

УТВЕРЖДЕНЫ

Приказом ПАО «НК «Роснефть»

от «29» апреля 2024 г. № 186

Введены в действие с «29» апреля 2024 г.

ВВЕДЕНЫ В ДЕЙСТВИЕ

с «14» мая 2024 г.

Приказом ООО «РН-Ванкор»

от «14» мая 2024 г. №РНВ-165/лнд

Редакция ЛНД вступила в силу с 24.04.2025.

ТИПОВЫЕ ТРЕБОВАНИЯ КОМПАНИИ

**ПРИМЕНЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЙ ХИМИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКИ
ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ СКВАЖИН**

№ П1-01.03 ТТР-0103

ВЕРСИЯ 1 ИЗМ. 1

**МОСКВА
2024**

СОДЕРЖАНИЕ

1.	ВВОДНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ.....	5
	НАЗНАЧЕНИЕ	5
	ОБЛАСТЬ ДЕЙСТВИЯ.....	5
	ПЕРИОД ДЕЙСТВИЯ И ПОРЯДОК ОБЕСПЕЧЕНИЯ ИСПОЛНЕНИЯ	5
2.	ГЛОССАРИЙ	6
2.1.	ТЕРМИНЫ КОРПОРАТИВНОГО ГЛОССАРИЯ.....	6
2.2.	РОЛИ КОРПОРАТИВНОГО ГЛОССАРИЯ	6
2.3.	ТЕРМИНЫ ИЗ ВНЕШНИХ ДОКУМЕНТОВ.....	6
2.4.	ТЕРМИНЫ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ НАСТОЯЩЕГО ДОКУМЕНТА.....	6
2.5.	СОКРАЩЕНИЯ.....	7
3.	УЧАСТНИКИ БИЗНЕС-ПРОЦЕССА.....	10
4.	ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ.....	11
5.	КЛАССИФИКАЦИЯ И ОСОБЕННОСТИ ПРИМЕНИМОСТИ ТЕХНОЛОГИЙ ХИМИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ	12
5.1.	ТЕХНОЛОГИИ ХИМИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ СКВАЖИН.....	12
5.2.	ВИДЫ ХИМИЧЕСКИХ РЕАГЕНТОВ ИСПОЛЬЗУЕМЫХ В ТЕХНОЛОГИЯХ ПОТОКООТКЛОНЕНИЯ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ХИМИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ	15
6.	КИСЛОТЫ И ХИМИЧЕСКИЕ РЕАГЕНТЫ, ПРИМЕНЯЕМЫЕ ПРИ ОБРАБОТКЕ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ	16
6.1.	КЛАССИФИКАЦИЯ РЕАГЕНТОВ ДЛЯ ХИМИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ	16
6.2.	ОСНОВНЫЕ КИСЛОТЫ, ПРИМЕНЯЕМЫЕ ДЛЯ ХИМИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ.....	17
6.3.	ТРЕБОВАНИЯ К ХИМИЧЕСКИМ РЕАГЕНТАМ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМ СВОЙСТВАМ РАБОЧИХ РАСТВОРОВ ДЛЯ ХИМИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ	18
6.3.1.	ТРЕБОВАНИЯ К ДОКУМЕНТАЦИИ НА ХИМИЧЕСКИЕ РЕАГЕНТЫ	18
6.3.2.	ТРЕБОВАНИЯ К ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИМ СВОЙСТВАМ ХИМИЧЕСКИХ РЕАГЕНТОВ ДЛЯ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ	20
6.3.3.	ТРЕБОВАНИЯ К ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМ СВОЙСТВАМ РАБОЧИХ РАСТВОРОВ КИСЛОТНОГО СОСТАВА ДЛЯ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ	24
7.	ВЫБОР ТЕХНОЛОГИЙ И РЕАГЕНТОВ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ ХИМИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ	26
8.	ПОРЯДОК ПРОВЕДЕНИЯ ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫХ ИСПЫТАНИЙ НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ХИМИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ.....	32
9.	ДОПУСК ХИМИЧЕСКИХ РЕАГЕНТОВ, ПРИМЕНЯЕМЫХ В ТЕХНОЛОГИЯХ ХИМИЧЕСКИХ ОБРАБОТОК ПРИЗАБОЙНЫХ ЗОН, К ПРОМЫШЛЕННОМУ ПРИМЕНЕНИЮ.....	34
9.1.	ОСНОВАНИЯ ДЛЯ ДОПУСКА ХИМИЧЕСКИХ РЕАГЕНТОВ К ПРОМЫШЛЕННОМУ ПРИМЕНЕНИЮ.....	34
9.2.	РАБОТЫ ПО ВХОДНОМУ, ВЫХОДНОМУ И ТЕКУЩЕМУ КОНТРОЛЮ ХИМИЧЕСКИХ РЕАГЕНТОВ ДЛЯ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ	34
9.3.	РАБОТЫ ПО ЛАБОРАТОРНЫМ ИСПЫТАНИЯМ ХИМИЧЕСКИХ РЕАГЕНТОВ	35
9.4.	ПОРЯДОК ПРОВЕДЕНИЯ ЛАБОРАТОРНЫХ ИСПЫТАНИЙ ХИМИЧЕСКИХ РЕАГЕНТОВ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ В ТЕХНОЛОГИЯХ ХИМИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ.....	36
9.5.	ПОДГОТОВКА ПРОГРАММЫ ЛАБОРАТОРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ.....	37
9.6.	ТРЕБОВАНИЯ К РЕЗУЛЬТАТАМ ЛАБОРАТОРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ.....	37

Права на настоящий ЛНД принадлежат ПАО «НК «Роснефть». ЛНД не может быть полностью или частично воспроизведён, тиражирован и распространён без разрешения ПАО «НК «Роснефть».

9.7. АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ ЛАБОРАТОРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ И ДОПУСК ХИМИЧЕСКИХ РЕАГЕНТОВ К ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫМ ИСПЫТАНИЯМ НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ИЛИ ПРОМЫШЛЕННОМУ ПРИМЕНЕНИЮ	38
9.8. ФОРМИРОВАНИЕ ПЛАНОВОЙ ПОТРЕБНОСТИ ХИМИЧЕСКИХ РЕАГЕНТОВ, ТАБЛИЦ ВЗАИМОЗАМЕЯЕМОСТИ ХИМИЧЕСКИХ РЕАГЕНТОВ	38
10. ПРОЕКТИРОВАНИЕ ДИЗАЙНА И ПРОВЕДЕНИЕ ХИМИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ	39
10.1. ПЕРЕЧЕНЬ ИСХОДНЫХ ДАННЫХ ДЛЯ СОСТАВЛЕНИЯ ДИЗАЙНА ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ.....	39
10.2. ТРЕБОВАНИЯ ПО ИССЛЕДОВАНИЮ СКВАЖИН ДЛЯ ХИМИЧЕСКИХ ОБРАБОТОК ПРИЗАБОЙНЫХ ЗОН.....	40
10.3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ И ПРЕДОТВРАЩЕНИЕ РИСКОВ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ СКВАЖИН.....	41
10.3.1. ОЦЕНКА КАЧЕСТВА ЦЕМЕНТНОГО КОЛЬЦА	41
10.3.2. ОЦЕНКА И УМЕНЬШЕНИЕ РИСКОВ, СВЯЗАННЫХ С ГАЗОНЕФТЯНЫМ КОНТАКТОМ И ВОДОНЕФТЯНЫМ КОНТАКТОМ.....	41
10.3.3. РАСЧЕТ ДАВЛЕНИЯ ОБРАЗОВАНИЯ И РАСКРЫТИЯ ЕСТЕСТВЕННЫХ ТРЕЩИН	42
10.4. ПРОВЕДЕНИЕ ХИМИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ И ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН	42
10.4.1. ТРЕБОВАНИЯ К ПРОВЕДЕНИЮ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ	42
10.4.2. СКОРОСТЬ ЗАКАЧКИ.....	46
10.4.3. КОНТРОЛЬ ДАВЛЕНИЯ.....	46
11. КОНТРОЛЬ КАЧЕСТВА ПРОЦЕССА ХИМИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ.....	47
11.1. ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ КОНТРОЛЯ КАЧЕСТВА ПРОЦЕССА ХИМИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ.....	47
11.2. ТРЕБОВАНИЯ К ПРОМЫСЛОВОМУ ОБОРУДОВАНИЮ И ТЕХНИКЕ, ПРИМЕНЯЕМЫМ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ХИМИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ	48
11.2.1. МИНИМАЛЬНЫЙ ПЕРЕЧЕНЬ ПРОМЫСЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ И ТЕХНИКИ.....	48
11.2.2. ТРЕБОВАНИЯ К ЛИНИИ ВЫСОКОГО ДАВЛЕНИЯ И ОБВЯЗКЕ УСТЬЯ СКВАЖИНЫ	48
11.2.3. ТРЕБОВАНИЯ К ЕМКОСТЯМ ДЛЯ ТРАНСПОРТИРОВКИ И ХРАНЕНИЯ КИСЛОТ И КИСЛОТНЫХ СОСТАВОВ.....	51
11.2.4. ТРЕБОВАНИЯ К НАСОСНОМУ ОБОРУДОВАНИЮ И РЕГИСТРАЦИИ ДАННЫХ	52
11.3. ОСНОВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К ПЕРСОНАЛУ И БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ХИМИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКЕ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ	56
11.4. ПРОВЕДЕНИЕ ЛАБОРАТОРНЫХ ТЕСТОВ НА БАЗЕ ИСПОЛНИТЕЛЯ РАБОТ ПО ОБРАБОТКЕ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ.....	57
11.4.1. ПОРЯДОК ПРОВЕДЕНИЯ ТЕСТИРОВАНИЙ КИСЛОТНЫХ СОСТАВОВ В БАЗОВОЙ ЛАБОРАТОРИИ ИСПОЛНИТЕЛЯ РАБОТ ПО ОБРАБОТКЕ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ	57
11.4.2. ТЕСТЫ ДЛЯ КОНЦЕНТРИРОВАННОЙ И РАЗБАВЛЕННЫХ КИСЛОТ	59
11.4.3. ТЕСТЫ НА СОВМЕСТИМОСТЬ ПЛАСТОВОЙ ЖИДКОСТИ С ПРИМЕНЯЕМЫМ КИСЛОТНЫМ СОСТАВОМ	59
11.5. ПРОВЕДЕНИЕ ТЕСТИРОВАНИЯ В ПОЛЕВОЙ ЛАБОРАТОРИИ ИСПОЛНИТЕЛЯ РАБОТ ПО ОБРАБОТКЕ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ	59
11.5.1. ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОНЦЕНТРАЦИИ КИСЛОТНЫХ СОСТАВОВ В ПОЛЕВОЙ ЛАБОРАТОРИИ	59
11.5.2. ТЕСТЫ НА СОВМЕСТИМОСТЬ ОТДЕЛЬНО ВЗЯТЫХ ПЛАСТОВЫХ ЖИДКОСТЕЙ С ПРИМЕНЯЕМЫМ КИСЛОТНЫМ СОСТАВОМ.....	60
12. КОНТРОЛЬ ПАРАМЕТРОВ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН ПОСЛЕ ПРОВЕДЕНИЯ ХИМИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ, АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ	61
13. ССЫЛКИ	62
14. ПРИЛОЖЕНИЯ.....	66

Права на настоящий ЛНД принадлежат ПАО «НК «Роснефть». ЛНД не может быть полностью или частично воспроизведён, тиражирован и распространён без разрешения ПАО «НК «Роснефть».

ПРИЛОЖЕНИЕ 1. ПЕРЕЧЕНЬ ФОРМ, СХЕМ И ШАБЛОНОВ.....	67
ПРИЛОЖЕНИЕ 2. МЕТОДИКИ ИСПЫТАНИЙ ХИМИЧЕСКИХ РЕАГЕНТОВ (ПРИЛОЖЕНО ОТДЕЛЬНО)	68
ПРИЛОЖЕНИЕ 3. ХАРАКТЕРИСТИКИ И МЕТОДИКИ ИССЛЕДОВАНИЯ ТИПОВЫХ КОЛЬМАТАНТОВ (ПРИЛОЖЕНО ОТДЕЛЬНО)	68
ПРИЛОЖЕНИЕ 4. МЕТОДИКИ ИСПЫТАНИЙ РАБОЧИХ РАСТВОРОВ КИСЛОТНЫХ СОСТАВОВ НА БАЗЕ ИСПОЛНИТЕЛЯ РАБОТ ПО ОБРАБОТКЕ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ И ПОЛЕВОЙ ЛАБОРАТОРИИ (ПРИЛОЖЕНО ОТДЕЛЬНО)	68
ПРИЛОЖЕНИЕ 5. ПЕРЕЧЕНЬ ТРЕБУЕМОГО ОБОРУДОВАНИЯ И СПЕЦИАЛЬНОЙ ТЕХНИКИ ПО ВИДАМ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ (ПРИЛОЖЕНО ОТДЕЛЬНО)	68
СПРАВОЧНОЕ ПРИЛОЖЕНИЕ. ТЕРМИНЫ КОРПОРАТИВНОГО ГЛОССАРИЯ И ВНЕШНИХ ИСТОЧНИКОВ	69
СПРАВОЧНОЕ ПРИЛОЖЕНИЕ. ЛИСТ РЕГИСТРАЦИИ ИЗМЕНЕНИЙ ЛНД	72

Права на настоящий ЛНД принадлежат ПАО «НК «Роснефть». ЛНД не может быть полностью или частично воспроизведён, тиражирован и распространён без разрешения ПАО «НК «Роснефть».

1. ВВОДНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ

НАЗНАЧЕНИЕ

Настоящие Типовые требования устанавливают единые требования к:

- выбору технологии и материалов для проведения химической обработки призабойной зоны нефтяных и нефтегазовых скважин;
- организации и порядку проведения лабораторных и опытно-промышленных испытаний технологий, материалов и химических реагентов, применяемых при химической обработке призабойной зоны нефтяных и нефтегазовых скважин;
- проектированию дизайна и проведению химического воздействия на призабойную зону пласта нефтяных и нефтегазовых скважин;
- контролю качества процесса химической обработки призабойной зоны нефтяных и нефтегазовых скважин.

ОБЛАСТЬ ДЕЙСТВИЯ

Типовые требования обязательны для исполнения работниками подконтрольных Обществ Группы, осуществляющих добычу нефти и попутного нефтяного газа, проектирование и сопровождение разработки месторождений, а также прочих подконтрольных Обществ Группы, расположенных на территории Российской Федерации, в соответствии с Периметром внедрения настоящих Типовых требований.

Периметр внедрения настоящих Типовых требований утверждается распорядительным документом ПАО «НК «Роснефть» в соответствии с порядком, установленным Стандартом Компании № ПЗ-12.02 С-0001 «Нормативное регулирование».

Общества Группы при оформлении договоров с подрядными организациями, осуществляющими деятельность по обработке призабойной зоны, обязаны включить в договоры соответствующие условия, требуемые для соблюдения указанными подрядными организациями, требований, установленных настоящими Типовыми требованиями.

ПЕРИОД ДЕЙСТВИЯ И ПОРЯДОК ОБЕСПЕЧЕНИЯ ИСПОЛНЕНИЯ

Настоящие Типовые требования являются локальным нормативным документом постоянного действия.

2. ГЛОССАРИЙ

2.1. ТЕРМИНЫ КОРПОРАТИВНОГО ГЛОССАРИЯ

В настоящих Типовых требованиях используются термины Корпоративного глоссария: *Геолого-техническое мероприятие, Дебит нефтяной скважины, Информационный ресурс «Нормативное обеспечение» (ИР «НО»), Локальный нормативный документ (ЛНД), Нагнетательная скважина, Насосно-компрессорная труба, Нормативный документ, Обработка призабойной зоны, Общество Группы (ОГ), Опытно-промышленные испытания/Опытно-промысловые испытания, Освоение скважины, Ремонт скважины, Самостоятельное структурное подразделение (ССП), Сервисные работы (услуги) по обработке призабойной зоны пласта, Углеводородное сырье (УВС), Фонд скважин.*

2.2. РОЛИ КОРПОРАТИВНОГО ГЛОССАРИЯ

В настоящих Типовых требованиях используются роли Корпоративного глоссария: *Завод-изготовитель, Испытательная лаборатория/Испытательный центр, Поставщик, Руководитель.*

2.3. ТЕРМИНЫ ИЗ ВНЕШНИХ ДОКУМЕНТОВ

В настоящих Типовых требованиях используются термины из внешних документов: *Аккредитация [п. 1 ст. 4 Федерального закона от 28.12.2013 № 412-ФЗ «Об аккредитации в национальной системе аккредитации»], Технические условия [п. 15 ст. 2 Федерального закона от 29.06.2015 № 162-ФЗ «О стандартизации в Российской Федерации»].*

2.4. ТЕРМИНЫ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ НАСТОЯЩЕГО ДОКУМЕНТА

ВХОДНОЙ КОНТРОЛЬ ХИМИЧЕСКОГО РЕАГЕНТА	— комплекс мероприятий, включающий комиссионную приемку химического реагента, экспертизу представленной документации, проверку условий транспортировки, отбор проб, проведение испытаний качества химического реагента, выдачу соответствующего заключения о пригодности химического реагента.
ВЫХОДНОЙ КОНТРОЛЬ ХИМИЧЕСКОГО РЕАГЕНТА	— контроль качества готового к отпуску потребителям химического реагента со склада поставщика.
ИСПОЛНИТЕЛЬ РАБОТ ПО ОБРАБОТКЕ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ	— организация, оказывающая услуги по лабораторному исследованию химических реагентов, выполняющая работы по обработке призабойной зоны.
КОРПОРАТИВНЫЙ НАУЧНО- ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ И ПРОЕКТНЫЙ ИНСТИТУТ	— Общество Группы, осуществляющее деятельность по научно-исследовательским и опытно-конструкторским работам, проектированию, инженерным изысканиям, проведению лабораторных исследований и предоставлению инжиниринговых услуг.
ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ СЛУЖБА ОБЩЕСТВА ГРУППЫ	— самостоятельное структурное подразделение Общества Группы, ответственное за выполнение технологических работ, осуществляющее функции по контролю за соблюдением норм и параметров: применяемых технологий, технологических процессов

и режимов, технической документации, используемого оборудования, материалов и качества продукции.

**ТОВАРНАЯ ФОРМА
ХИМИЧЕСКОГО РЕАГЕНТА**

- вид, в котором химический реагент поставляется потребителю.

**УДЕЛЬНЫЙ РАСХОД
ХИМИЧЕСКОГО РЕАГЕНТА**

- количество химического реагента, необходимое для достижения заданного уровня технологических показателей, отнесённое к единице обрабатываемой среды.

2.5. СОКРАЩЕНИЯ

АСПО

- асфальтеносмолопарафинистые образования (отложения).

БОПЗ

- большеобъемная обработка призабойной зоны.

ВТ-ОПЗ

- высокотехнологичная обработка призабойной зоны пласта.

ГКО

- глинокислотная обработка.

ГРП

- гидроразрыв пласта.

ДБиУВС

- Департамент бурения и управления внутренними сервисами ПАО «НК «Роснефть».

ИЛ/ИЦ

- Испытательная лаборатория/Испытательный центр.

КНИПИ

- Корпоративный научно-исследовательский и проектный институт.

КО

- кислотная обработка.

КС

- кислотный состав.

ЛВД

- линия высокого давления.

ЛИ

- лабораторное исследование.

НИР

- научно-исследовательская работа.

НКТ

- насосно-компрессорная труба.

НТФК

- нитрилометилтриенфосфовая кислота.

ОПЗ

- обработка призабойной зоны.

ОПИ

- опытно-промышленные испытания.

ОЭДФ

- 1-оксиэтилидендифосфовая кислота.

ПАВ	— поверхностно-активное вещество.
ПБ	— паспорт безопасности вещества (MSDS – Material Safety Data Sheet).
ПЗП	— призабойная зона пласта.
СИ СТ	— специализированный институт по скважинным технологиям ООО «РН-БашНИПИнефть».
СИ ХПП	— специализированный институт по химизации производственных процессов ООО «РН-БашНИПИнефть».
СКВ	— соляно-кислотная ванна.
СКО	— соляно-кислотная обработка.
СТ-ОПЗ	— стандартная обработка призабойной зоны пласта.
ТВХР	— таблица взаимозаменяемости химических реагентов.
ТКРС	— текущий и капитальный ремонт скважины.
ТУ	— технические условия.
УПН	— установка подготовки нефти.
УПСВ	— установка предварительного сброса воды.
ХОС	— хлорорганические соединения.
ХР	— химический реагент.
ЧАС	— четвертичные аммониевые соли.
ЭДТК	— этилендиаминтетрауксусная кислота.

Таблица 1
 Перечень единиц измерений

ЕДИНИЦЫ ИЗМЕРЕНИЯ	ОПРЕДЕЛЕНИЕ
1	2
атм	атмосфера
г	грамм
дм	дециметр
л	литр
м	метр
мг	миллиграмм
мин	минута
мм	миллиметр
сек	секунда
см	сантиметр

ЕДИНИЦЫ ИЗМЕРЕНИЯ	ОПРЕДЕЛЕНИЕ
1	2
°C	градус Цельсия

3. УЧАСТНИКИ БИЗНЕС-ПРОЦЕССА

3.1. В выполнении процедур, указанных в настоящих Типовых требованиях, участвуют:

- Технологическая служба ОГ;
- КНИПИ;
- СИ СТ;
- СИ ХПП;
- Исполнитель работ по ОПЗ.

4. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

4.1. Основными принципами технологии химической ОПЗ скважин являются:

- восстановление продуктивности скважин в случае, если продуктивность ограничена состоянием ствола скважины, перфорационных каналов и ПЗП*, за счет воздействия на кольматирующие вещества физико-химическими методами с использованием ХР**;
- увеличение продуктивности скважин за счет воздействия на структуру порового пространства скелета породы вблизи ПЗП скважин;
- снижение скин-фактора за счет уменьшения радиуса поврежденной зоны и (или) повышения проницаемости матрицы коллектора.

