

- Перерывы на обогрев могут сочетаться с перерывами на восстановление функционального состояния работников после выполнения физических работ. После обеда рабочих следует начинать работу на холоде не ранее чем через 10 минут.

- При температуре воздуха ниже –30°C не рекомендуется планировать выполнение физических работ. При температуре воздуха ниже –40°C следует предусматривать защиту лица и верхних дыхательных путей.

### 4.4. Меры безопасности при химической обработке продуктивных пластов растворами кислотных составов.

На этапе интенсификации притока газа в эксплуатационной скважине (ЭС) предусмотреть (по решению Заказчика) ОПЗ ПЗП продуктивных пластов модифицированным кислотным со-

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Подпись и дата					Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата	187.17-П-БЭ-01.			21

ставом (МКС). Товарная форма поставляемого готовым к применению рекомендуемого к применению основного МКС – концентрат (марка Б). Проектный кислотный состав – разбавленная водой композиция минеральной и органической кислот (массовые доли в составах марок: КСПЭО-2Б – уксусной кислоты - не более 5,4 %, HCl - не более 21). Для приготовления рабочего раствора товарный МКС разбавляется технической водой в соотношении 1 : 1 по объему.

Настоящим проектным документом не предусмотрено хранение модифицированных кислотных составов (МКС) на буровых площадках. МКС завозится с производственной базы Заказчика или Подрядчика на буровую в потребном количестве (согласно Плана работ) непосредственно перед кислотной обработкой пласта. Необходимость выполнения работ по интенсификации добычи из объекта разработки за счет увеличения газопроводности прискважинной зоны пласта (ОПЗ ПЗП) определяется геологической службой Заказчика. Основание проведения указанной операции – результаты интерпретации материалов промыслово-геофизических исследований (ГИС) и вызова притока углеводородного флюида при освоении скважины.

### Требования безопасности.

1. В технологическом процессе обработки скважин МКС используется стандартное оборудование, применяемое в газодобывающей промышленности. Особые требования по охране труда и технике безопасности не предъявляются. При работе с кислотным составом необходимо руководствоваться соответствующими положениями “Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности” (ПБ НГП в редакции 2013 г.), “Типовой инструкции по безопасности освоения нефтяных и газовых скважин”, “Общих санитарных правил по хранению и применению ядовитых реагентов” и техническими условиями (ТУ) на производство.

2. МКС относятся к группе негорючих продуктов. При возникновении пожара применять тонкораспыленную воду, воздушно-механическую пену, углекислоту. Тушение производить в противогазах с фильтрующими коробками марки В или БКФ (ГОСТ 12.4.121).

3. Токсические свойства кислотного состава (по ГОСТ 12.1.007 МКС относятся к веществам 2 класса опасности) определяются входящими в их составы компонентами (см. выше). Опасность представляет поступление паров кислот с вдыхаемым воздухом и попадание реагента на слизистые оболочки и кожу. Предельно допустимые концентрации в воздухе рабочей зоны (ПДКр.з.) паров кислот: соляной – 5 мг/м<sup>3</sup>, уксусной – 5 мг/м<sup>3</sup>.

4. Содержание в воздухе рабочей зоны паров хлористого водорода определяется по МУ 1645-77, утвержденным Минздравом СССР 18.04.77 г.

5. Работающие с МКС должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты (СИЗ) (п.п. 964, 499, 935, 936, 939-941, 943-945 ПБ НГП):

- суконным костюмом типа А (ГОСТ 27652, ГОСТ 27654);
- резиновыми сапогами (ГОСТ 5375);
- резиновыми перчатками (ГОСТ 20010);
- защитными очками типа Г (ГОСТ 12.4.013);
- противогазами промышленными фильтрующими СИЗОД-ФПП-130 с фильтрующей коробкой марки В или БКФ (ГОСТ 12.4.121).

