

**УТВЕРЖДЕНЫ**

**Приказом ПАО «НК «Роснефть»**

**от «02» марта 2024 г. № 112**

**Введены в действие «02» марта 2024 г.**

**ВВЕДЕНЫ В ДЕЙСТВИЕ**

**с «18» марта 2024 г.**

**Приказом ООО «РН-Ванкор»**

**от «18» марта 2024 г. №** **РНВ-89/лнд**

|  |
| --- |
| **ТИПОВЫЕ ТРЕБОВАНИЯ КОМПАНИИ** |

**КОНТРОЛЬ ХЛОРОРГАНИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ НА ОБЪЕКТАХ ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ КОМПАНИИ**

**№ П1-01.05 ТТР-0149**

**ВЕРСИЯ 1**

**МОСКВА**

**2024**

СОДЕРЖАНИЕ

[1. ВВОДНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ 4](#_Toc138334558)

[НАЗНАЧЕНИЕ 4](#_Toc138334559)

[ОБЛАСТЬ ДЕЙСТВИЯ 4](#_Toc138334560)

[ПЕРИОД ДЕЙСТВИЯ И ПОРЯДОК ОБЕСПЕЧЕНИЯ ИСПОЛНЕНИЯ 4](#_Toc138334561)

[2. ГЛОССАРИЙ 5](#_Toc138334562)

[2.1. ТЕРМИНЫ КОРПОРАТИВНОГО ГЛОССАРИЯ 5](#_Toc138334563)

[2.2. РОЛИ КОРПОРАТИВНОГО ГЛОССАРИЯ 5](#_Toc138334564)

[2.3. ТЕРМИНЫ ИЗ ВНЕШНИХ ДОКУМЕНТОВ 5](#_Toc138334565)

[2.4. ТЕРМИНЫ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ НАСТОЯЩЕГО ДОКУМЕНТА 5](#_Toc138334566)

[2.5. СОКРАЩЕНИЯ 6](#_Toc138334567)

[3. УЧАСТНИКИ БИЗНЕС-ПРОЦЕССА 8](#_Toc138334568)

[4. КОРПОРАТИВНАЯ РЕГЛАМЕНТАЦИЯ СОДЕРЖАНИЯ ХЛОРОРГАНИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ   
В ХИМИЧЕСКИХ РЕАГЕНТАХ 9](#_Toc138334569)

[5. ПРЕВЕНТИВНЫЙ КОНТРОЛЬ ХЛОРОРГАНИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ 10](#_Toc138334570)

[5.1. СХЕМА ПРЕВЕНТИВНОГО КОНТРОЛЯ 10](#_Toc138334571)

[5.2. ОБРАЩЕНИЕ С ВЕЩЕСТВАМИ, СОДЕРЖАЩИМИ ХЛОРОРГАНИЧЕСКИЕ СОЕДИНЕНИЯ 12](#_Toc138334572)

[5.2.1. НЕФТЕСОДЕРЖАЩИЕ ЖИДКОСТИ 12](#_Toc138334573)

[5.2.2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ЖИДКОСТИ НА ВОДНОЙ ОСНОВЕ 14](#_Toc138334574)

[5.2.3. ОТХОДЫ ИСПЫТАТЕЛЬНОЙ ХИМИКО-АНАЛИТИЧЕСКОЙ ЛАБОРАТОРИИ 14](#_Toc138334575)

[5.2.4. БЫТОВЫЕ СТОЧНЫЕ ВОДЫ 15](#_Toc138334576)

[5.2.5. КОНТРОЛЬ ХЛОРОРГАНИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ В НЕФТЕСОДЕРЖАЩЕЙ ЖИДКОСТИ, НЕФТИ, БЫТОВЫХ СТОЧНЫХ ВОДАХ, ОТХОДАХ ПОДРЯДНЫХ ОРГАНИЗАЦИЙ И ДРУГИХ ОБЩЕСТВ   
ГРУППЫ 15](#_Toc138334577)

[6. ОТБОР, ПЛОМБИРОВКА И ДОСТАВКА ПРОБ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ СОДЕРЖАНИЯ ХЛОРОРГАНИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ 17](#_Toc138334578)

[6.1. ПОДГОТОВКА ПРОБООТБОРНОЙ ТАРЫ С ЦЕЛЬЮ ИСКЛЮЧЕНИЯ ПРИВНЕСЕНИЯ ХЛОРОРГАНИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ ОТ ИНЫХ ИСТОЧНИКОВ 17](#_Toc138334579)

[6.2. ДОКУМЕНТИРОВАНИЕ ОТБОРА И ПЕРЕДАЧИ ПРОБ 18](#_Toc138334580)

[6.3. ОТБОР ПРОБ ИЗ РЕЗЕРВУАРОВ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ И ВЕРТИКАЛЬНЫХ СТАЛЬНЫХ ЦИЛИНДРИЧЕСКИХ, ДРЕНАЖНЫХ ЕМКОСТЕЙ 19](#_Toc138334581)

[6.4. ОТБОР ПРОБ ИЗ ПРУДОВ ДОПОЛНИТЕЛЬНОГО ОТСТОЯ, АМБАРОВ 21](#_Toc138334582)

[6.5. ОТБОР ПРОБ ИЗ ПРОБООТБОРНОЙ ТАРЫ 21](#_Toc138334583)

[6.6. УПАКОВКА, МАРКИРОВКА И ХРАНЕНИЕ ПРОБ 21](#_Toc138334584)

[6.7. ОСОБЕННОСТИ ОТБОРА ПРОБ НА 4 УРОВНЕ ПРЕВЕНТИВНОГО КОНТРОЛЯ (ОСНОВНОЙ КОНТРОЛЬ) 22](#_Toc138334585)

[7. СПЕЦИАЛЬНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К ИСПЫТАНИЯМ 24](#_Toc138334586)

[8. СХЕМА РЕАГИРОВАНИЯ И ДЕЙСТВИЯ ПРИ ПОВЫШЕННЫХ ЗНАЧЕНИЯХ ХЛОРОРГАНИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ 28](#_Toc138334587)

[8.1. СХЕМА РЕАГИРОВАНИЯ 28](#_Toc138334588)

[8.2. ДЕЙСТВИЯ ПРИ ПОВЫШЕННЫХ ЗНАЧЕНИЯХ ХЛОРОРГАНИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ 28](#_Toc138334589)

[9. ОЦЕНКА ТЕХНОГЕННОЙ ГЕНЕРАЦИИ ХЛОРОРГАНИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ 30](#_Toc138334590)

[10. ОБЕСПЕЧЕНИЕ БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ РЕАЛИЗАЦИИ МЕРОПРИЯТИЙ ПО КОНТРОЛЮ ХЛОРОРГАНИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ 35](#_Toc138334591)

[11. ССЫЛКИ 39](#_Toc138334592)

[12. ПРИЛОЖЕНИЯ 42](#_Toc138334593)

1. ВВОДНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ

НАЗНАЧЕНИЕ

Настоящие Типовые требования устанавливают требования к:

* организации контроля хлорорганических соединений на всех промышленных стадиях добычи нефти, газового конденсата (иных продуктов, вовлекаемых в систему сбора нефти) и смежных процессах, способных повлиять на качество товарной нефти;
* методике лабораторного определения хлорорганических соединений во всех видах жидкостей, перекачиваемых и хранящихся на объектах добычи нефти;
* контролю хлорорганических соединений в нефтесодержащих отходах и отработанных технологических жидкостях на водной основе;
* контролю обращения с отходами, содержащими хлорорганические соединения, (включая нефтесодержащие);
* организации превентивного контроля хлорорганических соединений на скважинах, нефтесборных трубопроводах и площадочных объектах перекачки и подготовки нефти.

Настоящие Типовые требования разработаны с учетом требований Политики Компании № П1-01 П-04 «Предотвращение попадания хлорорганических соединений в нефть».

ОБЛАСТЬ ДЕЙСТВИЯ

Настоящие Типовые требования обязательны для исполнения работниками подконтрольных Обществ Группы, осуществляющих деятельность по добыче нефти и газа, прочих Обществ Группы, зарегистрированных на территории Российской Федерации в соответствии с Периметром внедрения настоящий Типовых требований.

Периметр внедрения настоящих Типовых требований утверждается распорядительным документом ПАО «НК «Роснефть» в соответствии с порядком, установленным Стандартом Компании № П3-12.02 С-0001 «Нормативное регулирование».

Общества Группы при оформлении договоров с подрядными организациями, участвующими в процессах обращения с отходами, а также поставки и использования химических реагентов и материалов, применяемых в процессах строительства скважин, геолого-технических мероприятий, ремонта скважин, 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.

1. ГЛОССАРИЙ
2. ТЕРМИНЫ КОРПОРАТИВНОГО ГЛОССАРИЯ

В настоящих Типовых требованиях используются термины Корпоративного глоссария: *Локальный нормативный документ (ЛНД), Метод испытаний, Нормативный документ, Общество Группы (ОГ), Самостоятельное структурное подразделение (ССП), Структурное подразделение, Углеводородное сырье (УВС).*

1. РОЛИ КОРПОРАТИВНОГО ГЛОССАРИЯ

В настоящих Типовых требованиях используются роли Корпоративного глоссария: *Дежурно-диспетчерская служба* *Общества Группы, Подрядная организация (Подрядчик).*

1. 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»], Арбитражная проба [ст. 2 приказа Минэнерго РФ от 19.06.2003 № 231 «Об утверждении Инструкции по контролю и обеспечению сохранения качества нефтепродуктов в организациях нефтепродуктообеспечения»], Накопление отходов [ст. 1 Федерального закона от 24.06.1998 № 89-ФЗ «Об отходах производства и потребления»], Обезвреживание отходов [ст. 1 Федерального закона от 24.06.1998   
№ 89-ФЗ «Об отходах производства и потребления»], Обращение с отходами [ст. 1 Федерального закона от 24.06.1998 № 89-ФЗ «Об отходах производства и потребления»], Оператор по обращению с отходами I и II классов опасности [ст. 1 Федерального закона от 24.06.1998 № 89-ФЗ «Об отходах производства и потребления»], Утилизация отходов [ст. 1 Федерального закона от 24.06.1998 № 89-ФЗ «Об отходах производства и потребления»], Федеральный оператор по обращению с отходами I и II классов опасности [ст. 1 Федерального закона от 24.06.1998 № 89-ФЗ «Об отходах производства и потребления»]*.

1. ТЕРМИНЫ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ НАСТОЯЩЕГО ДОКУМЕНТА

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| КОМПАНИЯ | – | группа юридических лиц различных организационно-правовых форм, включая ПАО «НК «Роснефть», в отношении которых последнее выступает в качестве основного или преобладающего (участвующего) общества. |
| КИПЕЛКИ | – | стеклянные шарики или кусочки (2-5 мм) твердого пористого материала (фарфор, цеолиты, пемза, керамика, триоксид алюминия), помещаемые при перегонке на дно кубовой емкости (колбы) и предназначенные для равномерного кипения. |
| СТОРОННЯЯ ОРГАНИЗАЦИЯ | – | юридическое лицо, не имеющее прямой либо косвенной доли в уставных капиталах, не входящее в состав органов управления ПАО «НК «Роснефть» или Общества Группы. |
| ХОЛОСТОЙ ЭКСПЕРИМЕНТ | – | проведение процедуры анализа вещества или материала объекта аналитического контроля без аналитической пробы. |

1. СОКРАЩЕНИЯ

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| БСВ | – | бытовые сточные воды. |
| БИК | – | блок измерения качества. |
| ВЛК | – | внутрилабораторный контроль. |
| ГИ | – | главный инженер. |
| ГРП | – | гидроразрыв пласта. |
| ГТМ | – | геолого-технические мероприятия. |
| ГО | – | гражданская оборона. |
| ДНГД | – | Департамент нефтегазодобычи ПАО «НК «Роснефть». |
| ДДС | – | дежурно-диспетчерская служба. |
| ИХАЛ | – | испытательная химико-аналитическая лаборатория. |
| КК | – | контроль качества. |
| МУН | – | методы увеличения нефтеотдачи. |
| НД | – | нормативный документ. |
| НСЖ | – | нефтесодержащая жидкость. |
| НШУ | – | нефтешламовый уловитель. |
| ООС | – | охрана окружающей среды. |
| ОС | **–** | очистные сооружения. |
| ПБОТОС | – | промышленная безопасность, охрана труда и окружающей среды. |
| ПДО | – | пруд дополнительного отстоя. |
| ПК | – | превентивный контроль. |
| ПН | – | подготовка нефти. |
| ПО | – | пробоотборник для отбора проб нефтепродуктов. |
| ППД | – | поддержание пластового давления. |
| ППН | – | тип переносного пробоотборника. |
| ПЭ | – | тип переносного пробоотборника. |
| ПЛЧС | – | предупреждение и ликвидация чрезвычайных ситуаций. |
| РВС | – | резервуар вертикальный стальной. |
| РГС | – | резервуар горизонтальный стальной. |
| РИР | – | ремонтно-изоляционные работы. |
| РИТС | – | региональная инженерно-техническая служба. |
| СИ | – | средство измерений. |
| СИКН | – | система измерений количества и показателей качества нефти. |
| СО | – | стандартный образец. |
| СП | – | структурное подразделение. |
| СЦУКС | – | ситуационный центр управления в кризисных ситуациях. |
| ТКО | – | товарно-коммерческая операция. |
| УПН | – | установка подготовки нефти. |
| УППН | – | управление подготовки и перекачки нефти. |
| УСБ | – | управление супервайзинга бурения. |
| УПСВ | – | установка предварительного сброса воды. |
| ХОС | – | хлорорганические соединения. |
| ХР | – | химический реагент. |
| ХПП | – | химизация производственных процессов. |
| ЦППН | – | цех подготовки и перекачки нефти. |
| ЦИТУ | – | центральное инженерно-техническое управление. |
| ЧАС | – | четвертичные аммониевые соли. |