Примечание: участок пласта, который примыкает к стволу скважины, в пределах которого изменяются фильтрационные свойства продуктивного пласта на этапе строительства, ремонта или же эксплуатации скважины.*

*** вещество или смесь веществ, используемые в товарной форме или в качестве добавок в технологические жидкости для воздействия на процессы, связанные с добычей, сбором, подготовкой и транспортом УВС и воды.*

4.2. ОПИ новой технологии ОПЗ проводится для подтверждения заявленных характеристик, применимости и эффективности в конкретных геолого-технических условиях для последующего внедрения в ОГ испытанной технологии.

5. КЛАССИФИКАЦИЯ И ОСОБЕННОСТИ ПРИМЕНИМОСТИ ТЕХНОЛОГИЙ ХИМИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ

5.1. ТЕХНОЛОГИИ ХИМИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ СКВАЖИН

5.1.1. Классификация и особенности технологий химической ОПЗ представлены в Таблице 2.

Таблица 2
Классификация и особенности технологий химической ОПЗ скважин

№ПП	ТЕХНОЛОГИЯ ОПЗ	ОПИСАНИЕ	ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ
КИСЛОТНЫЕ ОПЗ			
1	СКВ	Закачка КС* в объеме от забоя скважины до верхних дыр перфорации без продавливания в пласт для очистки перфорационных отверстий, поверхности открытого забоя и стенок скважины от цементной и глинистой корок, продуктов коррозии, солевых отложений	Карбонатные и терригенные коллекторы
2	СКО	Закачка КС в скважину с продавкой в ПЗП для очистки призабойной зоны от цементной и корки, неразложившегося геля, продуктов коррозии, солевых отложений в терригенных и карбонатных коллекторах. В карбонатных коллекторах данная технология также применяется для создания новых червоточин	Карбонатные и терригенные коллекторы, наличие положительного скин-фактора в ПЗП. После продавки и реагирования рекомендуется проведение мероприятий по отбору или рассеиванию продуктов реакции
3	ГКО	Последовательная закачка соляно-кислотного (при необходимости) и глинокислотного состава в скважину с продавкой в ПЗП для удаления терригенных разностей (тонкодисперсные глинистые фракции, алюмосиликаты) из ПЗП и проппантной пачки	Терригенные коллекторы с допустимой карбонатностью менее 20 %. Наличие рисков несовместимости глинокислотного состава с технологическими жидкостями на основе KCl, NaCl и CaCl ₂ и кольтмации ПЗП нерастворимыми продуктами реакции (в т.ч. и в других технологиях ОПЗ где используется глинокислотный состав), для минимизации проблемы необходимо применение буферных жидкостей. После продавки и реагирования для добывающих нефтяных скважин необходимо проведение мероприятий по отбору или рассеиванию продуктов реакции, для нагнетательных скважин только рассеиванию продуктов реакции
4	КО с применением замедленных КС	Закачка КС на основе органических кислот и неорганических кислот, сложных эфиров карбоновых кислот, хелатных соединений или соляной кислоты, модифицированной	Применяется в условиях карбонатных и терригенных объектов для увеличения глубины воздействия за счет

№ПП	ТЕХНОЛОГИЯ ОПЗ	ОПИСАНИЕ		ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ
		замедлителем на основе ПАВ**, полимеров, углеводородных реагентов, эмульсий, сульфаминовой кислоты и прочими замедлителями		снижения скорости реакции кислоты с породой (в т.ч. на объектах с повышенной пластовой температурой, при проведении повторных обработок и пр.)
5	ГКО с применением кислотогенерирующих композиций	Последовательная закачка соляно-кислотного и глинокислотного состава на основе фторгенерирующих композиций: бифторид-фторида аммония, борфтористоводородной кислоты для удаления терригенных разностей (тонкодисперсные глинистые фракции, алюмосиликаты) из ПЗП		Заглинизированные терригенные коллекторы с допустимой карбонатностью менее 20 %, а также высокотемпературные терригенные объекты
6	Комплексная СКО или ГКО с применением предоторочки углеводородного растворителя	Последовательная закачка растворителя и КС для борьбы с комплексной кольматацией высокомолекулярными компонентами нефти и неорганическими кислоторастворимыми соединениями		При наличии осложнения по выпадению АСПО различного типа в ПЗП. Состав растворителя выбирается в зависимости от состава АСПО
7	Комплексная СКО или ГКО с применением предоторочки раствора ПАВ	Последовательная закачка раствора ПАВ и КС для снятия комплексной кольматации ПЗП. Более подробно область применения различных подвидов ПАВ указана в настоящей таблице (раздел ОПЗ ПАВ)		Преимущественно на добывающих скважинах в условиях низких проницаемостей и заглинизированных пластов, а также на нагнетательных скважинах для улучшения отмыва и диспергирования остаточных нефтепродуктов
8	Селективные СКО или ГКО с химическим потокоотклонением	Закачка химического потокоотклонителя для обеспечения равномерного профиля и глубины воздействия		Применяется в условиях неоднородных расчлененных объектов, а также на горизонтальных скважинах (в т.ч. с многостадийными ГРП)
9	Селективные СКО или ГКО с механическим потокоотклонением	Закачка КС с применением пакерующих устройств для адресной доставки кислоты в зону кольматации		Применяется в скважинах, вскрывших несколько пластов или пропластков, с расстоянием между перфорированными интервалами более 3 метров
	ОПЗ ЩЕЛОЧАМИ И КОМПЛЕКСОНАМИ			
10	Обработка гидроксидами щелочных металлов	Последовательная закачка щелочи (NaOH, КОН) для удаления сульфатных отложений посредством конверсии их в растворимые гидроксиды кальция, бария с последующим удалением соляной кислотой		Применяется в условиях кольматации ПЗП гипсом и ангидритом
11	ОПЗ комплексонами	Закачка раствора комплексона (ЭДТК, ОЭДФ, НТФК и пр.) для удаления сульфатных и карбонатных солей		Применяется в условиях кольматации ПЗП преимущественно труднорастворимыми углекислыми солями: сульфатом бария и стронция
	ОПЗ РАСТВОРИТЕЛЯМИ			
12	Взаимные	Кетоны, спирты, эфиры	Закачка растворителя в ПЗП с целью удаления органических	Высокая водонасыщенность в ПЗП, разбухание глин, водная блокада в ПЗП
13	Углеводородные	Алифатические		Отложения парафинов

№ПП	ТЕХНОЛОГИЯ ОПЗ	ОПИСАНИЕ		ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ
		Смешанные	кольматантов и эмульсий путем растворения и разбавления	Отложения АСПО
		Ароматические		Асфальто-смолистые отложения
		Растворители с деэмульгатором***		Высоковязкие водонефтяные эмульсии
	ОПЗ ПАВ			
14	Неионогенный	Закачка раствора ПАВ в рабочей концентрации в ПЗП для отмыва и выноса кольматанта		Применяется для восстановления продуктивности скважин при загрязнении фильтратами бурового раствора, эмульсиями, способствует выносу кольматанта
15	ПАВ-гидрофобизатор****	Восстановление продуктивности за счет изменения смачиваемости породы (гидрофобизация)		Применяется в условиях терригенных глинистых и гидрофильных коллекторов с низкой проницаемостью
16	ПАВ-смачиватель	Восстановление продуктивности за счет изменения смачиваемости породы (гидрофилизация)		Применяется на нагнетательных скважинах для отмыва остаточных нефтепродуктов и гидрофилизации ПЗП
	КОМБИНИРОВАННЫЕ ОПЗ			
17	Термогазохимическое воздействие	Обработка бинарными системами для растворения, расплавления АСПО, образования сети новых трещин в ПЗП и вовлечением ранее недренируемых интервалов		Применяется на скважинах, осложненных выпадением АСПО в ПЗП, с отсутствием преимуществ на коллекторах с низкими фильтрационно-емкостными свойствами
18	Термо-пено-кислотная обработка	КО с магниевым контейнером или бинарными смесями с последующей закачкой холодной порции кислоты		Применяется на доломитизированных низкотемпературных коллекторах и (или) объектах, эксплуатация которых осложнена выпадением АСПО в ПЗП

Примечание: * водный раствор различного рода неорганических и (или) органических кислот с добавками модифицирующих реагентов.

** химическое соединение, которое, концентрируясь на поверхности раздела термодинамических фаз, вызывает снижение поверхностного натяжения.

*** вещество на основе поверхностно-активных веществ, как предотвращающие образование, так и разрушающие нефтекислотные эмульсии, которые образуются при контакте кислоты с нефтью. Они облегчают очистку ПЗП, уменьшают время освоения скважины после ОПЗ и снижают риски проблем транспорта добываемой жидкости и подготовки нефти.

**** химическое вещество, нанесение или добавление которого в состав других веществ снижает смачиваемость.

5.2. ВИДЫ ХИМИЧЕСКИХ РЕАГЕНТОВ ИСПОЛЬЗУЕМЫХ В ТЕХНОЛОГИЯХ ПОТОКООТКЛОНЕНИЯ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ХИМИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ

5.2.1. ХР используемые в технологиях потокоотклонения при проведении химической ОПЗ разделяются на 3 вида:

- составы, временно блокирующие интервалы повышенной проницаемости, на время проведения работ по ОПЗ (пены, водонефтяные эмульсии, биоразлагаемые полимеры, гелирующие агенты, суспензии и т.д.);
- составы, блокирующие высокопроницаемые обводненные интервалы на длительный период (осадкообразующие составы в т.ч. селективного действия, суспензии твердых частиц и пр.). Область применения этих составов – скважины с обводненностью 50% и более, в которых установлен факт притока воды из высокопроницаемой части и требующие воздействия КС на низкопроницаемые интервалы;
- самоотклоняющиеся КС (на основе катионных ПАВ, содержащие полимер со сшивателем и др.), характеризующиеся временным увеличением вязкости непосредственно после размещения в ПЗП. Данные системы наиболее активно применяются при воздействии на пласты, характеризующиеся невысокой анизотропией по проницаемости и пластовым давлением близким к гидростатическому.

5.2.2. Эффективность отклонения с использованием химических отклонителей зависит от объема потокоотклонителя и относительного расположения зон высокой и низкой проницаемости относительно расположения входа жидкости в скважину. Когда зона низкой проницаемости расположена дальше от точки входа жидкости, отклонение может оказаться неэффективным.

6. КИСЛОТЫ И ХИМИЧЕСКИЕ РЕАГЕНТЫ, ПРИМЕНЯЕМЫЕ ПРИ ОБРАБОТКЕ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ

6.1. КЛАССИФИКАЦИЯ РЕАГЕНТОВ ДЛЯ ХИМИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ

6.1.1. Типы реагентов для проведения химической ОПЗ подразделяются на следующие группы:

- Растворители кольматантов и породы:
 - ◆ кислоты;
 - ◆ щелочи;
 - ◆ растворители АСПО;
 - ◆ взаимный растворитель*.
- Модификаторы смачиваемости горной породы:
 - ◆ ПАВ;
 - ◆ взаимный растворитель.
- Потокоотклонители:
 - ◆ эмульсии;
 - ◆ гели;
 - ◆ пены;
 - ◆ вязкоупругие составы, в том числе и на основе ПАВ.
- Понизители межфазного натяжения:
 - ◆ спирты;
 - ◆ ПАВ;
 - ◆ бактерициды**.

Примечание: * вещество, направленное на регулирование скорости реакции кислоты с породой. Данные реагенты повышают совместимость КС с нефтью, но при высокой минерализации пластовой воды способны приводить к выпадению из неё солей.

** специальные ХР: формалин, бихроматы, спирты, амино-, фосфор- и хлорсодержащие соединения, предназначенные для борьбы с биозараженностью месторождений.

6.1.2. Для повышения качества КО и снижения (исключения) рисков образования вторичных осложнений КС модифицируется другими реагентами, в том числе:

- ингибитор кислотной коррозии*;
- диспергатор;
- деэмульгатор;
- антисладжевый агент;
- стабилизатор железа**.

Примечание: * вещество, снижающее коррозионное воздействие кислоты на оборудование, с помощью которого раствор кислоты транспортируют, перекачивают и хранят. В качестве ингибитора кислотной коррозии могут применяться реагенты, поддерживающие скорость коррозии, стали в рабочих растворах кислот не более нормативных значений.

** вещества, необходимые для удержания в растворенном состоянии соединений

железа и некоторых продуктов реакции, образующихся в ходе растворения как содержащихся в породе соединений, так и привнесенных извне.

6.2. ОСНОВНЫЕ КИСЛОТЫ, ПРИМЕНЯЕМЫЕ ДЛЯ ХИМИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ

6.2.1. Основными кислотными составляющими в технологиях химической ОПЗ являются:

- соляная, плавиковая;
- сульфокислоты, фосфорная, сульфаминовая;
- органические кислоты (уксусная кислота, муравьиная кислота, лимонная кислота, ОЭДФ, ЭДТК, НТФК и др.);
- кислотогенерирующие реагенты (например, борофтористоводородная кислота (HBF_4), бифторид-фторид аммония ($\text{NH}_4\text{FHF}+\text{NH}_4\text{F}$), хлорид алюминия, сложные эфиры карбоновых кислот, борная кислота в смеси с плавиковой).

6.2.2. Стандарт качества органических кислот и кислотогенерирующих реагентов закрепляется в результатах ЛИ проведенных Исполнителем работ по ОПЗ в виде отчета, включающего в себя результаты лабораторного тестирования в соответствии требованиями настоящих Типовых требований.

6.2.3. Характеристики кислот по ТУ или ГОСТу представлены в Таблице 3.

6.2.4. Абгазная соляная кислота (полученная из абгазов – побочных газов, которые образуются при различных процессах) применяется только в случае отсутствия возможности приобретения и поставки синтетической соляной кислоты. Технологическая служба ОГ с учетом оценки возможных рисков, условий применения и влияния на технологические параметры процессов добычи нефти и попутного газа по согласованию с ДБиУВС может применить абгазную соляную кислоту.

Таблица 3
Общая справочная информация о соляной кислоте

№	НАИМЕНОВАНИЕ	СОЛЯНАЯ КИСЛОТА	СОЛЯНАЯ КИСЛОТА, АКТИВНАЯ, МАРКА ХЧ	СОЛЯНАЯ КИСЛОТА, СИНТЕТИЧЕСКАЯ	СОЛЯНАЯ КИСЛОТА, СИНТЕТИЧЕСКАЯ
1	Нормативный документ	Согласно ТУ	Согласно ГОСТ 3118-77	Согласно ТУ	Согласно ГОСТ 857-95
2	Внешние характеристики	Жидкость от светло-желтого до коричневого цвета. С присутствием эмульсионного слоя	Прозрачная бесцветная жидкость без взвешенных частиц	Прозрачная жидкость желтого цвета	
3	Массовая доля хлористого водорода (HCl) %, не менее	20-23	35-38	31,5-35	
4	Массовая доля свободного хлора (Cl ₂) %, не более	не нормируется	0,00005	0,008	
5	Массовая доля железа (Fe) %, не более	0,03	0,00005	0,015	
6	Массовая доля осадка после прокаливания, %, не более	не нормируется,	0,0005	0,1	
7	Массовая доля органически связанного хлора %, не более	не нормируется			
8	Массовая доля мышьяка, %, не более	0,015	0,000005	0,0002	

№	НАИМЕНОВАНИЕ	СОЛЯНАЯ КИСЛОТА	СОЛЯНАЯ КИСЛОТА, АКТИВНАЯ, МАРКА ХЧ	СОЛЯНАЯ КИСЛОТА, СИНТЕТИЧЕСКАЯ	СОЛЯНАЯ КИСЛОТА, СИНТЕТИЧЕСКАЯ
9	Скорость растворения стали марки Ст.3 КП или 08 КП при 20 °С, г/м, 2 ч, не более	0,2	не нормируется		

6.2.5. Плавиковую кислоту необходимо использовать только в терригенных коллекторах при проведении КО в смеси с другими кислотами в виде:

- «грязевой» кислоты (mud acid) – с повышенным содержанием плавиковой кислоты (например, 1,5...5 % HF + 8...15 % HCl) из-за её неселективности по отношению к кварцу и глинам (алюмосиликатам);
- «глинокислоты» (clay acid), обладающей замедленным действием из-за невысокой текущей концентрации HF (0,1 – 0,2 %), которая постоянно восполняется по мере расходования HF. Глинокислота воздействует преимущественно на глинистые компоненты и предназначена для воздействия на глинистые коллекторы, чувствительные к плавиковой кислоте.

Примечание: «глинокислота» это смесь соляной кислоты и плавиковой кислоты любой возможной концентрации.

6.2.6. Характеристики плавиковой кислоты по ТУ или ГОСТу представлены в Таблице 4.

Таблица 4
Общая справочная информация о плавиковой кислоте

№	НАИМЕНОВАНИЕ	КИСЛОТА ПЛАВИКОВАЯ ТЕХНИЧЕСКАЯ, МАРКА А	КИСЛОТА ПЛАВИКОВАЯ, МАРКА ХЧ	КИСЛОТА ПЛАВИКОВАЯ ТЕХНИЧЕСКАЯ
1	Массовая доля фтористого водорода (HF), %, не менее	40	45	40
2	Массовая доля кремнефтористоводородной кислоты (H ₂ SiF ₆), %, не более	0,02	-	0,02
3	Массовая доля серной кислоты (H ₂ SO ₄), %, не более	0,02	-	0,02
4	Нормативный документ	ГОСТ 2567-89	ГОСТ 10484-78	Согласно ТУ

6.3. ТРЕБОВАНИЯ К ХИМИЧЕСКИМ РЕАГЕНТАМ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМ СВОЙСТВАМ РАБОЧИХ РАСТВОРОВ ДЛЯ ХИМИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ

На основании анализа добычи на объекте разработки, опыта ОПЗ с применением базовых* ХР, типа кольматанта, а также рекомендаций по повышению эффективности ОПЗ Технологической службой ОГ формируется перечень требований к типам и технологическим свойствам реагентов для ОПЗ, с учетом возможности отрицательного воздействия на ПЗП (вторичная кольматация, изменение структуры и свойств коллектора).

*Примечание: * ХР, используемый на объектах ОГ.*

С перечнем технологических требований устанавливаются единые требования к физико-химическим свойствам основных классов ХР, входящих в КС для ОПЗ.

6.3.1. ТРЕБОВАНИЯ К ДОКУМЕНТАЦИИ НА ХИМИЧЕСКИЕ РЕАГЕНТЫ

6.3.1.1. Технологическая служба ОГ должна принимать у Поставщика ХР документы на партию* ХР в актуальной редакции.

Примечание. любое количество ХР, на которое выдается один документ (паспорт) и соответствующее по показателям качества указанным в нём параметрам.*

6.3.1.2. Технологическая служба ОГ должна применять ХР, используемые в технологиях химической ОПЗ, со следующим комплектом действующей сопроводительной документации, получаемым от Поставщика ХР:

- для ХР отечественного производства (с учетом информации об актуальных изменениях на текущую дату получения ХР):
 - ♦ ТУ (согласно Межгосударственному стандарту ГОСТ 2.114-2016 «Единая система конструкторской документации. Технические условия») или стандарт на продукцию;
 - ♦ инструкцию по применению (кроме кислот);
 - ♦ свидетельство государственной регистрации товаров, подлежащих санитарно-эпидемиологическому надзору (контролю) на территории Таможенного Союза, выданное Федеральной службой по надзору в сфере защиты прав потребителей и благополучия человека. В зависимости от номенклатуры производимой продукции производитель самостоятельно присваивает коды товарной номенклатуры ведения экономической деятельности и декларирует их в разрешительной документации. В зависимости от кода товарной номенклатуры ведения экономической деятельности определяется необходимость регистрации. Коды товарной номенклатуры ведения экономической деятельности, а также перечень товаров, подлежащих государственной регистрации, размещены на сайте Федеральной службы по надзору в сфере защиты прав потребителей и благополучия человека. Технологическая служба ОГ самостоятельно проводит проверку кодов товарной номенклатуры ведения экономической деятельности;
 - ♦ ПБ ХР (согласно Рекомендациям по стандартизации Р 50.1.102-2014 «Составление и оформление паспорта безопасности химической продукции» и разделу 1 Межгосударственного стандарта ГОСТ 30333-2007 «Паспорт безопасности химической продукции. Общие требования») должен поступать в Технологическую службу ОГ с партией ХР с не истекшим сроком действия, ПБ является обязательной составной частью технической документации на химическую продукцию;
 - ♦ паспорт качества на партию (в соответствии с ТУ производителя и информацией о содержании и (или) отсутствии ХОС);
 - ♦ протокол на партию ХР о содержании и (или) отсутствии ХОС;
- для ХР иностранного производства:
 - ♦ ПБ ХР, содержащий показатели по основным классам ХР, приведенным в настоящих Типовых требованиях;
 - ♦ спецификацию на поставку с указанием номера контракта (при промышленном применении ХР);
 - ♦ техническую информацию (инструкцию по применению);
 - ♦ свидетельство государственной регистрации товаров, подлежащих санитарно-эпидемиологическому надзору (контролю) на территории Таможенного Союза, выданное Федеральной службой по надзору в сфере защиты прав потребителей и благополучия человека. Процедура получения и действия в случае отсутствия необходимости регистрации аналогичны, что и для ХР отечественного производства.

6.3.1.3. Техническая документация на ХР (ТУ, инструкция по применению или др.) предъявляется в актуальном виде (с учетом последних изменений) в Технологическую службу ОГ на момент требования и должна содержать следующую информацию:

- физико-химические свойства ХР (с указанием наименования и минимально допустимой концентрации для растворов основного вещества);
- назначение, область и условия применения (с указанием количественных характеристик эффективности при их использовании);
- требования к маркировке, упаковке транспортированию и хранению;
- агрегатное состояние;
- наличие и (или) отсутствие ХОС и методики их определения;
- отсутствие ЧАС, способных разлагаться до ХОС;
- класс химического соединения активной основы;
- растворители, входящие в состав ХР (если таковые имеются);
- методика определения массовой доли активной химической основы;
- методики определения остаточного содержания ХР в водной и углеводородной фазах;
- характеристика ХР по пожаровзрывобезопасности;
- требования безопасности при применении ХР;
- меры по оказанию первой помощи при отравлении;
- меры по охране окружающей среды, способы утилизации (обезвреживания) ХР;
- правила приемки и хранения;
- методы испытаний;
- гарантии изготовителя, срок годности ХР;
- класс опасности.