6. Основание производства работ по кислотной обработке пластов (кислотному воздействию для повышения продуктивности скважины) – утвержденный Заказчиком (геологической и технологической службами) Плана (Программы) работ содержащего информацию о схеме расположения техники, технологии и параметрах кислотного воздействия, способах ликвидации случайных проливов, контроле состояния воздушной среды, мерах безопасности, обращении с отработанными жидкостями и ответственном руководителе (п. 484 ПБ НГП). Все задействованное оборудование и его узлы должны быть герметичными. Нагнетательная линия оборудуется (п. 487 ПБ НГП) обратным клапаном (располагается у устья скважины) и подлежит опрессовке на полуторократное наибольшее ожидаемое рабочее давление (п.п. 488 и 489 ПБ НГП). Для контроля воздушной среды при выполнении работ бригада испытания должна быть обеспечена портативным газоанализатором (п. 503 ПБ НГП).

7. ОПЗ ПЗП МКС для интенсификации притока в скважинах с некачественной крепью

Инв. № подл.	Подпись и дата		Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата	187.17-П-БЭ-01.	Лист
	Взам. инв. №	Подпись и дата							

(негерметичные обсадные колонны и наличие межпластовых перетоков) запрещается (п.п. 485 и 492 ПБ НГП). Работы производить только в светлое время суток.

8. Насосные агрегаты размещать не ближе 10 м от устья скважины и на расстоянии не ближе 1 м друг от друга (п. 494 ПБ НГП). Приготовление рабочих растворов МКС должно быть максимально механизировано (п.п. 974, 977 и 978 ПБ НГП). Задействованные члены бригады обеспеченные СИЗ (см. выше) должны располагаться с наветренной стороны. Нахождение посторонних лиц на объекте не допускается.

9. Обеспечить дополнительно запасы (п. 500 ПБ НГП) средств индивидуальной защиты (см. выше), чистой пресной воды и реагентов для нейтрализации кислотных состав (см. ниже) при их возможном разливе, кроме того, наличие раствора питьевой соды, медицинской аптечки и защитных дерматологических средств.

10. Сбору и вывозу для утилизации в специально отведенном Заказчиком месте (п.п. 501 и 502 ПБ НГП) подлежат остатки реагентов и инертная жидкость отработанная после промывки нагнетательных систем агрегатов и линии.

11. При случайном разливе на площадке специализированного склада (см. ниже) или буровой площадке загрязненный грунт обработать нейтрализатором кислоты – порошком, содержащим щелочной компонент (мелом, известняком, доломитом, кальцинированной содой или другим химическим аналогом), затем собрать и разместить в специально отведенном месте (вывести на полигон производственных отходов).

12. Задействованный при работах персонал должен быть (п.п. 943, 964, 965 и 970 ПБ НГП) проинструктирован (с записью в журнале инструктажей) о химико-физических свойствах МКС, правилах безопасности при практическом обращении с реагентом и действии при его утечке, по мерам предупреждения разливов и отравления, а так же обучен приемам оказания первой (доврачебной) помощи:

- при отравлении парами кислот – свежий воздух, покой, тепловлажные ингаляции раствором соды 2...3 % концентрации, теплое молоко и незамедлительная медицинская помощь;

- при попадании кислотного состава на кожные покровы – срочное обильное промывание пораженного участка водой не менее 10 минут, нейтрализация 2...3% (массов.) раствором питьевой соды и вторичное промывание водой;

- при попадании МКС в глаза – немедленная обильная (интенсивная) промывка водой (при широкооткрытой глазной щели) в течение 10-15 мин. и оперативное направление пострадавшего в медицинское учреждение для оказания квалифицированной помощи.

#### ТРАНСПОРТИРОВАНИЕ И ХРАНЕНИЕ

1. Проектный МКС упаковывается в полимерные бочки вместимостью 50 дм<sup>3</sup> (ТУ 6-52-22-90) или 227 дм<sup>3</sup> (ТУ 2297-001-54011141-01) либо полиэтиленовые контейнеры (емкости) вместимостью 1 м<sup>3</sup> (код упаковки 31НА1). Оптимальный вид тары определяется технологической службой Заказчика или Подрядчика.