1. УЧАСТНИКИ БИЗНЕС-ПРОЦЕССА
   1. В выполнении процедур, указанных в настоящих Типовых требованиях, участвуют:

* Заказчик – Заказчик комплекса работ и услуг по лабораторным исследованиям, применению ХР, КК и ООС:
* ГИ ОГ/ технический руководитель ОГ;
* ССП ОГ по добыче нефти – ССП ОГ, осуществляющее деятельность по направлению добычи, подготовки и транспорта нефти;
* ССП ОГ по КК (ССП ОГ КК) – ССП ОГ, осуществляющее деятельность по КК;
* СП/работник ОГ по ООС – СП/работник ОГ по ООС, осуществляющие деятельность по ООС;
* ССП ОГ по применению ХР – ССП ОГ, осуществляющее деятельность по применению ХР по направлениям бурения, добычи, подготовки, транспорта нефти, ГРП, МУН, РИР и т.п.;
* ИХАЛ – ИХАЛ ОГ или сторонняя организация, аккредитованная/сертифицированная на соответствие ГОСТ ISO/IEC 17025-2019, осуществляющая лабораторные испытания в соответствии с областью аккредитации/сертификации;
* ССП ОГ, ответственные за получение и передачу информации о повышенных значениях ХОС;
* ДДС;
* Подрядчик:
* Специализированная организация по обращению с отходами (Специализированная организация) – организация, имеющая лицензию на деятельность по сбору, транспортированию, обработке, утилизации, обезвреживанию, размещению отходов I - IV классов опасности в отношении соответствующих видов работ с отходами соответствующего класса опасности.
* Клининговый оператор – организация, выполняющая услуги по уборке помещений административных зданий и объектов социально-бытового значения.

1. КОРПОРАТИВНАЯ РЕГЛАМЕНТАЦИЯ СОДЕРЖАНИЯ ХЛОРОРГАНИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ В ХИМИЧЕСКИХ РЕАГЕНТАХ
2. На объектах добычи УВС запрещено применение любых типов ХР, содержащих ХОС, а также ЧАС, способных разлагаться до ХОС. Данные требования обязательны для всех классов ХР, используемых во всей цепочке технологических процессов производства нефти: строительство скважин, ГТМ, ГРП, МУН, РИР, ППД, ремонт скважин, добыча, подготовка и транспортировка нефти.
3. Порядок КК нефтепромысловых ХР, требования к разрешительной документации и методики определения содержания ХОС установлены в Типовых требованиях Компании № П1-01.05 ТТР-0148 «Применение химических реагентов на объектах добычи углеводородного сырья Компании».
4. Порядок контроля ХОС в ХР, используемых при бурении установлен в Типовых требованиях Компании № П2-10 ТТР-0008 «Организация контроля хлорорганических соединений при бурении скважин и зарезке боковых стволов».
5. ПРЕВЕНТИВНЫЙ КОНТРОЛЬ ХЛОРОРГАНИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ

ПК – это комплекс мер, направленных на выявление превышения содержания ХОС в НСЖ на этапе привнесения ХОС в НСЖ, снижения рисков попадания загрязненной ХОС НСЖ в технологический процесс ПН, исключения случаев сдачи загрязненной ХОС нефти. Первым направлением ПК является разработка схемы ПК, регулярный отбор проб добываемой и транспортируемой жидкости, последующее лабораторное определение ХОС. При разработке схемы ПК должно быть максимально охвачено возможное влияние всех типов ГТМ. Второе направление ПК – контроль обращения с НСЖ, технологическими жидкостями на водной основе, БСВ и отходов ИХАЛ, которые вовлекаются в технологическую схему ПН и (или) ППД.

*Примечание:*

*К БСВ относятся воды, отводимые на промышленных объектах добывающих Обществ Группы и Подрядчиков от санитарно-технических приборов в кухнях, комнатах для стирки, ванных, туалетах или от аналогичных источников (объектов), не подключенные к централизованным системам водоотведения.*

1. СХЕМА ПРЕВЕНТИВНОГО КОНТРОЛЯ

В ОГ должна быть разработана схема ПК, охватывающая четыре уровня контроля: скважины, нефтесборные трубопроводы, площадочные объекты подготовки, товарная сдача нефти (основной контроль). Рекомендуемая типовая схема ПК приведена на Рисунке 1.



**Рис. 1 Типовая схема ПК**

1. Рекомендуемые места отбора и периодичность приведены в Таблице 1. С учетом рекомендованной типовой схемы, мест и периодичности отбора проб, приведенных на Рисунке 1 и в Таблице 1, ССП ОГ по добыче нефти разрабатывает схему ПК, которая включает скважины после операций ГТМ – 1 уровень ПК, объекты наземной инфраструктуры на 2 и 3 уровне ПК (УПСВ, УПН, товарные резервуарные парки и т.п.), а также объекты на основном 4 уровне (СИКН). На схеме отображаются потоки, связывающие объекты на всех уровнях, время движения жидкости между объектов, места отбора проб и периодичность. Разработанная схема ПК с учетом всех рекомендаций согласовывается с руководителями ССП, в чьей ответственности находится эксплуатация объектов, приведенных в ПК, далее утверждается ГИ ОГ. С учетом возможности ИХАЛ точки и периодичность отбора проб могут быть оптимизированы. На основании утвержденной схемы ПК в ОГ производится расчет суммарного количества проб, загрузка ИХАЛ, количества дополнительного аналитического оборудования и работников ИХАЛ (при необходимости). В случае изменения производственной схемы добычи, подготовки и транспорта нефти (ввод в эксплуатацию новых месторождений, площадочных объектов ПН и т.п.) производится актуализация схемы ПК.

**Таблица 1**

**Рекомендации по периодичности отбора проб для организации ПК**

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **УРОВЕНЬ ПК** | **ОБЪЕКТЫ** | **ТИП ОТБОРА ПРОБ** | **ПЕРИОДИЧНОСТЬ ОТБОРА ПРОБ** |
| 1 | Скважины | Точечная | После запуска скважин после ГТМ (ежесменно до снижения содержания ХОС ниже 6 ppm с параллельной реализацией мероприятий по предотвращению попадания скважинной продукции в нефтесборный коллектор), а также при проведении освоения скважин после проведения ГТМ |
| 2 | Вход УПСВ, УПН (достаточно по 1 пробе каждого входящего потока, если объекты расположены на одном площадочном объекте). Допускается использовать в качестве точки отбора выход с УПСВ, УПН (СИКН), если на площадочный объект поступает один поток | Накопительная/  Точечная | Ежесуточно |
| 3 | Товарный резервуарный парк приемо-сдаточного пункта (в зависимости от технологической возможности):  Вариант 1. (приоритетный) Во входящих потоках в товарные резервуары приемо-сдаточного пункта.  Вариант 2. (резервный) С каждого резервуара, с которого производится откачка на СИКН | Вариант 1: Накопительная  Вариант 2: Объединенная (1:3:1) | Ежесменно |
| 4 | СИКН | В соответствии с действующей схемой отбора проб | Ежесменно |

*Примечание:*

*Накопительная проба - проба нефти, составленная из равных количеств нефти всех объединенных проб за период между измерениями, отобранных по ГОСТ 2517-2012;*

*Объединенная проба - проба нефти, составленная из нескольких точечных проб, отобранных в соответствующем порядке, и объединенных в указанном соотношении.*

1. Для разделения водонефтяных эмульсий в ИХАЛ запрещается применение деэмульгаторов, содержащих ХОС. Для этого применяемый в ИХАЛ деэмульгатор должен иметь заключение (акт/отчет) по отсутствию ХОС. Порядок оформления заключения (акта/отчета), формы документов и методики определения ХОС приведены в Типовых требованиях Компании № П1.01-05 ТТР-0148 «Применение химических реагентов на объектах добычи углеводородного сырья Компании». В случае отделения достаточного объема нефтяной фазы применяются методы по ГОСТ Р 52247-2021. При образовании стойких эмульсий или крайне малых объемах нефтяной фазы используются адаптированные подходы, аналогичные для нефтешламовых отходов и отработанных технологических жидкостей на водной основе, установленные в [Приложении 1](#Приложения) настоящих Типовых требований.

В ОГ должны быть предусмотрены средства реализации ПК.

1. Контроль ХОС в НСЖ после обработки скважин углеводородными и кислотными растворителями без привлечения бригад по ремонту скважин не производится.
2. Общие требования к отбору проб для реализации всех уровней ПК.

При реализации ПК (включая основной контроль при ТКО) может быть использован ручной отбор проб НСЖ или автоматический пробоотборник. Основные требования по отбору проб приведены в ГОСТ 2517-2012, ГОСТ 31873-2012. Для сохранения летучих компонентов, присутствующих в некоторых образцах, не следует держать образцы открытыми больше, чем это необходимо.

Для предотвращения потерь летучих ХОС или загрязнение образца при открытии контейнера, испытание следует проводить непосредственно после отбора из поставок крупными партиями. После отбора необходимо обеспечить оперативную доставку пробы до ИХАЛ для проведения испытаний. Если пробу отбирают при температуре ниже комнатной, над образцом оставляют достаточное воздушное пространство для расширения при комнатной температуре. Запрещается отбирать, транспортировать, хранить пробы нефти и НСЖ в пластиковой таре, таре из-под веществ, содержащих хлор. Для промывки пробоотборной тары запрещается использование растворителей из пластиковых емкостей, изготовленных из хлорированного полиэтилена (аббревиатура для хлорированного полиэтилена обозначается буквой «С», например: PVC (поливинилхлорид) маркируется «03»). Для проб на 1-3 уровне ПК допускается не использовать пломбировку, в этом случае емкости с пробой должны быть соответствующим образом подписаны с указанием места и времени отбора. На 4 уровне ПК (ТКО) пломбировка обязательна. Допускается при отборе точечной пробы на 4-м уровне ПК (отбираемой в целях дублирующего контроля) не производить пломбировку пробы. Кроме утвержденной схемы ПК в ОГ должен быть разработан график отбора проб на всех уровнях ПК, по 1 уровню ПК график должен включать перечень ГТМ, после которых нужно проводить контроль ХОС, обновляется ежемесячно в соответствии с планом проведения ГТМ. Общие рекомендации по подготовке пробоотборной тары и отбору проб установлены в разделе 6 настоящих Типовых требований.

1. ОБРАЩЕНИЕ С ВЕЩЕСТВАМИ, СОДЕРЖАЩИМИ ХЛОРОРГАНИЧЕСКИЕ СОЕДИНЕНИЯ

Обращение с веществами, содержащими ХОС, осуществляться в соответствии с положениями Стандарта Компании № П3-05 С-0084 «Управление отходами».

1. НЕФТЕСОДЕРЖАЩИЕ ЖИДКОСТИ
2. Содержимое мест накопления НСЖ (емкости после отработки скважин, пруды-отстойники, шламовые амбары и т.п. (далее – емкости) перед откачкой в систему ПН должно быть подвергнуто ССП ОГ по добыче нефти, анализу на содержание ХОС. Откачка в систему сбора без предварительного анализа на ХОС или с содержанием выше регламентного значения запрещена. Для лабораторного анализа ХОС в НСЖ, представляющих собой стойкие эмульсии, применяют адаптированный подход, установленный в [Приложении 1](#Приложения) к настоящим Типовым требованиям.
3. Периодичность отбора проб должна быть ориентирована непосредственно на необходимость факта откачек. Контроль ХОС в содержимом мест накопления НСЖ ССП ОГ по добыче нефти производят следующим образом. Производится отбор проб непосредственно из места накопления в соответствии с [Приложением 1](#Приложения) настоящих Типовых требований, далее производится откачка НСЖ с помощью насосного оборудования в систему ПН или иные емкости, или откачка в автоцистерны для последующего транспорта. В этом случае лабораторное подтверждение о наличии/отсутствии ХОС в НСЖ из одного места накопления НСЖ распространяется на все автоцистерны, производящие транспорт НСЖ. При обнаружении перед откачкой из мест накопления НСЖ ХОС выше регламентного значения допускается компаундирование с кондиционной нефтью в пропорциях, которые обеспечивают в итоговой смеси значение ХОС ниже регламентного значения. Для этого на площадочных объектах должна быть резервная емкость/емкости для смешения в объеме достаточном для проведения операции. В ОГ должна быть разработана и утверждена ГИ ОГ математическая расчетная модель в табличной форме, которая отражает порции некондиционной и кондиционной нефти для смешения при различных исходных значениях в них ХОС (допускается разработка математической модели в виде ЛНД ОГ). ССП ОГ по добыче нефти обеспечивает разработку математической расчетной модели, которая включает следующие основные стадии: определение объема загрязненной НСЖ и содержание в нем ХОС, кратность разбавления кондиционной «чистой» НСЖ для снижения содержания ХОС в смеси ниже норматива, с учетом объема резервуара и кратности разбавления определение объема порций загрязненной и кондиционной НСЖ для одной операции смешения, необходимое количество операций смещения для компаудирования всего объема загрязненной НСЖ. Смешение ССП ОГ по добыче нефти может быть произведено только на основании этой модели. После компаундирования из смеси отбирается контрольная проба для определения в ней ХОС, откачка производится после получения результата из ИХАЛ со значением ХОС ниже регламентного значения. В случае превышения ХОС откачка не допускается, операция компаундирования производится повторно. При длительном отсутствии откачки и работе резервуаров/емкостей в накоплении производят контрольные отборы пробы не реже 1 раз в квартал. С целью контроля несанкционированного поступления жидкостей в места накопления нефтешламов необходимо обеспечить видеонаблюдение (в случае технической возможности), ведение журналов оперативного учёта объёмов и идентификации поступающих технологических жидкостей (с указанием: марки/номеров автомобилей, фамилии, имени, отчества водителей, точек вывоза и др.) и раскачек, ограничение доступа ответственным лицам, опломбирование (при технической возможности) задвижек.
4. При отсутствии технической возможности компаундирования вовлечение НСЖ, с повышенным содержанием ХОС, в систему сбора и ПН запрещено. Для указанных случаев НСЖ, с повышенным содержанием ХОС, должны быть идентифицированы как отходы, содержащие ХОС.
5. Отходы, содержащие ХОС, должны передаваться для целей дальнейшего обращения с ними Специализированным организациям по договорам сбора и транспортирования и договорам на передачу отходов с целью их обработки, утилизации, обезвреживания, размещения отходов определенных видов и классов опасности.

*Примечание:*

*К Специализированным организациям, в числе прочих относятся: федеральный оператор по обращению с отходами I и II классов опасности и операторы по обращению с отходами I и II классов опасности;*

1. С целью проверки реализации контрольных мероприятий на курируемых объектах ССП ОГ по добыче нефти производится сбор информации в виде заполненных чек-листов (формат приведен в [Приложении 3](#Приложения) настоящих Типовых требований). Проверка подлинности предоставляемой информации обеспечивается профильными службами ОГ в виде выездных проверок, минимальная периодичность 1 раз в полгода.
2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ЖИДКОСТИ НА ВОДНОЙ ОСНОВЕ
3. Отработанные технологические жидкости на водной основе (например, отработанные буровые растворы) перед откачкой с последующим использованием в цикле ПН, а также для целей ППД должны быть подвергнуты анализу на содержание ХОС.
4. Откачка технологических жидкостей без проведения предварительного анализа на содержание ХОС запрещена.
5. ССП ОГ по добыче нефти обеспечивает отбор пробы с поверхностного слоя с захватом углеводородной фазы (рекомендации по отбору проб приведены в разделе 6 к настоящим Типовым требованиям). Для лабораторного анализа на ХОС образцов с крайне низким объемом углеводородной фазы используют требования, установленные в [Приложении 2](#Приложения) настоящих Типовых требований.
6. В случае обнаружения содержания ХОС в технологической жидкости, образовавшейся в результате хозяйственной деятельности ОГ, обращение с такими технологическими жидкостями осуществляется с применением требований, установленными в п. 5.2.1 настоящих Типовых требований.
7. Если технологическая жидкость, содержащая ХОС в любых количествах, образуется в результате хозяйственной деятельности Подрядчика, обращение с ней осуществляется Подрядчиком с применением положений настоящих Типовых требований и Стандарта Компании № П3-05 С-0084 «Управление отходами».
8. ОТХОДЫ ИСПЫТАТЕЛЬНОЙ ХИМИКО-АНАЛИТИЧЕСКОЙ ЛАБОРАТОРИИ
9. Все поступающие в ИХАЛ партии реактивов и растворителей (нефрас, ацетон, толуол), которые предназначены для использования при определении ХОС (кроме СО, гидроокиси калия, хлористого натрия и азотнокислого серебра), должны подлежать ВК на предмет содержание ХОС.
10. ИХАЛ должна обеспечить накопление отходов, содержащих ХОС – отработанных или использованных при испытаниях на содержание ХОС реактивов, фракции нефти, выкипающей до 204 oС и СО, а также других использованных ХОС. Накопленные отходы запрещается сливать в систему сбора и ПН. Накопление отходов должно осуществляться в соответствии с нормативными правовыми актами в области обращения с отходами, санитарно-эпидемиологического контроля и Стандарта Компании № П3-05 С-0084 «Управление отходами».
11. ССП ОГ по КК и СП/работник ОГ по ООС обеспечивают разработку и реализацию детальной схемы взаимодействия при возникновении необходимости утилизации, обезвреживания и (или) размещения накопленных отходов, включая действия работников, последовательность обращений (телефоны, должностные лица), формат заявки, коммуникацию со Специализированной организацией, встречу специализированной техники, формат и уровень согласования акта приема/передачи (форма произвольная) отходов ИХАЛ. Схема взаимодействия устанавливается в распорядительном документе ОГ.
12. Для остальных отходов ИХАЛ, не содержащих ХОС (не используемых при определении ХОС) перед откачкой в систему сбора и ПН ССП ОГ по добыче нефти должен быть проведен анализ на содержание ХОС. Откачка без предварительного анализа на ХОС или с содержанием выше регламентного значения запрещена. В случае обнаружения ХОС выше регламентного значения необходимо применять требования п. 5.2.1 настоящих Типовых требований.
13. БЫТОВЫЕ СТОЧНЫЕ ВОДЫ
14. После мойки поверхностей на объектах социального значения (столовые, вахтовые поселки, административные здания), расположенных на территории месторождений ОГ, отработанные водные растворы запрещается сливать напрямую в систему сбора и ПН, такие растворы должны собираться в отдельные емкости для последующего отведения на ОС, при их наличии, или, в случае отсутствия ОС, передаваться как отход для дальнейшего обращения, либо как БСВ на ОС других юридических лиц для дальнейшей очистки.
15. Очищенные БСВ, поступающие в систему ППД, на выходе из ОС должны контролироваться на отсутствие ХОС с периодичностью не реже 1 раза в неделю. При закачке очищенных БСВ после ОС в непродуктивные горизонты контроль ХОС не проводится.
16. По решению ОГ БСВ могут быть идентифицированы в качестве отхода и последующее обращение с такими отходами осуществляется в соответствии с положениями Стандарта Компании № П3-05 С-0084 «Управление отходами».
17. В случае отведения БСВ на ОС запрещается применение моющих средств, содержащих «хлор». Данное требование и штраф за установленный факт использования/обнаружения должны быть включены в чек-листы при организации текущих проверок Клининговых операторов.
18. Перед началом использования нового (ранее не использованного) моющего средства или от нового поставщика, необходимо отобрать пробу и обеспечить лабораторное тестирование на отсутствие ХОС по одному из методов, приведенных в Типовых требованиях Компании № П1.01-05 ТТР-0148 «Применение химических реагентов на объектах добычи углеводородного сырья Компании». Далее по каждой партии обеспечивается только документальный мониторинг по отсутствию «хлора».
19. В случае, если в ОГ отведение отработанных водных растворов с моющими средствами, осуществляется на ОС сторонних организаций, либо в централизованные системы водоотведения, либо передаются в целях дальнейшего обращения Специализированным организациям, запрет на использование хлорсодержащих моющих средств не распространяется (если иное не предусмотрено договором со сторонней организацией).
20. БСВ и (или) отходы, образованные после химической чистки одежды, должны быть переданы в целях очистки, обезвреживания/утилизации или размещения Специализированными организациям. В том случае, если услуги по химической очистке одежды для нужд ОГ выполняются Подрядчиками за периметрами производственных объектов – обеспечить контроль запрета обратного возврата БСВ и (или) отходов, образованных после химической чистки одежды.
21. КОНТРОЛЬ ХЛОРОРГАНИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ В НЕФТЕСОДЕРЖАЩЕЙ ЖИДКОСТИ, НЕФТИ, БЫТОВЫХ СТОЧНЫХ ВОДАХ, ОТХОДАХ ПОДРЯДНЫХ ОРГАНИЗАЦИЙ И ДРУГИХ ОБЩЕСТВ ГРУППЫ
22. Запрещен прием любых видов отходов и других продуктов (например, сточных вод, углеводородных фракций) от других ОГ и Подрядчиков в систему сбора, подготовки и транспорта нефти и воды (включая ППД) ОГ, произведенных за территорией производственных объектов ОГ. Исключение составляют возвратные отходы и другие продукты (например, сточные воды, углеводородные фракции), произведенные после переработки УВС, сдаваемого ОГ. В этом случае в договоре с Подрядчиком или другим ОГ, должен быть учтен регулярный контроль ХОС в возвращаемых отходах и других продуктах (например, сточных водах, углеводородных фракциях) с фиксацией в актах/протоколах лабораторных испытаний. Допускается выполнение таких лабораторных испытаний силами принимающей стороны с выставлением затрат сдающей стороне.
23. Требования п. 5.2.5.1 также применяются при взаимодействии с другими добывающими организациями, сдающими НСЖ или нефть в систему сбора, транспорта и подготовки ОГ. Не реже, чем 1 раз в сутки должен быть обеспечен отбор проб и определение в них ХОС. Обязанность сдающей стороны по контролю ХОС в продукции и регулярного предъявления протоколов принимающей стороне должна быть закреплена в договоре (или ином документе), предусматривающем взаимодействие.
24. Для Подрядчиков, чьи сервисные базы располагаются на территории производственных объектов ОГ, допускается водоотведение БСВ на ОС ОГ, при соблюдении требований по обращению с БСВ, указанным в п. 5.2.4 настоящих Типовых требований. При отсутствии ОС Подрядчики обеспечивают обращение с БСВ самостоятельно.
25. С целью контроля Подрядчиков и выполнения ими мер по обращению с отходами, БСВ, НСЖ и технологическими жидкостями на водной основе ССП ОГ по добыче нефти ОГ производят регулярный сбор информации в формате чек-листов (формат установлен в [Приложении 4](#Приложения) настоящих Типовых требований). Проверка подлинности предоставляемой информации обеспечивается ССП ОГ по добыче нефти в виде выездных проверок, минимальная периодичность 1 раз в полгода.

Регламентные значения ХОС в НСЖ, БСВ и отходах, выше которых запрещена откачка в систему сбора, ПН и ППД устанавливается ЛНД ОГ, регулирующие контроль ХОС, но не более 6 ppm.

# ОТБОР, ПЛОМБИРОВКА И ДОСТАВКА ПРОБ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ СОДЕРЖАНИЯ ХЛОРОРГАНИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ

Отбор проб для лабораторных испытаний на содержание ХОС на площадочных объектах технологического отстоя НСЖ производят работники ССП ОГ по добыче нефти, либо представителями Подрядчиков в соответствии с ГОСТ 2517-2012, ГОСТ 31873-2012.

В зависимости от объекта для отбора проб (резервуары, ПДО, амбары, дренажные емкости, пробоотборная тара) может использоваться различное пробоотборное оборудование (Таблица 2).

**Таблица 2**

Контролируемые объекты технологического отстоя НСЖ   
на содержание ХОС

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОБЫ** | **ОБЪЕКТ ОТБОРА ПРОБ** | **ОБОРУДОВАНИЕ И ТАРА ДЛЯ ОТБОРА ПРОБ** |
| НСЖ | Резервуары РГС, РВС, дренажные емкости | Переносные ручные пробоотборники типа ПО, ПЭ, ППН. Кран для ручного отбора проб. Пробоотборная тара – пробоотборные канистры, стеклянные бутылки с герметично завинчивающейся пластмассовой крышкой и прокладкой, не растворяющейся в нефти |
| Открытые резервуары (Амбары, ПДО) | Переносные ручные пробоотборники типа ПО, ПЭ, ППН, пробоотборный черпак. Пробоотборная тара – пробоотборные канистры, стеклянные бутылки с герметично завинчивающейся пластмассовой крышкой и прокладкой, не растворяющейся в нефти |
| Пробоотборная тара | Пробоотборные трубки, градуированные пробоотборные трубки, специальные дозаторы |

Полученные пробы должны быть упакованы, промаркированы и опломбированы для обеспечения герметичности, а также для точной идентификации проб, в том числе для осуществления повторного испытания в случае необходимости. При выполнении работ по отбору проб необходимо соблюдать требования ПБОТОС и пожарной безопасности при обращении с нефтью на опасных производственных объектах в соответствии с разделом 11 настоящих Типовых требований.

1. ПОДГОТОВКА ПРОБООТБОРНОЙ ТАРЫ С ЦЕЛЬЮ ИСКЛЮЧЕНИЯ ПРИВНЕСЕНИЯ ХЛОРОРГАНИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ ОТ ИНЫХ ИСТОЧНИКОВ
2. С целью недопущения привнесения ХОС в отобранные пробы необходимо проводить осмотр пробоотборников, вспомогательного оборудования и пробоотборной тары перед каждым отбором пробы. Наличие повреждений, трещин на пробоотборном оборудовании и таре недопустимо. Пробоотборники, вспомогательное оборудование и тара для отбора проб перед выполнением работ должны быть чистыми и сухими. Любой материал, оставшийся в пробоотборнике или контейнере под пробу от предыдущей операции по отбору или очистке, может нарушить представительность пробы.
3. Подготовка пробоотборных емкостей осуществляется в ИХАЛ работником, ответственным за подготовку пробоотборной тары. Для отбора, хранения, накопления проб используются стеклянные или металлические ёмкости.
4. Запрещено применение емкостей из-под веществ, содержащих хлор.

Запрещено применение пластиковой тары.

При транспортировке и переносе переносных пробоотборников и пробоотборной тары необходимо предусмотреть меры по недопущению их загрязнения.

1. Емкости, предназначенные для отбора проб нефти/НСЖ с целью определения содержания ХОС, должны быть идентифицированы посредством нанесения маркировки «ХОС». Маркировка наносится любым способом, который устойчив к воздействию применяемых растворителей.
2. Не допускается использование емкостей с маркировкой «ХОС» для других целей. Для подготовки пробоотборных емкостей растворители берутся в объеме 10-20 % от объема емкости. Емкости и крышки ополаскиваются последовательно в следующем порядке:

* органическим растворителем (нефрасом, толуолом и др.);
* проточной водой;
* 2-3 раза дистиллированной водой;
* органическим растворителем (нефрасом, толуолом и др.);
* ацетоном или просушиваются потоком сухого азота (или другого инертного газа).

1. Применяемые для подготовки пробоотборных емкостей растворители должны быть проверены на отсутствие ХОС. В случае необходимости применяются моющие средства с документально оформленным подтверждением об отсутствии содержания хлора (паспорт, сертификат, протокол результата испытания, выполненного в рамках КК).
2. Подготовленные пробоотборные емкости в закрытом виде размещаются на отдельных полках шкафа с идентификационной табличкой, створки шкафа опечатываются. Допускается хранение подготовленной тары в отдельном опечатанном помещении. Допуск к подготовленным емкостям посторонних лиц должен быть исключен.
3. ДОКУМЕНТИРОВАНИЕ ОТБОРА И ПЕРЕДАЧИ ПРОБ
4. При отборе проб их объем должен быть достаточным для проведения испытаний, в том числе и повторных в случае необходимости (объемом не менее 500 см3 нефтяной фазы), не превышая при этом 90% объема пробоотборной тары.
5. Рекомендуется исключить промежуточные переносы проб из одной тары в другую в период между операцией отбора проб и проведением исследования.
6. При выполнении отбора проб составляется акт отбора проб (форма произвольная), где указывается:

* тип пробы;
* номер акта;
* наименование и адрес организации Заказчика;
* место отбора (наименование месторождения, пласта, скважины, резервуара и т.д.);
* точка отбора проб;
* дата отбора (при необходимости указывается время отбора);
* цель отбора;
* условия отбора (при необходимости);
* НД, регламентирующий процедуру отбора проб;
* объем отобранной пробы;
* количество отобранных проб;
* условия транспортирования проб (при необходимости);
* должности и фамилии лиц, отбирающих пробу, и лиц, присутствующих при отборе (при их наличии).

1. При передаче проб в ИХАЛ составляется акт приема-передачи проб (форма произвольная) с внесением аналогичных сведений по п. 6.2.3 настоящих Типовых требований. После приема ИХАЛ пробы регистрируются в журнале приема и регистрации проб по установленной в ИХАЛ форме. Допускается объединение акта отбора проб и акта приема – передачи в один документ.
2. ОТБОР ПРОБ ИЗ РЕЗЕРВУАРОВ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ И ВЕРТИКАЛЬНЫХ СТАЛЬНЫХ ЦИЛИНДРИЧЕСКИХ, ДРЕНАЖНЫХ ЕМКОСТЕЙ
3. Отбор проб из резервуаров РВС осуществляют следующим образом:

* в случае отсутствия возможности временного вывода резервуара из технологической схемы допускается производить отбор проб из резервуаров, находящихся в динамике;
* точечные и объединенные пробы нефти из РВС отбирают с помощью стационарного пробоотборника в пробоотборную тару или переносными пробоотборниками;
* отбор проб ручными пробоотборниками следует начинать сверху вниз в следующей последовательности:
* проба с верхнего слоя (на 250 мм ниже поверхности нефти);
* проба со среднего слоя (с середины высоты столба нефти);
* проба с нижнего слоя (на 250 мм выше уровня раздела фаз, а в случае отсутствия подтоварной воды нижний срез приемо-раздаточного патрубка резервуара по внутреннему диаметру). Для резервуара, у которого приемо-раздаточный патрубок находится в приямке, за нижний уровень отбора пробы нефти принимают уровень на расстоянии 250 мм от днища резервуара);
* из резервуаров, имеющих взлив нефти больше чем 4,5 м, отбирают объединенную пробу нефти, сформированную из проб равных по объему с верхнего, среднего и нижнего уровней (или с уровня слива товарной нефти) в порядке их перечисления;
* из резервуаров, имеющих взлив нефти от 3 м до 4,5 м, отбирают объединенную пробу нефти, сформированную из проб, равных по объему с верхнего и нижнего уровней (или с уровня слива товарной нефти) в порядке их перечисления;
* из резервуаров, имеющих взлив нефти меньше чем 3 м, отбирают одну пробу со среднего уровня;
* нельзя отбирать пробы из жестко установленных вертикальных труб, так как продукт, находящийся в них, обычно не является представительным для продукта в резервуаре в той точке, в которой отбирается проба. Из таких вертикальных труб проба должна быть отобрана лишь в случае существования на них не менее двух рядов перфорационных отверстий;
* из нефтяных резервуаров диаметром, превышающим 45 м, следует отбирать дополнительные пробы из любого другого доступного мерного люка, расположенного по круговому периметру крышки, если это продиктовано условиями безопасности;
* из вертикальных резервуаров пробу нефти отбирают переносным пробоотборником следующим образом:
* измеряют уровень нефти;
* рассчитывают уровни отбора точечных проб;
* опускают закрытый пробоотборник до заданного уровня так, чтобы отверстие, через которое происходит его заполнение, находилось на этом уровне;
* открывают крышку или пробку, заполняют пробоотборник и поднимают его;
* расчет уровней отбора проб определяют следующим способом:
* уровень точки отбора пробы верхнего слоя Нв определяется суммой высоты свободного пространства РВС Нсв и глубиной погружения переносного пробоотборника (250 мм):

;

* уровень точки отбора пробы среднего слоя Нср определяется суммой высоты свободного пространства РВС Нсв и разницей уровня нефти в РВС Нп и уровня раздела фаз Нвнр, делимой наполовину:

;

* уровень точки отбора пробы нижнего слоя Нн определяется суммой высоты свободного пространства РВС Нсв к разности уровня раздела фаз Нвнр и расстояния от него до глубины спуска проботборника (250 мм):

.

1. Точечные пробы НСЖ из РГС отбирают переносными пробоотборниками (Таблица 2) с трех уровней. Определение уровней отбора точечных проб осуществляется в соответствии с Таблицей 3. Объединенную пробу составляют смешением точечных проб верхнего, среднего и нижнего уровней в соотношениях, указанных в Таблице 3.

**Таблица 3**

Требования к отбору проб из РГС

| Уровень заполнения резервуара, % диаметра | Уровень отбора проб, % диаметра над дном | | | Смешанная проба (пропорциональные части от ...) | | |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| верхний | средний | нижний | верхняя | средняя | нижняя |
| 100 | 80 | 50 | 20 | 3 | 4 | 3 |
| 90 | 75 | 50 | 20 | 3 | 4 | 3 |
| 80 | 70 | 50 | 20 | 2 | 5 | 3 |
| 70 | - | 50 | 20 | - | 6 | 4 |
| 60 | - | 50 | 20 | - | 5 | 5 |
| 50 | - | 40 | 20 | - | 4 | 6 |
| 40 | - | - | 20 | - | - | 10 |
| 30 | - | - | 15 | - | - | 10 |
| 20 | - | - | 10 | - | - | 10 |
| 10 | - | - | 5 | - | - | 10 |

1. Из резервуаров РГС и дренажных емкостей пробу жидкости ССП ОГ по добыче нефти отбирают переносным ручным пробоотборником следующим образом:

* измеряют уровень жидкости;
* рассчитывают уровни отбора точечных проб;
* опускают закрытый пробоотборник до заданного уровня так, чтобы отверстие, через которое происходит его заполнение, находилось на этом уровне;
* открывают крышку или пробку, выдерживают его до заполнения пробой. Заполненный пробоотборник поднимают, а бутылку с отобранной пробой жидкости вынимают из каркаса, герметично закрывают. Для отбора следующей пробы вставляют чистую сухую бутылку.

При составлении объединенной пробы каждую точечную пробу перемешивают, ССП ОГ по добыче нефти набирают необходимый объем и сливают в один сосуд.

1. Для точек отбора проб на 2-3 уровне ПК, а также (или) путей следования работника от мест отбора до ИХАЛ рекомендуется оснащение видеонаблюдением. С целью оптимизации расходов допускается настройка имеющихся внутриплощадочных и периметральных камер для охвата места отбора проб и путей следования работника.
2. ОТБОР ПРОБ ИЗ ПРУДОВ ДОПОЛНИТЕЛЬНОГО ОТСТОЯ, АМБАРОВ
3. Для отбора проб НСЖ из ПДО или амбаров ССП ОГ по добыче нефти используются ручные переносные пробоотборники или осуществляют отбор проб черпаком (Таблица 2). Отбор проб производят до проведения любых действий, которые могут «возмущать» содержимое ПДО или амбара. Количество точечных проб из амбаров или ПДО определяют в зависимости от их вместимости и толщины слоя НСЖ. При толщине слоя НСЖ более 4,5 м отбираются три точечные пробы, при толщине слоя НСЖ до 4,5м отбираются две точечные пробы. Способы отбора точечных проб из амбаров и ПДО могут отличаться в зависимости от технологической схемы и технической оснащенности объекта отбора проб.
4. Из амбаров или ПДО, оснащенных мостками отбирают две или три точечные пробы с разных уровней пробоотборниками типа ПО, ПЭ или пробоотборник плавающий. Если амбар или ПДО не оснащены мостками, но имеется возможность отбора точечной пробы с края объекта, одна точечная проба с верхнего уровня отбирается черпаком, вторая точечная проба с нижнего уровня отбирается с полным погружением пробоотборного устройства в НСЖ или через пробоотборный кран приема или выкида установленного насосного оборудования в пробоотборную бутылку. Отбор пробы производят при кратковременном запуске насоса с условием обратной циркуляции НСЖ в амбар или ПДО в место, максимально удаленное от места забора жидкости для отбора пробы. При отсутствии мостков и возможности отбора пробы с края амбара или ПДО, отбор точечных проб производят только через пробоотборный кран приема или выкида установленного насосного оборудования в пробоотборную бутылку. Отбор пробы производят при кратковременном запуске насоса с условием обратной циркуляции НСЖ в амбар или ПДО в место, максимально удаленное от места забора жидкости для отбора пробы.
5. ОТБОР ПРОБ ИЗ ПРОБООТБОРНОЙ ТАРЫ
6. Независимо от типа используемой пробоотборной тары она должна иметь достаточный объем для того, чтобы вмещать требуемое количество пробы, не превышая при этом 80% объема тары. Дополнительный (свободный) объем необходим в случае температурного расширения пробы и для улучшения ее перемешивания.
7. Перед началом испытания и взятием пробы НСЖ из тары ее тщательно перемешивают в течение пяти минут. Для некоторых проб необходимо нагревание, чтобы обеспечить полную гомогенность образца. При нагревании следует соблюдать осторожность, чтобы избежать потерь ХОС.
8. Отбор проб проводят в месте, защищенном от пыли и атмосферных осадков. Поверхность вокруг пробок, крышек и дна пробоотборной тары перед открыванием очищают.
9. УПАКОВКА, МАРКИРОВКА И ХРАНЕНИЕ ПРОБ
10. Каждую объединенную пробу нефти делят на две равные части. Одну часть пробы анализируют, другую - сохраняют в ИХАЛ до окончания испытаний первой части пробы с целью выполнения повторных испытаний пробы в случае необходимости. Бутылки с пробами должны быть герметично закрыты винтовыми пластмассовыми крышками с прокладками, не растворяющимися в нефти.
11. В случае планирования передачи проб на испытание Подрядчику к бутылке необходимо прикрепить этикетку, которая заполняется по факту отбора проб, с указанием следующей информации:

* наименование пробы;
* наименование организации и объекта, где расположена точка отбора проб;
* точка отбора проб (номер резервуара и высота налива; технологический объект отстоя НСЖ и прочие);
* номер единицы тары для хранения и транспортировки пробы;
* дата, время отбора пробы;
* срок хранения пробы;
* должности и фамилии лиц, отобравших и опечатавших пробу.

1. Для сохранения проб нефти/НСЖ до проведения испытания, их хранят в помещениях ИХАЛ в шкафах с полками из несгораемого материала. Пробы должны быть защищены при хранении от воздействия окружающей среды, света, нагрева или других вредных факторов.
2. ОСОБЕННОСТИ ОТБОРА ПРОБ НА 4 УРОВНЕ ПРЕВЕНТИВНОГО КОНТРОЛЯ (ОСНОВНОЙ КОНТРОЛЬ)
3. Объединенная проба при использовании автоматического пробоотборника составляется автоматически из точечных проб, объем которых устанавливают от 1 до 10 см3. Минимальное количество точечных проб должно быть не менее 300. Объем и количество точечных проб определяются временем и объемом перекачивания. Объем объединенной пробы должен быть не менее 3000 см3. Объем объединенной пробы должен быть достаточным для проведения испытаний, формирования накопительных проб, арбитражной пробы. Регулятор автоматического пробоотборника должен быть опломбирован. При отборе проб нефти и нефтепродуктов автоматическим пробоотборником должен быть предусмотрен также ручной отбор проб из контура отбора. При отсутствии движения по контуру отбора пробу отбирают после слива нефти или нефтепродукта в другой сосуд в объеме, равном трехкратному объему нефти или нефтепродукта, заполняющего всю пробоотборную систему до крана, из которого производится слив пробы. Объединенную пробу нефти или нефтепродукта делят на две равные части. Одну часть пробы анализируют, другую - хранят опечатанной на случай разногласий в оценке качества нефти или нефтепродукта. Использование в качестве промежуточной тары пластиковой емкости запрещено.Перед делением пробы в ИХАЛ проба должна быть тщательно перемешана. Рекомендуется производить перемешивание с помощью автоматической системы перемешивания. Для систем пробоотбора, не оснащенных автоматической системой перемешивания, пробоприемники с пробами рекомендуется перемешивать с помощью перемешивающих устройств (шейкеров).
4. ССП ОГ по добыче нефти обеспечивает защиту от несанкционированного доступа к пробоотборным системам, пробоприемникам/накопительным емкостям автоматического пробоотбора, входящим в состав пробоотборной системы (к пустым и заполненным), арбитражным пробам, накопительным пробам (включая пробы в процессе накопления), подготовленной таре для арбитражных, накопительных и других проб.
5. ССП ОГ по добыче нефти обеспечивает пломбировку номерными пломбами пустых и заполненных пробоприемников при хранении, транспортировке, арбитражных проб, накопительных проб в процессе их накопления.

Должно быть обеспечено видеонаблюдение:

* процесса отбора проб;
* рабочего места для перемешивания, розлива, деления проб, формирования накопительных и арбитражных проб;
* рабочего места для проведения испытаний;
* места хранения пустых пробоприемников;
* места хранения арбитражных проб.

Видеонаблюдение должно быть смонтировано таким образом, чтобы работники не закрывали собой наблюдаемые рабочие места и процессы.

1. ССП ОГ по добыче нефти устанавливает порядок обращения с пробами, включающий:

* подготовку (способы мытья, сушки и т.п.) пробоотборной тары (пробоприемников, накопительных емкостей) и тары для хранения и формирования арбитражных и накопительных проб, требования к растворителям для мытья тары (проверка на отсутствие ХОС);
* отбор проб;
* доставку проб в ИХАЛ;
* прием, регистрация проб в ИХАЛ;
* перемешивание проб;
* деление и формирование арбитражных и накопительных проб с указанием точных объемов;
* постановку и снятие на арбитражное хранение, включая опечатывание, пломбировку номерными пломбами, места, условия и срок хранения арбитражных проб;
* защиту от несанкционированного доступа к местам хранения проб, пробоотборной тары, пломб;
* документирование/регистрация действий по обращению с пробами;
* распределение ответственности.

1. Прием пробы в ИХАЛ осуществляется только при наличии акта приема-передачи пробы. В акте приема-передачи пробы ставят подписи представители сдающей и принимающей стороны, а также представитель ИХАЛ после приема пробы. Также в акте указывается объем пробы. При приеме пробы представитель ОГ (товарный оператор), доставивший пробу в ИХАЛ, и представитель ИХАЛ (лаборант химического анализа) ставят подписи в журнале приема проб, подтверждающие факт сдачи и приема пробы. Номер пробы, присвоенный при регистрации, указывается во всех документах, включая протокол испытаний.
2. При постановке арбитражной пробы на хранение и при снятии ее с хранения представитель ОГ ставит соответствующие подписи в журнале учета арбитражных проб. При постановке арбитражной пробы на хранение в журнале указывается номер пломбы.
3. Необходимо вести журнал подготовки пробоприемников и тары для проб систем автоматического пробоотбора, в котором должна быть отражена информация о применяемом растворителе и номере пломбы.
4. Для корректного ведения журналов (п. 6.7.6-6.7.8) в ИХАЛ должны быть назначены ответственные работники.
5. СПЕЦИАЛЬНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К ИСПЫТАНИЯМ
6. Основные требования к оборудованию и работникам ИХАЛ, вовлеченным с процедуры лабораторного определения ХОС приведены в ГОСТ Р 52247-2021 и ГОСТ ISO/IEC 17025. Для испытания рекомендуется использовать отдельный набор лабораторной посуды, который не используется в других видах испытаний.
7. В рамках мониторинга качества нефти в части содержания ХОС одним из рисков является выдача ИХАЛ недостоверного результата испытаний. С целью исключения/снижения указанного риска в ОГ должна быть выполнена проверка корректности результата испытания по ГОСТ Р 52247-2021.
8. Проверка корректности результата испытания необходима в следующих случаях:

* получение/выдача сомнительного результата, в том числе результата, превышающего нормы согласно ТР ЕАЭС 045/2017, ГОСТ Р 51858-2002;
* запрос от Заказчика о подтверждении корректности результата;
* претензия от Заказчика.

1. Для проверки корректности (достоверности) результата испытаний целесообразно использовать алгоритм проверки корректности результата испытания по ГОСТ Р 52247-2021(далее – Алгоритм), который обеспечивает единые подход и критерии при проверке результатов испытаний и стандартизированные этапы принятия решенияо выполнении следующих действий либо о выдаче результата испытаний. Алгоритм включает 9 этаповпроверки результата испытаний (Таблица 4). После выполнения каждого действия работником ИХАЛ, выполняющим проверку принимается решение о выполнении следующих действий либо о выдаче результата испытаний. После проверки корректности результата испытания ИХАЛ:

* выдает новый результат, при этом фиксирует, на каком этапе было приято решение о выдаче результата испытания, какой этап метода испытаний выполнен с нарушениями;

или

* подтверждает выданный результат испытания.

Данный алгоритм позволяет определить корневые причины нарушений процесса получения результата испытаний по ГОСТ Р 52247-2021 и разработать мероприятия для их устранения, усилить контроль определенных операций производственного процесса. При выполнении операций по методу испытаний следует особенно тщательно выполнять и контролировать этапы, связанные со значительными трудозатратами. Устранение несоответствий (ошибок), допущенных на таких этапах, может значительно увеличить время выдачи результата испытаний. Стоимость такого результата испытаний будет увеличена на стоимость рабочих часов исполнителей и стоимость дополнительных расходных материалов. Результативность и эффективность производственного процесса понижаются. Алгоритм применяется при отсутствии изменения внешних и (или) внутренних факторов, влияющих на результат испытания.

1. При получении/выдаче сомнительного/недостоверного результата в случае изменения внешних и (или) внутренних факторов (смена партии реактива, проведение испытаний на СИ после ремонта и т.д.) необходимо в первую очередь проверить влияние на результат данных факторов. Если на данном этапе найдена ошибка и после ее устранения получен результат, удовлетворяющий критериям приемлемости, требованиям спецификации, принимается решение о выдаче достоверного результата испытаний и прекращении дальнейших этапов Алгоритма.
2. При отсутствии несоответствий/ошибок на данном этапе ИХАЛ переходит к этапу 2 Алгоритма. При этом допускается повторно использовать оставшийся объем фракции нефти, выкипающей до 204 или получить новую порцию из оставшейся (резервной) пробы нефти.
3. Если нарушения на этапе 2 не выявлены, необходимо выполнить, как минимум, этапы 3 - 5 Алгоритма: независимо от того, выявлены или не выявлены нарушения операций на этапе 3 Алгоритма, для получения достоверного результата выполняется отбор новой пробы нефти или снятие пробы с арбитражного хранения для проведения испытания и получения результата.
4. Этап 6 выполняется в случае, если причины получения некорректного результата на этапе 5 не выявлены и если в ИХАЛ имеется резервное оборудование.
5. Этап 7 выполняется в случае, если причины получения некорректного результата на этапе 5 или 6 не выявлены.
6. ИХАЛ с Заказчиком принимает решение о выполнении этапа 7 на основном и (или) резервном оборудовании. Также, по решению ИХАЛ, этап 7 может выполняться сразу после этапа 2.
7. Этап 8 выполняется на основном и (или) резервном оборудовании по решению ИХАЛ и Заказчика. Этап 8 может выполняться вместо этапа 7 или сразу после этапа 2, по решению ИХАЛ и Заказчика.
8. Этап 9 выполняется, если ИХАЛ не выявила нарушений процесса получения результата испытаний по методу ГОСТ Р 52247-2021 и не смогла установить причину получения некорректного результата.
9. Перед выполнением испытаний в сторонней ИХАЛ необходимо согласовать проверку и выполнение всех этапов в соответствии с чек-листом. В случае выполнения испытаний в сторонней ИХАЛ Заказчик предоставляет вновь отобранную пробу для испытания (если образца для повторного испытания недостаточно) или уже испытанную пробу. Предварительно перед отбором пробы необходимо проверить все операции этапа отбора, транспортировки пробы (этап 3 Алгоритма) согласно чек-листу. Если результат, полученный в сторонней ИХАЛ, подтверждает ранее полученный результат, принимается решение о выдачи результата испытаний, выходящего за нормы спецификации. ОГ принимает решение о методах реагирования на получение продукции, не соответствующей спецификации. Если результат, полученный в сторонней ИХАЛ, не подтверждает полученный ранее результат и соответствует требованиям спецификации, целесообразно сравнить условия проведения испытания, операции и используемое в сторонней ИХАЛ оборудование с собственными условиями, ресурсами, операциями для выявления возможной причины получения некорректного результата.
10. Допускается на любом этапе проводить испытания СО.
11. В ИХАЛ должна быть обеспечена отдельная процедура обращения с реактивами, содержащими ХОС. Данная процедура должна предусматривать:

* ограничение доступа работников лаборатории к реактивам ХОС;
* порядок выдачи и учета реактивов ХОС;
* назначение ответственных лиц в лаборатории за учет и использование реактива ХОС по назначению.

1. Шаблон акта проверки ИХАЛ в формате детального чек-листа и результатов испытаний установлен в [Приложении 5](#Приложения) к настоящим Типовым требованиям. Содержание и проверяемые вопросы чек-листа могут быть дополнены по инициативе ИХАЛ.

**Таблица 4**

**Алгоритм проверки корректности результата испытания по ГОСТ Р 52247**

| **№**  **П/П** | **ДЕЙСТВИЕ** | **ПРОВЕРКА ФАКТОРОВ** | **РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ИСКЛЮЧЕНИЮ РИСК-ФАКТОРОВ** | **ПРИМЕЧАНИЯ** |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| 1 | Пересчет результата испытаний | Проверка корректности ввода исходных данных | - | - |
| 2 | Повторное испытание пробы фракции нефти, выкипающей до 204 oС | Проверка подготовки к испытанию и работу оборудования (включая электроды) согласно ГОСТ Р 52247-2021 и эксплуатационной документации.  Проверка процедуры испытания пробы фракции нефти, выкипающей до 204 согласно ГОСТ Р 52247-2021 | Метод Б: заменить микрошприц, септу  Метод В: заменить кювету, партию пленки | Параллельно проверить правильность установки термометра |
| 3 | Испытание вновь отобранной пробы нефти (для точечной пробы)  или  Испытание арбитражной пробы (для накопительной или объединенной пробы) | Проверка пробоотборной тары, процедуры отбора пробы согласно НД на отбор проб | Заменить пробоотборную тару (для вновь отбираемой пробы) | Запрещается отбирать и транспортировать пробы нефти в пластиковой таре, таре из-под веществ, содержащих хлор |
| 4 | Получение новой порции фракции нефти, выкипающей до 204 oС из вновь отобранной пробы | Проверка процедуры получения фракции нефти, выкипающей до 204 по  ГОСТ Р 52247-2021.  Проверка чистоты аппаратуры для получения фракции нефти, выкипающей до 204 , проверка правильности сборки установки для получения фракции нефти, выкипающей до 204 , уровня установки термометра.  Проверка чистоты промывки фракции нефти, выкипающей до 204 (Приложение 5) | Заменить аппаратуру для получения фракции нефти, выкипающей до 204 (при наличии) | Положение термометра регулируют в  Т-образном переходнике таким образом, чтобы нижний конец капилляра был на уровне наивысшей точки нижней части внутренней стенки той части переходника, которая соединяется с холодильником |
| 5 | Испытание новой пробы фракции нефти, выкипающей до 204 oС | Проверка процедуры испытания пробы фракции нефти, выкипающей до 204 согласно ГОСТ Р 52247.  Проверка химических реактивов (растворителей) на отсутствие ХОС.  Метод Б: для вновь собранной ячейки проверка корректность холостого опыта, проверить готовность системы к определению с применением стандартного раствора | Метод А: заменить партию бифенила натрия, изопропилового спирта, изооктана, электроды (при наличии).  Метод Б: заменить электролит в ячейке: заменить партию уксусной кислоты (при наличии), дистиллированной воды, заменить раствор хлорида натрия (применяется для теста ячейки), СО 10 мг/л (готовится из хлорбензола и изооктана), изооктан, заменить электроды (при наличии резервных электродов).  Метод В: Заменить градуировочную характеристику, СО висмута (при наличии) | Некачественный изооктан дает желтое окрашивание (при выпаривании фракции нефти, выкипающей до 204 ).  Проверку растворителей на отсутствие ХОС осуществлять по методу определения ХОС во фракции нефти, выкипающей до 204 |
| 6 | Испытание новой пробы фракции нефти, выкипающей до 204 oС на резервном анализаторе (при наличии и готовности и к работе) | Проверка подготовки оборудования к испытанию согласно ГОСТ Р 52247-2021 и эксплуатационной документации.  Проверка процедуры испытания пробы фракции нефти, выкипающей до 204 согласно  ГОСТ Р 52247-2021 | - | Повышенное содержание ХОС в реактивах наряду с превышением содержания ХОС в может свидетельствовать о неисправности анализатора/ электродов/ титровальной ячейки |
| 7 | Испытание СО | Проверка целостности СО | - | - |
| 8 | Испытание СО другой партии (при наличии) | Проверка целостности СО | - | - |
| 9 | Проведение испытаний в другой ИХАЛ | Проверка согласно данному алгоритму (за исключением отбора новых проб) | - | В случае если несоответствий не выявлено и превышение нормы содержания ХОС не подтверждено проводят испытание в третьей ИХАЛ |

# 

1. СХЕМА РЕАГИРОВАНИЯ И ДЕЙСТВИЯ ПРИ ПОВЫШЕННЫХ ЗНАЧЕНИЯХ ХЛОРОРГАНИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ
2. СХЕМА РЕАГИРОВАНИЯ
3. В ОГ должна быть разработана схема реагирования, которая охватывает последовательность оповещения руководства ОГ и ПАО «НК «Роснефть» в случаях обнаружения ХОС в НСЖ и товарной нефти выше регламентных на каждом уровне ПК. Типовая схема реагирования представлена в [Приложении 6](#Приложения) к настоящим Типовым требованиям. На основании типовой схемы ССП ОГ по добыче нефти разрабатывает схему реагирования с учетом штатной структуры, согласовывается руководителями заинтересованных служб ОГ и утверждается ГИ ОГ. Типовая схема актуализируется на основании изменения штатной структуры.
4. В схеме реагирования должны быть отражены основные ключевые моменты:

* необходимость и время оповещения на каждом этапе передачи информации: от лаборанта ИХАЛ до руководства;
* уровень реагирования при получении результата ХОС ниже и выше регламентного;
* первостепенные меры по переключению загрязненных потоков для предотвращения их попадания на узлы коммерческой сдачи нефти;
* необходимость проведения уточняющих (повторных) испытаний;
* испытания и первичные действия по локализации источника ХОС;
* формирование штаба и проведение расследования по выявлению причин инцидента.

1. ДЕЙСТВИЯ ПРИ ПОВЫШЕННЫХ ЗНАЧЕНИЯХ ХЛОРОРГАНИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ
2. В случае превышения ХОС на любом из уровней ПК действия работников должны быть проведены в соответствии с утвержденными схемами реагирования. Первостепенную роль здесь играет незамедлительное принятие мер, оповещение должностных лиц и руководящего состава, а также недопущение движения нефти и НСЖ с повышенными значениями ХОС далее по системе сбора, подготовки и сдачи нефти.
3. В ОГ для всех уровней ПК должна быть разработана и утверждена ГИ ОГ математическая расчетная модель по компаудированию в табличной форме, которая отражает порции некондиционной и кондиционной нефти (или иной углеводородсодержащей продукции) для смешения при различных исходных значениях в них ХОС.
4. Для скважин на 1 уровне ПК данная модель представляет собой расчет максимальных допустимых значений ХОС в скважинной продукции, которые с учетом объема жидкости на ближайшем площадочном объекте не приводит к превышению ХОС выше регламентных значений.
5. При превышениях ХОС на 2-4 уровнях ПК на площадочных объектах должна быть возможность переключения потоков с повышенным содержанием ХОС на линии и резервуары, изолированные от потоков в товарной продукции. Компаудирование может быть произведено в резервной емкости для смешения в объеме достаточном для проведения операции. Смешение ССП ОГ по добыче нефти может быть произведено только на основании этой модели. Смешение может быть проведено также в рабочих резервуарах с возможностью возврата жидкости на повторное смешение или «голову» процесса в случае превышения ХОС выше регламентного значения после смешения. После компаундирования из смеси отбирается контрольная проба для определения в ней ХОС, откачка производится после получения результата из ИХАЛ со значением ХОС ниже регламентного значения. В случае превышения ХОС откачка не допускается, операция компаундирования производится повторно.
6. Расследование с привлечением ДНГД ПАО «НК «Роснефть» для выяснения причин превышения ХОС проводится на 4 этапе ПК. Допускается проведение внутренних технических расследований при превышении ХОС на других уровнях. По итогам месяца информация по фактам превышения ХОС на 1-3 уровне ПК, а также при работе с отходами направляется в ДНГД и Департамент нефтепромысловых услуг и геолого-технических мероприятий ПАО «НК «Роснефть». Расследование проводится в течение не более 10 суток после факта лабораторного подтверждения превышения ХОС. В рамках расследований производится анализ результатов испытаний на содержанием ХОС поступающих потоков, отходов, перепроверка используемых ХР, производится повторный отбор проб и лабораторное определение нефти и НСЖ в поступающих потоках. Информация должна содержать даты и наименование объекта, где зафиксированы превышения, установлены причины (источник) загрязнения ХОС, а также предпринятые меры по недопущению попадания жидкости с повышенным содержанием ХОС в систему нефтесбора и (или) ПН, действия по ее сбору, локализации, обращению, компаундированию. Формат по предоставлению информации произвольный.
7. ОЦЕНКА ТЕХНОГЕННОЙ ГЕНЕРАЦИИ ХЛОРОРГАНИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ
8. ССП ОГ по применению ХР проводит КК ХР на предмет содержания ХОС. При отсутствии в них органически связанного хлора, в технологическом процессе ХР могут вступать между собой в реакции, приводящие к техногенному новообразованию ХОС в нефти. ХР, который в своем составе не содержит хлор, вступая во взаимодействие в другим ХР, содержащим неорганический хлор потенциально способен генерировать ХОС. Функционал и ответственность за лабораторное определение генерации техногенного ХОС от применения ХР и принятие мер по снижению/исключению негативного влияния от данного проявления возложена на ССП ОГ ХР.
9. В техногенной генерации ХОС, выделена группа ХР, содержащие в своем составе хлор, – агенты хлорирования (ХР1). ХР, содержащие в своем составе хлор в любом виде, в реестре представлены следующими классами соединений:

* неорганические соли (хлориды натрия, калия, магния, кальция, аммония);
* кислота (соляная кислота);
* ЧАС (алкилбензилдиметиламмония хлорид, триметил (2-гидроксиэтил) аммония хлорид, холин хлорид и др.);
* полимеры (полиэтенилхлорид, ПВХ, поли-1,1-дихлорэтен);
* хлорсодержащие органические соли. (хлорамиды/хлорамины -дихлоризоцианурат натрия дигидрат; органические соли соляной кислоты - поли(иминокарбонимидоилимино-1,6-гександиил)гидрохлорид).

1. Для лабораторного определения генерации техногенных ХОС при химическом взаимодействии реагентов ССП ОГ ХР определяет с каким из хлорирующих агентов совместно применяется исследуемый ХР. Далее определяются (рассчитываются) рабочие концентрации исследуемого ХР и хлорирующих агентов, в которых они встречаются при промышленном применении. При концентрациях менее 5000 ppm каждого из ХР техногенной генерации ХОС не определяют. В случае, если ХР встречаются при промышленном применении в концентрации 5000 ppm и более, то проводят лабораторное тестирование для определения степени негативного влияния, методика приведена в [Приложении 7](#Приложения) настоящих Типовых требований.
2. Степень негативного влияния от генерации техногенного ХОС присваивают в зависимости от прироста ХОС по сравнению с «холостым» опытом без хлорирующего агента:

* низкая – 1[[1]](#footnote-1)-3 ppm от холостого;
* средняя – 3-5 ppm от холостого;
* высокая – более 5 ppm от холостого.

1. При определении ХОС ниже нижнего порога определения фиксируется отсутствие генерации техногенного ХОС с отсутствием необходимости дополнительных мер по минимизации негативного влияния.
2. Для предупреждения/минимизации техногенного образования ХОС и их прекурсоров в товарной нефти используют рекомендации (п. 9.6.1-9.6.5 настоящих Типовых требований) по оперативным и технологическим приемам в зависимости от выявленной степени негативного влияния.

При установлении степени негативного влияния «низкая» по результатам тестирования смеси испытуемых ХР, предлагается:

* допустить применение тестируемых ХР без ограничений;
* повторную лабораторную оценку генерации ХОС с протестированными ХР проводить не реже, чем 1 раз в 12 месяцев.

1. При «низкой» степени техногенного образования ХОС такие рекомендации обусловлены тем, что взаимодействие тестируемых реагентов приводит к незначительному приросту техногенного ХОС, относительно «базового» эксперимента, в связи с чем их совместное применение допускается без ограничений. При этом, в связи с возможной переменчивостью состава ХР (смена сырья, технологии производства и т.п.), не зависящей от конечного потребителя, не реже, чем 1 раз в 12 месяцев, с протестированными ХР следует проводить повторную оценку генерации ХОС.
2. При установлении степени «средняя» по результатам тестирования смеси испытуемых ХР, предлагается:

* допустить применение тестируемых ХР с условием последующего контроля содержания ХОС в продукции согласно действующим требованиям, определить достаточную периодичность данного контроля;
* отработать НСЖ при запуске скважины на режим на шламовую емкость/амбар с последующим компаундированием;
* применять внутритрубное компаундирование с использованием математической модели расчета;
* повторную оценку генерации ХОС с протестированными ХР проводить не реже, чем 1 раз в 12 месяцев.

1. При «средней» степени техногенного образования ХОС такие рекомендации обусловлены тем, что взаимодействие тестируемых реагентов приводит к ощутимому приросту техногенного ХОС, относительно «базового» эксперимента, в связи с чем на совместное применение протестированных реагентов накладываются определенные ограничения, в т.ч. объемы применения ХР и мероприятия ПК. Также, в связи с возможной переменчивостью состава ХР (смена сырья, технологии производства и т.п.), не зависящей от конечного потребителя, не реже, чем 1 раз в 12 месяцев, с протестированными ХР следует проводить повторную оценку генерации ХОС.
2. При установлении степени «высокая» по результатам тестирования смеси испытуемых ХР, предлагается:

* допустить применение тестируемых ХР с условием обязательного технологического разделения потоков после применения каждого из реагентов;
* при невозможности разделения потоков производить постоянный контроль;
* отработать НСЖ при запуске скважины на режим на шламовую емкость/амбар с последующим компаундированием;
* при невозможности отработки НСЖ на шламовую емкость/амбар с последующим компаундированием ограничить совместное применение ХР;
* повторную оценку генерации ХОС с протестированными ХР проводить не реже, чем 1 раз в 12 месяцев.

1. При «высокой» степени техногенного образования ХОС такие рекомендации обусловлены тем, что взаимодействие тестируемых реагентов приводит к значительному приросту техногенного ХОС, относительно «базового» эксперимента, в связи с чем совместное использование протестированных реагентов не допускается. Также, в связи с возможной переменчивостью состава ХР (смена сырья, технологии производства и т.п.), не зависящей от конечного потребителя, не реже, чем 1 раз в 12 месяцев, с протестированными ХР следует проводить повторную оценку генерации ХОС.
2. Схема решений при определении техногенного образования ХОС приведены на Рисунке 2.



**Рис. 2 Схема решений для определения техногенного образования ХОС**

1. В процессах добычи, бурения скважин, сервисных работах, МУН используются моновещества или вещества природного происхождения со стабильной (инертной) структурной матрицей, которая не содержит ХОС и активных центров хлорирования и образования ХОС. С учетом элементного состава и технологии применения использование материалов, приведенных в Таблице 5, возможно без дополнительных мероприятий по определению ХОС в их составе силами ОГ.

**Таблица 5**

**Номенклатура ХР и материалов с допуском к промышленному применению без дополнительных мероприятий по определению ХОС в их составе**

| **КЛАССЫ ХР** | **НАИМЕНОВАНИЕ ХР И МАТЕРИАЛОВ** |
| --- | --- |
| **НАПРАВЛЕНИЕ: БУРЕНИЕ, В ТОМ ЧИСЛЕ, ЦЕМЕНТИРОВАНИЕ И ЖИДКОСТИ ЗАКАНЧИВАНИЯ** | |
| Утяжелители, неорганические (минеральные) соли, в т.ч. содержащие хлор, утяжеляющие добавки | BaSO4, NH4Cl, KCl, NaCl, MgCl2, KBr, CaCl2, NaBr, K2CO3, CaBr2, ZnBr2, кварцевый песок (SiO2), вермикулит ((Mg+2, Fe+2, Fe+3)3⋅(OH)2⋅4H2O), оксид железа/ гематит (Fe3O4, Fe2O3, FeO), оксид цинка (ZnO), титанистый железняк (ильменит) – FeTiO3, оксид алюминия(Al2O3), Al2(SO4)3, нитрат кальция (Ca(NO3)2), хлорное железо (FeCl3), хромокалиевые квасцы (KCr(SO4)2), песок кварцевый (кварцевая пыль) – SiO2  Мраморная крошка (СаСО3) – в любом товарном/торговом наименовании, в том числе: карбонат кальция, микрокальцит, микромрамор, мрамор молотый, песок мраморный и т.п. |
| Регуляторы рН, жесткости, щелочности, ускорители схватывания | натр едкий (NaOH), поташ KOH, сода пишевая NaHCO3, сода кальцинированная (Na₂CO₃), стекло натриевое/калиевое жидкое (Na2O(SiO2)n, K2O(SiO2)n), а также силикат натрия/калия сухой в любом товарном/торговом наименовании, известь гашеная (Ca(OH)2), известь негашеная (CaO), оксид магния (MgO), добавки на основе гипса (двуводный гипс CaSO4 H2O, полуводный гипс CaSO4 - V2H2O, гипс безводный CaSO4 – ангидрид) |
| Твердая смазка, облегчающие добавки, микросферы | Графит, микросферы стеклянные, алюмосиликатные микросферы, в том числе с напылением металлами (силикатные, алюмосиликатные, металлосиликтные): SiO2, с добавлением Na2О, MgO, CaO, TiO2, Na2O, MgO, Fe2O3, CaO, A12O3, K2O, силикат натрия (метасиликат натрия) - Na2SiO3, пуццоланы |
| Структурообразователи неорганические и органические | Глинопорошок бентонитовый (Al2[Si4O10](ОH)2·*n*H2О), ксантановая смола в любом товарном/торговом наименовании, в том числе: ксантан, ксантановая камедь, ксантановый биополимер, полисахарид(ы) и т.п., ПАЦ ВВ - полианионная целлюлоза высокой вязкости, соли карбоксиметилцеллюлозы в любом товарном/торговом наименовании |
| Понизители фильтрации | Крахмал ((C6H10O5)n), в том числе: модифицированный в любом товарном/торговом наименовании. ПАЦ НВ - полианионная целлюлоза низкой вязкости, соли карбоксиметилцеллюлозы, в любом товарном/торговом наименовании |
| Кольматанты, наполнители | Шелуха гранулированная в любом товарном/торговом наименовании, в том числе: скорлупа ореха, скорлупа ореха молотая/дробленая и т.п., ракушка морская, кошма войлочная (C6H10O5)n, древесная мука, в любом товарном/торговом наименовании, в том числе: древесное волокно, древесная щепа, древесный опил, измельченная древесина и тп, слюда, резиновая крошка, кордное волокно, целлофан, нейлоновое волокно  ([—HN(CH2)6NHOC(CH2)4CO—]n), латекс, каучук, нейлон |
| Цемент тампонажный всех марок ПЦТ, Высокотемпературный цемент SPRUT, микронизированный цемент – ультрацемент, цемент расширяющийся | Содержащий в своем составе:   * трехкальциевый силикат C3S - 3CaO·SiO2; * двухкальциевый силикат C2S - 2CaO·SiО2; * трехкальциевый алюминат С3А - ЗСаО·А12О3; * четырехкальциевый алюминоферрит  C4AF - 4СаО·А12О3·Fе2О3 |
| Замедлители | Лигносульфонаты  Сахароза |
| **НАПРАВЛЕНИЕ: ДОБЫЧА, ПОДГОТОВКА И ТРАНСПОРТ НЕФТИ, ГАЗА И ВОДЫ** | |
| Соли, утяжелители для приготовления жидкостей глушения и блокирующих составов | Минеральные соли NH4Cl, KCl, NaCl, MgCl2, KBr, CaCl2, NaBr, K2CO3, CaBr2, ZnBr2, Ca(NO3)2, микрокальцит (СаСО3), микромрамор (СаСО3), мрамор молотый/ крошка (СаСО3), BaSO4 |
| Щелочи для растворения отложений | Ca(OH)₂, NaOH, KOH |
| **НАПРАВЛЕНИЕ: ГРП** | |
| Расклинивающие материалы | Проппант керамический магнезиально-кварцевый, Магнезиально-силикатные минералы и кварцевый песок (MgO и SiO2) |
| Проппант керамический алюмосиликатный, Природные глинистые минералы и бокситы (Al2O3 и SiO2) |
| Кварцевый песок, кварц (SiO2) |
| **НАПРАВЛЕНИЕ: РИР** | |
| Структурообразователи, утяжелители | Цементы, вермикулит ((Mg+2, Fe+2, Fe+3)3⋅(OH)2⋅4H2O), глинопорошок бентонитовый (Al2[Si4O10](ОH)2·*n*H2О), древесная мука, кварцевый песок (SiO2), кордное волокно ((C6H10O5)n), крахмал ((C6H10O5)n), ксантан, микрокальцит (СаСО3), микромрамор (СаСО3), мрамор молотый/ крошка (СаСО3), натр едкий (NaOH), шелуха гранулированная, ракушка морская, сода каустическая (NaOH), стекло натриевое жидкое (Na2O(SiO2)n), хромокалиевые квасцы (KCr(SO4)2), минеральные соли NH4Cl, KCl, NaCl, MgCl2, KBr, CaCl2, NaBr, K2CO3, CaBr2, ZnBr2, нейлоновое волокно ([—HN(CH2)6NHOC(CH2)4CO—]n), измельченная резина, латексная добавка |
| **НАПРАВЛЕНИЕ: МУН** | |
| Структурообразователи неорганические и органические | глинопорошок бентонитовый (Al2[Si4O10](ОH)2·nH2О), древесная мука, ксантан, микрокальцит (СаСО3), стекло натриевое (Na2O(SiO2)n), хромокалиевые квасцы (KCr(SO4)2) |
| Минеральные соли | CaCl2 |
| Щелочи | натр едкий (NaOH) |

1. ОБЕСПЕЧЕНИЕ БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ РЕАЛИЗАЦИИ МЕРОПРИЯТИЙ ПО КОНТРОЛЮ ХЛОРОРГАНИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ
   1. **ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ**

При реализации мероприятий по контролю ХОС должны соблюдаться требования правил и норм в области пожарной, экологической безопасности, ПБОТОС (Федеральный закон от 10.01.2002 № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды», Федеральный закон от 21.07.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», Федеральный закон от 21.12.1994 № 69-ФЗ «О пожарной безопасности», Федеральный закон от 24.06.1998 № 89-ФЗ «Об отходах производства и потребления», Федеральный закон от 22.07.2008 № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»). Работники, задействованные на различных этапах контроля ХОС, должны быть обеспечены соответствующими средствами индивидуальной защиты в соответствии со степенью токсичности и опасности контактируемых жидкостей.

* 1. **ОБРАЩЕНИЕ С ОТХОДАМИ, СОДЕРЖАЩИМИ ХЛОРОРГАНИЧЕСКИЕ СОЕДИНЕНИЯ**

Обращение с отходами, содержащими ХОС, в том числе образующимися в результате отработки скважин, розливов, деятельности ИХАЛ должно быть обеспечено в соответствии со Стандартом Компании № П3-05 С-0084 «Управление отходами». ССП ОГ по добыче нефти разрабатываются требования по обращению с отходами, которые должны содержать следующие последовательные стадии: критерии отнесения НСЖ, технологических жидкостей на водной основе, отходов ИХАЛ, БСВ, содержащих ХОС, к отходам, организацию и маркировку мест накопления отходов, порядок обращения с отходами (включая взаимодействие со Специализированными организациями), назначение ответственных лиц за обращение с отходами. Для отходов, содержащих ХОС ССП ОГ по добыче нефти должны быть разработаны паспорта опасных отходов, установлены (разработаны) нормативы их образования и лимиты размещения и заключены договоры со Специализированными организациями (включая федерального экологического оператора), имеющими лицензии на деятельность по сбору, транспортированию, обработке, утилизации, обезвреживанию, размещению отходов I - IV классов опасности в отношении соответствующих видов работ с отходами соответствующего класса.

* 1. **ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ОТБОРЕ ПРОБ**
     1. При отборе проб необходимо соблюдать следующие требования:
* к работе по отбору проб нефти, НСЖ, водных растворов допускаются лица не моложе 18 лет, прошедшие предварительное и периодическое медицинское освидетельствование, обязательное психиатрическое освидетельствование и не имеющие противопоказаний по состоянию здоровья, имеющие соответствующее квалификационное удостоверение, прошедшие вводный инструктаж, первичный инструктаж на рабочем месте, первичный противопожарный инструктаж на рабочем месте и проверку знаний в области промышленной безопасности, знающие требования настоящих Типовых требований и прошедшие в установленном в ОГ порядке испытательный срок на рабочем месте, имеющие удостоверение по проверке знаний, знающие правила пользования средствами индивидуальной защиты, способы оказания первой помощи, а также имеющие 2-ю квалификационную группу допуска по электробезопасности;
* при обнаружении неисправных приспособлений, инструмента и средств защиты рабочий должен сообщить своему непосредственному руководителю.

**ЗАПРЕЩАЕТСЯ** выполнять распоряжения ОГ, противоречащие требованиям настоящих Типовых требований и нормативным правовым актам по ПБОТОС (Федеральный закон от 10.01.2002 № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды», Федеральный закон от 21.07.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», Федеральный закон от 21.12.1994 № 69-ФЗ «О пожарной безопасности», Федеральный закон от 24.06.1998 № 89-ФЗ «Об отходах производства и потребления», Федеральный закон от 22.07.2008 № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»).

**ЗАПРЕЩАЕТСЯ** работать с неисправными приспособлениями, инструментом и средствами защиты. Во избежание попадания под действие электрического тока не следует наступать или прикасаться к оборванным и свешивающимся проводам;

* невыполнение нормативных требований по безопасности труда для рабочего рассматривается как нарушение производственной дисциплины. За нарушение нормативных требований по безопасности труда рабочий несет ответственность в соответствии с действующим законодательством.
  1. **ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ ПЕРЕД НАЧАЛОМ РАБОТЫ**
     1. Перед началом работ необходимо надеть спецодежду и спецобувь, очки, рукавицы, нарукавники, фартук, каску, при этом обязательно использовать подбородочный ремешок, проверить исправность индивидуального фильтрующего противогаза.
     2. Перед отбором проб НСЖ следует тщательно осмотреть и убедиться в исправности пробоотборника, тары для пробы и корзины для её транспортировки от места отбора до ИХАЛ. На пробоотборнике не должно быть трещин. Пробки, крышки, прокладки не должны иметь дефектов, нарушающих герметичность пробоотборника. Перед отбором проб НСЖ из резервуара через замерной люк, который располагается на кровле резервуара, запорную арматуру резервуара необходимо закрыть, и отбор проб начинать через 2 часа отстоя жидкости в резервуаре.
     3. Переносные пробоотборники перед отбором проб нефти или нефтепродукта должны быть чистыми.
     4. В зимнее время года очистить рабочее место от снега. Привести в порядок рабочее место, удалить ненужные предметы, рационально разместить необходимые для работы приборы, инструменты.
  2. **ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ ВО ВРЕМЯ РАБОТЫ**
     1. Отбор НСЖ из резервуаров, сосудов, скважин, пробоотборных кранов необходимо производить стоя с наветренной стороны (спиной к ветру) во избежание вдыхания паров нефти и газов. Отбор пробы НСЖ, содержащей сернистый водород, осуществляется в противогазе.
     2. Перед переходом с верхнего строения эстакады на цистерну необходимо осмотреть исправность мостиков, площадок, лестниц, поручней. При переходе необходимо держаться за поручни лестницы. При наличии страховочных систем, убедиться в их исправности.
     3. При случайном разливе НСЖ на крышке или площадке резервуара необходимо немедленно вытереть место ветошью.
     4. Запрещается во время отбора проб заглядывать в горловину замерного люка и наклоняться над ней во избежание отравления выделяющимися парами нефти и сернистого водорода. При отборе НСЖ из РВС, необходимо опускать и поднимать пробоотборник медленно, без рывков и ударов о края горловины люка.
     5. Рабочий должен подниматься на резервуар и спускаться по маршевой лестнице, держась за перила. После отбора проб из резервуара крышку люка необходимо плотно закрыть, при этом опускать ее следует плавно, не допуская падения и удара о горловину люка.
     6. Во избежание испарения нефти при хранении проб НСЖ необходимо плотно закрывать бутылки завинчивающимися крышками.
     7. Защита человека осуществляется спецодеждой, спецобувью, рукавицами, касками, подшлемниками, перчатками, диэлектрическими перчатками, предохранительными поясами. Защита органов дыхания, лица и глаз работающего от вредного воздействия обеспечивается применением противогазов и изолирующих дыхательные аппаратов. В зависимости от содержания кислорода в воздухе применяются следующие противогазы:
* фильтрующие, применяются при содержании кислорода в воздухе не ниже 19% объемных, для работников применяются противогазы для защиты органов дыхания от вредного воздействия сернистого водорода и метанола. Срок действия фильтрующей коробки в соответствии с ее паспортными данными;
* для работы с повышенным содержанием сернистого водорода необходимо применять изолирующие противогазы.

При пользовании *фильтрующими противогазами* необходимо соблюдать следующее:

* при первом появлении под маской слабого запаха необходимо выйти из загазованной зоны в наветренную сторону и заменить коробку новой;
* коробку противогаза следует оберегать от ударов во избежание ее повреждения, помятыми и пробитыми пользоваться нельзя;
* на каждый противогаз должен быть паспорт;
* ежесменно противогаз должен проверяться визуально работниками и ежемесячно мастером с регистрацией результата проверки в Журнале проверки противогазов.

В процессе пользования противогазами при первом же появлении запаха вредного вещества в подмасочном пространстве лицевой части, необходимо немедленно, по возможности задержав дыхание, выйти из отравленной атмосферы и заменить систему или коробку. В случае затруднения дыхания необходимо выйти из загазованной зоны и заменить коробку, даже если уровень защиты соответствует требованиям.

* 1. **ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ АВАРИЙНОЙ СИТУАЦИИ**
     1. На объектах технологического отстоя НСЖ могут возникнуть следующие аварийные ситуации:
* взрыв/пожар горючих веществ внутри оборудования (емкостей, резервуаров);
* образование и взрыв облака топливно-воздушных смесей;
* полное/частичное разрушении сооружений, технических устройств или их элементов на опасных производственных объектах ПН и газа;
* взрыв/пожар в производственном помещении;
* падения с высоты.
  + 1. Основными причинами возникновения аварийной ситуации на опасных производственных объектах являются:
* разгерметизация оборудования, негерметичность фланцевых соединений, разрушение технических устройств, неисправность предохранительных устройств (сбросной пружинный предохранительный клапан), нарушение технологического процесса;
* нарушение правил эксплуатации нефтепромыслового оборудования, электрооборудования;
* неисправность оборудования, несвоевременное проведение экспертизы промышленной безопасности технических устройств, насосно-компрессорного оборудования, оборудования, работающего под избыточным давлением, трубопроводов;
* не соблюдение работниками правил промышленной, пожарной безопасности, охраны труда, инструкций.

В аварийной ситуации работник должен действовать согласно Плану мероприятий локализации и ликвидации аварий.

На рабочем месте должна находиться аптечка со средствами для оказания первой (доврачебной) помощи. При несчастном случае необходимо оказывать доврачебную помощь пострадавшему до прибытия медицинских работников. При несчастном случае (травме) с самим работником он должен оказать первую помощь сам себе (самопомощь) и (или) обратиться за помощью к окружающим, а также в медицинское учреждение. Прием-сдача смены в аварийных ситуациях определяется руководителем аварийных работ. Покидать рабочее место все работники должны только после указания руководителя работ.

* 1. **ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ ПО ОКОНЧАНИИ РАБОТЫ**
     1. Соблюдение требований охраны труда при выполнении заключительных работ и порядка проведения приема и сдачи вахт должны выполняться в полном объеме.

Работник, сдающий смену, прежде чем уйти со своего рабочего места, должен:

* устранить все неполадки в работе оборудования;
* отметить в вахтовом журнале выполненные работы;
* зафиксировать записи о замеченных неполадках в работе оборудования;
* расписаться в журнале о сдаче вахты.
  + 1. Использованная ветошь накапливается в специально отведенный контейнер для использованной ветоши.
    2. Работник по окончанию работ должен снять спецодежду, специальную обувь, индивидуальные средства защиты, привести их в порядок и положить в места хранения. Смывать попавшие на кожный покров рук, лица загрязнения от нефтяных эмульсий, реагентов необходимо используя выдаваемые по нормам смывающие и обезвреживающие средства защиты по уходу за кожей.
    3. Если имеют место неполадки в работе оборудования, которые не могут быть ликвидированы силами сдающей смены, то следует подробно описать их в вахтовом журнале. Обо всех неисправностях оборудования, приспособлений сообщить непосредственному руководителю.

1. ССЫЛКИ
2. Технический регламент Евразийского экономического союза «О безопасности нефти, подготовленной к транспортировке и (или) использованию» (ТР ЕАЭС 045/2017).
3. Федеральный закон от 22.07.2008 № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».
4. Федеральный закон от 24.06.1998 № 89-ФЗ «Об отходах производства и потребления».
5. Федеральный закон от 21.12.1994 № 69-ФЗ «О пожарной безопасности».
6. Федеральный закон от 21.07.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».
7. Федеральный закон от 10.01.2002 № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды».
8. Федеральный закон от 26.06.2008 № 102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений».
9. ASTM D4057 Practice for manual sampling of petroleum and petroleum products = Руководство по ручному отбору проб нефти и нефтепродуктов.
10. ASTM D4177 Practice for automatic sampling of petroleum and petroleum products = Руководство по автоматическому отбору проб нефти и нефтепродуктов.
11. ГОСТ ISO/IEC 17025-2019 Общие требования к компетентности испытательных и калибровочных лабораторий.
12. ГОСТ 1770-74 (ИСО 1042-83, ИСО 4788-80) Посуда мерная лабораторная стеклянная. Цилиндры, мензурки, колбы, пробирки. Общие технические условия.
13. ГОСТ 2177-99 (ИСО 3405-88) Нефтепродукты. Методы определения фракционного состава.
14. ГОСТ 32511-2013 (EN 590:2009) Топливо дизельное ЕВРО. Технические условия.
15. ГОСТ 12.0.004-2015 Система стандартов безопасности труда. Организация обучения безопасности труда. Общие положения.
16. ГОСТ 31873-2012 Нефть и нефтепродукты. Методы ручного отбора проб.
17. ГОСТ 12.1.004-91 Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность. Общие требования.
18. ГОСТ 12.1.007-76\* Система стандартов безопасности труда. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.
19. ГОСТ 12.1.019-2017 Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
20. ГОСТ 12.4.009-83 Система стандартов безопасности труда. Пожарная техника для защиты объектов. Основные виды. Размещение и обслуживание.
21. [ГОСТ 2517](kodeks://link/d?nd=1200103869)-2012 Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб.
22. ГОСТ 12026-76 Бумага фильтровальная лабораторная. Технические условия.
23. ГОСТ 25336-82 Посуда и оборудование лабораторные стеклянные. Типы, основные параметры и размеры.
24. ГОСТ 1277-75 Реактивы. Серебро азотнокислое. Технические условия.
25. ГОСТ 2477-2014 Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды.
26. ГОСТ 2768-84 Ацетон технический. Технические условия.
27. ГОСТ 4517-2016 Реактивы. Методы приготовления вспомогательных реактивов и растворов, применяемых при анализе.
28. ГОСТ 10227-86 Топлива для реактивных двигателей. Технические условия.
29. ГОСТ 26377-84 Растворители нефтяные. Обозначение.
30. ГОСТ 27025-86 Реактивы. Общие указания по проведению испытаний.
31. ГОСТ 8505-80\* Нефрас-С 50/170. Технические условия.
32. ГОСТ 14710-78 Толуол нефтяной. Технические условия.
33. ГОСТ 4166-76 (СТ СЭВ 1698-79) Реактивы. Натрий сернокислый. Технические условия.
34. ГОСТ 3956-76 Силикагель технический. Технические условия.
35. ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
36. ГОСТ 25794.1-83 Методы приготовления титрованных растворов для кислотно-основного титрования.
37. ГОСТ 12524-78 Бумага. Метод определения содержания свободного хлора.
38. ГОСТ Р ИСО 5725-6-2002 Точность (правильность и прецизионность) методов и результатов измерений. Часть 6. Использование значений точности на практике.
39. ГОСТ Р 58144-2018 Вода дистиллированная. Технические условия.
40. ГОСТ Р 51858-2002 Нефть. Общие технические условия.
41. ГОСТ Р 57036-2016 Нефтепродукты. Определение фракционного состава при атмосферном давлении.
42. ГОСТ Р 52247-2021 Нефть. Методы определения хлорорганических соединений.
43. ГОСТ Р 8.568-2017 Государственная система обеспечения единства измерений. Аттестация испытательного оборудования.
44. ГОСТ Р 53228-2008 Весы неавтоматического действия. Часть 1. Метрологические и технические требования. Испытания.
45. ГОСТ OIML R 76-1-2011 Государственная система обеспечения единства измерений. Весы неавтоматического действия. Часть 1. Метрологические и технические требования. Испытания.
46. ТУ 38.401-67-108-92 Бензин-растворитель для резиновой промышленности. Технические условия.
47. РМГ 76-2014 Государственная система обеспечения единства измерений. Внутренний контроль качества результатов количественного химического анализа.
48. Политика Компании № П1-01 П-04 «Предотвращение попадания хлорорганических соединений в нефть».
49. Стандарт Компании № П3-12.02 С-0001 «Нормативное регулирование».
50. Стандарт Компании № П3-05 С-0084 «Управление отходами».
51. Стандарт Компании № П4-04 С-0072 «Контроль качества результатов испытаний нефти и нефтепродуктов в испытательных лабораториях (испытательных центрах) Компании».
52. Стандарт Компании № П4-04 С-0090 «Общие требования к компетентности испытательных промысловых лабораторий нефтедобывающих дочерних обществ ПАО «НК «Роснефть».
53. Стандарт Компании № П3-11.04 С-0013 «Критерии чрезвычайных ситуаций, происшествий. Регламент представления оперативной информации о чрезвычайных ситуациях (угрозе возникновения), происшествиях».
54. Типовые требования Компании № П1-01.05 ТТР-0148 «Применение химических реагентов на объектах добычи углеводородного сырья Компании».
55. Типовые требования Компании № П2-10 ТТР-0008 «Организация контроля хлорорганических соединений при бурении скважин и зарезке боковых стволов».
56. Положение Компании № П4-04 Р-0209 «Организация и осуществление контроля соблюдения требований в области обеспечения единства измерений в Компании».
57. Положение Компании № П4-03 Р-0033 «Применение риск-ориентированного подхода в системе менеджмента качества испытательных лабораториях (испытательных центрах)».
58. ПРИЛОЖЕНИЯ

**Таблица 6**

**Перечень Приложений к Типовым требованиям Компании**

| **НОМЕР  ПРИЛОЖЕНИЯ** | **НАИМЕНОВАНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ** | **Примечание** |
| --- | --- | --- |
| 1 | Рекомендации по отбору проб и пробоподготовке нефтесодержащих жидкостей (нефтегазоводяных эмульсий) и нефтешламов для последующего определения хлорорганических соединений | Приложено отдельным файлом в формате Word |
| 2 | Рекомендации по отбору проб и пробоподготовке сточных и подтоварных вод, а также водных технологических растворов для последующего определения хлорорганических соединений | Приложено отдельным файлом в формате Word |
| 3 | Чек-лист проверки (самооценки) нефтешламовых уловителей, амбаров, прудов дополнительного отстоя | Приложено отдельным файлом в формате Excel |
| 4 | Чек-лист проверки баз Подрядных организаций | Приложено отдельным файлом в формате Excel |
| 5 | Акт проверки процедуры выполнения испытания по ГОСТ Р 52247-2021 «Нефть. Методы определения хлорорганических соединений» | Приложено отдельным файлом в формате Word |
| 6 | Типовая схема реагирования | Приложено отдельным файлом в формате VSD |
| 7 | Лабораторная методика по оценке образования хлорорганических соединений и их прекурсоров при взаимодействии химических реагентов | Приложено отдельным файлом в формате Word |

1. В зависимости от применяемого метода испытаний нижний предел может быть изменен. [↑](#footnote-ref-1)