6.3.1.4. Документацию на ХР иностранного производства Технологическая служба ОГ должна использовать на языке оригинала и на русском языке, заверенную печатью и подписью Руководителя Поставщика ХР.

6.3.1.5. Не допускается применение ХР, содержащие ХОС, а также ЧАС, способных разлагаться до ХОС. Содержание ХОС определяют в ХР в соответствии с пунктом 4.2.4 Типовых требований Компании № П1-01.05 ТТР-0148 «Применение химических реагентов на объектах добычи углеводородного сырья Компании».

6.3.2. ТРЕБОВАНИЯ К ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИМ СВОЙСТВАМ ХИМИЧЕСКИХ РЕАГЕНТОВ ДЛЯ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ

6.3.2.1. Физико-химические свойства товарной формы соляной и плавиковой кислоты.

Требования к физико-химическим свойствам товарной формы соляной и плавиковой кислоты представлены в Таблице 5.

Таблица 5
Требования к физико-химическим свойствам для товарной формы соляной и плавиковой кислоты

№ П/П	НАИМЕНОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЯ	ЕД. ИЗМЕР.	ТРЕБОВАНИЯ К ПОКАЗАТЕЛЮ	МЕТОД ТЕСТИРОВАНИЯ
1	Срок хранения*	год	Не менее 1 года с даты изготовления партии	Наличие показателя в ТУ обязательно
2	Внешний вид	-	Кислоты, КС (растворители солеотложений) должны быть однородными, не расслаивающимися на фазы, без взвешенных и оседающих	Согласно разделу 1 Приложения 1 Типовых требований Компании № П1-01.05 ТТР-0148

№ П/П	НАИМЕНОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЯ	ЕД. ИЗМЕР.	ТРЕБОВАНИЯ К ПОКАЗАТЕЛЮ	МЕТОД ТЕСТИРОВАНИЯ
			частиц	«Применение химических реагентов на объектах добычи углеводородного сырья Компании». Наличие показателя в ТУ обязательно
3	Температура застывания**	°C	Для чистых кислот не нормируется. Целесообразность применения устанавливается на основании будущих условий использования. Не выше минус 50°C для концентрированных (товарных) форм коммерческих композиций (при выдерживании товарной формы при температуре минус 50 °C не менее суток*** не допускается появления в объеме расслоения или осадка, допускается помутнение)	Согласно ГОСТ 20287-2023 (без обезвоживания и предварительного нагрева). Наличие показателя в ТУ для концентрированных форм коммерческих кислотных композиций обязательно
4	Плотность при + 20 °C	г/см ³	Не менее 1 г/см ³ (с учетом допуска). Допуск ± 5 % от задекларированного значения	Согласно ГОСТ Р ИСО 3675-2007, ГОСТ 18995.1-73. Наличие показателя в ТУ обязательно
5	Массовая доля кислот, в пересчете на соляную кислоту	% от общей массы	В соответствии с ТУ производителя или требованиями ОГ. Допуск ± 10 % от задекларированного значения	Согласно ГОСТ 857-95. Для кислотогенерирующих ХР согласно ТУ. Наличие показателя в ТУ обязательно
6	Массовая доля фтористого водорода (для плавиковой кислоты)	-	В соответствии с ТУ производителя или требованиями ОГ. Допуск ± 10 % от задекларированного значения	Согласно ГОСТ 2567-89 или Приложению 2 . Для кислотогенерирующих ХР согласно ТУ. Наличие показателя в ТУ обязательно
7	Весовая концентрация свободного хлора (Cl ₂) (только к HCl)	% не более	-	-
8	Класс опасности	-	Не менее 2	Наличие показателя в ТУ не обязательно
9	Коррозионная агрессивность товарной формы	г/(см ² *час)	Не нормируется	Согласно ТУ или ГОСТ для товарной формы кислоты. Наличие показателя в ТУ обязательно
10	Массовая доля железа (Fe), не более	%	0,015	Согласно ТУ или ГОСТ для товарной формы кислоты. Наличие показателя в ТУ обязательно
11	Содержание ХОС	-	Не допускается применение ХР, содержащих ХОС и (или) другие вещества, приводящие к превышению, установленной в стандартах на нефть, нормы содержания органических хлоридов во фракции, выкипающей до	Согласно разделу 4.2.4 Типовых требований Компании № П1-01.05 ТТР-0148 «Применение химических реагентов

№ П/П	НАИМЕНОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЯ	ЕД. ИЗМЕР.	ТРЕБОВАНИЯ К ПОКАЗАТЕЛЮ	МЕТОД ТЕСТИРОВАНИЯ
			204°C (требования Изм. № 1 ГОСТ Р 54567-2011)	на объектах добычи углеводородного сырья Компании»

Примечание.* с учетом логистики, специфики хранения и применения на объектах добычи углеводородного сырья Компании; наименование показателя в ОГ по сроку хранения может быть увеличено до 2 лет. Далее распространяется на все классы ХР.

**** допускается применение ХР при более высоких температурах застывания в случае гарантированной возможности со стороны Технологической службы ОГ хранения и использования при температурах не ниже температуры застывания. Далее распространяется на все классы ХР.**

***** при технической особенности и режиме работы ИЛ/ИЦ по решению Технологической службы ОГ длительность теста может быть уменьшена, но должна составлять не менее 6 часов. Далее распространяется на все классы ХР.**

6.3.2.2. Физико-химические свойства реагентов-модификаторов.

Перечень основных требований к физико-химическим свойствам реагентов-модификаторов* приводится в Таблице 6.

Примечание.* вещество, вводимое в КС для модификации или усиления желаемого свойства.

Таблица 6
Требования к физико-химическим свойствам для товарной формы реагентов-модификаторов

№ П/П	НАИМЕНОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЯ	ЕД. ИЗМЕР.	ТРЕБОВАНИЯ К ПОКАЗАТЕЛЮ	ПО ТУ	МЕТОД ТЕСТИРОВАНИЯ
1	Срок хранения не менее	год	Не менее 1 года с даты изготовления партии	-	Наличие показателя в ТУ обязательно
2	Внешний вид	-	ХР должен быть однородным: – для жидкой формы – не расслаивающимся на фазы, без взвешенных и оседающих частиц; – для порошкообразной формы – однородным по цвету и составу, без наличия каких-либо посторонних примесей	-	Согласно ТУ или ГОСТ для товарной формы. Наличие показателя в ТУ обязательно
3	Температура застывания*	°C	Не допускается появления в объеме расслоения или осадка, допускается помутнение при выдерживании не менее суток товарной формы не выше: минус 50°C для Сибирского региона; минус 40°C для Урало-Поволжского региона; минус 30°C для Южного региона	-	Согласно ГОСТ 20287-2023 (без обезвоживания и предварительного нагрева). Наличие показателя в ТУ обязательно
4	Плотность при 20°C	г/см ³	Не нормируется Допуск ± 5 %	-	Согласно ГОСТ Р ИСО 3675-2007, ГОСТ 18995.1-73 Наличие показателя в ТУ обязательно
5	Массовая доля активного вещества	%, не менее	Не нормируется. Допуск для всех направлений ± 10 % от задекларированного значения	-	Согласно ГОСТ 22567.6-87. Наличие показателя в ТУ обязательно

№ П/П	НАИМЕНОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЯ	ЕД. ИЗМЕР.	ТРЕБОВАНИЯ К ПОКАЗАТЕЛЮ	ПО ТУ	МЕТОД ТЕСТИРОВАНИЯ
6	Класс опасности	-	Не менее 2	-	Наличие показателя в ТУ не обязательно, указывается в ПБ
7	Коррозионная агрессивность товарной формы	г/(м ² · час)	Не нормируется	-	Согласно ТУ или ГОСТ для товарной формы
8	Содержание ХОС	-	Не допускается применение ХР, содержащих ХОС и (или) другие вещества, приводящие к превышению, установленной в стандартах на нефть, нормы содержания органических хлоридов во фракции, выкипающей до 204 °С (требования Изм. № 1 ГОСТ Р 54567-2011)	-	Согласно разделу 4.2.4 Типовых требований Компании № П1-01.05 ТТР-0148 «Применение химических реагентов на объектах добычи углеводородного сырья Компании»
Дополнительные физико-химические свойства по ТУ и требованиям Технологической службы ОГ					
-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-

Примечание: * уточняется ОГ с учетом специфики хранения и применения на объектах добычи углеводородного сырья Компании.

6.3.2.3. Физико-химические свойства рабочих растворов КС.

Требования к физико-химическим свойствам рабочих растворов КС, допущенных к промышленному применению для проведения химической ОПЗ представлены в Таблице 7.

Таблица 7
Требования к физико-химическим свойствам рабочих растворов КС

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ	ЕДИН. ИЗМЕР.	ТРЕБОВАНИЕ К ПОКАЗАТЕЛЮ	МЕТОД ТЕСТИРОВАНИЯ
1	Внешний вид	-	Раствор КС должен быть однородным, не расслаивающимся на фазы, без взвешенных и оседающих частиц	Согласно Приложению 2
2	Массовая доля кислоты, в пересчете на соляную кислоту	% от общей массы	В соответствии требованиями ОГ Допуск ± 10 % от задекларированного значения	Согласно Приложению 2
3	Массовая доля плавиковой кислоты (тест необходим только для глинокислоты)	% от общей массы	В соответствии требованиями ОГ Допуск ± 10 % от задекларированного значения	Согласно Приложению 2
4	Содержание растворенного железа в рабочем растворе кислоты для закачки в скважину в пересчете на железо (III)	% от общей массы	Не более 0,015 % (150 ppm или мг/л)	Согласно Приложению 2
5	Плотность при + 20 °С	г/см ³	Не нормируется	Согласно Приложению 2
6	Температура застывания*	°С	<ul style="list-style-type: none"> Не выше минус 25 °С для разбавленных форм. При выдерживании разбавленной формы не менее суток не допускается появления в объеме расслоения или осадка, допускается помутнение 	Согласно ГОСТ 20287-2023 (без обезвоживания и предварительного нагрева)

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ	ЕДИН. ИЗМЕР.	ТРЕБОВАНИЕ К ПОКАЗАТЕЛЮ	МЕТОД ТЕСТИРОВАНИЯ
7	Коррозионная агрессивность модифицированного рабочего раствора КС	г/см ²	Для НКТ**: <ul style="list-style-type: none"> При температуре на забое ниже 93 °С на скорость коррозии за 12 часов не более 0,009765 г/см². При температуре на забое выше 93 °С скорость коррозии за 12 часов не более 0,02412 г/см² 	Согласно Приложению 2
8	Содержание ХОС	-	Не допускается применение ХР, содержащих ХОС и (или) другие вещества, приводящие к превышению, установленной в стандартах на нефть, нормы содержания органических хлоридов во фракции, выкипающей до 204°С (требования Изм. № 1 ГОСТ Р 54567-2011)	Согласно разделу 4.2.4 Типовых требований Компании № П1-01.05 ТТР-0148 «Применение химических реагентов на объектах добычи углеводородного сырья Компании»
Дополнительные физико-химические свойства по ТУ и требованиям Технологической службы ОГ				
1	Изменение поверхностного натяжения по сравнению с базовым КС	-	Не нормируется	Согласно Приложению 2
2	Коррозионная агрессивность нейтрализованного модифицированного рабочего раствора КС	г/см ²	Для НКТ**: <ul style="list-style-type: none"> При температуре на забое ниже 93 °С на скорость коррозии за 12 часов не более 0,009765 г/см². При температуре на забое выше 93 °С скорость коррозии за 12 часов не более 0,02412 г/см² 	Согласно Приложению 2

Примечание: * – уточняется Технологической службой ОГ с учетом специфики хранения и применения на объектах добычи углеводородного сырья Компании;

** – марка стали НКТ, которая будет использована в скважине при ОПЗ;

*** – для условий конкретной скважины при проведении полевого (выходного с растворо-солевого узла) контроля на совместимость с пластовыми флюидами.

В используемой для приготовления рабочего раствора КС жидкости затворения для химических ОПЗ, содержание механических примесей с диаметром частиц более 5 мкм не должно превышать величину 20 мг/л или иное значение, согласованное Исполнителем работ по ОПЗ с Технологической службой ОГ. В качестве жидкости затворения для рабочих растворов КС рекомендуется использование пресной воды. Плотность жидкости затворения для глинокислотного состава должна быть не более 1,002 г/см³. Технологическая служба ОГ контролирует качество рабочего раствора, приготовленного Исполнителем работ по ОПЗ.

6.3.3. ТРЕБОВАНИЯ К ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМ СВОЙСТВАМ РАБОЧИХ РАСТВОРОВ КИСЛОТНОГО СОСТАВА ДЛЯ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ

6.3.3.1. Технологические свойства рабочих растворов модифицированных КС должны отвечать следующим требованиям:

- максимально целенаправленно воздействовать на кольматант и (или) породу;
- обеспечивать необходимую (расчетную) глубину воздействия;
- состав не должен вызывать повторного выпадения осадков после реакции с породой или кольматантом;

- реагенты должны быть совместимы с раствором глушения, пластовыми водами, нефтями и другими технологическими жидкостями, применяемыми при ремонте скважин и не оказывать негативное влияние на технологические стадии добычи, транспорта и подготовки нефти (в т.ч. рабочий и отработанный растворы не должны отрицательно влиять на эффективность базового деэмульгатора в условиях УПСВ и (или) УПН);
- не должен повышать устойчивость водонефтяной эмульсии (кроме кислотных эмульсий);
- не должен отрицательно влиять на структуру поровой матрицы коллектора и относительную фазовую проницаемость для добывающих скважин по нефти и для нагнетательных скважин по воде;
- не должен отрицательно влиять на освоение скважины после ОПЗ;
- коррозионная агрессивность отработанной кислоты не должна повышать коррозионную агрессивность попутно-добываемой воды;
- не должен приводить к образованию и (или) росту содержания ХОС на УПСВ и (или) УПН;
- в готовой форме должен сохранять свои физико-химические характеристики и технологические свойства при транспортировке и в течение периода хранения до проведения обработки;
- в товарной или в рабочей форме использования в технологическом процессе не должен вызывать образования отложений и приводить к коррозии труб и оборудования, предназначенных для его транспортировки, хранения, перекачки;
- дополнительные технологические свойства рабочего КС устанавливаются Технологической службой ОГ;
- определение технологических свойств КС проводится при температурах, максимально приближенных к максимальным значениям объектов разработки и с добавлением соединения железа (III) ($\text{FeCl}_3 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$) из расчета концентрации трехвалентного железа в КС:
 - ♦ 2000 мг/дм³ – для состава, закачиваемого в пласт и при проведении протравки НКТ способом, исключающим попадание состава в пласт (например, на пакере с обратным клапаном и струйным насосом);
 - ♦ 5000 мг/дм³ – для соляно-кислотного состава, используемого для протравки НКТ или для состава, закачиваемого в пласт в случаях, когда не предусмотрена протравка НКТ. В случае если объем НКТ меньше объема КС закачиваемого при проведении обработки весь КС должен содержать достаточное количество реагентов для контроля 5 г/л (5000 ppm) трехвалентного железа. Для остальных случаев КС с добавками, обеспечивающими контроль 5 г/л (5000 ppm) трехвалентного железа должен быть использован в объеме НКТ, а последующая кислота, используемая для обработки, должна контролировать 2 г/л (2000 ppm).

6.3.3.2. Промышленно применяемые рабочие КС должны соответствовать требованиям, указанным в разделах 6.3.2.3 и 6.3.3.1 настоящих Типовых требований.

7. ВЫБОР ТЕХНОЛОГИЙ И РЕАГЕНТОВ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ ХИМИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ

7.1. Основные показатели, влияющие на эффективность мероприятия по химической ОПЗ следующие:

- геолого-физические условия объектов планирования ОПЗ;
- особенности и осложнения, возникшие в процессе бурения;
- тип компоновки заканчивания скважин;
- применяемые технологические жидкости и характер их воздействия на ПЗП;
- технологии и оборудование, планируемое к применению в процессе подготовительных, качество проведения работ и заключительных работ по ОПЗ: пакерные компоновки, использование гибкой НКТ и др.;
- состояние ствола скважины и запланированные мероприятия по его подготовке;
- физико-химические и технологические свойства выбранных рецептур составов.

7.2. Технологическая служба ОГ осуществляет, выбор технологии ОПЗ в зависимости от причины снижения продуктивности скважин, определения источников кольматации и учета физико-химических свойств пород пласта-коллектора и насыщающих их флюидов, а также специальных гидродинамических и геофизических исследований по оценке фильтрационных характеристик ПЗП. Характеристики и методики исследования типовых кольматантов установлены в [Приложении 3](#) настоящих Типовых требований.

7.3. Решение о проведении обработки ПЗП принимаются Технологической службой ОГ для скважин при первичном вводе (в ходе освоения после бурения) и в процессе разработки месторождения для поддержания добычи.

7.4. Схема выбора Технологической службой ОГ технологии ОПЗ состоит из следующих основных этапов:

- выбор скважин-кандидатов*, характеризующихся снижением дебита, продуктивности;
- анализ типа нарушения проницаемости ПЗП;
- выбор типа ОПЗ в соответствии с природой кольматирующего вещества;
- прогноз технологической эффективности ОПЗ (прирост дебита (добычи) за счет изменения величины скин-фактора и (или) продуктивности);
- оценка прогнозной экономической эффективности ОПЗ.

Примечание: скважина, по геолого-технологическим показателям соответствующая критериям необходимости ОПЗ.*

7.5. Подбор скважин-кандидатов выполняется в соответствии с Типовыми требованиями Компании № П1-01.03 ТТР-0013 «Подбор скважин-кандидатов на обработку призабойной зоны пласта на добывающем фонде нефтяных скважин».

7.6. Технико-экономическая оценка эффективности проведения ОПЗ выполняется в соответствии с Методическими указаниями Компании № П1-01.03 М-0101 «Оценка экономической эффективности геолого-технических мероприятий на этапе планирования и мониторинга производственной программы».

7.7. Химические ОПЗ пласта проводятся только в технически исправных скважинах при условии герметичности эксплуатационной колонны и цементного кольца, подтвержденной исследованиями.

7.8. При выборе технологии химической ОПЗ Технологической службе ОГ необходимо руководствоваться схемой принятия решений при выборе технологии химической ОПЗ добывающих скважин (Рисунок 1).



7.9. К причинам снижения проницаемости призабойной зоны добывающих скважин в процессе эксплуатации относится:

- набухание глинистых минералов горных пород, образование водных блокад и снижение нефтенасыщенности ПЗП в результате поглощения водных растворов технологических жидкостей и их фильтратов при производстве ТКРС;
- миграция мелкодисперсных частиц по направлению к забою скважины при освоении и эксплуатации;
- выпадение осадков при контакте реагентов, несовместимых между собой и с пластовыми флюидами, при производстве ТКРС;
- выпадение и отложение высокомолекулярных компонентов нефти или неорганических солей из пластовой воды при изменении термобарических условий;
- образование водонефтяной эмульсии (эмульсионных блоков) при смешении технологических жидкостей и пластовых вод с пластовой нефтью;
- кольматация ПЗП технологическими составами (полимерными композициями, эмульсиями, суспензиями и пр.);
- проникновение в ПЗП механических примесей (терригенного материала, продуктов коррозии внутрискважинного оборудования, осадков) при глушении или промывке скважины;
- биозаражение, приводящее к кольматации ПЗП скважин продуктами жизнедеятельности бактерий и повышению коррозионной агрессивности, изменению состава и свойств добываемой жидкости, продукции агрессивности.

7.10. Для подбора типового растворителя кольматанта необходимо использовать результаты компонентного анализа кольматанта на скважине в соответствии с Таблицей 8. Выбор типового реагента (реагентов) для ОПЗ осуществляется по преобладающему количественно кольматанту.

Таблица 8
Выбор реагента для химической ОПЗ

ЦЕЛЬ	ОБЪЕКТ ВОЗДЕЙСТВИЯ	ТИП КОЛЛЕКТОРА	
		ТЕРРИГЕННЫЙ	КАРБОНАТНЫЙ
СТИМУЛЯЦИЯ	МАТРИЦА	Стимуляция матрицы в терригенных коллекторах реализуется при ГРП	Соляная кислота, карбоновые кислоты
УДАЛЕНИЕ	АСВ	Ароматические (смешанные) растворители (Нефрас, толуол, бензол), горячая нефть (вода)	
	ПАРАФИНЫ	Алифатические растворители, бензин газовый стабилизированный, горячая нефть (вода)	
	ЭМУЛЬСИОННЫЕ БЛОКИ	Ароматический и (или) алифатический растворитель (без или с деэмульгатором)	
	КОЛЬМАТАЦИЯ БУРОВЫМ РАСТВОРОМ	Грязевая кислота, глинокислота, соляная кислота, карбоновые кислоты (в зависимости от типа утяжелителя), ПАВ, соли алюминия, аммония, пирофосфат, гексаметафосфат, полифосфат натрия или комплексообразователи	-
	ПОЛИМЕРЫ	Соляная кислота, карбоновые кислоты, щелочь, неионогенные ПАВ, окислители (персульфат аммония, персульфат калия)	
	ОТЛОЖЕНИЯ КАРБОНАТНЫХ	Соляная кислота, карбоновые кислоты	

ЦЕЛЬ	ОБЪЕКТ ВОЗДЕЙСТВИЯ	ТИП КОЛЛЕКТОРА	
		ТЕРРИГЕННЫЙ	КАРБОНАТНЫЙ
	СОЛЕЙ, ПРОДУКТЫ КОРРОЗИИ		
	ОТЛОЖЕНИЯ ГИПСА (СЕРНОКИСЛЫХ СОЛЕЙ)	NaOH, КОН (20-25 %) → СКО; соляная кислота + 10-15 % NaCl; соляная кислота + 20 % комплексообразователя (ОЭДФ, НТФК, ЭДТК или подобные)	
	ВОДНАЯ БЛОКАДА	Водопоглотители – спирты (метиловый, этиловый, пропиловый, глицерин, этиленгликоль), кетоны (ацетон, циклогексанон)	
	НАБУХАЕМОСТЬ ГЛИНЫ	Соляная кислота, карбоновые кислоты	-

7.11. Определение типа колюматирующего вещества основывается на:

- анализе литологических свойств и состава коллектора (скелет породы, состав цемента и т.д.);
- анализе состава добываемой жидкости;
- химическом анализе колюматирующего вещества (отложения на глубинно насосном оборудовании, неразрушившийся гель на скважинах с ГРП, состав жидкости глушения и т.д.);
- ретроспективном анализе ранее проведенных ОПЗ.