2. Модифицированный кислотный состав транспортируется:

- на специализированный склад (производственную базу) Заказчика или Подрядчика – в крытых железнодорожных вагонах с соблюдением положений “Правил перевозок опасных грузов по железным дорогам” либо автотранспортом (см. ниже);

- на буровую площадку (непосредственно перед работами по интенсификации притока нефти на осваиваемой скважины) – с соблюдением “Правил перевозок опасных грузов автотранспортом”.

3. Для перевозки и хранения МКС используется только исправная (герметичная) и соответствующая назначению тару (п. 975 ПБ НГП). Каждая партия поставляемого реагента должна сопровождаться паспортами (сертификатами) по установленной форме.

4. Хранение кислотного состава организовывается в строгом соответствии с требованиями ПБ НГП от 2013 г. (п.п. 966–972) на согласно установленных норм освещенной и обеспеченной первичными средствами пожаротушения, а так же снабженной предупредительными надписями (п. 972 ПБ НГП) специальной открытой площадке (на производственной базе Заказчика или Подрядчика) с ограждением и навесом.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Подпись и дата	187.17-П-БЭ-01.	Лист
					23
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата	

5. Герметичность задействованной для хранения реагента тары подлежит регулярной проверке путем тщательного визуального осмотра (п.п. 973 и 980 ПБ НГП). Негерметичная тара незамедлительно опорожняется в другие емкости (п. 973 ПБ НГП). Выливать МКС на почву и в водоемы категорически запрещается. Случайные разливы устраняются нейтрализатором кислоты (см. выше).

6. На буровую площадку кислотный состав доставляется автотранспортом (см. выше п. 2) непосредственно перед практическим применением в количестве определенном Планом работ (см. ниже).

## ПРИМЕНЕНИЕ

1. Работы по ОПЗ продуктивного горизонта с применением МКС проводятся только в дневное время (п. 3.4.23, здесь и ниже ссылки на положения “Типовой инструкции по безопасности освоения нефтяных и газовых скважин” – ТИ) под руководством ИТР подрядного предприятия (п. 3.4.8 ТИ и п. 484 ПБ НГП). Основание – Согласованный(ая) с Заказчиком План (или Программа – см. выше). Принципиальная схема размещения оборудования при применении МКС приведена в Приложении 1. Производство операции при силе ветра более 12 м/с, тумане и сильном снегопаде запрещается (п. 3.4.24 ТИ).

2. Кислотный состав в полимерной таре (см. выше) завозится в определенном в Плане работ расчетном количестве перед проведением операции. Размещается МКС (расстояние между 1-м<sup>3</sup> полиэтиленовыми контейнерами – не менее 3 м) на площадке, оборудованной за пределами опасной зоны радиусом 50 м вокруг устья скважины (п. 3.4.13 ТИ и п. 493 ПБ НГП).

3. Для размещения кислотного (КА типа АНЦ-32-50) и цементировочного (типа ЦА-320М или АНЦ-32) агрегатов и другого оборудования выполняется площадка с уклоном не более 1,5° (п. 3.4.12 ТИ). Установка КА и тары с МКС под действующими линиями электропередач не допускается (п. 3.4.14 ТИ).

4. Оборудованная обратным клапаном нагнетательная линия опрессовывается на полуторакратное ожидаемое рабочее давление (п. 3.4.18 ТИ и п.п. 487 и 488 ПБ НГП). Ликвидация пропусков под давлением запрещается. При гидравлических испытаниях трубопровода персонал должен находиться за пределами определенной Планом опасной зоны (п. 489 ПБ НГП).

5. Содержание инструктажа (с записью в Журнале инструктажа на рабочем месте перед началом ОПЗ (п. 3.4.7 и п.п. 964, 965 и 970 ПБ НГП)) задействованных членов бригады: свойства МКС; правила техники безопасности при работе с реагентом, сливе, мойке и очистке емкостей; меры в случае утечки, оказания первой помощи и по борьбе с пожаром (с использованием средств пожаротушения).

6. На месте работ должны быть обеспечены необходимые запасы (п. 3.4.20 ТИ и п. 500 ПБ НГП):

- чистой пресной воды;
- аварийный специальной одежды, обуви и других средств индивидуальной защиты (см. выше);
- нейтрализатора кислотного реагента (см. выше);
- растворов гидрокарбоната натрия и аммиака (нашатырный спирт) соответственно 2,5% и 10% концентрации;
- защитных дерматологических средств;
- аптечка для оказания первой доврачебной помощи.

7. Приготовление рабочего раствора реагента посредством разбавления ПТВ товарного МКС (в соотношении (уточняет поставщик) 1 : 1 по объему) в емкости агрегата типа АНЦ-32-50. Предварительно набирается в расчетном объеме техническая вода, затем добавляется в соответствующем количестве состав серии “КСПЭО”. Члены бригады, снабженные средствами индивидуальной защиты (см. выше), должны находиться с наветренной стороны от места налива (п. 3.4.16 ТИ). Загрузка МКС в кислотный агрегат должна быть максимально механизирована и/или автоматизирована (п.п. 976, 977 и 978). Смесь гомогенизируется посредством круговой циркуляции в течение не менее 2-3 циклов.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Подпись и дата	187.17-П-БЭ-01.	Лист
					24
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата	

8. Перед началом процесса руководитель работ должен убедиться в наличии двухсторонней переговорной связи (п. 490 ПБ НГП). Наличие ледяных пробок (в зимнее время) в коммуникациях насосных агрегатов не допускается, а отогрев трубопроводов открытым огнем запрещается (п. 491 ПБ НГП). Подогрев соответствующих жидкостей и узлов оборудования осуществляется паром.

9. Рабочий раствор МКС в скважину закачивается кислотным агрегатом, а доводится до обрабатываемого интервала и нагнетается в коллектор ЦА-230М или АНЦ-32 (п. 3.4.42 ТИ). Максимальное внутреннее давление по длине эксплуатационной колонны не должно превышать допустимое обсадной колонны на герметичность (п. 3.4.7 ТИ). При необходимости ремонт коммуникаций производится только после снижения давления до атмосферного и промывки линий водой (п. 3.4.19 ТИ). В качестве продавочного агента используется жидкость освоения (ЖОС – см. том 4.1, Раздела 5 ТХ, подраздел 10 Освоение), для приготовления рабочего объема и обеспечения запаса которой в Схеме (см. Приложение 1) предусматривается использование соответственно емкости (полезный объем – 20 м<sup>3</sup>) с механическим лопастным перемешивателем (типа емкости циркуляционной системы) и горизонтального резервуара (50 м<sup>3</sup>).

10. После закачки КСПЭО задействованное оборудование, коммуникации и резиновые СИЗ тщательно промываются чистой водой (в Схеме предусмотрено использование автоцистерны). Нагнетательные системы агрегатов и линия промываются инертной жидкостью (ПТВ) в достаточном количестве. Указанный промывочный агент сбрасывается в сборную емкость (см. Приложение 1) для последующего депонирования в системе сбора и закачивания в пласты промышленных сточных вод (п. 3.4.41 ТИ). Места случайных проливов обрабатываются нейтрализатором кислоты. Продукт реагирования вывозится в место утилизации производственных отходов (п.п. 501 и 502 ПБ НГП).

**5. Сведения о размещении скрытых электрических проводов, трубопроводов и иных устройств, повреждение которых может привести к угрозе причинения вреда жизни или здоровью людей, имуществу физических или юридических лиц, государственному или муниципальному имуществу, окружающей среде, жизни или здоровью животных и растений.**

5.1. Футляр для инженерных коммуникаций изготавливается из двух стальных полутруб Ø219х6 мм. Пазухи между трубами и футляром заполнить в тёплое время года теплоизолирующим материалом – монтажной пеной.