7.12. Присутствие двух и более типов колюматантов является основанием использования для ОПЗ скважины более одного типового реагента.

7.13. При обнаружении барита, целестина, гипса рекомендуется проведение ОПЗ по технологии двух-четырех цикловой обработки соляной кислотой с добавлением хлорида натрия или комплексообразователя и последующим освоением в объеме лифта закачанных реагентов. Двух-четырех кратное повторение закачки кислоты и освоения позволяет вынести из ПЗП значительную долю барита и других солей. В случае неэффективности КО или преобладающем количестве названных колюматантов рекомендуется проведение щелочной обработки с последующей закачкой соляной кислоты или раствора комплексообразователей.

7.14. Основным методом стимуляции скважин в карбонатных коллекторах является кислотное воздействие.

7.15. Соляная кислота является базовым ХР, который используется для восстановления или повышения проницаемости призабойной зоны скважин в карбонатных коллекторах.

7.16. Альтернативными методами является использование органических кислот.

7.17. КО терригенных пластов предназначена, преимущественно для растворения колюматантов.

7.18. При растворении минералов терригенного коллектора плавиковой кислотой происходит интенсивное осадкообразование студнеобразного геля кремниевой кислоты, способного значительно ухудшить фильтрационно-емкостные свойства коллектора. Для предупреждения образования в поровом пространстве пласта геля кремниевой кислоты, для обработки терригенных коллекторов реагентом для химической ОПЗ является смесь соляной и плавиковой кислот в различных пропорциях.

7.19. При взаимодействии плавиковой кислоты с известняком и доломитом происходит образование нерастворимых осадков фтористого кальция и магния, поэтому плавиковая кислота применяется только для терригенных коллекторов и удаления некарбонатных отложений.

7.20. Рекомендации по выбору концентрации кислот для терригенного коллектора в зависимости от состава породы и проницаемости представлены в Таблице 9. Уточненные концентрации кислот для терригенного коллектора основываются на результатах НИР.

Таблица 9
Общие рекомендации по выбору концентрации кислот для терригенного коллектора

СОСТАВ ПОРОДЫ			ПРОНИЦАЕМОСТЬ		
АЛЕВРИТ	ГЛИНА		>100 МД	20-100 МД	<20 МД
	В ЦЕЛОМ	В Т.Ч. ХЛОРИТ и (или) ГЛАУКОНИТ			
<10%	<10%	<4%	12% HCl – 3% HF	8% HCl – 2% HF	6% HCl – 1,5% HF
<10%	<10%	4-6%	5% уксусная кислота – 3% HF	5% уксусная кислота – 2% HF	5% уксусная кислота – 1,5% HF
<10%	<10%	6-8%	10% уксусная кислота – 3% HF	10% уксусная кислота – 2% HF	10% уксусная кислота – 1,5% HF
<10%	<10%	>8%	10% уксусная кислота – 3% HF	10% уксусная кислота – 2% HF	10% уксусная кислота – 1,5% HF
<10%	>10%	<4%	12% HCl – 2% HF	9% HCl – 1,5% HF	6% HCl – 1% HF
<10%	>10%	4-6%	5% уксусная кислота – 2% HF	5% уксусная кислота – 1,5% HF	5% уксусная кислота – 1% HF
<10%	>10%	6-8%	10% уксусная кислота – 2% HF	10% уксусная кислота – 1,5% HF	10% уксусная кислота – 1% HF
<10%	>10%	>8%	10% уксусная кислота – 2% HF	10% уксусная кислота – 1,5% HF	10% уксусная кислота – 1% HF
>10%	>10%	<4%	13,5% HCl – 1,5% HF	9% HCl – 1% HF	4,5% HCl – 0,5% HF
>10%	>10%	4-6%	5% уксусная кислота	5% уксусная кислота	5% уксусная кислота
>10%	>10%	6-8%	10% уксусная кислота – 1,5% HF	10% уксусная кислота – 1% HF	10% уксусная кислота – 0,5% HF
>10%	>10%	>8%	10% уксусная кислота – 1,5% HF	10% уксусная кислота – 1% HF	10% уксусная кислота – 0,5% HF
>10%	<10%	<4%	12% HCl – 2% HF	9% HCl – 1,5% HF	6% HCl – 1% HF
>10%	<10%	4-6%	5% уксусная кислота – 2% HF	5% уксусная кислота – 1,5% HF	5% уксусная кислота – 1% HF
>10%	<10%	6-8%	10% уксусная кислота – 2% HF	10% уксусная кислота – 1,5% HF	10% уксусная кислота – 1% HF
>10%	<10%	>8%	10% уксусная кислота – 2% HF	10% уксусная кислота – 1,5% HF	10% уксусная кислота – 1% HF

8. ПОРЯДОК ПРОВЕДЕНИЯ ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫХ ИСПЫТАНИЙ НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ХИМИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ

8.1. На Рисунке 2 представлена схема планирования и проведения испытания новой технологии химической ОПЗ и ЛИ альтернативных* ХР. Результаты этапов 3, 4А, 4Б, 5А и 6А Технологическая служба ОГ должна согласовать с ДБиУВС.

Примечание. ХЗ с известными свойствами, обеспечивающий необходимые параметры технологической жидкости и (или) процесса аналогично применяемому в ОГ ХР и допущенный к промышленному применению на объектах ОГ.*

8.2. Для подбора альтернативных ХР (для использования в промышленно применяемых технологиях ОПЗ) ОПИ не проводятся.

8.3. Технологическая служба ОГ по результатам анализа эффективности геолого-технического мероприятия ОПЗ инициирует НИР по совершенствованию технологий ОПЗ.

8.4. При ОПИ новой технологии ОПЗ с использованием ХР перед проведением скважинных испытаний, необходимо проведение ЛИ ХР* с определением и (или) подтверждением, заявленных Поставщиком, основных физико-химических и технологических (применительно к заданным условиям) показателей (перечень показателей прописывается в программе ОПИ новой технологии).

Примечание. испытания ХР, проводимые в лабораторных условиях, связанные с поиском эффективных марок реагентов, их дозировок, а также определением их физико-химических и технологических свойств.*

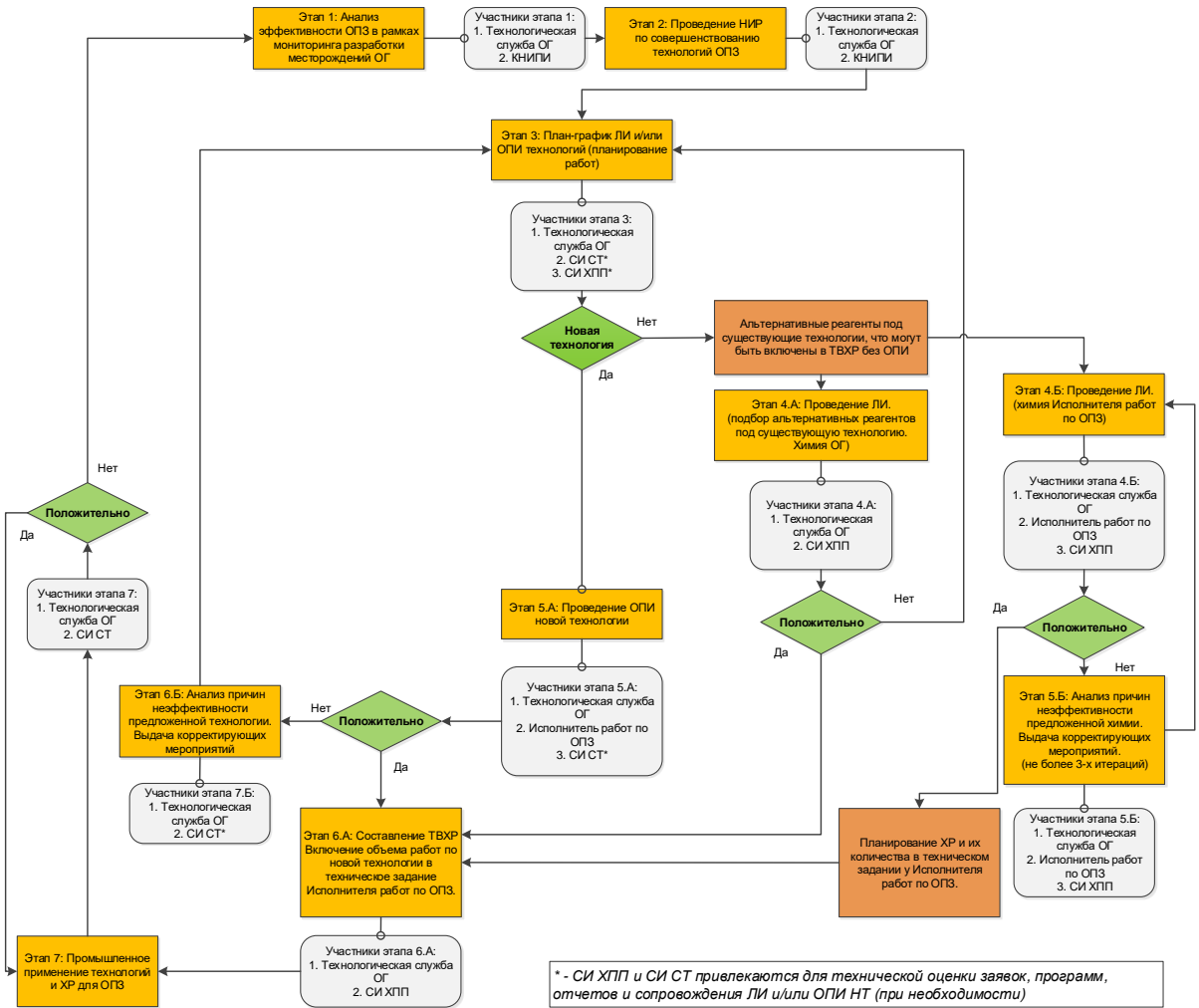
8.5. При схожести физико-химических и технологических свойств обрабатываемых объектов результаты ОПИ технологии химической ОПЗ на одном объекте и (или) месторождении ОГ могут быть применены в качестве допуска к промышленному применению этой технологии и ХР на другом объекте и (или) месторождении ОГ. При этом решение принимается Технологической службой ОГ после согласования с СИ ХПП, СИ СТ и ДБиУВС (формат согласования не устанавливается).

8.6. Для испытания новой технологии химической ОПЗ в рамках ОПИ, Технологическая служба ОГ на ежегодной основе в каждом ОГ на основании утвержденных заявок на ОПИ формирует и утверждает план ОПИ. Планирование, проведение, мониторинг и применение результатов ОПИ новой технологии проводится в соответствии с требованиями Положения Компании № П4-02.01 Р-0060 «Проведение опытно-промышленных испытаний новой техники и технологий».

8.7. Технологическая служба ОГ при подведении итогов реализации ОПИ, рассматривает вопрос о целесообразности внедрения испытанной новой технологии химической ОПЗ и организует планирование и реализацию применения новой технологии химической ОПЗ в производственной деятельности.

8.8. Новая технологий химической ОПЗ считается внедренной через 3 года с даты начала промышленного применения и тиражирования, после чего становится базовой технологией.

Шаблоны программ проведения испытаний для разных групп технологий ОПЗ представлены в пункте 2 Таблицы 15 [Приложения 1](#) настоящих Типовых требований. Формы, схемы и шаблоны, указанные в Таблице 15, размещены на ИР «НО».



- 1. Анализ эффективности ГТМ ОПЗ
- 2. Реализация НИР
- 3. Планирование ЛИ и/или ОПИ
- 4. Проведение ЛИ
- 5. Проведение ОПИ НТ. Анализ результатов ОПИ НТ
- 6. Планирование внедрения новой технологии. Составление ТВХР
- 7. Промышленное применение

Рис. 2 Порядок испытания новой технологии ОПЗ и проведения ЛИ альтернативных ХР

9. ДОПУСК ХИМИЧЕСКИХ РЕАГЕНТОВ, ПРИМЕНЯЕМЫХ В ТЕХНОЛОГИЯХ ХИМИЧЕСКИХ ОБРАБОТОК ПРИЗАБОЙНЫХ ЗОН, К ПРОМЫШЛЕННОМУ ПРИМЕНЕНИЮ

9.1. ОСНОВАНИЯ ДЛЯ ДОПУСКА ХИМИЧЕСКИХ РЕАГЕНТОВ К ПРОМЫШЛЕННОМУ ПРИМЕНЕНИЮ

9.1.1. Применение ХР для интенсификации процессов добычи УВС осуществляется на геологических объектах, отличающихся большим разнообразием температур, давлений, составов и пластовых флюидов.

9.1.2. Основанием для принятия решения Технологической службой ОГ по допуску ХР к промышленному применению на вновь вводимом объекте добычи являются рекомендации, отраженные в проектно-технической документации, а также инженерные отчеты по ОПИ новой технологии ОПЗ с результатами входного контроля и определения физико-химических и технологических (применительно к заданным условиям) показателей (перечень показателей устанавливается Технологической службой ОГ в программе ОПИ новой технологии) для новых или действующих объектов добычи.

9.1.3. В случае, если планируется применение нового класса ХР или новой технологии ОПЗ взамен базового ХР, то Технологической службой ОГ инициируется проведение ОПИ новой технологии ОПЗ согласно разделу 8 настоящих Типовых требований.

9.1.4. Решение о допуске нового ХР к промышленному применению для ОПЗ на действующем объекте добычи принимает Технологической службой ОГ на основании инженерного отчета ОПИ новой технологии ОПЗ оформленного согласно Положению Компании № П4-02.01 Р-0060 «Проведение опытно-промышленных испытаний новой техники и технологий».

9.1.5. При использовании ХР Исполнителя работ по ОПЗ, перед началом промышленного применения реагентов, проводятся ЛИ ХР в соответствии с требованиями подраздела 9.2 настоящих Типовых требований.

9.2. РАБОТЫ ПО ВХОДНОМУ, ВЫХОДНОМУ И ТЕКУЩЕМУ КОНТРОЛЮ ХИМИЧЕСКИХ РЕАГЕНТОВ ДЛЯ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ

9.2.1. Входной и выходной и текущий контроль партий ХР проводится в соответствии с разделом 7 Типовых требований Компании № П1-01.05 ТТР-0148 «Применение химических реагентов на объектах добычи углеводородного сырья Компании».

9.2.2. При проведении входного, выходного и текущего контроля (химико-аналитического и документального) партии ХР, поступившей для проведения работ, Исполнитель работ по ОПЗ по запросу Технологической службы ОГ предоставляет комплект сопроводительных документов в том числе результаты входного контроля на партию ХР.

9.2.3. Процедуры, регулирующие процессы контроля содержания ХОС при входном, выходном и текущем контроле в ХР для проведения ОПЗ проводятся в соответствии Типовыми требованиями Компании № П2-05.01 ТТР-1417 «Организация контроля хлорорганических соединений в химических реагентах и материалах при проведении текущего и капитального ремонта скважин, гидроразрыва пласта, работ с гибкой насосно-компрессорной трубой, обработок призабойной зоны, ремонтно-изоляционных работ».

9.3. РАБОТЫ ПО ЛАБОРАТОРНЫМ ИСПЫТАНИЯМ ХИМИЧЕСКИХ РЕАГЕНТОВ

9.3.1. Для промышленного применения ХР необходимо провести оценку их потенциальной эффективности, в том числе для тех случаев, где имеются сведения о положительных результатах применения ХР на других геологических объектах.

9.3.2. Предварительная оценка ХР производится Технологической службой ОГ по результатам ЛИ.

9.3.3. ЛИ ХР проводятся при проведении ОПИ новой технологии и для расширения альтернативности их использования в технологиях ОПЗ, ранее успешно прошедших испытания и (или) промышленного применения на геологических объектах, для обоснования их внедрения в производственные процессы.

9.3.4. ЛИ ХР являются многостадийным процессом для последующего промышленного применения ХР, включающим следующие этапы:

- анализ ХР с целью определения условий их применения;
- установление требований к показателям ХР с учетом особенностей объекта применения, планируемой технологии применения, климатических характеристик региона и других факторов, зависящих от существующих (планируемых) технологий добычи, транспортировки и подготовки УВС;
- получение от Исполнителя работ по ОПЗ или Поставщика ХР требований (в т.ч. уточненных по результатам ОПИ новой технологии) к ХР и условий их применения, формирование перечня ХР для ЛИ, получение проб ХР и технической документации;
- анализ полученной технической документации на соответствие предъявляемым требованиям и формирование перечня ХР для ЛИ;
- проведение ЛИ;
- анализ полученных результатов ЛИ;
- принятие решения о ОПИ новой технологии (для новых классов ХР) или промышленного применения ХР (для альтернативных ХР).

9.3.5. Разграничение зон ответственности при проведении ЛИ ХР для химической ОПЗ представлено в Таблице 10.

Таблица 10
Согласования документов при ЛИ ХР для химической ОПЗ

НАИМЕНОВАНИЕ ИТОГОВОГО ДОКУМЕНТА	ТРЕБУЕТСЯ СОГЛАСОВАНИЕ		
	ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ СЛУЖБА ОГ	ПОСТАВЩИКА ХР	СИ ХПП
План-график ЛИ ХР	Да	Нет	Да
Разрешительная документация, пробы испытуемого ХР	Нет	Да	Нет
Программа ЛИ (пункт 2 Таблицы 15)	Да	Нет	Да
Отчет ЛИ (пункт 2 Таблицы 15)	Да	Да (для единичных ЛИ), Нет (для групповых ЛИ)	Да

9.3.6. Согласованный с СИ ХПП план-график ЛИ ХР, Технологическая служба ОГ направляет на согласование в ДБиУВС.

9.4. ПОРЯДОК ПРОВЕДЕНИЯ ЛАБОРАТОРНЫХ ИСПЫТАНИЙ ХИМИЧЕСКИХ РЕАГЕНТОВ, ИСПОЛЗУЕМЫХ В ТЕХНОЛОГИЯХ ХИМИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ

9.4.1. Перед проведением ЛИ ХР, Технологической службе ОГ необходимо получить от Поставщика ХР информацию о химических компонентах входящих в состав КС и возможных опасных моментах, которые могут возникнуть при смешивании различных химических веществ и (или) флюидов.

9.4.2. При проведении ЛИ ХР определяются основные физико-химические и технологические (применительно к заданным условиям) показатели ХР и устанавливается их соответствие на ТУ производителя и требованиям разделов 6.3.2.3 и 6.3.3.1 настоящих Типовых требований, а также рабочие дозировки КС, в том числе вспомогательных химических материалов (модификаторы, отклонители, загустители и прочее).

9.4.3. Результаты ЛИ ХР необходимы для допуска ХР в рамках реализации ОПИ новой технологии и (или) допуска альтернативных ХР к промышленному применению в промышленно применяемой технологии ОПЗ добывающих или нагнетательных скважин в конкретных специфических геолого-физических условиях объектов разработки месторождений ОГ.

9.4.4. ЛИ ХР состоит из 3 уровней:

1. Подбор и модификация рабочей формы ХР.
2. Испытание ХР на базе* Исполнителя работ по ОПЗ или в ИЛ/ИЦ ОГ.
3. Испытания на месторождении.

Примечание. место постоянной дислокации оборудования для ЛИ и (или) ОПЗ Исполнителя работ.*

9.4.5. На 1 уровне Технологическая служба ОГ определяет весь перечень необходимых модификаторов, обеспечивающих требуемые физико-химические и технологические свойства рабочей формы ХР.

9.4.6. ЛИ 1 уровня проводятся в КНИПИ, ИЛ/ИЦ ОГ, или другой независимой организации. Выбор ИЛ/ИЦ осуществляется в соответствии с Типовыми требованиями Компании № П1-01.05 ТТР-0148 «Применение химических реагентов на объектах добычи углеводородного сырья Компании».

9.4.7. Для оценки эффективности рабочей формы ХР в поровом объеме пласта-коллектора испытания проводятся в динамических условиях (фильтрационные исследования). Сравнение разных ХР для 1 объекта проводится Исполнителем работ по ОПЗ по единой методике в одинаковых термобарических условиях и с использованием моделей коллектора с одинаковыми петрофизическими свойствами. Применение насыпной модели для моделирования ОПЗ проводится только при отсутствии возможности составления других вариантов модели коллектора.

9.4.8. Решение о использовании насыпных моделей при тестировании кислотных ХР за исключением объектов коллектора, которые сложены карбонатными горными породами принимает Технологическая служба ОГ на стадии подготовки к ЛИ.

9.4.9. На 2 уровне Технологическая служба ОГ осуществляет контроль проведения Исполнителем работ по ОПЗ тестов на соответствие реагентов ТУ и требованиям раздела 6 настоящих Типовых требований по методикам, указанным в [Приложении 4](#) настоящих Типовых требований. Порядок проведения тестирования определен в разделе 11.4 настоящих Типовых требований.

9.4.10. На 3 уровне на месторождении в полевой лаборатории*, Технологическая служба ОГ осуществляет контроль проведения Исполнителем работ по ОПЗ тестов в соответствии с разделом 11.5 настоящих Типовых требований.