5.2. Опора трубопровода изготавливается из стальных прокатных профилей, состоит из двух частей: станины и выдвигной стойки.

5.3. После подбора высоты стойка фиксируется в станине шпилькой М16.

5.4. Крепление технологического трубопровода к стойке выполняется хомутами М10 к опорной части ОПБ2-50.60 в соответствии с ГОСТ 14911-82.

5.5. Защиту стальных конструкций выполняют путем нанесения на очищенную от ржавчины и обезжиренную поверхность 2-х слоев эмали ПФ-115 ГОСТ 6465-76 по грунту ГФ-021 ГОСТ 5631-79 (1 слой).

5.6. Для закрепления от сдвига, после установки стойки в проектное положение, полость трубы Ø 530 мм заполняют грунтом.

5.7. Технологическое оборудование и трубопроводы должны удовлетворять требованиям безопасности, прочности, коррозионной стойкости и надежности с учетом условий эксплуатации.

Изнб. № подл.	Подпись и дата
Взам. инб. №	Подпись и дата
Изнб. № подл.	Подпись и дата

Изнб. № подл.	Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата	187.17-П-БЭ-01.	Лист
					20.11.14		25

## Используемая литература.

1. Федеральный закон от 21 декабря 1994 г. № 69-ФЗ «О пожарной безопасности»;
2. Федеральный закон от 27 декабря 2002 г. № 184-ФЗ «О техническом регулировании»;
3. Федеральный закон от 22 июля 2008 г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»;
4. СП 1.13130.2009 «Эвакуационные пути и выходы»;
5. СП 2.13130.2009 «Обеспечение огнестойкости объектов защиты»;
6. СП 3.13130.2009 «Система оповещения и управления эвакуацией людей при пожаре»;
7. СП 4.13130.2009 «Ограничение распространения пожара на объектах защиты»;
8. СП 5.13130.2009 «Установки пожарной сигнализации и пожаротушения автоматические»;
9. СП 6.13130.2009 «Электрооборудование»;
10. СП 7.13130.2009 «Отопление, вентиляция и кондиционирование»;
11. СП 8.13130.2009 «Источники наружного противопожарного водоснабжения»;
12. СП 9.13130.2009 «Огнетушители»;
13. СП 10.13130.2009 «Внутренний противопожарный водопровод»;
14. СП 11.13130.2009 «Места дислокации подразделений пожарной охраны»;
15. СП 12.13130.2009 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности»;
16. ГОСТ 12.1.011-78\* «Смеси взрывоопасные. Классификация и методы испытаний»;
17. ГОСТ 12.1.004-91\* «Пожарная безопасность. Общие требования»;
18. ГОСТ 30403-96 «Конструкции строительные. Метод определения пожарной опасности»;
19. ГОСТ 12.4.009-83 «ССБТ. Пожарная техника для защиты объектов. Основные виды. Размещение и обслуживание»;
20. ГОСТ Р 12.1.030-81 «ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление»;
21. ГОСТ Р 12.3.047-98 ССБТ. «Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля»;
22. ГОСТ 19433-88 (1996) «Грузы опасные. Классификация и маркировка»;
23. ГОСТ Р 51057-2001 «Техника пожарная. Огнетушители переносные. Общие технические требования. Методы испытаний»;
24. ГОСТ Р 53292-2009 «Огнезащитные составы и вещества для древесины и материалов на ее основе. Общие требования. Методы испытаний»;
25. ГОСТ Р 53295-2009 «Средства огнезащиты для стальных конструкций. Общие требования. Метод определения огнезащитной эффективности»;
26. ГОСТ Р 53315-2009 «Кабельные изделия. Требования пожарной безопасности»;
27. СНиП II-89-80\* «Генеральные планы промышленных предприятий»;
28. СНиП 2.11.03-93 «Склады нефти и нефтепродуктов. Противопожарные нормы»;
29. СНиП 21-01-97\* «Пожарная безопасность зданий и сооружений»;
30. СНиП 41-01-2003 «Отопление, вентиляция и кондиционирование»;
31. ВНТП 03/170/567-87 «Противопожарные нормы проектирования объектов Западно-Сибирского нефтегазового комплекса»;
32. ВНТП 3-85 «Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений»;
33. ВНТП 01/87/04-84 Объекты газовой и нефтяной промышленности, выполненные с применением блочных и блочно-комплектных устройств. Нормы технологического проектирования»;
34. ППБ 01-03 «Правила пожарной безопасности в Российской Федерации»;
35. РД 34.21.122-87 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений»;
36. ПУЭ «Правила устройства электроустановок».

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Подпись и дата				187.17-П-БЭ-01.	Лист
								26
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата				

37. ФЗ РФ от 30.12.2009 г. №384-ФЗ. Технический регламент о безопасности зданий сооружений.

38. "О промышленной безопасности опасных производственных объектов", Федеральный закон № 116-ФЗ от 21.07.97 с изменениями;

39. ГОСТ 12.4.124 Защита от статического электричества.

40. "ПРАВИЛА БЕЗОПАСНОСТИ В НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ" (утверждены приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 12.03.2013 г. № 101, ред. от 12.01.2015г. ).

41. Постановление Госгортехнадзора РФ от 10 июня 2003 г. № 83 "Об утверждении Правил безопасной эксплуатации факельных систем".

42. «Инструкции по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин», Самара, 1997 г.

43. ГОСТ 15150-69. ГОСУДАРСТВЕННЫЙ СТАНДАРТ СОЮЗА ССРС, МАШИНЫ, ПРИБОРЫ И ДРУГИЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ИЗДЕЛИЯ. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды.

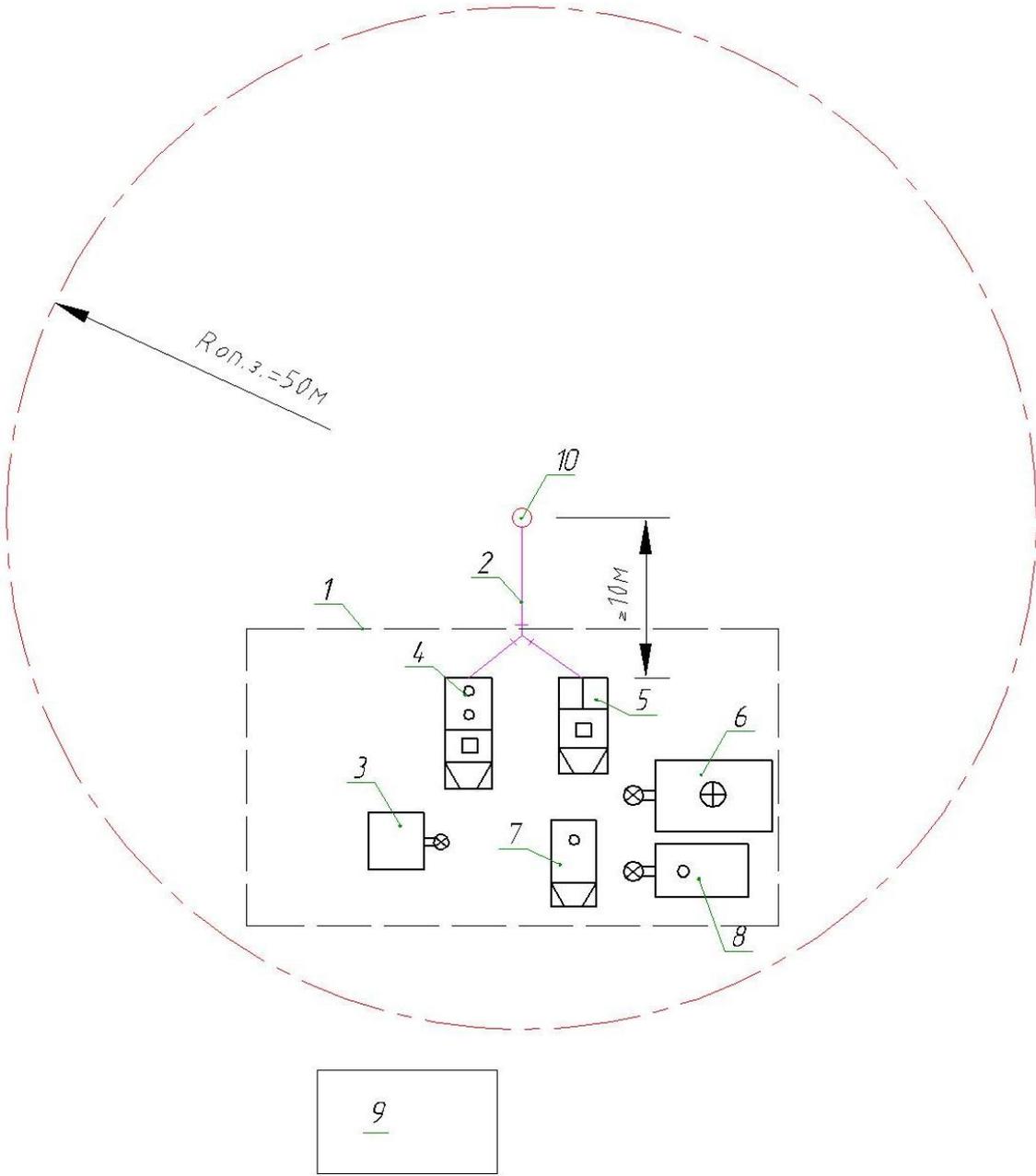
44. Федеральный закон от 4 марта 2013 г. № 22-ФЗ "О внесении изменений в Федеральный закон "О промышленной безопасности опасных производственных объектов", отдельные законодательные акты Российской Федерации и о признании утратившим силу подпункта 114 пункта 1 статьи 333.33 части второй Налогового кодекса Российской Федерации".

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Подпись и дата				Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата	187.17-П-БЭ-01.		27