Примечание. специально оборудованное транспортное средство, приспособленное для проведения исследований технологических жидкостей на скважине перед использованием их при проведении операции ГРП, кислотного ГРП и ОПЗ.*

9.5. ПОДГОТОВКА ПРОГРАММЫ ЛАБОРАТОРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ

9.5.1. Программа ЛИ для исследований 1 уровня должна содержать перечень проверяемых параметров применительно к объектам добычи Компании на основании рекомендуемых требований, установленных в разделе 6.3 настоящих Типовых требований.

9.5.2. Ответственным за составление программы ЛИ является Технологическая служба ОГ, далее программа согласовывается с СИ ХПП и утверждается Руководителем Технологической службы ОГ. При согласовании программы ЛИ срок выдачи замечаний и их устранения составляет не более 5 рабочих дней. При повторном рассмотрении срок выдачи замечаний и их устранения составляет не более 3 рабочих дней.

9.5.3. В зависимости от геолого-физических условий, а также по результатам анализа опыта ОПЗ и полученных рекомендаций по результатам НИР к технологическим свойствам КС перечень ЛИ установленный в пункте 1 Таблицы 15 может быть скорректирован Технологической службой ОГ.

9.6. ТРЕБОВАНИЯ К РЕЗУЛЬТАТАМ ЛАБОРАТОРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ

9.6.1. Отчет по результатам ЛИ должен содержать:

- информацию об исполнителе ЛИ (наименование, аттестаты аккредитации и т.п.);
- маркировку испытуемого ХР;
- сведения о нормативной документации на ХР;
- сводные таблицы результатов испытаний (не допускается сопоставлять показатели, определенные по различным методикам);
- протоколы (таблицы) испытаний;
- методики проведения испытаний, в случае если они отличаются от методик, определенных [Приложением 2](#) настоящих Типовых требований;
- заключение о соответствии (несоответствии) испытуемых ХР предъявляемым к ним требованиям;
- рекомендуемые удельные дозировки для ОПИ новой технологии и промышленного применения без ОПИ;
- условия испытаний, такие как: температура, состав сред и т.д.;
- основную часть с оформленными результатами проведенных исследований;
- указание значения показателя точности (погрешности), где это возможно, за определенное значение принимается сам измеренный показатель или среднее арифметическое значение из нескольких измерений, находящихся в доверительном интервале.

9.7. АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ ЛАБОРАТОРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ И ДОПУСК ХИМИЧЕСКИХ РЕАГЕНТОВ К ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫМ ИСПЫТАНИЯМ НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ИЛИ ПРОМЫШЛЕННОМУ ПРИМЕНЕНИЮ

9.7.1. Результаты ЛИ, представленные в виде отчетов, с учетом требований подраздела 9.6 настоящих Типовых требований, подписываются всеми участниками испытаний, утверждаются Руководителем Технологической службы ОГ, далее согласовываются с Поставщиком ХР (групповые ЛИ не согласовываются), и СИ ХПП.

9.7.2. Для ХР, получающих допуск к промышленному применению по результатам ЛИ отчет ЛИ утверждается Руководителем Технологической службы ОГ. При согласовании отчета ЛИ срок выдачи замечаний и их устранения составляет не более 5 рабочих дней после получения отчета. Технологическая служба ОГ официально информирует Поставщиков ХР об итогах ЛИ вне зависимости от полученных результатов путем направления письма за подписью Руководителя Технологической службы ОГ.

9.7.3. Решение о допуске ХР к ОПИ новой технологии и (или) промышленному применению принимается Технологической службой ОГ на основании положительных результатов ЛИ. ХР, не соответствующие предъявляемым к ним требованиям, к дальнейшим испытаниям или промышленному применению не допускаются.

9.8. ФОРМИРОВАНИЕ ПЛАНОВОЙ ПОТРЕБНОСТИ ХИМИЧЕСКИХ РЕАГЕНТОВ, ТАБЛИЦ ВЗАИМОЗАМЕЯЕМОСТИ ХИМИЧЕСКИХ РЕАГЕНТОВ

9.8.1. Исходными данными для формирования плановой потребности закупки ХР является технологическая необходимость применения ХР на объектах применения для проведения ОПЗ и отраженные инженерных отчетах ОПИ новой технологии, актах ЛИ и инженерных отчетах ОПИ новой технологии.

9.8.2. Удельная дозировка ХР, зафиксированная в акте ЛИ и (или) промышленного применения или инженерном отчете ОПИ новой технологии, является основанием для расчета объема потребности в ХР для ОПЗ.

9.8.3. Технологическая служба ОГ направляет официальным письмом на согласование в Департамент разработки месторождений ПАО «НК «Роснефть» количество скважино-операций по химической ОПЗ и средние значения мощности интервалов обработки для терригенных и карбонатных коллекторов.

9.8.4. Технологическая служба ОГ направляет официальным письмом на согласование в ДБиУВС плановую потребность ОГ в части технологий ОПЗ, объемов обрабатываемой жидкости (удельных показателей и концентрации кислот и (или) модификаторов).

9.8.5. Требования к формированию плановой потребности ХР для ОПЗ и формат плановой потребности приведен в разделе 6.6 Типовых требований Компании № П1-01.05 ТТР-0148 «Применение химических реагентов на объектах добычи углеводородного сырья Компании».

9.8.6. Список допущенных к промышленному применению ХР оформляется Технологической службой ОГ в виде ТВХР. Рекомендуемый формат ТВХР приведен в разделе 6.6.2 Типовых требований Компании № П1-01.05 ТТР-0148 «Применение химических реагентов на объектах добычи углеводородного сырья Компании».

9.8.7. Выбор Поставщика ХР проводится в соответствии с требованиями Положения Компании № П2-08 Р-0019 «О закупке товаров, работ, услуг».

10. ПРОЕКТИРОВАНИЕ ДИЗАЙНА И ПРОВЕДЕНИЕ ХИМИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ

10.1. ПЕРЕЧЕНЬ ИСХОДНЫХ ДАННЫХ ДЛЯ СОСТАВЛЕНИЯ ДИЗАЙНА ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ

10.1.1. Технологическая служба ОГ должна обеспечить разработку дизайна* ОПЗ для адаптации технологии в зависимости от геолого-физических и технологических особенностей объектов воздействия и конкретных скважин.

*Примечание:** описание технологических операций ОПЗ.

10.1.2. Основной перечень геолого-физических параметров, характеризующих объект разработки, включает:

- регион;
- месторождение;
- пласт;
- тип коллектора (трещиноватый или поровый);
- литолого-стратиграфическая характеристика разреза;
- тектоника;
- минералогический состав породы коллектора, в том числе карбонатность для терригенных и доломитизированность для карбонатных объектов;
- глубина кровли и подошвы пласта;
- нефтенасыщенная толщина пласта;
- характеристика толщин и показатели неоднородности продуктивных пластов;
- коэффициенты: расчлененности, песчанистости, нефтенасыщенности, пористости, проницаемости;
- глинистость;
- пластовое давление (начальное или текущее) и температура;
- давление насыщения;
- газовый фактор;
- объемный коэффициент нефти;
- скин-фактор;
- наличие и тип глинистых пропластков перед водонефтяным и газонефтяным контактом;
- расстояние до газовой шапки, ближайшего водонефтяного контакта;
- толщина глинистого пропластка перед газонефтяным контактом, м;
- механические свойства породы (градиент гидроразрыва при наличии);
- результаты проведенных исследований по керну (в т.ч. данные по относительной фазовой проницаемости);
- доля остаточных запасов;
- PVT-свойства и состав нефти и воды.

10.1.3. Данные по скважине:

- радиус скважины (R_w);
- контур питания скважины ($R_{пит}$);
- диаметр эксплуатационной колонны ($D_{э/к}$);

- глубина спуска НКТ (Нсп);
- способ заканчивания;
- диаметр хвостовика;
- глубина установки заколонных пакеров, глубина установки муфт для многостадийной ГРП;
- искусственный и текущий забой;
- тип перфорации (кумулятивная, сверлящая, прокалывающая и пр.) и интервалы перфорации;
- работающие интервалы перфорации (результаты промыслово-геофизического исследования по определению профиля притока и (или) закачки);
- максимальные углы кривизны скважины;
- удлинение;
- альтитуда ротора;
- глубина установки внутриколонного пакера.

10.1.4. При подготовке дизайна учитываются:

- технологические режимы работы скважин (не менее чем за 1 год) либо «шахматки» скважин;
- показатели добычи (начальной, максимальной, текущей) с привязкой по времени (дебит, обводненность, давление);
- акустический контроль цементирования, материалы геолого-физического исследования скважины, гидродинамическое исследование скважины в продуктивном пласте с интерпретацией;
- заключение по результатам электромагнитной дефектоскопии технического состояния обсаженных скважин;
- накопленная добыча;
- динамика изменения дебита скважин, забойного давления и пластового давления;
- сведения о ранее проведенных ТКРС;
- информация по рискам осложнений (наличие АСПО, солеотложений, состав и количество твердых взвешенных частиц и пр.);
- критерии и показатели выбора скважины для проведения КО;
- перечень применяемых реагентов для кислотной стимуляции, их техническая документация;
- результаты проводившихся исследований во время плановых и внеплановых работ (геолого-технические мероприятия, аварии) на скважинах кандидатах.

10.2. ТРЕБОВАНИЯ ПО ИССЛЕДОВАНИЮ СКВАЖИН ДЛЯ ХИМИЧЕСКИХ ОБРАБОТОК ПРИЗАБОЙНЫХ ЗОН

10.2.1. Повышения качества исходных данных и снижение геологических и технологических рисков при проведении ОПЗ достигается по данным комплекса гидродинамических и геолого-физических исследований скважины. Перед проведением ОПЗ Технологической службе ОГ рекомендуется рассмотреть индикаторные кривые и определение коэффициента продуктивности (PI) скважин для получения базы сравнения при установлении технологического эффекта.

10.2.2. Технологическая служба ОГ проводит ретроспективный анализ выполненных за весь период истории эксплуатации химических обработок рассматриваемой скважины.

Ретроспективный анализ позволит определить сравнительную эффективность различных композиций рабочих растворов, косвенно характеризует породу продуктивного пласта.

10.2.3. Технологическая служба ОГ обеспечивает снятие кривой восстановления давления или кривой восстановления уровня в добывающих скважинах для определения радиуса поврежденной зоны пласта. Величина протяженности поврежденной зоны является входным параметром для расчета объема реагентов для проведения ОПЗ.

10.2.4. На всех скважинах, выбранных для ОПЗ учитывается максимальный дебит за историю эксплуатации, проводится анализ темпа прироста обводненности продукции. В случае интенсивного обводнения продукции скважины Технологической службой ОГ в технологию ОПЗ вносятся коррективы.

10.2.5. Если ОПЗ проводится для изменения профиля притока, Технологической службе ОГ рекомендуется проведение комплекса геолого-физических исследований скважины до обработки и после неё для подтверждения успешности обработки и инженерного расчета дизайна размещения активного вещества.

10.2.6. Технологической службой ОГ перед обработкой производится оценочный замер приемистости добывающей скважины. Замер необходим для определения параметров технологического процесса обработки. В случае, если приемистость скважины составляет менее 50 м³/сут, и существует проблема с закачкой необходимого объема рабочих растворов, в дизайне необходимо предусмотреть предварительную подготовку скважины путем установки СКВ.

10.3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ И ПРЕДОТВРАЩЕНИЕ РИСКОВ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ СКВАЖИН

10.3.1. ОЦЕНКА КАЧЕСТВА ЦЕМЕНТНОГО КОЛЬЦА

10.3.1.1. При рассмотрении скважины-кандидата на кислотную стимуляцию Технологической службе ОГ требуется проанализировать техническое состояние колонны, качество цемента выше и ниже интервала перфорации. По техническому признаку давление закачки ХР ограничивается допустимым рабочим давлением для эксплуатационной колонны, спущенной в скважину. В случаях, когда давление закачки реагента превышает допустимое для эксплуатационной колонны (с учетом коэффициента запаса прочности), обработка осуществляется посредством изоляции интервала воздействия пакером.

10.3.1.2. КО скважинам, имеющих негерметичность эксплуатационной колонны и (или) заколонный переток, запрещена. Для скважин с заколонными перетоками обработка кислотой возможна только при условии предварительной закачки в скважину изолирующего состава и ликвидации заколонной циркуляции.

10.3.2. ОЦЕНКА И УМЕНЬШЕНИЕ РИСКОВ, СВЯЗАННЫХ С ГАЗОНЕФТЯНЫМ КОНТАКТОМ И ВОДОНЕФТЯНЫМ КОНТАКТОМ

10.3.2.1. Подготовка скважины кандидата на ОПЗ, вместе с другими технологическими процессами, при необходимости должна включать очистку перфорационных отверстий (считается, что ствол скважины уже очищен от механических примесей) от солей установкой СКВ, от АСПО – выдержкой на забое в течение суток растворителя.

10.3.2.2. Для предотвращения рисков по прорывам газа и воды, Технологической службой ОГ перед началом работ должен быть произведен расчет давления, при котором возможно вертикальное распространение трещин. При глубине менее 900 м (по др. оценкам 1000) эти риски уменьшаются, т.к. величина вертикального стресса теоретически меньше горизонтального и вероятность распространения трещины вверх и вниз уменьшается.

10.3.2.3. При подготовке дизайна ОПЗ Технологической службе ОГ необходимо учесть, что кислота в большей степени распространяется по горизонтали, при этом, происходит и вертикальное её движение. При проведении ОПЗ для уменьшения рисков прорыва газа и воды необходимо, чтобы расстояние от границ интервала обработки до газонефтяного и водонефтяного контакта было не менее:

- 5-10 м – для поровой и трещиновато-поровой матрицы;
- 10-15 м – для порово-трещиноватой матрицы;
- 15 м – для трещиноватой матрицы.

10.3.2.4. Технологическая служба ОГ по результатам интерпретации геолого-физических исследований скважины определяет наличие глинистой перемычки между газовой шапкой и водонефтяным контактом.

10.3.3. РАСЧЕТ ДАВЛЕНИЯ ОБРАЗОВАНИЯ И РАСКРЫТИЯ ЕСТЕСТВЕННЫХ ТРЕЩИН

10.3.3.1. Для интервалов обработки близких к зонам риска необходимо предусмотреть риски возникновения ГРП ($P_{грп}$) и раскрытия сети естественных трещин ($P_{рт}$), по которым закачиваемая кислота проникнет в газовую шапку, или область водонефтяного контакта. Давление ГРП рассчитывается по формуле:

$$P_{грп} = \left(\frac{2\nu}{1-\nu} (\rho g H - 0,7 P_{пл} \cdot 101352,9) + 0,7 P_{пл} \cdot 101352,9 \right) / 101352,9, \quad (1)$$

где:

$P_{грп}$ – давление ГРП на забое, атм;

$P_{пл}$ – давление пластовое, атм;

ν – коэффициент Пуассона;

g – ускорение свободного падения равное 9,81 м/с²;

ρ – плотность породы, кг/м³;

H – вертикальная глубина верхних отверстий перфорации, м;

0,7 – коэффициент Биота;

101352,9 – переводной коэффициент.

Данная формула возможна к применению только в случаях отсутствия данных по градиентам разрыва.

10.4. ПРОВЕДЕНИЕ ХИМИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ И ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН

10.4.1. ТРЕБОВАНИЯ К ПРОВЕДЕНИЮ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ

10.4.1.1. Основной перечень контролируемых технологических параметров при проведении ОПЗ представлен в Таблице 11.

Таблица 11
 Перечень контролируемых технологических параметров при проведении ОПЗ

ПАРАМЕТР	ЕДИНИЦА ИЗМЕРЕНИЯ
Тип кислоты	-
Тип отклонителя	-
Наличие и тип дополнительных предоторочек, буферных пачек	-
Общий объем рабочего раствора кислоты, используемый при проведении 1	м ³

ПАРАМЕТР	ЕДИНИЦА ИЗМЕРЕНИЯ
операции, $V_{\text{кислоты}}$	
Общий объем отклонителя, используемый при проведении 1 операции, $V_{\text{отклонителя}}$	м^3
Объем дополнительных предоторочек, буферных пачек	м^3
Массовая концентрация кислоты, $C_{\text{кислоты}}$	%
Время закачки, $t_{\text{закачки}}$	МИН
Количество стадий	ШТ.
Скорость закачки, $q_{\text{уст.}}$	$\text{м}^3/\text{МИН}$
Максимально допустимое давление закачки, P_{max}	АТМ

10.4.1.2. Перед составлением дизайна необходимо учесть методические рекомендации, приведенные в Таблице 12.

Таблица 12
Перечень общих методических рекомендаций перед составлением дизайна КО скважин

№ ПП	РЕКОМЕНДАЦИЯ	НАЗНАЧЕНИЕ	ПРИМЕЧАНИЯ
1	Определить профиль притока скважины	Выбор целевых объектов для поинтервальной обработки путем их механической изоляции и (или) расчета распределения закачиваемых жидкостей по пропласткам	-
2	Определить приемистость скважины с замером давления при разных скоростях закачки непосредственно перед ОПЗ	Оценить граничное значение давления раскрытия естественных трещин или трещины ГРП и ограничить скорости закачки в дизайне ОПЗ	При наличии данных по предыдущим геолого-техническим мероприятиям на скважине за последний период. В случае недостижения давления ГРП, в качестве первой стадии предусмотреть закачку отклонителя. При средних ($50-100 \text{ м}^3/\text{сут}$) значениях приемистости закачивание реагентов начинается при минимально возможной для насосов скорости. По мере увеличения приемистости скважины при закачке реагентов расход увеличивается и поддерживается на максимально допустимом уровне, при котором давление не превышает $P_{\text{грп}}$ или раскрытия сети естественных трещин ($P_{\text{рт}}$). В случае если приемистость менее $50 \text{ м}^3/\text{сут}$, при минимально возможной скорости может произойти ГРП. Следует учесть возможные риски прорыва в водонасыщенную или газонасыщенную часть
3	Рекомендуемый объем кислоты на 1 м $H_{\text{ни}}$ интервала	Определение необходимого радиуса проникновения кислоты	В среднем $\approx 0.4-3.0 \text{ м}^3$ на 1 м интервала обработки (исходя из РД 153-39-023-97). Для карбонатных коллекторов точный расчет может быть получен в симуляторе КО
4	Рекомендуемый объем кислоты для скважин с проппантным ГРП	Обеспечение очистки всего объема трещины от глинистых частиц и неорганических солей	Объем должен составлять не менее объема пустотного пространства трещины ГРП. Расчет можно произвести на основе данных отчета ГРП с использованием значений ширины, полудлины и высоты трещины, а также массы и плотности проппанта
5	При высокой приемистости закачка на первой стадии	Для выравнивания профиля проникновения кислоты	Объем выбирается с учетом характеристик скважины и на основе опыта промышленного применения. Для карбонатных коллекторов точный расчет может быть получен

№ ПП	РЕКОМЕНДАЦИЯ	НАЗНАЧЕНИЕ	ПРИМЕЧАНИЯ
	высоковязкого отклонителя		в симуляторе КО
6	Чередование стадий кислоты и отклонителя	Большой охват воздействием кислотой	1. Количество кислотных стадий должно быть не менее 2. 2. Тип рабочей жидкости на первой стадии определяется в зависимости от приемистости обрабатываемого интервала: <ul style="list-style-type: none"> ■ низкая приемистость: кислотная стадия или стадия закачки растворителя; ■ высокая приемистость: отклоняющая стадия. 3. Далее, происходит чередование кислоты и отклонителя с постоянным увеличением закачиваемых объемов. 4. Последняя стадия всегда должна быть кислотной, за которой следует продавка
7	Рекомендуемый объем промежуточной стадии между кислотной и отклонительной стадиями	Равен или больше предыдущего объема кислоты	Для карбонатных коллекторов точный расчет может быть получен в симуляторе КО
8	В коллекторах, характеризующихся высокой вязкостью нефти или повышенным содержанием в ней асфальтенов, кислотную стадию рекомендуется предварять растворителем	Уменьшение вязкости жидкости в нефтенасыщенности части коллектора ПЗП. Повышение проникновения кислоты в нефтенасыщенный пропласток. Уменьшение рисков вторичной коагуляции	-
9	Для многостадийных обработок объем закачиваемой кислоты должен увеличиваться с каждой последующей стадией в 1,2-1,5 раза по сравнению с объемом её предыдущей закачки	Для проникновения за фронт отклонителя	Для карбонатных коллекторов точный расчет может быть получен в симуляторе КО
10	Скорость закачки первой стадии кислоты или отклонителя должна обеспечивать максимальное давление на забое, но без превышения расчетного	Увеличения радиуса охвата кислотой ПЗП. Выравнивание профиля приемистости. При ГРП или раскрытии сети естественных трещин, будет происходить утечка в трещины закачиваемых жидкостей, что приведет к возможному падению эффективности ОПЗ	Для скважин в низкопроницаемых трещиноватых коллекторах скорость закачки должна обеспечивать проникновение кислоты в пласт раскрытием низкопроницаемых мезо- и микротрещин, а также закольматированных макротрещин, с помощью которых кислота соединит имеющиеся недренируемые макротрещины

№ ПП	РЕКОМЕНДАЦИЯ	НАЗНАЧЕНИЕ	ПРИМЕЧАНИЯ
	давления ГРП или давления раскрытия сети естественных трещин		
11	Скорость закачивания	Определяет радиус проникновения КС, эффективность растворения карбонатной породы и проводимость образующихся высокопроводящих каналов («червоточин»)	1. На 1-ой стадии при низкой приемистости минимальный расход. 2. На последующих стадиях: максимально возможный расход, при имеющемся оборудовании. <u>Ограничение 1:</u> давление на забое должно быть меньше давления гидроразрыва. При рисках прорыва до газонефтяного или водонефтяного контакта - меньше давления раскрытия трещин <u>Ограничение 2:</u> максимальное допустимое давление по цементному кольцу, фонтанному оборудованию и обсадной колонне. 3. На доломитизированных объектах с аномально низким пластовым давлением и скорость закачки должна быть минимальной для обеспечения образования каналов высокой проводимости
12	В случае закачки первой стадией отклонителя, скорость закачки последующей стадии кислоты должна начинаться с минимальной и постепенно увеличиваться	Недопущение превышения давления ГРП или раскрытия сети естественных трещин, а также уменьшение продвижения отклонителя, закаченного на первой стадии	Для карбонатных коллекторов точный расчет может быть получен в симуляторе КО
13	Учитывать кинетические параметры растворения карбонатной породы конкретным КС	Скорость растворения карбонатной породы влияет на оптимальный расход и расстояние, на которое проникает КС в активном виде, а, следовательно, на конечный скин-фактор. Каждый КС имеет свои кинетические параметры, зависящие как от типа кислоты, её концентрации и содержащихся в нем модификаторов. Реагенты должны быть адаптированы к конкретному объекту обработки	Кинетические параметры определяются в физико-химической лаборатории с применением манометрической или волюметрической установки, а также по гравиметрическому методу

10.4.1.3. Перед проведением ОПЗ Технологическая служба ОГ совместно с Исполнителем работ по ОПЗ проводит следующие подготовительные работы:

- подготовку документации, ознакомление персонала с документацией;
- разработку мероприятий по обеспечению промышленной безопасности и охране окружающей среды;
- завоз необходимого оборудования и инструментов;
- подготовку необходимых средств защиты;

- завоз реагентов и материалов;
- подготовку территории куста;
- подготовку ствола скважины для проведения ОПЗ;
- приготовление растворов кислот;
- расстановку оборудования, сборку нагнетательных линий.

10.4.2. СКОРОСТЬ ЗАКАЧКИ

10.4.2.1. Скорость закачки реагентов определяется приемистостью скважины и давлением закачки. Значение приемистости Технологическая служба ОГ берет по результатам проведенных замеров перед обработкой с учетом данных из истории скважины. При высоком значении приемистости, когда идет поглощение закачиваемой жидкости без увеличения давления, необходимо поддерживать расход на максимально допустимом уровне до насыщения коллектора, но при котором не происходит ГРП или раскрытия сети естественных трещин.

10.4.3. КОНТРОЛЬ ДАВЛЕНИЯ

10.4.3.1. В ходе проведения работ Технологической службе ОГ необходимо иметь возможность вести мониторинг давления и расхода на устье, и, при возможности, контролировать давление на забое. Это позволит уменьшить скорость закачки при достижении $P_{у критического}$ значения или увеличивать расход закачиваемой жидкости в случае падения давления ниже рекомендуемого.

11. КОНТРОЛЬ КАЧЕСТВА ПРОЦЕССА ХИМИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ

Ответственность за контроль качества проведения ОПЗ Исполнителем работ по ОПЗ, установленными настоящими Типовыми требованиями, возложена на Технологическую службу ОГ.

11.1. ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ КОНТРОЛЯ КАЧЕСТВА ПРОЦЕССА ХИМИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ

11.1.1. Основными принципами контроля качества ОПЗ в ОГ, являются:

- охрана труда, промышленная безопасность и охрана окружающей среды;
- корректность выполнения лабораторных тестов;
- соблюдение требований к применяемой специальной технике;
- допуск к работе только квалифицированного персонала;
- соблюдение требований к хранению кислот и ХР;
- соответствие ХР заявленным характеристикам;
- соблюдение дизайна и качества проведения работ.

11.1.2. Соблюдение данных принципов обеспечивается Технологической службой ОГ следующими мероприятиями по проверке Исполнителя работ по ОПЗ на соответствие требований настоящих Типовых требований:

- проверкой готовности Исполнителя работ по ОПЗ к проведению работ по ОПЗ;
- проверками проводимых полевых работ по ОПЗ представителями Технологической службы ОГ;
- комиссионными проверками представителями Технологической службы ОГ условий хранения ХР;
- проверкой постоянного учета расхода ХР Исполнителем работ по ОПЗ;
- проверками оснащенности базовых лабораторий представителями Технологической службы ОГ.

11.1.1. Исполнитель работ по ОПЗ, не должен препятствовать проведению проверок Технологической службой ОГ и (или) представителем Технологической службы ОГ как на кустовой площадке, так и на производственной базе. По требованию Технологической службы ОГ и (или) представителя Технологической службы ОГ, Исполнитель работ по ОПЗ должен предоставить всю запрашиваемую информацию, а также возможность проверки специальной техники, производственной базы и базовой лаборатории.

11.1.2. Выбор Исполнителя работ по ОПЗ проводится в соответствии с требованиями Положения Компании № П2-08 Р-0019 «О закупке товаров, работ, услуг».

11.1.3. Проводимые проверки подразделяются на два вида:

- проверка готовности исполнителя работ по ОПЗ к проведению работ по кислотной ОПЗ в соответствии с требованиями данного документа;
- проверка качества оказания услуг по ОПЗ (СТ-*, ВТ-** и БОПЗ***) на скважине.

*Примечание: * операции по воздействию на ПЗП КС, содержащими в себе не более двух типов неорганических кислот, объемы которых рассчитаны исходя из мощности перфорированной зоны пласта.*

*** операции по воздействию на призабойную зону скважины, которые*

предусматривают использование технических жидкостей, позволяющих повысить охват воздействием с помощью применения отклонителей потока, замедлителей реакций, а также реагентов, позволяющих производить генерацию кислот в пласте. Обработка производится стадиями, включающими закачку несколько видов рабочих жидкостей, с построением графика закачки на основании данных от моделирования дизайна ОПЗ.

**** ВТ-ОПЗ, с применением высокопроизводительного насосного оборудования (расход – 1 м³/мин и более при давлении 100 атм), при давлении закачки не превышающим градиент гидроразрыва.*

11.1.4. Проверка готовности проводится на производственной базе Исполнителя работ по ОПЗ после заключения договора на выполнение работ по ОПЗ. Формирование заключения по результатам проверки производится на основании заполненного листа чек-листа (пункт 3 Таблицы 15 настоящих Типовых требований) и дополнительных критериев, установленных ОГ.

11.1.5. Проверка качества оказания услуг по ОПЗ – мероприятие, направленное на контроль соблюдения Исполнителем работ по ОПЗ, во время проведения работ на скважине, требований к:

- охране труда, промышленная безопасность и охрана окружающей среды;
- оборудованию и технологическому процессу;
- контролю качества жидкости;
- регистрации данных;
- выполнению работ.

11.1.6. В зависимости от технологичности проводимых работ, по окончании проверки, заполняется соответствующий чек-лист «Чек-лист проверки кислотной ОПЗ», согласно шаблонам, приведенным в пункте 3 Таблицы 15 настоящих Типовых требований. На основании выявленных замечаний, составляется план корректирующих мероприятий, в котором отражаются все замечания и сроки их устранения. План корректирующих мероприятий направляется на утверждение Исполнителю работ по ОПЗ.

11.1.7. К работе не допускаются КС с неизвестными компонентами и без разрешительной документации к ним. Технологическая служба ОГ не допускает Исполнителя работ по ОПЗ без методики по определению концентрации входящих в КС кислот, в случаях, не предусмотренных настоящими Типовыми требованиями.

11.2. ТРЕБОВАНИЯ К ПРОМЫСЛОВОМУ ОБОРУДОВАНИЮ И ТЕХНИКЕ, ПРИМЕНЯЕМЫМ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ХИМИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ

11.2.1. МИНИМАЛЬНЫЙ ПЕРЕЧЕНЬ ПРОМЫСЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ И ТЕХНИКИ

11.2.1.1. Оснащенность звеньев ОПЗ зависит от технологичности проводимых работ и должна соответствовать минимальному перечню требуемого оборудования и специальной техники по видам ОПЗ ([Приложение 5](#) настоящих Типовых требований).

11.2.2. ТРЕБОВАНИЯ К ЛИНИИ ВЫСОКОГО ДАВЛЕНИЯ И ОБВЯЗКЕ УСТЬЯ СКВАЖИНЫ

11.2.2.1. Технологическая служба ОГ проверяет предоставляемые от Исполнителя работ по ОПЗ все элементы ЛВД на соответствие требований Национального стандарта ГОСТ Р 52203-2004 «Трубы насосно-компрессорные и муфты к ним. Технические условия» либо Государственного стандарта ГОСТ 633-80 «Трубы насосно-компрессорные и муфты к

ним. Технические условия». Обязательным требованием является наличие детального инвентарного списка всех элементов технологических линий обвязки и соединений высокого давления, а также результатов испытаний толщины стенок и испытаний на целостность технологических линий обвязки (магнитная дефектоскопия). Испытания толщины стенок технологических линий обвязки должны быть проведены и задокументированы в соответствии с рекомендациями и требованиями изготовителей элементов технологических линий обвязки.

11.2.2.2. Допускается монтаж оборудования при ОПЗ на устье скважины в соответствии со схемой, утвержденной техническим Руководителем Исполнителя работ по ОПЗ и согласованной с Технологической службой ОГ, и соответствующей требованиям федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденных приказом Ростехнадзора от 15.12.2020 № 534. Обвязка устья скважины должна предусматривать герметизацию межтрубного пространства (НКТ и (или) затрубное пространство).

11.2.2.3. В процессе проведения операции на скважине, запорная арматура должна быть оборудована штурвалами управления. Эксплуатация запорной арматуры с неустановленными штурвалами запрещается.

11.2.2.4. После обвязки устья скважины необходимо опрессовать нагнетательные трубопроводы на полуторакратное ожидаемое рабочее давление (п. 651 федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденных приказом Ростехнадзора от 15.12.2020 № 534, но, не превышая величины рабочего давления, указанного Заводом-изготовителем в паспорте запорной арматуры. Работоспособность обратного клапана также проверяется перед проведением работы (система должна держать не менее 70 % от номинального давления в течение 2 минут).

11.2.2.5. При проведении БОПЗ катушка (фланец) – трубодержатель для подвески колонны НКТ и герметизирующая катушка, опрессовывается на устье скважины, на давление опрессовки эксплуатационной колонны. Результат опрессовки фиксируется в станции управления или контроля, с указанием в ней даты и времени проведения операции, номера скважины.

11.2.2.6. В случаях демонтажа и монтажа устьевого оборудования по технологическим причинам в процессе ОПЗ скважин, производится повторная опрессовка с повторным фиксированием информации в станции управления или контроля.

11.2.2.7. На смонтированное оборудование необходимо иметь следующие документы:

- паспорта изготовителей (копии) на применяемое устьевое оборудование (задвижка высокого давления, катушка (фланец) – трубодержатель для подвески колонны НКТ, герметизирующая катушка и т.п.) – БОПЗ;
- паспорта на все элементы ЛВД, применяемые в технологической обвязке и соединениях высокого давления;
- акт на опрессовку (по форме, установленной у Исполнителя работ по ОПЗ) всех элементов обвязки устья скважины, работающих под давлением, в условиях мастерской на рабочее давление, в том числе кран высокого давления, обратный клапан и ЛВД;
- результаты магнито-порошковой дефектоскопии и ультразвуковой толщинометрии на все элементы ЛВД и элементы обвязки устья скважины, работающие под давлением.

11.2.2.8. Опрессовочные испытания элементов ЛВД на максимальное рабочее давление, а также дефектоскопия и толщинометрия, должны проводиться не реже, чем 1 раз в 12 месяцев. Все элементы ЛВД и устьевой арматуры должны иметь идентификационные

номера, указанные в паспорте и нанесенные тиснением на металлические бандажные ремни. При проведении БОПЗ, СТ-ОПЗ и ВТ-ОПЗ обязательно наличие детального инвентарного списка всех элементов технологической обвязки и соединений высокого давления.

11.2.2.9. Обязательным для проверки является наличие результатов опрессовки на максимальное рабочее давление всех элементов обвязки, работающих под давлением, в случае проведения кислотной матричной обработки пласта, опрессовку всех элементов обвязки ЛВД необходимо производить на давление не ниже максимально допустимого давления закачки насосного агрегата и не выше максимального рабочего давления, указанного производителем. Испытания должны проводиться не реже одного раза в 12 месяцев в условиях производственной базы.

11.2.2.10. На нагнетательной линии и устьевой арматуре не допускается наличие резьбовых соединений, не предназначенных для высокого давления.

11.2.2.11. При вводе в эксплуатацию новых элементов ЛВД необходимо провести опрессовку на максимальное рабочее давление, указанное производителем, в паспорте соответствующего элемента ЛВД, проводить испытания в лаборатории неразрушающегося контроля, при наличии подтверждающих документов (паспортов), не требуется. Первые испытания новых ЛВД в лаборатории неразрушающегося контроля необходимо проводить не позднее 12 месяцев со дня ввода в эксплуатацию (дата первой опрессовки на максимальное рабочее давление).

11.2.2.12. Быстроразъемные соединения с наростами металла на выступах более 5 мм, отслаивающимся и расщепляющимся металлом, должны быть немедленно промаркированы краской, выведены из эксплуатации для последующего ремонта либо утилизации.

11.2.2.13. Для проведения ОПЗ, Технологическая служба ОГ проверяет Исполнителя работ по ОПЗ на наличие двойной системы изоляции устья. Запрещается устанавливать циркуляционные тройники между двумя устьевыми задвижками. Двойная система изоляции устья должна быть расположена последовательно.

11.2.2.14. Запрещается применение задвижек игольчатого типа на основной технологической линии, насосах и линии затрубного пространства. Перед началом работы Технологическая служба ОГ обеспечивает их демонтаж.

11.2.2.15. На основной линии подачи, после насосного агрегата, необходимо установить по порядку обратный клапан и шаровый кран (кран высокого давления и (или) запорная арматура) на максимально близком расстоянии от устья, на поверхности земли в комплекте со стравливающими тройниками. Обратный клапан должен комплектоваться манометром либо датчиком давления, для возможности оценки его работоспособности, в случае отсутствия возможности установки манометра и (или) датчика давления в обратном клапане, необходимо предусмотреть место для установки в ЛВД после обратного клапана. Типовые схемы сборки нагнетательной ЛВД и расстановки оборудования при проведении СТ-ОПЗ и ВТ-ОПЗ ПЗП приведены в пунктах 4 и 5 Таблицы 15.

11.2.2.16. Если необходим соединитель НКТ (для соединения ЛВД напрямую с НКТ в скважине), то необходимо использовать твердое целостное соединение. Применение резьбового двухэлементного соединителя запрещено.

11.2.2.17. При проведении ОПЗ, где используется забойный пакер и необходимо поддерживать избыточное давление в затрубном пространстве, требуется применение предохранительного клапана на затрубной линии. Предохранительный клапан должен быть установлен и протестирован до начала закачки в скважину. Ведется фиксация установленного в плане работ и тестируемого давления (в случае проведения испытания при давлении выше установленного) в станции управления, либо на выносном табло. Линия

поддержания давления в затрубном пространстве должна быть оснащена неразъемным фланцевым соединением и регулируемым предохранительным клапаном. После монтажа проводится опрессовка затрубной линии с проверкой срабатывания предохранительного клапана и записью данных в станции управления или контроля.

11.2.2.18. Запрещено использовать шланги высокого давления на нагнетательной линии (независимо от их характеристик) для закачивания любых типов жидкостей при проведении обработки на скважинах. Жидкости, типа ксилола, толуола и ВР могут оказывать вредный эффект на определенные резиновые составы и таким образом определить время наработки шланга становится невозможным.

11.2.2.19. Не допускается наличие видимых утечек где-либо в линии закачки, насосах или устьевом оборудовании до начала закачки. Единственная допустимая утечка во время прокачки – капли из дренажного отверстия быстроразъемного соединения. В случае непрерывной течи из дренажного отверстия, остановить которую не удастся, закачка должна быть немедленно прекращена.

11.2.2.20. Запрещается устанавливать ЛВД на землю. При монтаже использовать деревянные подушки размером не менее 50х50х20 см.

11.2.3. ТРЕБОВАНИЯ К ЕМКОСТЯМ ДЛЯ ТРАНСПОРТИРОВКИ И ХРАНЕНИЯ КИСЛОТ И КИСЛОТНЫХ СОСТАВОВ

11.2.3.1. Все технологические емкости, используемые для транспортировки, закачки и хранения КС и (или) химических составов, должны быть паспортизированы и оборудованы уровнемерами (механическими или электронными) и метрштокам с тарифовочными таблицами (паспорта, а также результаты поверки должны быть в наличии). Объем и последовательность периодических проверок электронных уровнемеров должны быть установлены в ТУ на приборы конкретного типа. На всех емкостях должно быть установлено защитное приспособление от падения в соответствии с требованиями охраны труда при работе на высоте, как на рабочей площадке емкости, так и при подъеме на нее. Во избежание накопления статического электричества оборудование и емкости должны быть заземлены.

11.2.3.2. Все выходы емкости для ОПЗ должны быть оборудованы задвижками и заглушками для предотвращения розливов технологической жидкости, жидкостей на углеводородной основе, кислот и т.д. В обязательном порядке должны комплектоваться стационарными или погружными пробоотборниками для целей безопасного отбора КС.

11.2.3.3. Технологические емкости для транспортировки или хранения кислот, КС и ХР должны иметь кислотостойкое внутреннее покрытие, либо должны быть выполнены из материалов, исключаяющих реакцию с кислотой, КС и ХР, в том числе с хлоридом аммония. В паспорте на емкость в обязательном порядке должна быть прописана информация о допустимых средах для хранения и транспортировки. Допустимые внутренние покрытия емкостей для кислоты:

- эпоксидное покрытие;
- резиновое покрытие;
- стеклопластиковое покрытие;
- и другие кислотостойкие покрытия.

11.2.3.4. Состояние внутреннего покрытия емкостей для транспортировки кислоты КС необходимо проверять раз в полгода, и при необходимости ремонтировать, если это возможно, проводить очистку емкостей с периодичностью 1 раз в 30 календарных дней, или чаще, в зависимости от интенсивности использования. Очистку емкостей необходимо фиксировать в специальном журнале (ведется в свободной форме), с указанием даты, фамилии, имени, отчества ответственного исполнителя, номера кислотного агрегата и (или)

кислотоваза и емкости. Данное требование относится также и для емкостей хранения ХР на кустовой площадке.

Необходимая документация на емкости для хранения или транспортировки емкости:

- паспорт на емкость, с указанием разрешенных для транспортировки и (или) хранения сред, инвентарного и заводского номера;
- заводская тарифовочная таблица (обычно является приложением к паспорту);
- действующее свидетельство о поверке. Заводской номер должен совпадать с номером, указанным в паспорте Завода-изготовителя;
- график зачистки емкости (допускается один на весь парк техники с указанием гос.номеров, либо заводского номера);
- акт зачистки емкости (в форме, утвержденной в Технологической службе ОГ);
- акт еженедельной промывки емкости (в форме, утвержденной в Технологической службе ОГ);
- акт осмотра внутреннего покрытия (кроме цельных емкостей, т.е. емкостей уже изготовленных из кислотостойких материалов, без какого-либо покрытия), по форме в форме, утвержденной в Технологической службе ОГ. Осмотр производится один раз в шесть месяцев.

Установка емкостей с кислотой или углеводородами на кустовой площадке должна производиться следующим образом:

- для емкостей на колесной базе – емкости должны устанавливаться так, чтобы уклон образовывался в сторону сливной задвижки. Расстояние от устья скважине, не менее 10 м. Расстояние между емкостями не должны быть меньше 1 м;
- для стационарных вертикальных емкостей – должны устанавливаться на ровной поверхности с использованием деревянных подушек. Уклон в какую-либо сторону не допускается. Расстояние от устья скважине, не менее 25 м. Расстояние между емкостями не должны быть меньше 1 м;
- для емкостей с углеводородами – при приготовлении и применении жидкости на углеводородной основе запрещается установка емкостей на расстоянии, менее 10 м от устья скважины.

11.2.3.5. В случае проведения ОПЗ с использованием подпорного насоса, расстояние от подпорного насоса до стационарных емкостей должно быть, не менее 5 м.

11.2.4. ТРЕБОВАНИЯ К НАСОСНОМУ ОБОРУДОВАНИЮ И РЕГИСТРАЦИИ ДАННЫХ

11.2.4.1. Насосный агрегат для проведения ОПЗ должен быть в кислотостойком исполнении и обеспечивать требуемые минимальный и максимальные расходы. В случае проведения СТ-и ВТ- ОПЗ допускается использовать агрегаты типа СИН-32 оснащенные вспомогательным трубопроводом (ЛВД).

11.2.4.2. Насосные установки, используемые для проведения ОПЗ, должны подбираться в соответствии с дизайном на проведение работ. Технологическая служба ОГ останавливает проведение ОПЗ в случае, если оборудование Исполнителя работ по ОПЗ не позволяет выполнить работу в соответствии с параметрами дизайна.

11.2.4.3. При расстановке спецтехники на месте производства работ необходимо соблюдать следующие условия и расстояния:

- агрегаты устанавливаются кабинами от устья скважины;
- передвижные насосные установки – не менее 10 м от устья скважины. В местах соединений ЛВД с насосными установками, а также с кислотовозами, емкостями

с кислотой либо жидкостями на углеводородной основе, в обязательном порядке должны быть расположены экологические поддоны, с целью не допуская разлива технологических жидкостей;

- подпорный насос – не менее 20 м от устья скважины.

11.2.4.4. Во избежание накопления статического электричества, все оборудования и емкости должны быть заземлены.

11.2.4.5. Все шланги, отходящие от емкостей на насос должны быть в хорошем состоянии, без видимых разрывов, трещин на внешнем резиновом покрытии шланга. Используемые шланги должны соответствовать Межгосударственному стандарту ГОСТ 5398-76 «Рукава резиновые напорно-всасывающие с текстильным каркасом неармированные. Технические условия», в части перекачки растворов кислот. Проведение работ с использованием растворов кислот, с концентрацией более 20 %, требует использование альтернативных напорно-всасывающих рукавов, с возможностью прокачки кислот соответствующей концентрации. Использовать напорно-всасывающий рукав в линии нагнетания насосного агрегата или насоса высокого давления строго запрещено. Все насосы высокого давления, шланги, линия закачки, манифольд (и его части) и подпорный насос должны быть чистыми перед закачкой.

11.2.4.6. Дополнительное защитное покрытие раздаточных шлангов необходимо только в случае проведения БОПЗ с использованием подпорного насоса (от подпорного насоса на насос высокого давления). При проведении СТ- и ВТ-ОПЗ, защитное покрытие необходимо только на участке стравливания давления в емкость типа СИН-32, в остальных случаях не требуется.

11.2.4.7. На всех насосах в обязательном порядке должны быть установлены обратный и стравливающий клапаны.

11.2.4.8. Требования к замеру параметров проведения ОПЗ и регистрации данных.

Во время проведения ОПЗ в обязательном порядке должны регистрироваться следующие параметры закачки:

- давление закачки (атм);
- мгновенный расход (л/сек);
- накопленный расход (м³);
- время закачки (час);

Оснащенность звена ОПЗ, в части замера обязательных параметров, будет зависеть от технологичности проводимых работ, а точнее:

Замер расхода прокачиваемой жидкости:

- при СТ-ОПЗ допускается замер расхода через штатную систему регистрации данных, т.е. счетчик числа ходов поршня. Не запрещается использование магнитного или турбинного расходомеров. При проведении работ в обязательном порядке должен производиться дополнительный контроль расхода с использованием поверенного метрштока с тарифовочной таблицей;
- при ВТ-ОПЗ и БОПЗ в обязательном порядке должен использоваться основной и дублирующий расходомеры. В качестве основного должен использоваться турбинный или магнитный расходомер. Дублирующим может выступать штатная система регистрации данных (счет числа ходов поршня). В случае проведения БОПЗ с использованием подпорного насоса, вход и выход должны оборудоваться двумя расходомерами турбинного либо магнитного типа.

Замер давления:

- при проведении СТ-ОПЗ замер давления производится с помощью одного датчика давления, установленного на насосном агрегате и манометра. Показания датчика давления выводятся на пульт-регистратор* насосного агрегата. Для опрессовки обратного клапана используется манометр, устанавливаемый в обратном клапане. В случае проведения ОПЗ с использованием пакерно-якорного оборудования, в обязательном порядке должен быть предусмотрен датчик давления на затрубном пространстве с выводом показаний на пульт-регистратор. Допускается использование дистанционного электронного датчика давления, с возможностью передачи данных в электронном формате и синхронизации их с данными пульта-регистратора;

Примечание. оборудование выполняющее измерение и отображение рабочих параметров насосной установки (давление, мгновенный расход, уровень жидкости в емкости и др.).*

- при проведении БОПЗ и ВТ-ОПЗ замер производится при помощи двух электронных датчиков давления, установленных в линии закачки. Один до обратного клапана, второй после. В случае проведения ОПЗ с использованием пакерно-якорного оборудования, в обязательном порядке должен быть предусмотрен датчик давления на затрубном пространстве.

Все регистрируемые параметры при проведении БОПЗ и ВТ-ОПЗ должны выводиться в графическом виде на выносной дисплей, т.е. можно было видеть параметры от начала работы и до конца. В случае проведения СТ-ОПЗ, допускается вывод параметров на пульт-регистратор или цифровое табло. По окончании работы, в независимости от технологичности ОПЗ, параметры закачки должны быть доступны в электронном виде и предоставлены в отчете по ОПЗ в согласованное с Технологической службой ОГ время.

11.2.4.9. Требования к насосному оборудованию при проведении БОПЗ.

Каждый насосный агрегат высокого давления должен быть оборудован действующей системой аварийного отключения при превышении максимального установленного давления, а также аварийным стравливающим клапаном. Система аварийного отключения должна быть испытана до начала любых работ по закачке. Использование датчиков давления расположенных в технологической линии в качестве системы аварийного отключения не допускается. В случае неудовлетворительной работы хотя бы одной аварийной системы проведение операции должно быть остановлено до восстановления работоспособности. В случае если используется механическая система аварийного отключения, на кустовой площадке Технологической службе ОГ необходимо предоставить акт в свободной форме на испытание работы системы, а также паспорт на сам механизм. Работоспособность системы должна проводиться не реже одного раза в квартал.

Насосный агрегат должен обеспечивать расход, не менее 1 м³/мин при давлении 100 атм. Должен быть укомплектован пультом дистанционного управления, в случае если используется звено БОПЗ с подпорным насосом и станции управления или контроля. В случае, если используется высоконапорный насосный агрегат без станции управления и подпорным насосом, то требования в части оснащенности должны соответствовать требованиям к насосному оборудованию при проведении ВТ-ОПЗ.

Подпорный насос должен быть оснащен двумя расходомерами на входе и двумя расходомерами на выходе. Контроль расхода смеси должен осуществляться по показаниям расходомеров магнитного, кориолисового или турбинного типа.

Необходимо оснастить всасывающую линию насосного агрегата (выход с подпорного насоса) шлангами, с максимальным рабочим давлением не ниже 10 атм. Шланги на выходе с подпорного насоса должны быть опрессованы на максимальное рабочее давление не реже одного раза в 12 месяцев с составлением соответствующего акта в свободной форме,

и должны иметь идентификационные номера, нанесенные тиснением на металлические бандажные ремни. Документация должна храниться в станции управления или контроля и быть доступной для проверки представителем ОГ. Соединения шлангов на всасывающей линии должны быть оснащены двумя хомутами или обжаты на специальном оборудовании типа «King Nipple», также шланги на входе и выходе с подпорного насоса должны иметь отличительные черты, с целью снижения риска их перепутать. Все подающие шланги подпорного насоса должны быть в специальных оболочках, а также должно быть дополнительное кислотостойкое покрытие приемных шлангов насосного агрегата, с креплением при помощи хомутов. Все шланги, отходящие от емкостей с кислотой на подпорный насос и (или) насосный агрегат, должны быть в хорошем состоянии, без видимых разрывов, трещин на внешнем резиновом покрытии шланга.

Обязательным требованием является наличие одного 4-дюймового шланга от подпорного насоса к основному манифольду на каждый 1 м³/мин расхода смеси, а также одного запасного 4-дюймового шланга.

Обязательным минимальным требованием является наличие двух 4-дюймовых шлангов от каждой технологической емкости до приема подпорного насоса.

Перед отправкой спецтехники на место проведения работ необходимо убедиться, что все оборудование, включая насосный агрегат, подпорный насос в состоянии обеспечить необходимую скорость закачки. Перед началом операции следует проверить все тахометры и расходомеры, отклонения и (или) погрешности в показаниях не должны превышать 5 % в сравнении с объемным методом, выполнив циркуляционный тест.

11.2.4.10. Требования к насосному оборудованию при проведении СТ-, ВТ-ОПЗ.

Каждый насосный агрегат должен быть в кислотостойком исполнении и оборудован действующей системой аварийного отключения при превышении максимального установленного давления. Данная система должна испытываться, не реже одного раза в квартал с составлением акта. В обязательном порядке насосный агрегат должен быть оборудован действующим пультом-регистрации с возможностью записи и передачи следующих показаний:

- давление (атм);
- мгновенный расход (л/сек);
- накопленный расход (м³);
- время (час);
- уровень в емкости (м³).

Все раздающие и циркуляционные шланги должны быть в кислотостойком исполнении, с обязательным наличием подтверждающего документа – паспорта. Допускается использование кислотного агрегата без установленной на шасси кислотостойкой емкости. При подъеме на емкость агрегата, либо на палубу, должно быть установлено защитное приспособление от падения, также должно быть обеспечено освещение палубы и емкости.

Насосный агрегат должен быть укомплектован:

- палубным манифольдом, включающим в себя кран высокого давления, стравливающий кран, предохранительный клапан;
- вспомогательным трубопроводом, соответствующим требованиям Государственного стандарта ГОСТ 633-80 «Трубы насосно-компрессорные и муфты к ним. Технические условия» или Национального стандарта ГОСТ Р 52203-2004 «Трубы насосно-компрессорные и муфты к ним. Технические условия»;

- в случае использования насосного агрегата типа СИН-32 (с установленной кислотостойкой емкостью), должен быть укомплектован электронным уровнемером, а также метрштоком с тарифовочной таблицей и (или) графиком для установленной на нем емкости. Емкость должна соответствовать требованиям подраздела 11.2.3 настоящих Типовых требований;
- индикатором направления ветра;
- манометром, с действующей поверкой;
- электронным датчиком давления.

11.3. ОСНОВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К ПЕРСОНАЛУ И БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ХИМИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКЕ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ

11.3.1. Персонал звена ОПЗ должен быть обучен и аттестован в соответствии с требованиями охраны труда и промышленной безопасности ЛНД ОГ, нормативно-правовых актов и федеральных законов в области промышленной безопасности опасных производственных объектов.

11.3.2. Зона проведения работ по ОПЗ должна быть ограждена барьерной лентой. Перед входом в опасную зону необходимо устанавливать аншлаг (информационный щит) с информацией «Опасная зона» и «Высокое давление». Перед началом работ ответственный инженерно-технический работник должен провести подробный инструктаж с бригадой и представителем Технологической службы ОГ, оформить документально и подписать всеми присутствующими.

11.3.3. В течение всего времени проведения работ должен быть установлен индикатор направления ветра (ветряной конус). Емкости с кислотой и кислотные насосы должны быть расположены против направления ветра или при боковом ветре от устья скважины.

11.3.4. При проведении КО в объеме, превышающем 10 м³, необходимо наличие экстренного душа, оснащенного разбрызгивающей насадкой, с запасом воды не менее 200 л.

11.3.5. Требования безопасности при хранении кислот и ХР.

11.3.6. Безопасное хранение кислот и ХР на производственной базе, должно осуществляться в соответствии с требованиями Федерального закона от 21.07.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» и федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности химически опасных производственных объектов», утвержденных приказом Ростехнадзора от 07.12.2020 № 500, а также ПБ на каждый ХР (в том числе кислот).

11.3.7. Общие требования к хранению ХР и кислот:

- хранение ХР в бочках и кубовых емкостях в закрытом складском помещении или на открытой площадке с навесом от осадков и солнечных лучей;
- хранение ХР в мешках в закрытом складском помещении или контейнере;
- твердое покрытие площадки для хранения ХР;
- теплый склад для ХР (кроме кислот), в случае если это необходимо;
- наличие системы приточно-вытяжной вентиляции, в закрытых складских помещениях;
- складские помещения должны быть оборудованы взрывобезопасным освещением и системой контроля газовоздушной среды, для своевременного обнаружения паров кислоты в воздухе;
- помещение или огражденная площадка, где хранятся ХР, должна быть закрыта на замок. Вывешены соответствующие запрещающие, предупредительные и предписывающие знаки согласно Межгосударственному стандарту

ГОСТ 12.4.026-2015 «Система стандартов безопасности труда. Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная. Назначение и правила применения. Общие технические требования и характеристики. Методы испытаний»;

- на мешках, бочках и кубовых емкостях должны быть информационные таблички, с указанием наименования реагента, номера партии и даты изготовления;
- внутренняя поверхность бочек и кубовых емкостей с ХР не должна быть загрязнена. На поверхности и в объеме ХР не должно быть загрязняющих веществ;
- все бочки и емкости с ХР и кислотами должны быть герметично закрыты для исключения попадания в воздух ядовитых паров. Исключением является момент набора реагента, в случае если это не автоматизировано;
- наличие нейтрализующих реагентов, согласно ПБ и ТУ, на каждый вид ХР и кислоты.

В производственных помещениях, хранилищах химически опасных веществ, местах, где проводят работу с химически опасными веществами, следует иметь аварийный комплект средств индивидуальной защиты, а также средства для локализации аварийной ситуации и оказания первой помощи пострадавшим в случае аварийной ситуации (душ или ванна самопомощи, раковина самопомощи). В обязательном порядке устанавливается станция промывки глаз.

Для сохранения физико-химических свойств реагенты и кислоты должны храниться в соответствии с требованиями на хранение, установленными в ТУ или ГОСТ на каждый ХР и кислоту.

11.3.8. Контроль газо-воздушной среды на месте производства работ, а также в местах хранения ХР.

Контроль состояния газо-воздушной среды должен осуществляться в соответствии с требованиями:

- федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденных приказом Ростехнадзора от 15.12.2020 № 534;
- ИБТВ 1-087 «Отраслевая инструкция по контролю воздушной среды на предприятиях нефтяной промышленности»;
- Межгосударственного стандарта ГОСТ 12.1.005-88 «Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны».

11.3.9. Технологическая служба ОГ должна обеспечить требования безопасности при работе в стационарной лаборатории в соответствии с Методическими рекомендациями ПНД Ф 12.13.1-03 «Техника безопасности при работе в аналитических лабораториях (Общие положения)» и Правилами по охране труда при использовании отдельных видов химических веществ и материалов, при химической чистке, стирке, обеззараживании и дезактивации, утвержденными приказом Минтруда России от 27.11.2020 № 834н.

11.4. ПРОВЕДЕНИЕ ЛАБОРАТОРНЫХ ТЕСТОВ НА БАЗЕ ИСПОЛНИТЕЛЯ РАБОТ ПО ОБРАБОТКЕ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ

11.4.1. ПОРЯДОК ПРОВЕДЕНИЯ ТЕСТИРОВАНИЙ КИСЛОТНЫХ СОСТАВОВ В БАЗОВОЙ ЛАБОРАТОРИИ ИСПОЛНИТЕЛЯ РАБОТ ПО ОБРАБОТКЕ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ

11.4.1.1. Перед началом работ по химической ОПЗ Технологическая служба ОГ получает от Исполнителя работ по ОПЗ результаты проверки ХР на соответствие реагентов ТУ и требованиям настоящих Типовых требований, таких как тесты для концентрированной и разбавленных кислот, тестирование воды для разбавления кислоты на содержание железа,

тесты на совместимость пластовой жидкости с применяемой кислотой, определяется коррозионная агрессивность рабочего КС и при необходимости тестирование пластовых флюидов на совместимость с отклонителем.

11.4.1.2. Для проведения тестов, указанных в разделе 11.4.1.1 настоящих Типовых требований необходимо руководствоваться методиками, установленными в [Приложении 4](#) настоящих Типовых требований.

11.4.1.3. Качество всех составов для химической обработки ПЗП, используемых при проведении ВТ-ОПЗ, БОПЗ на месторождениях ПАО «НК «Роснефть», должно подтверждаться отчетами о проведенных ЛИ Исполнителя работ по ОПЗ для каждой скважины, планируемой под химическую ВТ-ОПЗ, БОПЗ.

11.4.1.4. Качество всех составов для химической обработки ПЗП, используемых при проведении СТ-ОПЗ на месторождениях ОГ, должны подтверждаться отчетами о проведенных ЛИ Исполнителем работ по ОПЗ в объеме не менее чем для 52 скважин (скважино-операций) в год, с равномерным распределением количества тестирований в течение года, согласно производственных программ ОГ по СТ-ОПЗ. В случае, если объем работ по СТ-ОПЗ в ОГ составляет менее 52 скважин в год, ЛИ на базе Исполнителя работ по ОПЗ проводится для каждой скважины, планируемой под химическую СТ-ОПЗ (аналогично п. 11.4.1.3 настоящих Типовых требований).

11.4.1.5. Реагенты должны быть проверены на соответствие требованиям ТУ и настоящих Типовых требований. Обязательно проводятся тесты для концентрированной и разбавленных кислот (определение концентрации кислоты, содержание железа в поставляемой кислоте), тестирование воды для разбавления кислоты на содержание железа, тесты на совместимость пластовой жидкости с применяемой кислотой, определяется коррозионная агрессивность рабочего КС и при необходимости тестирование пластовых флюидов на совместимость с отклонителем.

11.4.1.6. Отчеты с результатами ЛИ должны сопровождаться цифровыми фотографиями.

11.4.1.7. Сроки предоставления отчета с результатами ЛИ закрепляются в договоре на проведение работ по химическим ОПЗ с Исполнителем работ по ОПЗ.

11.4.1.8. Перечень исследований для рабочих КС, которые необходимо проводить в лаборатории на базе Исполнителя работ по ОПЗ, представлен в Таблице 13.

Таблица 23

Перечень контролируемых физико-химических свойств рабочих растворов КС на базе Исполнителя работ по ОПЗ перед проведением работ

№	НАИМЕНОВАНИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ
1	Внешний вид
2	Массовая доля кислоты, в пересчете на соляную кислоту (для солянокислотного состава)
3	Массовая доля кислот, входящих в глинокислотный состав (для глинокислотного состава)
4	Стабильность КС в присутствии и отсутствии ионов трехвалентного железа в концентрации 5000ppm и 2000ppm
5	Плотность при + 20 °С
6	Коррозионная агрессивность модифицированного рабочего раствора КС
7	Тест на совместимость с: <ul style="list-style-type: none"> ▪ пластовыми флюидами (нефть, вода); ▪ технической водой для приготовления рабочего раствора (в случае если для ОПЗ применяется не товарная форма кислоты, а раствор);

№	НАИМЕНОВАНИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ
	<ul style="list-style-type: none">раствором жидкости глушения и (или) блок-пачкой;буферной пачкой

11.4.2. ТЕСТЫ ДЛЯ КОНЦЕНТРИРОВАННОЙ И РАЗБАВЛЕННЫХ КИСЛОТ

11.4.2.1. Необходимо проводить проверку крепости (концентрации) кислоты. Тесты на концентрацию кислоты должны проводиться с каждой новой партией, получаемой от Поставщика концентрированной (товарной) кислоты, а разбавленную кислоту требуется тестировать перед каждой отправкой на месторождение (если применимо).

11.4.2.2. Для приготовления проб для смешанной (разбавленной) кислоты, необходимо руководствоваться [Приложением 4](#) настоящих Типовых требований для определения порядка смешивания концентрированной соляной кислоты и глиноуксусной с водой и добавками.

11.4.2.3. Необходимо проверить цвет и прозрачность кислоты. Цвет кислоты может меняться от бесцветного до желтого и кислота не должна содержать каких-либо твердых примесей.

11.4.2.4. Тест на определение концентрации выполняется под вытяжкой при достаточном освещении. При этом необходимо иметь на себе все необходимые средства индивидуальной защиты в соответствии с документом: «Типовые нормы бесплатной выдачи сертифицированных специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты работникам, занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением, в организациях нефтегазового комплекса».

Примечание: После получения каждой новой партии кислоты необходимо произвести отбор проб этой кислоты и её титрование.

11.4.2.5. Методика проведения тестирования указан в [Приложении 4](#) настоящих Типовых требований в зависимости от типа КС.

11.4.3. ТЕСТЫ НА СОВМЕСТИМОСТЬ ПЛАСТОВОЙ ЖИДКОСТИ С ПРИМЕНЯЕМЫМ КИСЛОТНЫМ СОСТАВОМ

11.4.3.1. Совместимость пластовых жидкостей (а также других закачиваемых флюидов, например, между HCl и KCl) должна быть проверена Исполнителем работ по ОПЗ до закачки жидкостей в пласт, таких как: растворы ТКРС, растворители, растворы ГРП и кислотные растворы. Проверив совместимость пластовых жидкостей, воды и нефти, можно минимизировать риск возникновения, блокирующего проницаемость осадка, эмульсии и различного рода отложений.

11.4.3.2. Методики проведения тестирования указаны в [Приложении 4](#) настоящих Типовых требований.

11.5. ПРОВЕДЕНИЕ ТЕСТИРОВАНИЯ В ПОЛЕВОЙ ЛАБОРАТОРИИ ИСПОЛНИТЕЛЯ РАБОТ ПО ОБРАБОТКЕ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ

11.5.1. ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОНЦЕНТРАЦИИ КИСЛОТНЫХ СОСТАВОВ В ПОЛЕВОЙ ЛАБОРАТОРИИ

11.5.1.1. Перед началом работ по химической ОПЗ на месторождении в полевой лаборатории проверяется концентрация рабочего раствора кислоты, технологические свойства, в том числе нестандартных жидкостей (кислотные эмульсии, пены, отклонители).

11.5.1.2. Тесты на определение концентрации разбавленной кислоты должны проводиться Исполнителем работ по ОПЗ перед каждой обработкой, на которой предусмотрен полевой контроль качества КС.

11.5.1.3. Методика проведения тестирования указана в [Приложении 4](#) настоящих Типовых требований в зависимости от типа КС.

11.5.2. ТЕСТЫ НА СОВМЕСТИМОСТЬ ОТДЕЛЬНО ВЗЯТЫХ ПЛАСТОВЫХ ЖИДКОСТЕЙ С ПРИМЕНЯЕМЫМ КИСЛОТНЫМ СОСТАВОМ

11.5.2.1. Полевой тест на совместимость должен проводиться с теми же пластовыми жидкостями, взятыми из намеченного для обработки интервала, которые были протестированы в стационарной лаборатории на базе Исполнителя работ по ОПЗ на предмет совместимости перед отправкой кислоты на месторождение. Тесты на совместимость с остальными растворами, которые потребуются для обработки (раствор KCl, т.д.), должны быть проведены с использованием проб, взятых на кустовой площадке. Процедура проведения теста в полевой лаборатории на совместимость кислоты с пластовыми жидкостями установлена в [Приложении 4](#) настоящих Типовых требований. Для теста на образование осадка в полевой лаборатории использовать сито 100 меш (150 мкм). Объем тестирования состоит из следующих тестов (но, не ограничен только ими):

- тест на стабильность кислоты;
- тест на стабилизацию железа;
- тест на образование эмульсии;
- тест на образование осадка.

11.5.2.2. Методики проведения тестирования указаны в [Приложении 4](#) настоящих Типовых требований.

12. КОНТРОЛЬ ПАРАМЕТРОВ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН ПОСЛЕ ПРОВЕДЕНИЯ ХИМИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ, АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ

12.1. При оценке технологического и экономического эффекта от ОПЗ Технологической службе ОГ необходимо руководствоваться Методическими указаниями Компании № П1-01.03 М-0101 «Оценка экономической эффективности геолого-технических мероприятий на этапе планирования и мониторинга производственной программы» и Типовыми требованиями Компании № П1-01.03 ТТР-0013 «Подбор скважин-кандидатов на обработку призабойной зоны пласта на добывающем фонде нефтяных скважин».

12.2. Оценка технологической эффективности обработок проводится Технологической службой ОГ. Для обеспечения системного контроля процесса выполнения и последующего анализа эффективности работ по химической ОПЗ необходимо обеспечить постоянную фиксацию, сбор и системное хранение в ОГ следующего необходимого минимума информации, относящегося процессу проведения химической ОПЗ:

- дизайн обработки (плановый, фактический);
- отчеты по результатам геолого-физических и гидродинамических исследований скважины на скважине до и после обработки, при наличии;
- план работ по ОПЗ;
- отчеты по результатам тестирования технологических жидкостей:
 - ♦ предварительные тесты (в стационарной лаборатории);
 - ♦ перед обработкой (на месторождении в полевой лаборатории).
- полевой отчет по форме, установленной в ОГ о проведении обработки, содержащий следующий минимум данных:
 - ♦ объемы приготовленных рабочих жидкостей;
 - ♦ объемы закачанных в пласт жидкостей;
 - ♦ объем израсходованных ХР;
 - ♦ краткое хронологическое описание подготовительных, основных и заключительных работ при ОПЗ;
 - ♦ данные по давлению и скорости закачки (в цифровом виде со станции управления без изменения шага фиксации данных по времени).
- заполненный Технологической службой ОГ «Кислотный лист» (пункт 6 Таблицы 15);
- данные по освоению скважины после ОПЗ;
- динамика показателей режима работы скважины: дебит нефти, дебит жидкости, коэффициент продуктивности, обводненность, динамический уровень, забойное давление, пластовое давление, тип и параметры глубинно насосного оборудования.

13. ССЫЛКИ

1. Федеральный закон от 21.07.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».
2. Приказ Ростехнадзора от 07.12.2020 № 500 «Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности химически опасных производственных объектов».
3. Приказ Ростехнадзора от 15.12.2020 № 534 «Об утверждении федеральных нормы и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».
4. Приказ Минтруда России от 27.11.2020 № 834н «Об утверждении Правил по охране труда при использовании отдельных видов химических веществ и материалов, при химической чистке, стирке, обеззараживании и дезактивации».
5. Государственный стандарт ГОСТ 633-80 «Трубы насосно-компрессорные и муфты к ним. Технические условия».
6. Межгосударственный стандарт ГОСТ 857-95 «Кислота соляная синтетическая. Технические условия».
7. Межгосударственный стандарт ГОСТ 1770-74 (ИСО 1042-83, ИСО 4788-80) «Посуда мерная лабораторная стеклянная. Цилиндры, мензурки, колбы, пробирки. Общие технические условия».
8. Межгосударственный стандарт ГОСТ 2.114-2016 «Единая система конструкторской документации. Технические условия».
9. Межгосударственный стандарт ГОСТ 2477-2014 «Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды».
10. Государственный стандарт ГОСТ 3118-77* (СТ СЭВ 4276-83) «Реактивы. Кислота соляная. Технические условия».
11. Межгосударственный стандарт ГОСТ 3773-72 «Реактивы. Аммоний хлористый. Технические условия».
12. Межгосударственный стандарт ГОСТ 3760-79 «Реактивы. Аммиак водный. Технические условия».
13. Государственный стандарт ГОСТ 4147-74 «Реактивы. Железо (III) хлорид 6-водный. Технические условия».
14. Межгосударственный стандарт ГОСТ 4212-2016 «Реактивы. Методы приготовления растворов для колориметрического и нефелометрического анализа».
15. Межгосударственный стандарт ГОСТ 4328-77 «Реактивы. Натрия гидроокись. Технические условия».
16. Государственный стандарт ГОСТ 4461-77 (СТ СЭВ 3855-82) «Реактивы. Кислота азотная. Технические условия».
17. Государственный стандарт ГОСТ 4478-78 «Реактивы. Кислота сульфосалициловая 2-водная. Технические условия».
18. Межгосударственный стандарт ГОСТ 4517-2016 «Реактивы. Методы приготовления вспомогательных реактивов и растворов, применяемых при анализе».

19. Межгосударственный стандарт ГОСТ 4919.1-2016 «Реактивы и особо чистые вещества. Методы приготовления растворов индикаторов».
20. Межгосударственный стандарт ГОСТ 5398-76 «Рукава резиновые напорно-всасывающие с текстильным каркасом неармированные. Технические условия».
21. Государственный стандарт ГОСТ 9147-80* «Посуда и оборудование лабораторные фарфоровые. Технические условия».
22. Государственный стандарт ГОСТ 9.506-87 (СТ СЭВ 5733-86) «Единая система защиты от коррозии и старения. Ингибиторы коррозии металлов в водно-нефтяных средах. Методы определения защитной способности».
23. Государственный стандарт ГОСТ 9.908-85 (СТ СЭВ 4815-84, СТ СЭВ 6445-88) «Единая система защиты от коррозии и старения. Металлы и сплавы. Методы определения показателей коррозии и коррозионной стойкости».
24. Межгосударственный стандарт ГОСТ 10484-78 «Реактивы. Кислота фтористоводородная. Технические условия».
25. Межгосударственный стандарт ГОСТ 12026-76 «Бумага фильтровальная лабораторная. Технические условия».
26. Межгосударственный стандарт ГОСТ 12.1.005-88 «Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны».
27. Межгосударственный стандарт ГОСТ 12.4.026-2015 «Система стандартов безопасности труда. Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная. Назначение и правила применения. Общие технические требования и характеристики. Методы испытаний».
28. Межгосударственный стандарт ГОСТ 14710-78 «Толуол нефтяной. Технические условия».
29. Межгосударственный стандарт ГОСТ 14919-83 «Электроплиты, электроплитки и жарочные электрошкафы бытовые. Общие технические условия».
30. Межгосударственный стандарт ГОСТ 18995.1-73 «Продукты химические жидкие. Методы определения плотности».
31. Межгосударственный стандарт ГОСТ 19908-90 «Тигли, чаши, стаканы, колбы, воронки, пробирки и наконечники из прозрачного кварцевого стекла. Общие технические условия».
32. Межгосударственный стандарт ГОСТ 20287-2023 (ISO 3016:2019) «Нефтепродукты. Методы определения температур текучести и застывания».
33. Государственный стандарт ГОСТ 22567.6-87 «Средства моющие синтетические. Метод определения массовой доли поверхностно-активных веществ».
34. Государственный стандарт ГОСТ 23268.17-78 «Воды минеральные питьевые лечебные, лечебно-столовые и природные столовые. Методы определения хлорид-ионов».
35. Межгосударственный стандарт ГОСТ 25336-82 «Посуда и оборудование лабораторные стеклянные. Типы, основные параметры и размеры».
36. ГОСТ 2567-89 Кислота фтористоводородная техническая. Технические условия.
37. Межгосударственный стандарт ГОСТ 25794.1-83 «Реактивы. Методы приготовления титрованных растворов для кислотно-основного титрования».

38. Государственный стандарт ГОСТ 29169-91 (ИСО 648-77) «Посуда лабораторная стеклянная. Пипетки с одной отметкой».
39. Межгосударственный стандарт ГОСТ 29227-91 (ИСО 835-1-81) «Посуда лабораторная стеклянная. Пипетки градуированные. Часть 1. Общие требования».
40. Межгосударственный стандарт ГОСТ 29251-91 (ИСО 385-1-84) «Посуда лабораторная стеклянная. Бюретки. Часть 1. Общие требования».
41. Государственный стандарт ГОСТ 29253-91 (ИСО 385/3-84) «Посуда лабораторная стеклянная. Бюретки. Часть 3. Бюретки с временем ожидания 30 с».
42. Межгосударственный стандарт ГОСТ 30333-2007 «Паспорт безопасности химической продукции. Общие требования».
43. Межгосударственный стандарт ГОСТ 5962-2013 «Спирт этиловый ректифицированный из пищевого сырья. Технические условия».
44. Национальный стандарт ГОСТ Р 9.905-2007 (ИСО 7384:2001, ИСО 11845:1995) «Единая система защиты от коррозии и старения. Методы коррозионных испытаний. Общие требования».
45. Национальный стандарт ГОСТ Р 52203-2004 «Трубы насосно-компрессорные и муфты к ним. Технические условия».
46. Национальный стандарт ГОСТ Р 53228-2008 «Весы неавтоматического действия. Часть 1. Метрологические и технические требования. Испытания».
47. Национальный стандарт ГОСТ Р 54567-2011 «Нефть. Требования к химическим продуктам, обеспечивающие безопасное применение их в нефтяной отрасли».
48. Национальный стандарт ГОСТ Р 58144-2018 «Вода дистиллированная. Технические условия».
49. Национальный стандарт ГОСТ Р ИСО 3675-2007 «Нефть сырая и нефтепродукты жидкие. Лабораторный метод определения плотности с использованием ареометра».
50. ОСТ 16.0.801.397.
51. Руководящий документ РД 153-39-023-97 «Правила ведения ремонтных работ в скважинах».
52. Рекомендации по стандартизации Р 50.1.102-2014 «Составление и оформление паспорта безопасности химической продукции».
53. Методические рекомендации ПНД Ф 12.13.1-03 «Техника безопасности при работе в аналитических лабораториях (Общие положения)».
54. ИБТВ 1-087-81 «Отраслевая инструкция по контролю воздушной среды на предприятиях нефтяной промышленности».
55. Стандарт Компании № ПЗ-12.02 С-0001 «Нормативное регулирование».
56. Типовые требования Компании № П1-01.03 ТТР-0013 «Подбор скважин-кандидатов на обработку призабойной зоны пласта на добывающем фonde нефтяных скважин».
57. Типовые требования Компании № П1-01.05 ТТР-0148 «Применение химических реагентов на объектах добычи углеводородного сырья Компании».
58. Типовые требования Компании № П2-05.01 ТТР-1417 «Организация контроля хлорорганических соединений в химических реагентах и материалах при проведении текущего и капитального ремонта скважин, гидроразрыва пласта, работ с гибкой

насосно-компрессорной трубой, обработок призабойной зоны, ремонтно-изоляционных работ».

59. Методические указания Компании № П1-01.03 М-0101 «Оценка экономической эффективности геолого-технических мероприятий на этапе планирования и мониторинга производственной программы».
60. Ссылка исключена.
61. Положение Компании № П2-08 Р-0019 «О закупке товаров, работ, услуг».
62. Положение Компании № П1-01.03 Р-0125 «Планирование и мониторинг геолого-технических мероприятий».
63. Положение Компании № П1-01.03 Р-0136 «Исследование керна».
64. Положение Компании № П4-02.01 Р-0060 «Проведение опытно-промышленных испытаний новой техники и технологий».

14. ПРИЛОЖЕНИЯ

Таблица 34
Перечень Приложений к Типовым требованиям Компании

НОМЕР ПРИЛОЖЕНИЯ	НАИМЕНОВАНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ	ПРИМЕЧАНИЕ
1	Перечень форм, схем и шаблонов	Включено в настоящий документ
2	Методики испытаний химических реагентов	Приложено отдельно на 33 страницах
3	Характеристики и методики исследования типовых кольматантов	Приложено отдельно на 16 страницах
4	Методики испытаний рабочих растворов кислотных составов на базе Исполнителя работ по обработке призабойной зоны и полевой лаборатории	Приложено отдельно на 22 страницах
5	Перечень требуемого оборудования и специальной техники по видам обработки призабойной зоны	Приложено отдельно на 5 страницах

ПРИЛОЖЕНИЕ 1. ПЕРЕЧЕНЬ ФОРМ, СХЕМ И ШАБЛОНОВ

Таблица 45
Перечень форм, схем и шаблонов

НОМЕР	НАИМЕНОВАНИЕ
1	Шаблоны программ лабораторных испытаний
2	Шаблоны программы проведения опытно-промышленных испытаний технологии обработки призабойной зоны скважин
3	Формы чек-листов проверки готовности исполнителя работ по кислотной обработке призабойной зоны пласта к проведению обработки призабойной зоны
4	Схема расстановки оборудования при проведении стандартной, высокотехнологичной обработки призабойной зоны пласта
5	Схема сборки нагнетательной линии высокого давления
6	Форма кислотного листа

ПРИЛОЖЕНИЕ 2. МЕТОДИКИ ИСПЫТАНИЙ ХИМИЧЕСКИХ РЕАГЕНТОВ
(приложено отдельно)

ПРИЛОЖЕНИЕ 3. ХАРАКТЕРИСТИКИ И МЕТОДИКИ ИССЛЕДОВАНИЯ ТИПОВЫХ КОЛЬМАТАНТОВ (приложено отдельно)

ПРИЛОЖЕНИЕ 4. МЕТОДИКИ ИСПЫТАНИЙ РАБОЧИХ РАСТВОРОВ КИСЛОТНЫХ СОСТАВОВ НА БАЗЕ ИСПОЛНИТЕЛЯ РАБОТ ПО ОБРАБОТКЕ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ И ПОЛЕВОЙ ЛАБОРАТОРИИ (приложено отдельно)

ПРИЛОЖЕНИЕ 5. ПЕРЕЧЕНЬ ТРЕБУЕМОГО ОБОРУДОВАНИЯ И СПЕЦИАЛЬНОЙ ТЕХНИКИ ПО ВИДАМ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ (приложено отдельно)

СПРАВОЧНОЕ ПРИЛОЖЕНИЕ. ТЕРМИНЫ КОРПОРАТИВНОГО ГЛОССАРИЯ И ВНЕШНИХ ИСТОЧНИКОВ

ВЫПИСКА ИЗ КОРПОРАТИВНОГО ГЛОССАРИЯ

ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКОЕ МЕРОПРИЯТИЕ	– воздействие на процесс разработки месторождения, осуществляемое путем бурения или ремонта добывающих и нагнетательных скважин, и связанное с изменением режима их работы.
ДЕБИТ НЕФТЯНОЙ СКВАЖИНЫ	– объем жидкости, нефти, попутного нефтяного газа, конденсата и воды, поступающий из скважины за единицу времени, измеряемый стационарными или передвижными установками и определяемый в единицах измерения по компонентам: жидкость в м ³ /сут., нефть в т/сут, конденсат в т/сут, попутный нефтяной газ в тыс. м ³ /сут, вода в т/сут или в м ³ /сут.
ЛОКАЛЬНЫЙ НОРМАТИВНЫЙ ДОКУМЕНТ (ЛНД)	– внутренний документ, в котором в целях многократного применения устанавливаются правила и требования для исполнения работниками при осуществлении ими трудовой функции, а также другими лицами, на которых он распространяет свое действие.
НАГНЕТАТЕЛЬНАЯ СКВАЖИНА	– скважина, используемая для закачки в пласты различных рабочих агентов – воды, газа, горячей нефти, широких фракций легких углеводородов, воды с добавлением различных реагентов – кислот, поверхностно-активных веществ, ингибиторов.
НАСОСНО- КОМПРЕССОРНАЯ ТРУБА	– труба, размещаемая в скважине и служащая для подъема продукции скважины или нагнетания рабочей среды, а также для проведения технологических операций при ремонте и реконструкции скважин.
НОРМАТИВНЫЙ ДОКУМЕНТ	– документ, устанавливающий правила, общие принципы или характеристики, касающиеся различных видов деятельности или их результатов.
ОБРАБОТКА ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ	– комплекс мероприятий по физическому, химическому или физико-химическому воздействию на породу пласта в призабойной зоне скважины с целью увеличения её продуктивности (приёмистости).
ОБЩЕСТВО ГРУППЫ (ОГ)	– хозяйственное общество, прямая и (или) косвенная доля владения ПАО «НК «Роснефть» акциями или долями в уставном капитале которого составляет 20 процентов и более.
ОПЫТНО- ПРОМЫШЛЕННЫЕ ИСПЫТАНИЯ/ОПЫТНО-	– проекты испытаний новых техники/технологии, имеющих на рынке, но не применяемых в ПАО «НК «Роснефть» и Обществах Группы в конкретных

ПРОМЫСЛОВЫЕ ИСПЫТАНИЯ	геолого-технических / производственных условиях, которые могут быть выполнены в рамках производственной деятельности Общества Группы, для подтверждения применимости оборудования или технологии в конкретных геолого-технических / производственных условиях и подтверждения заявленных технических и прочих характеристик.
ОСВОЕНИЕ СКВАЖИНЫ	– вызов притока жидкости (газа) из пласта или опробование закачкой в него рабочего агента в соответствии с ожидаемой продуктивностью (приемистостью) пласта.
РЕМОНТ СКВАЖИНЫ	– комплекс работ по восстановлению работоспособности скважин и продуктивного пласта различными технологическими операциями капитального ремонта скважин или комплекс работ, направленных на восстановление работоспособности внутрискважинного оборудования.
САМОСТОЯТЕЛЬНОЕ СТРУКТУРНОЕ ПОДРАЗДЕЛЕНИЕ (ССП)	– структурное подразделение, руководитель которого находится в непосредственном подчинении Главного исполнительного директора ПАО «НК «Роснефть» или топ-менеджера ПАО «НК «Роснефть», руководителя верхнего звена или заместителя руководителя верхнего звена Общества Группы.
СЕРВИСНЫЕ РАБОТЫ (УСЛУГИ) ПО ОБРАБОТКЕ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА	– производственные работы (услуги) по обработке призабойной зоны пласта, выполняемые Исполнителем для нефтегазодобывающих и геологоразведочных Обществ Группы на основании заключенных договоров, направленные на обеспечение основной производственной деятельности данных Обществ Группы на месторождениях Компании.
ТЕХНИЧЕСКИЙ АУДИТ	– проверка соблюдения технологических процессов производства, технического состояния промышленного оборудования, выполнения требований техники безопасности, охраны труда и окружающей среды, а также качества выпускаемой продукции и оказываемых услуг в соответствии с требованиями нормативных и технических документов.
ФОНД СКВАЖИН	– совокупность оценочных скважин и эксплуатационных скважин всех назначений, а также законсервированных, ожидающих ликвидации и ликвидированных после эксплуатации и бурения.
ПОДРЯДНАЯ ОРГАНИЗАЦИЯ (ПОДРЯДЧИК)	– физическое или юридическое лицо, которое выполняет работы по договору подряда, заключаемому с заказчиком в соответствии с Гражданским кодексом Российской Федерации.

**ПРОФИЛЬНОЕ
СТРУКТУРНОЕ
ПОДРАЗДЕЛЕНИЕ (ПСП)**

- структурное подразделение, отвечающее в рамках своей компетенции за профильное направление деятельности общества в соответствии с организационной структурой и Положением о структурном подразделении.

ТЕРМИНЫ ИЗ ВНЕШНИХ ДОКУМЕНТОВ¹

АККРЕДИТАЦИЯ

- подтверждение национальным органом по аккредитации соответствия юридического лица или индивидуального предпринимателя критериям аккредитации, являющееся официальным свидетельством компетентности юридического лица или индивидуального предпринимателя осуществлять деятельность в определенной области аккредитации [п. 1 ст. 4 Федерального закона от 28.12.2013 № 412-ФЗ «Об аккредитации в национальной системе аккредитации»].

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

- вид стандарта организации, утвержденный изготовителем продукции или исполнителем работы, услуги [п. 15 ст. 2 Федерального закона от 29.06.2015 № 162-ФЗ «О стандартизации в Российской Федерации»].

¹ Под внешними документами понимаются нормативные правовые акты, технические регламенты (Таможенного союза и Евразийского экономического союза), национальные стандарты и правила стандартизации, международные стандарты, региональные стандарты, региональные своды правил, межгосударственные стандарты, стандарты иностранных государств, иные внешние документы аналогичного статуса.

СПРАВОЧНОЕ ПРИЛОЖЕНИЕ. ЛИСТ РЕГИСТРАЦИИ ИЗМЕНЕНИЙ ЛНД

ВЕРСИЯ/ИЗМЕНЕНИЯ	ДАТА И РЕКВИЗИТЫ РД ПАО «НК «РОСНЕФТЬ»			КРАТКАЯ АННОТАЦИЯ	ДАТА И РЕКВИЗИТЫ РД [ООО «РН-ВАНКОР»]	
	УТВЕРЖДЕНИЯ	ВВЕДЕНИЯ В ДЕЙСТВИЕ (ВСТУПЛЕНИЯ В СИЛУ)	УТРАТЫ СИЛЫ		ВВЕДЕНИЯ В ДЕЙСТВИЕ (ВСТУПЛЕНИЯ В СИЛУ)	УТРАТЫ СИЛЫ
1	29.04.2024 приказ от 29.04.2024 № 186	29.04.2024 приказ от 29.04.2024 № 186	24.04.2025	Типовые требования Компании устанавливают требования к: <ul style="list-style-type: none">выбору технологии и материалов для проведения химической обработки призабойной зоны нефтяных и нефтегазовых скважин;организации и порядку проведения лабораторных и опытно-промышленных испытаний технологий, материалов и химических реагентов, применяемых при химической обработке призабойной зоны нефтяных и нефтегазовых скважин;проектированию дизайна и проведению химического воздействия на призабойную зону пласта нефтяных и нефтегазовых скважин;контролю качества процесса химической обработки призабойной зоны нефтяных и нефтегазовых скважин	14.05.2024 Приказ от 14.05.2024 № РНВ-165/лнд	07.05.2025
Изм. 1	24.04.2025 приказ от 24.04.2025 № 00139-25	24.04.2025 приказ от 24.04.2025 № 00139-25		Проведена техническая актуализация: 1) замена по тексту ЛНД упраздненного наименования структурного подразделения «Департамент развития нефтегазового сервиса» на «Департамент бурения и управления внутренними сервисами» в связи с организационно-штатными изменениями; 2) обновление ссылок на документы	07.05.2025 Приказ от 07.05.2025 №РНВ-148/лнд	