Приложения

Изнб. № подл.	Подпись и дата	Взам. изнб. №	Подпись и дата				Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата	187.17-П-БЭ-01.		28

# Приложение 1. Принципиальная схема применения модифицированного кислотного состава (МКС).



- 1.. Площадка (уклон не более 1,5°) под специальную технику и оборудование.
2. Нагнетательная линия.
3. Сборная емкость в кислотостойком исполнении (для накопления перед вывозом остатков рабочего раствора модифицированного кислотного состава (МКС) и агента для промывки коммуникаций насосных агрегатов и нагнетательной линии).
4. Кислотный агрегат типа АНЦ-32-50 для приготовления рабочего раствора и закачивания в скважину МКС.
5. Насосный агрегат типа ЦА-320М (АНЦ-32) для доведения до пласта и нагнетания (СКО) в карбонатный коллектор нефти кислотного реагента (МКС).
6. Емкость с механическим лопастным перемешивателем (типа емкости циркуляционной системы) для приготовления универсального (промывочно-продавочного) агента (жидкости освоения скважины – ЖОС).
7. Автоцистерна типа АЦ-8 (с пресной технической водой).
8. Емкость (горизонтальный резервуар) объемом 50 м<sup>3</sup> для хранения запаса ЖОС.
9. Площадка для приема (размещения) МКС в таре (полимерные бочки либо контейнеры).
10. Скважина.

Примечание: 1. Радиус опасной зоны (Rоп.з.) при проведении операции – 50 м (п. 493 ПБ НГП).

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Подпись и дата	Инв. № подл.	Подпись и дата	187.17-П-БЭ-01.	Лист
							29
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата			