

**УТВЕРЖДЕНО**

**Распоряжение от 23.09.2014 № 647р**

**Стандарт**  
**«Порядок проведения лабораторных и опытно-промышленных**  
**испытаний химических реагентов для применения в**  
**процессах добычи и подготовки нефти и газа»**  
**СТ-07.1-00-00-04**

**Ответственный за применение нормативного документа:**  
**директор Производственно-технического департамента**

ОАО АНК "Башнефть"	Стандарт	СТ-07.1-00-00-04
	«Порядок проведения лабораторных и опытно-промышленных испытаний химических реагентов для применения в процессах добычи и подготовки нефти и газа»	Для внутреннего использования

## СОДЕРЖАНИЕ

1.	ИНФОРМАЦИЯ О ДОКУМЕНТЕ .....	4
1.1.	Общие сведения о документе .....	4
1.2.	Назначение документа .....	4
1.3.	Область применения .....	4
1.4.	Вводимые определения терминов, сокращений и ролей .....	4
2.	СОДЕРЖАНИЕ СТАНДАРТА .....	6
2.1.	Основные требования к химическим реагентам .....	6
2.2.	Организация проведения лабораторных испытаний химических реагентов .....	10
2.3.	Допуск химических реагентов к опытно-промышленным испытаниям .....	14
2.4.	Организация опытно-промышленных испытаний химических реагентов .....	15
2.5.	Допуск химических реагентов к промышленному применению .....	19
2.6.	Входной контроль качества химических реагентов .....	19
3.	ОТВЕТСТВЕННОСТЬ ЗА НЕИСПОЛНЕНИЕ (НЕНАДЛЕЖАЩЕЕ ИСПОЛНЕНИЕ) НАСТОЯЩЕГО СТАНДАРТА .....	19
4.	НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ .....	19
4.1.	Внешние нормативные и распорядительные документы .....	19
4.2.	Внутренние нормативные и распорядительные документы .....	21
5.	КОНТРОЛЬ ВЕРСИЙ ДОКУМЕНТА .....	21
	ПРИЛОЖЕНИЕ 1. РАСПОРЯЖЕНИЕ О СОЗДАНИИ КОМИССИИ, ОТВЕТСТВЕННОЙ ЗА СБОР, КОДИРОВАНИЕ И ПЕРЕДАЧУ ОБРАЗЦОВ ХИМИЧЕСКИХ РЕАГЕНТОВ .....	23
	ПРИЛОЖЕНИЕ 2. РЕЕСТР ХР .....	24
	ПРИЛОЖЕНИЕ 3. АКТ КОДИРОВАНИЯ ХР .....	25
	ПРИЛОЖЕНИЕ 4. АКТ НЕДОПУЩЕННЫХ К ИСПЫТАНИЯМ ХР .....	26
	ПРИЛОЖЕНИЕ 5. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ХИМИЧЕСКИХ РЕАГЕНТОВ .....	27
	ПРИЛОЖЕНИЕ 6. МЕТОДЫ ЛАБОРАТОРНЫХ ИСПЫТАНИЙ ДЕЭМУЛЬГАТОРОВ .....	28
	ПРИЛОЖЕНИЕ 7. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЗАЩИТНЫХ СВОЙСТВ ИНГИБИТОРОВ КОРРОЗИИ .....	37
	ПРИЛОЖЕНИЕ 7.1. ФОРМА ПРОТОКОЛА ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКИХ ИСПЫТАНИЙ .....	42
	ПРИЛОЖЕНИЕ 7.2. ФОРМА ПРОТОКОЛА ГРАВИМЕТРИЧЕСКИХ ИСПЫТАНИЙ .....	43
	ПРИЛОЖЕНИЕ 7.3. МЕТОДИКА ПРИГОТОВЛЕНИЯ ИМИТАТА (МОДЕЛИ) ПЛАСТОВОЙ ВОДЫ .....	44
	ПРИЛОЖЕНИЕ 8. ОПРЕДЕЛЕНИЕ БАКТЕРИЦИДНОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ХИМИЧЕСКИХ РЕАГЕНТОВ .....	46
	ПРИЛОЖЕНИЕ 8.1. ПРОТОКОЛ ИССЛЕДОВАНИЯ ХИМИЧЕСКОГО РЕАГЕНТА .....	49

ОАО АНК "Башнефть"	Стандарт	СТ-07.1-00-00-04
	«Порядок проведения лабораторных и опытно-промышленных испытаний химических реагентов для применения в процессах добычи и подготовки нефти и газа»	Для внутреннего использования

ПРИЛОЖЕНИЕ 9. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ДЕЙСТВИЯ ИНГИБИТОРОВ СОЛЕОТЛОЖЕНИЯ.....	50
ПРИЛОЖЕНИЕ 9.1. РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ ИНГИБИТОРОВ СОЛЕОТЛОЖЕНИЯ..	57
ПРИЛОЖЕНИЕ 10. МЕТОДИКА ЛАБОРАТОРНАЯ ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАСТВОРЯЮЩЕЙ И УДАЛЯЮЩЕЙ СПОСОБНОСТИ РАСТВОРИТЕЛЯ АСПО.....	58
ПРИЛОЖЕНИЕ 11. МЕТОД ЛАБОРАТОРНЫХ ИСПЫТАНИЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ РЕАГЕНТОВ-ИНГИБИТОРОВ АСФАЛЬТЕНОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ .....	61
ПРИЛОЖЕНИЕ 12. ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ НЕЙТРАЛИЗАТОРОВ СЕРОВОДОРОДА...	63
ПРИЛОЖЕНИЕ 13. ОПЫТНО-ПРОМЫСЛОВЫЕ ИСПЫТАНИЯ ХИМИЧЕСКИХ РЕАГЕНТОВ (ДЕЭМУЛЬГАТОРОВ, БАКТЕРИЦИДОВ, НЕЙТРАЛИЗАТОРОВ СЕРОВОДОРОДА, ИНГИБИТОРОВ КОРРОЗИИ, ИНГИБИТОРОВ И РАСТВОРИТЕЛЕЙ АСПО, ИНГИБИТОРОВ СОЛЕОТЛОЖЕНИЙ) .....	67
ПРИЛОЖЕНИЕ 14. МЕТОДЫ ЛАБОРАТОРНЫХ ИСПЫТАНИЙ ДЕПРЕССОРНЫХ ПРИСАДОК.....	77
ПРИЛОЖЕНИЕ 15. ОПЫТНО-ПРОМЫСЛОВЫЕ ИСПЫТАНИЯ ПРОТИВОТУРБУЛЕТНЫХ ПРИСАДОК (ПТП) ПРИ ПЕРЕКАЧКЕ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ЖИДКОСТЕЙ ПО ТРУБОПРОВОДАМ .....	79
ПРИЛОЖЕНИЕ 16. ПРОГРАММА СТЕНДОВЫХ И (ИЛИ) ОПЫТНО-ПРОМЫСЛОВЫХ ИСПЫТАНИЙ ХИМРЕАГЕНТА В ПОДРАЗДЕЛЕНИИ «», ОБЪЕКТ .....	80
ПРИЛОЖЕНИЕ 17. ПРОГРАММА ЛАБОРАТОРНЫХ ИСПЫТАНИЙ ПО ПОДБОРУ ДЕПРЕССОРНЫХ ПРИСАДОК ДЛЯ ДЗО , ОБЪЕКТ .....	82
ПРИЛОЖЕНИЕ 18. ЖУРНАЛ РЕГИСТРАЦИИ ДАННЫХ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ОПИ ПТП .....	84
ПРИЛОЖЕНИЕ 19. СВЕДЕНИЯ О РЕЖИМЕ РАБОТЫ ТРУБОПРОВОДА В ПЕРИОД ПРОВЕДЕНИЯ ОПИ ПТП .....	85
ПРИЛОЖЕНИЕ 20. АКТ ГОТОВНОСТИ К ПРОВЕДЕНИЮ ОПЫТНО – ПРОМЫШЛЕННОЙ ПЕРЕКАЧКИ ЖИДКОСТИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПТП.....	86
ПРИЛОЖЕНИЕ 21. ПРОТОКОЛ ИСПЫТАНИЙ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ОПИ ПТП .....	87
ПРИЛОЖЕНИЕ 22. АКТ О ПРОВЕДЕНИИ ОПИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПТП.....	88

ОАО АНК "Башнефть"	Стандарт «Порядок проведения лабораторных и опытно-промысловых испытаний химических реагентов для применения в процессах добычи и подготовки нефти и газа»	СТ-07.1-00-00-04
		Для внутреннего использования

## 1. ИНФОРМАЦИЯ О ДОКУМЕНТЕ

### 1.1. Общие сведения о документе

Тип документа:	Стандарт		
Аннотация:	Определяет порядок проведения лабораторных и опытно-промысловых испытаний химических реагентов для применения в процессах добычи и подготовки нефти и газа		
Минимальная периодичность пересмотра:	6 месяцев	Максимальная периодичность пересмотра:	3 года
Ограничения доступа:	Без ограничений		

### 1.2. Назначение документа

- организация процесса внедрения эффективных химических реагентов на объектах добычи, сбора, подготовки и транспорта углеводородного сырья. Данный Стандарт не распространяется на испытания химических реагентов, используемых для проведения обработок призабойной зоны пласта, при ремонтах скважин, при проведении геолого – технических мероприятий;
- регламентация порядка проведения лабораторных и опытно-промысловых испытаний и методов оценки качества химических реагентов;
- организация эффективных процессов опытно – промысловых испытаний химических реагентов на объектах добычи, подготовки и транспорта углеводородного сырья и воды;
- повышение эффективности использования химических реагентов и обеспечение оптимизации себестоимости добычи углеводородного сырья за счет упорядочения процесса проведения лабораторных и опытно-промысловых испытаний химических реагентов в ОАО АНК «Башнефть» и ДЗО;
- систематизирование требований, предъявляемых к подбору и закупке химических реагентов, применяемых на объектах ОАО АНК «Башнефть».

### 1.3. Область применения

Настоящий документ обязаны знать и использовать в работе следующие должностные лица:

Таблица 1. Область применения

Наименование должности/роли	КЦ
Все работники, участвующие в организации испытания, внедрения и закупки химических реагентов	X

### 1.4. Вводимые определения терминов, сокращений и ролей

Таблица 2. Перечень сокращений

Сокращение	Расшифровка сокращения
АСЖ	Анализатор сероводорода в жидкости
АСПО	Асфальтеносмолопарафиновые отложения
ГОСТ	Государственный стандарт
ГЦСС	Государственный центр по сертификации и стандартизации
ДДНГ	Департамент добычи нефти и газа
ДЗО	Дочернее и зависимое общество ОАО АНК «Башнефть»
ДНС	Дожимная насосная станция
НТС	Научно-технический совет
ОПИ	Опытно – промысловые испытания
ОСТ	Отраслевой стандарт
ППД	Поддержание пластового давления
ПТД	Производственно-технический департамент
ПТП	Противотурбулентная присадка
РД	Руководящий документ
РФ	Российская Федерация
СВБ	Сульфатвосстанавливающие бактерии
ТБ	Теоновые бактерии
ТУ	Технические условия
УОБ	Углекислородокисляющие бактерии
УПН	Установка подготовки нефти
УПС	Установка предварительного сброса

ОАО АНК «Башнефть»	Стандарт «Порядок проведения лабораторных и опытно-промысловых испытаний химических реагентов для применения в процессах добычи и подготовки нефти и газа»	СТ-07.1-00-00-04
		Для внутреннего использования

Сокращение	Расшифровка сокращения
УПСВ	Установка предварительного сброса воды
ХР	Химический реагент
ЦЗК	Центральная закупочная комиссия

**Таблица 3. Перечень терминов**

Наименование термина	Определение термина
Базовый химический реагент	Химический реагент с известными свойствами и стоимостью, используемый ДЗО на объектах добычи, сбора, подготовки и транспорта углеводородного сырья и применяемый для сравнения с испытуемыми химическими реагентами
Бактерицид	Химический реагент, применяемый для подавления роста и развития сульфатовосстанавливающих и других бактерий
Главный инженер	Технический руководитель ДЗО
Дезэмульгатор	Химический реагент, способствующий разрушению водонефтяных эмульсий
Допуск химических реагентов к промышленному применению	Решение о возможности промышленного использования химических реагентов на основании опытно-промысловых испытаний
Допуск химических реагентов к лабораторным испытаниям	Решение о возможности проведения лабораторных испытаний химических реагентов, рекомендуемых компанией-производителем (поставщиком)
Допуск химических реагентов к опытно-промысловым испытаниям	Решение о возможности проведения опытно-промысловых испытаний химических реагентов на основании результатов лабораторных испытаний
Ингибитор	Химический реагент, применяемый для предотвращения или замедления нежелательных процессов
Ингибитор АСПО	Химический реагент, применяемый для предотвращения или замедления процессов образования асфальтеносмолопарафиновых отложений
Ингибитор коррозии	Химический реагент, который при введении в коррозионную среду (в незначительном количестве) снижает скорость коррозии металла
Ингибитор солеотложений	Химический реагент, способствующий предотвращению отложений минеральных солей в трубопроводах и нефтепромысловом оборудовании
Ингибитор-бактерицид	Химический реагент комплексного действия, обладающий свойствами ингибитора коррозии и бактерицида
Индекс активности	Отношение удельного расхода базового химического реагента к удельному расходу испытуемого химического реагента, обеспечивающего требуемую эффективность действия при одинаковых условиях испытаний
Корпоративный центр	Совокупность структурных подразделений бизнес- и функциональных блоков ОАО АНК «Башнефть», деятельность которых в конечном итоге направлена на выработку решений в области управления деятельностью ОАО АНК «Башнефть» (в т.ч. его филиалов) и его ДЗО, в целях повышения акционерной стоимости Группы компаний ОАО АНК «Башнефть»
Куратор по ХР (ДДНГ или ПТД)	Работник ОАО АНК «Башнефть», ответственный за соблюдение требований Стандарта сотрудниками ДЗО, по направлению деятельности.
Лабораторные испытания	Испытания химических реагентов, проводимые в лабораторных условиях
Нейтрализатор (поглотитель) сероводорода	Химический реагент, применяемый для нейтрализации и поглощения активных соединений серы в нефти и нефтепродуктах, обладает высокой связывающей способностью
Общество	ОАО АНК «Башнефть»
Объекты Общества	Объекты добычи, сбора, подготовки и транспорта углеводородного сырья, добываемого на месторождениях Общества
Опытная партия химического реагента	Количество химического реагента, необходимое для проведения опытно-промысловых испытаний
Опытно-промысловые испытания	Испытания опытных партий химических реагентов на действующих объектах добычи, сбора, подготовки и транспорта углеводородного сырья ДЗО
Ответственный за контроль испытания	Подразделение ДЗО ответственное за контроль применения ХР и повышение технологической эффективности процессов добычи, подготовки и сдачи нефти и газа.
Ответственный за применение ХР	Подразделение производственной службы ДЗО непосредственно участвующее в добыче, подготовке и сдаче нефти и газа, попутно – добываемой воды, Подрядчик или поставщик ХР, проводящий работы по химическим обработкам на объектах проведения ОПИ

ОАО АНК "Башнефть"	Стандарт «Порядок проведения лабораторных и опытно-промышленных испытаний химических реагентов для применения в процессах добычи и подготовки нефти и газа»	СТ-07.1-00-00-04
		Для внутреннего использования

Наименование термина	Определение термина
Ответственный за проведение входного контроля качества ХР	Подрядная организация, оказывающая услуги по проведению входного контроля качества ХР на основании договора, заключенного с ДЗО.
Ответственный за проведение лабораторных испытаний (НИИ)	Сторонний научно – исследовательский институт (организация)
Ответственный за проведение опытно – промышленных испытаний	Подразделение производственной службы ДЗО непосредственно участвующее в добыче, подготовке и сдаче нефти и газа, а также в проведении сопутствующих научно-исследовательских работ
Ответственный за эксплуатацию объекта ОПИ	Подразделение производственной службы ДЗО непосредственно эксплуатирующее объект добычи или подготовки нефти и газа, на котором проводятся ОПИ.
Партия химического реагента	Любое количество химического реагента, сопровождаемое одним документом (паспортом) и соответствующее по показателям качества указанным в нем параметрам
Предлабораторные исследования	Исследования химических реагентов в лабораторных или промышленных условиях, проводимые производителем (поставщиком) химических реагентов или специализированными предприятиями
Противотурбулентная присадка	Химический реагент, применяемый для снижения гидравлического сопротивления в трубопроводе, для увеличения пропускной способности трубопровода
Растворитель АСПО	Химический реагент, применяемый для удаления асфальтеносмолопарафиновых отложений
Расходный коэффициент нейтрализатора (поглотителя) сероводорода	Определяется на основании фактических данных по результатам проведения опытно - промышленных испытаний, для каждого объекта данный коэффициент определяется отдельно
Сторонний научно – исследовательский институт (организация)	Юридическое лицо, специально созданное для организации лабораторных испытаний, научных исследований, проведения опытно – конструкторских разработок и иных исследований при наличии соответствующих разрешительных документов (аттестат об аккредитации). Выбор научно – исследовательского института осуществляется в соответствии с Регламентом процесса «Организация закупок товаров, работ, услуг».
Товарная форма химического реагента	Вид, в котором химический реагент поставляется потребителю
Удельный расход	Количество химического реагента, необходимое для достижения заданного уровня технологических показателей, отнесенное к единице обрабатываемой среды
Химический реагент	Вещество или смесь веществ, добавляемые в водонефтегазовые смеси для воздействия на процессы, связанные с добычей, сбором, подготовкой и транспортом углеводородного сырья и воды, за исключением химических реагентов, используемых для проведения обработок призабойной зоны пласта, при ремонтах скважин, при проведении геолого – технических мероприятий

## 2. СОДЕРЖАНИЕ СТАНДАРТА

### 2.1. Основные требования к химическим реагентам

Настоящий раздел устанавливает единые требования к ХР, используемым на объектах добычи, сбора, подготовки и транспорта углеводородного сырья. ХР, не отвечающие требованиям п.2.1.1.- 2.1.7. настоящего Стандарта, к применению на объектах Общества не допускаются.

#### 2.1.1. Реестр производителей химических реагентов

Перечень производителей ХР формируется из реестра химических реагентов, допущенных (рекомендованных) к применению в нефтяной отрасли, опубликованного на официальном сайте «АНО ГЦСС Нефтепромхим», а также других публикаций в интернете.

Также в перечень производителей ХР включаются компании на основании решений НТС и официальных обращений в адрес Общества и ДЗО, при условии соответствия ХР требованиям, указанным в п. 2.1.2.- 2.1.7 настоящего Стандарта.

#### 2.1.2. Требования к физико-химическим свойствам

Основные физико-химические свойства ХР характеризуются следующими показателями:

Внешний вид – ХР должен быть однородным:

ОАО АНК "Башнефть"	Стандарт «Порядок проведения лабораторных и опытно-промышленных испытаний химических реагентов для применения в процессах добычи и подготовки нефти и газа»	СТ-07.1-00-00-04
		Для внутреннего использования

- для жидкой формы – не расслаивающимся на фазы, без взвешенных и оседающих частиц;
- для порошкообразной формы – однородным по цвету и составу, без наличия каких-либо посторонних примесей.

Температура застывания – ХР в жидкой товарной форме должен иметь температуру застывания ниже минимально возможной температуры окружающей среды района. Допускается, по согласованию с Обществом, поставка и применение ХР, имеющих высокую температуру застывания, при условии применения технологии, позволяющей разогревать ХР при сохранении ими физико-химических и технологических свойств.

Вязкость кинематическая – вязкость жидкого ХР при применении не должна быть выше указанной в паспортных характеристиках дозирующих насосов, используемых на объектах планируемого применения.

Плотность – плотность ХР используется для технологических расчетов при его применении и в связи с этим подлежит обязательному измерению и декларированию.

Массовая доля активной основы – количество эффективной составляющей ХР, выраженное в процентах от общей массы.

ХР в жидкой товарной форме должен иметь температуру застывания не выше минус 40<sup>0</sup>С (для условий Республики Башкортостан), минус 50<sup>0</sup>С (для условий Нижневартовской группы месторождений).

Вязкость жидкого ХР в товарной форме при температуре минус 50<sup>0</sup>С не должна быть выше 800 сСт.

#### 2.1.3. Требования к технологическим свойствам химических реагентов

- ХР не должен повышать устойчивость водонефтяных эмульсий;
- ХР не должен ухудшать степень подготовки нефти для поставки транспортным организациям, предприятиям Российской Федерации и для экспорта;
- ХР в товарной форме должен сохранять свои свойства при транспортировке, в течение гарантийного срока хранения;
- ХР (в товарной или другой форме) не должен вызывать коррозию и отрицательных воздействий на нефтепромысловое оборудование.
- ХР (в товарной или другой форме) не должен повышать вязкость нефти.

#### 2.1.4. Требования безопасности

ХР, подлежащие применению на объектах Общества, должны пройти испытания в соответствии с настоящим регламентом, а именно:

- идентификацию химического продукта;
- определение физико-химических показателей;
- оценку влияния ХР на качество подготовки нефти, газа, воды.

#### 2.1.5. Требования к документации на химические реагенты

ХР, применяемые на объектах Общества, должны иметь следующий комплект сопроводительной документации (копии, заверенные постранично подписью ответственного лица и печатью):

##### **для ХР отечественного производства:**

- технические условия (ТУ) или стандарт на продукцию;
- паспорт безопасности химической продукции с записью о внесении в Регистр РПБ Росстандарта, заверенной печатью информационно – аналитического центра «Безопасность веществ и материалов ФГУП «ВНИЦСМВ»;
- инструкцию по применению;
- сертификат соответствия, выданный Органом по сертификации аккредитованным в системе «ТЭКСЕРТ»;
- документы, подтверждающие наличие у производителя производственных мощностей и лабораторий, обеспечивающих стабильность состава ХР (гарантийное письмо, аттестат аккредитации лаборатории, Договор производства продукции);

ОАО АНК "Башнефть"	Стандарт «Порядок проведения лабораторных и опытно-промышленных испытаний химических реагентов для применения в процессах добычи и подготовки нефти и газа»	СТ-07.1-00-00-04
		Для внутреннего использования

- сертификат системы менеджмента качества производителя на соответствие требованиям ГОСТ ISO 9001-2011, выданный аккредитованной в Росстандарте организацией или требованиям ISO 9001:2008 (при наличии);
- спецификацию технологии производства и/или планы производственного контроля качества, в которых описаны требования к контролю качества продукции при производстве и перед отправкой продукции потребителю.

**для ХР иностранного производства:**

- паспорт безопасности химической продукции с записью о внесении в Регистр РПБ Росстандарта, заверенной печатью информационно – аналитического центра «Безопасность веществ и материалов ФГУП «ВНИЦСМВ»;
- спецификацию на поставку с указанием номера контракта;
- техническую информацию (инструкцию по применению);
- сертификат системы менеджмента качества на соответствие требованиям ISO 9001:2008 (при наличии).

**дополнительно для противотурбулентных присадок:**

- наличие документации, подтверждающей отсутствие влияния ПТП на качество вырабатываемого реактивного топлива;
- предоставление заверенных копий инструкций по применению ПТП;
- наличие выписки из реестра химических реагентов разрешенных на применение в ОАО «АК «Транснефть» (выписка из реестра ОВП);
- выписка по оборудованию из реестра технических условий, программ и методик испытаний в ОАО «АК «Транснефть» (выписка из реестра ТУ и ПМИ).

Документация на ХР иностранного производства должна быть на языке оригинала и на русском языке, заверенная постранично подписью ответственного лица и печатью.

Техническая документация на ХР (ТУ, инструкция по применению или др.) должна содержать следующую информацию:

- основные физико-химические свойства;
- агрегатное состояние;
- класс химического соединения активной основы;
- растворители, входящие в состав ХР (если таковые имеются);
- методика определения массовой доли активной химической основы;
- методики определения остаточного содержания ХР в водной и углеводородной фазах (при необходимости);
- класс опасности;
- требования безопасности при применении ХР;
- срок и условия хранения.

В случае если вышеизложенные характеристики не регламентируются в технической документации, предоставить гарантийное письмо о том, что при поставке реагента требуемые характеристики будут включены в техническую документацию, и заверенный подписью руководителя документ с информацией о фактическом содержании активной основы в образце реагента и предоставить утвержденную лабораторную методику определения содержания активной основы, аттестованную в соответствующем в Российской Федерации порядке.

Также поставщики должны представить документы, подтверждающие, что поставщик является производителем реагента, официальным дилером или патентообладателем. Для реагентов иностранного производства необходима документация на русском языке.

**2.1.6. Требования к уровню эффективности действия химических реагентов**

Эффективность защитного действия (применительно к ингибиторам коррозии) – ХР должен обеспечивать при заданных условиях степень защиты от коррозии не менее 95%.

Эффективность ингибирования гидратообразования (применительно к ингибиторам гидратообразования) – ХР должен обеспечивать при заданных условиях степень снижения образования гидратообразований не менее 100%.

ОАО АНК "Башнефть"	Стандарт «Порядок проведения лабораторных и опытно-промышленных испытаний химических реагентов для применения в процессах добычи и подготовки нефти и газа»	СТ-07.1-00-00-04
		Для внутреннего использования

Эффективность бактерицидного действия (применительно к бактерицидам) – ХР должен обеспечивать при заданных условиях степень подавления жизнедеятельности адгезированных форм бактерий 100%.

Эффективность ингибирования солеотложения (применительно к ингибиторам солеотложения) – ХР должен обеспечивать при заданных условиях степень снижения выпадения минеральных солей не менее 90%.

Эффективность деэмульгирующего действия (применительно к деэмульгаторам) – ХР должен обеспечивать:

- реализацию предварительного сброса воды до остаточного содержания в нефти 5-10 % в течение времени пребывания в отстойной зоне аппаратов 40-60 мин;
- реализацию глубокого сброса воды до остаточного содержания в нефти менее 1 % в течение времени пребывания в отстойной зоне аппаратов 40-60 мин;
- реализацию обезвоживания и обессоливания нефти (в соответствии с требованиями ГОСТ Р 51858-2002) в течение времени пребывания в отстойной зоне аппаратов 40-60 мин;
- для снижения гидравлических сопротивлений в системе сбора и транспорта нефти должен снижать вязкость эмульсии.

Эффективность растворения АСПО (применительно к растворителям АСПО) – ХР должен обеспечивать при нормальных условиях степень растворения АСПО более 80%.

Эффективность нейтрализации сероводорода - способность ХР обеспечивать доведение качества нефти до требований ГОСТ Р 51858-2002.

Эффективность противотурбулентных присадок – ХР должен обеспечивать увеличение пропускной способности трубопровода не менее 25% и, или снижение давления в начальной точке трубопровода не менее 10 %.

#### 2.1.7. Показатели дополнительных физико-химических и технологических свойств

Особенности технологий применения ХР могут требовать определения дополнительных физико-химических и технологических свойств, которые характеризуются следующими показателями:

Совместимость химических реагентов – способность ХР не оказывать отрицательного воздействия на показатели других ХР при совместном их применении.

Агрессивность – ХР (в товарной или другой форме) не должен повышать коррозионную активность транспортируемой (обрабатываемой) среды.

Эффект последействия (применительно к ингибиторам коррозии) – способность ХР сохранять защитную пленку на поверхности металла без ее поддержания (прекращение постоянного дозирования), обеспечивая при этом требуемую эффективность защитного действия.

Тип ХР – по типу взаимодействия с водной и углеводородной фазами ХР подразделяются на:

- водорастворимые;
- вододиспергируемые;
- углеводородорастворимые.

Коэффициент межфазного распределения – величина, характеризующая распределение ХР между водной и углеводородной фазами.

Совместимость химического реагента с пластовой водой – ХР при смешении с пластовой водой не должен образовывать гели и твердый осадок.

Требования к показателям дополнительных физико-химических и технологических свойств определяются на стадии анализа объекта применения ХР (п. 2.2.3.) с учётом его технологических, конструктивных и других особенностей.

#### 2.1.8. Организация подбора химических реагентов

Испытание ХР включает следующие этапы:

- последовательность работ по проведению лабораторных испытаний ХР;
- последовательность работ по проведению опытно – промышленных испытаний ХР.

ОАО АНК "Башнефть"	Стандарт «Порядок проведения лабораторных и опытно-промышленных испытаний химических реагентов для применения в процессах добычи и подготовки нефти и газа»	СТ-07.1-00-00-04
		Для внутреннего использования

Инициатором внедрения новых химических реагентов выступает ответственный за контроль испытаний и направляет производителям (поставщикам) предложения о заинтересованности испытания и внедрения новых ХР.

Производится направление производителям (поставщикам) требований к показателям ХР с учётом особенностей объектов, планируемой технологии применения, климатических характеристик региона и других факторов, зависящих от существующих (планируемых) технологий добычи, транспорта и подготовки углеводородного сырья.

При подборе противотурбулентных присадок (ПТП) проводятся опытно – промышленные испытания. Процедуру проведения лабораторных испытаний для ПТП разрешается исключить, в связи с отсутствием сертифицированных лабораторий и стендов.

2.1.9. Порядок взаимодействия с производителями (поставщиками) химических реагентов до проведения испытаний

Производителям (поставщикам, официальным дилерам и патентообладателям) направляется информационное письмо о возможности проведения испытаний ХР в сторонней научно-исследовательской организации на договорной основе. Письмо должно содержать следующую информацию:

- требования к ХР п. 2.1.;
- характеристики технологических объектов планируемого применения ХР;
- количество (объём проб) ХР, необходимое для проведения испытаний;
- форму и сроки предоставления материалов;
- требования к таре с химическим реагентом.
- условия проведения ОПИ (при положительном результате лабораторных испытаний) согласно п. 2.6.1. настоящего Стандарта.

Одновременно с образцами проб ХР поставщики предоставляют перечень предоставленных химических реагентов, сканированные копии документации на химические реагенты согласно п.2.1.5., заверенные подписями и печатями руководителем организации, а также данную документацию в электронном виде (по эл. почте или на электронном носителе).

В соответствии с указанными в письме сроками производители (поставщики) направляют в ДЗО образцы ХР, соответствующие установленным требованиям, и комплект сопроводительной документации. Доставка осуществляется сотрудниками организаций, курьерскими службами или почтой РФ за счет отправителя.

От производителей (поставщиков) принимается не более двух наиболее эффективных, инновационных марок каждого вида ХР, без учёта базового ХР. Химические реагенты, поступающие на испытания должны быть в жидкой товарной форме.

## 2.2. Организация проведения лабораторных испытаний химических реагентов

### 2.2.1. Цели и задачи испытаний

Применение ХР для процессов добычи, сбора, подготовки и транспорта углеводородного сырья осуществляется на объектах (кустах скважин, ДНС, УПСВ, трубопроводах), отличающихся большим разнообразием температур, давлений, составов обрабатываемых и транспортируемых жидкостей, гидродинамических режимов. В то же время не существует универсальных ХР, одинаково эффективных в широком диапазоне рабочих условий.

По этой причине промышленное применение ХР требует осуществления предварительной оценки их потенциальной эффективности, даже если имеются сведения о положительных результатах применения ХР на других объектах.

Для предварительного выбора ХР требуется использование надежных, достоверных и быстрых лабораторных методов оценки технологических свойств и эффективности их действия.

Целями и задачами лабораторных испытаний являются:

- принципиальная оценка возможности применения ХР;
- определение основных физико-химических и технологических (применительно к заданным условиям) показателей ХР и установление их соответствия требованиям настоящего стандарта;

ОАО АНК "Башнефть"	Стандарт «Порядок проведения лабораторных и опытно-промысловых испытаний химических реагентов для применения в процессах добычи и подготовки нефти и газа»	СТ-07.1-00-00-04
		Для внутреннего использования

- выбор из числа испытуемых ХР наиболее приемлемых для дальнейших опытно-промысловых испытаний;
- разработка рекомендаций для опытно-промысловых испытаний ХР, с указанием рекомендуемых удельных дозировок и расходных коэффициентов.

Программа лабораторных испытаний составляется с учётом установленных требований к ХР и методических особенностей лабораторных испытаний, изложенных в настоящем Стандарте.

Программа лабораторных испытаний должна содержать цель испытаний, перечень и последовательность определяемых показателей с указанием методик их определения, требования к показателям, сроки выполнения и порядок предоставления результатов испытаний.

Обязательному включению в программу лабораторных испытаний подлежат показатели, изложенные в п.2.1.2. и 2.1.6. (в зависимости от вида испытуемого ХР) настоящего Стандарта. При необходимости в программу лабораторных испытаний могут быть включены работы по определению дополнительных показателей (п. 2.1.7).

Очерёдность этапов программы лабораторных испытаний должна предусматривать возможность исключения из последующих испытаний ХР не соответствующих установленным требованиям.

#### 2.2.2. Последовательность работ по проведению лабораторных испытаний ХР

Проведение лабораторных испытаний производится сторонней научно-исследовательской организацией по договору между ДЗО и данной организацией.

Производитель (поставщик) ХР предоставляет опытные образцы в ДЗО, направляет условия применения ХР, техническую документацию ответственному за контроль испытаний в ДЗО.

#### 2.2.3. Создание комиссии, ответственной за организацию сбора, кодирования и передачу образцов ХР

Ответственным за назначение и контроль работы комиссии, занимающейся организацией сбора кодирования и передачи ХР, является главный инженер ДЗО.

Комиссия должна включать в себя следующих представителей:

- Ответственного по направлению (добыча или сбор и подготовка нефти) от ДЗО,
- Ответственного от отдела экономической безопасности ДЗО,
- Ответственного от лаборатории ДЗО,
- Представителя по направлению ПТД, ДДНГ от Общества (по согласованию).

Перечень лиц, входящих в комиссию, утверждается соответствующим Распоряжением главного инженера ДЗО (Приложение 1).

##### 2.2.3.1. Доставка проб ХР

Доставка проб химических реагентов осуществляется любым из доступных способов (доставка сотрудниками организаций или групп аффилированных лиц, почтой РФ, курьерскими службами). Одновременно с образцами проб ХР поставщики предоставляют перечень предоставленных химических реагентов, сканированные копии документации на химические реагенты согласно п.2.1.5, заверенные подписями и печатями, а также данную документацию в электронном виде (по эл. почте или на электронном носителе). Для ёмкости предоставляемых образцов должна использоваться стандартная стеклянная прозрачная бутылка объемом 0,5 л. Ёмкости предоставляемых образцов должны быть герметичны во избежание разлива ХР во время доставки.

Накануне предстоящего дня доставки образцов ХР поставщики информируют сотрудников ДЗО, о времени доставки.

Доставка проб ХР осуществляется любым из доступных способов (доставка сотрудниками организаций или групп аффилированных лиц, почтой РФ, курьерскими службами) за счет отправителя.

##### 2.2.3.2. Реестр ХР

Принятые образцы проб ХР включаются в Реестр ХР, поступивших на лабораторные испытания (Приложение 2). Внесенная в реестр информация визируется представителями

ОАО АНК "Башнефть"	Стандарт «Порядок проведения лабораторных и опытно-промышленных испытаний химических реагентов для применения в процессах добычи и подготовки нефти и газа»	СТ-07.1-00-00-04
		Для внутреннего использования

компании (производителя или поставщика) и членами комиссии по сбору образцов. Реестр реагентов должен содержать следующую информацию по поступающим реагентам:

- вид реагента;
- марка реагента
- количество реагента (в литрах);
- дата поступления;
- обозначение нормативного документа (технические условия);
- поставщик/производитель.

#### 2.2.3.3. Допуск ХР к лабораторным испытаниям

Допуск химических реагентов к лабораторным испытаниям производится на основе анализа полученной от производителей (поставщиков) информации на соответствие установленным требованиям в Стандарте.

Рассмотрение документации проводится ответственным за контроль испытаний. ХР, не имеющие необходимого комплекта сопроводительной документации, не соответствующие установленным требованиям, а также принадлежащие к группе незапрашиваемых ХР, к испытаниям не допускаются.

Химические реагенты, повторно направленные производителем (поставщиком) на лабораторные испытания на тех же эмульсиях месторождений и объектов, к испытаниям не допускаются.

Составляется акт не допущенных к испытаниям ХР (Приложение 4).

#### 2.2.3.4. Хранение образцов ХР

Химические реагенты должны храниться в хорошо проветриваемых помещениях, при температуре и влажности, соответствующих предписаниям по хранению конкретного реагента. Приемка, фасовка кодирование и хранение образцов ХР до момента передачи образцов в НИИ на анализ осуществляется в специализированном помещении, отвечающем требованиям техники безопасности при работе с ХР. Ключи от помещения химических реагентов принимаются и сдаются комиссионно с записью в журнале поста охраны. Ответственным за хранение ХР является служба безопасности ДЗО.

#### 2.2.3.5. Кодирование образцов ХР

Кодирование образцов ХР осуществляется комиссионно в соответствии с п. 2.2.3.

Кодирование реагентов производится в специальном проветриваемом помещении с соблюдением всех мер безопасности.

Ёмкости для ХР, подлежащих сравнительным лабораторным испытаниям, должны быть идентичными и не иметь никаких отличительных особенностей. На этикетке указывается номер пробы, наличие других пометок и информации не допускается.

Если производители ХР использовали в качестве тары для образцов нестандартные емкости, либо емкости с отличительными признаками, то перед проведением испытаний таких образцов необходимо перемещение таких образцов в стандартную емкость, не имеющую никаких отличительных особенностей (при необходимости вся тара пломбируется ответственными за контроль испытаний в присутствии комиссии в соответствии с п. 2.2.3.). Этап по вскрытию опечатанных коробок (тары) осуществляется комиссионно, в соответствии с п. 2.2.3.

Присутствие посторонних лиц, не входящих в комиссию в соответствии с п. 2.2.3., не допускается.

В ходе кодирования реагентов составляется акт. Нумерация проб и составление акта производится комиссионно. Акты кодирования ХР составляется по форме (Приложение 3), в единственном экземпляре. Акты кодирования сразу после подписания членами комиссии передаются на хранение представителю отдела экономической (или комплексной) безопасности ДЗО. Акт, содержащий индивидуальные номера проб и соответствующие им наименования ХР, подлежит разглашению только после получения результатов испытаний. Факт передачи актов кодирования на хранение представителю отдела экономической (или комплексной) безопасности ДЗО фиксируется актом в произвольной форме и подписывается членами комиссии.

ОАО АНК "Башнефть"	Стандарт «Порядок проведения лабораторных и опытно-промышленных испытаний химических реагентов для применения в процессах добычи и подготовки нефти и газа»	СТ-07.1-00-00-04
		Для внутреннего использования

При передаче проб химических реагентов сторонним научно-исследовательским организациям в свободной форме составляется акт о передаче проб с указанием количества проб каждого типа химических реагентов и визируется комиссией, ответственной за сбор, кодирование и передачу образцов ХР. Часть пробы ХР остается на хранении в ДЗО в качестве арбитражной (эталонной) пробы до получения результатов ОПИ.

#### 2.2.4. Методические требования к лабораторным испытаниям

Стадия лабораторных испытаний включает ряд последовательных этапов, содержащих:

- определение основных физико-химических свойств (внешний вид, кинематическая вязкость, температура застывания и др.);
- определение основных показателей эффективности использования ХР (эффективность защитного действия и др.);
- определение технологических показателей, необходимых для проведения стендовых и (или) опытно-промышленных испытаний (удельный расход, совместимость с другими ХР и др.).

Любой из этапов может включать один или несколько методов определения показателей, при этом до начала испытаний необходимо определить приоритетность методов.

Последовательность испытаний должна предусматривать исключение нетехнологичных и малоэффективных ХР уже на начальных этапах испытаний. В связи с этим ХР, не соответствующие предъявляемым к ним требованиям, к дальнейшим испытаниям не допускаются.

Рекомендуется проведение лабораторных испытаний группами, т.е. одновременно несколько однотипных ХР разных производителей (поставщиков) в сравнении друг с другом и базовыми ХР.

Рекомендуемые методики определения основных физико-химических свойств ХР изложены в Приложении 5.

Рекомендуемые методики определения эффективности ХР приведены в Приложениях 6-15.

Использование предлагаемых методов не исключает применения других способов испытаний, аттестованных в соответствующем порядке и согласованных с Обществом. Однако с целью обеспечения сопоставления результатов экспериментов и выработки единого мнения по определенным видам технологических показателей рекомендуется при проведении испытаний придерживаться методов, приведенных в приложениях к настоящему Стандарту.

При отсутствии методики определения какого-либо показателя в настоящем Стандарте, испытание проводится по аттестованной методике, предложенной ответственным за проведение лабораторных испытаний (НИИ) и согласованной с куратором по ХР (ДДНГ или ПТД) и ДЗО. Предпочтение отдается методикам, содержащимся в ГОСТ, простым в исполнении приборном оформлении. Для идентификации эффективных ХР, рекомендуемых к ОПИ, допускается определение показателей, не содержащихся в ТУ, по аттестованным методикам. ХР, поставляемые в дальнейшем для ОПИ и промышленного применения, должны быть идентичны образцам, использованным при лабораторных испытаниях. В случае отсутствия одного из требуемых показателей в ТУ на реагент, поставщик предоставляет нормируемое значение показателя и методику определения данного показателя.

Лабораторные испытания проводятся сторонней научно-исследовательской организацией (возможно присутствие ответственного за контроль испытаний).

Контроль проведения лабораторных испытаний осуществляет ответственный за контроль испытаний. Периодически (выборочно) проводится контрольная проверка проведения лабораторных испытаний с привлечением куратора по ХР (ДДНГ или ПТД).

#### 2.2.5. Форма представления результатов лабораторных испытаний

Ответственный за проведение лабораторных испытаний (НИИ) составляет отчет, согласовывает его с директором ПТД или ДДНГ. Отчет утверждается главным инженером ДЗО, который должен содержать:

- программу проведения испытаний;
- сводные таблицы результатов испытаний (не допускается сопоставлять показатели, определенные по различным методикам);
- протоколы (таблицы) испытаний;

ОАО АНК "Башнефть"	Стандарт «Порядок проведения лабораторных и опытно-промышленных испытаний химических реагентов для применения в процессах добычи и подготовки нефти и газа»	СТ-07.1-00-00-04
		Для внутреннего использования

- методики проведения испытаний, в случае если они отличаются от методик, определенных настоящим стандартом;
- заключение о соответствии (несоответствии) испытуемых ХР предъявляемым к ним требованиям;
- рекомендации о целесообразности (нецелесообразности) проведения опытно-промышленных испытаний ХР.

Результаты испытаний оформляют в виде протокола, являющегося обязательным приложением к отчету и содержащего:

- номер испытуемого ХР;
- наименование методики испытаний;
- условия испытаний, такие как: температура, состав сред и т.д.
- значения определяемых показателей с указанием погрешности;
- и др.

Рекомендуемые формы протоколов (таблиц) испытаний представлены в Приложениях.

Все ХР, участвовавшие в лабораторных испытаниях, подлежат раскодировке. Раскодировку проводит комиссия, проводившая кодировку образцов ХР. Результаты оформляются протоколом, утверждаемым главным инженером ДЗО.

Если по результатам лабораторных испытаний ХР рекомендован к дальнейшим испытаниям, то в отчете должна содержаться информация о рекомендуемых удельных расходах и требования к условиям проведения опытно-промышленных испытаний.

ХР, прошедшие лабораторные испытания, признанные соответствующими установленным требованиям и рекомендуемые к опытно-промышленным испытаниям, ранжируются по удельному расходу, которые отражаются в отчете о проведенных лабораторных испытаниях для применения на объектах Общества. Ранжирование производит исполнитель испытаний по договору. Ранжирование ингибиторов коррозии проводится отдельно для водных и водно-нефтяных сред, содержащих и не содержащих сероводород. Ранжирование деэмульгаторов проводится отдельно для условий нефтесодержащей скважины (предварительное обезвоживание нефти за минимальное время) и условий обессоливания (максимальное обезвоживание при высоких температурах).

#### 2.2.6. Анализ результатов лабораторных испытаний

Производители (поставщики) ХР информируются об итогах лабораторных испытаний по запросу путем направления письменного уведомления о результатах испытаний.

ХР, не соответствующие предъявляемым к ним требованиям, к дальнейшим испытаниям не допускаются.

### 2.3. Допуск химических реагентов к опытно-промышленным испытаниям

Решение о допуске ХР к опытно-промышленным испытаниям принимается ДЗО на основании отчёта о проведенных лабораторных испытаниях.

На основании результатов лабораторных испытаний устанавливаются необходимые объёмы ХР для проведения опытно-промышленных испытаний и время проведения согласованное с производителем (поставщиком) ХР.

К опытно – промышленным испытаниям допускаются химические реагенты, имеющие положительные результаты лабораторных испытаний.

Первоначально документ, отражающий потребность ДЗО в ХР и программа проведения опытно-промышленных испытаний направляются в ДДНГ или ПТД (по функциональному направлению) для согласования.

К опытно – промышленным испытаниям допускаются лишь те реагенты, которые сопоставимы по эффективности с базовым реагентом  $\pm 20\%$ , при соблюдении требований к технологическим свойствам реагента согласно п. 2.1.3. и обеспечивающие минимальный требуемый уровень эффективности действия.

ОАО АНК "Башнефть"	Стандарт «Порядок проведения лабораторных и опытно-промысловых испытаний химических реагентов для применения в процессах добычи и подготовки нефти и газа»	СТ-07.1-00-00-04
		Для внутреннего использования

## 2.4. Организация опытно-промысловых испытаний химических реагентов

### 2.4.1. Цели и задачи опытно-промысловых испытаний

Опытно-промысловые испытания являются завершающим этапом работ по допуску ХР к промышленному применению. К опытно-промысловым испытаниям допускаются ХР, имеющие положительные результаты лабораторных испытаний, за исключением противотурбулентных присадок (ПТП).

#### Цели:

- 1) допуск к промышленному применению наиболее эффективных ХР;
- 2) получение окончательных данных для технико-экономического обоснования целесообразности промышленного применения ХР;
- 3) повышение эффективности закупок ХР путём обеспечения альтернативности.

#### Задачи:

- 1) подтверждение принципиальной возможности промышленного применения ХР, рекомендованных по результатам лабораторных испытаний;
- 2) определение эффективных удельных расходов ХР;
- 3) установление параметров, необходимых для разработки рекомендаций по технологии промышленного использования ХР.

Партия ХР для проведения опытно-промысловых испытаний поставляется производителем (поставщиком) на основании заключенного с ДЗО договора поставки ХР для проведения ОПИ.

При отрицательных результатах ОПИ, отраженный в акте, неиспользованный объем ХР возвращается поставщику за счёт средств поставщика.

Положительным результатом ОПИ считается достижение технологического эффекта (степень защиты, эффективность растворения АСПО и т.д.) не менее базового или выше при удельном расходе реагента равного удельному расходу базового реагента или ниже. При условии, если на объекте, где проводятся ОПИ, ранее уже применялись ХР и условия эксплуатации не изменились.

Объем ХР определяется индивидуально для каждого объекта ОПИ совместно специалистами ДЗО и представителем производителя (поставщика), исходя из условия обеспечения получения достоверных результатов ОПИ. Ориентировочные объёмы ХР для проведения ОПИ, сроки и количество объектов приведены ниже:

**Таблица 5. Ориентировочные объёмы ХР**

Химический реагент	Количество, т	Сроки, количество объектов
Деэмульгатор		
для внутритрубной деэмульсации и подготовки	1-2	1 мес.
для скважинной деэмульсации	1	10 скв. по 3 обработки
Поглотитель сероводорода	1-2	1 мес.

Рекомендуемый шаг уменьшения или увеличения удельной дозировки ХР при проведении ОПИ определяется в программе ОПИ. Если испытуемый ХР не показывает эффективность на уровне базового реагента, возможно повышение удельного расхода испытуемого ХР, но не более чем в 2 раза от первоначального удельного расхода базового реагента.

В случае необходимости проведения ОПИ ингибиторов солеотложений возможно увеличение объемов опытной партии ХР и количества скважин-обработок. Это может быть связано с большим периодом сравнения эффективности ХР на конкретных скважинах, а также широким диапазоном изменчивости в части солевой агрессивности и минерализации вод, наличия различных видов осадков и т.д.

### 2.4.2. Последовательность работ по проведению опытно – промысловых испытаний ХР

ОПИ проводятся на объектах Общества силами ее структурных подразделений ДЗО. Выбор объекта для проведения ОПИ производится специалистами ДЗО.

Ответственный за проведение ОПИ – подразделение ДЗО, в котором проводятся опытно-промысловые испытания, обеспечивает подготовку объекта и соблюдение технологии применения ХР. Представитель производителя (поставщика) ХР совместно с ответственным за контроль испытаний осуществляют надзор за проведением ОПИ, с выездом на объекты испытаний,

ОАО АНК "Башнефть"	Стандарт	СТ-07.1-00-00-04
	«Порядок проведения лабораторных и опытно-промышленных испытаний химических реагентов для применения в процессах добычи и подготовки нефти и газа»	Для внутреннего использования

проверкой режима и технологии подачи ХР. Выявленные отклонения и нарушения оперативно устраняются ответственным за проведение, а результаты проверки в последующем вносятся в акт.

Опытно – промышленные испытания ингибиторов коррозии и бактерицидов проводятся независимой научно – исследовательской организацией, незадействованной в период проведения ОПИ на выполнении работ по коррозионному мониторингу в ДЗО.

Заключение о результатах опытно-промышленных испытаний составляется совместно ответственным за проведение и специалистами производителя (поставщика) и направляется ответственному за контроль испытаний, куратору по ХР (ДДНГ или ПТД) и производителю (поставщику) ХР.

При положительных результатах опытно-промышленных испытаний ХР вносятся в перечень ХР, применяемых на месторождениях Общества.

Последовательность этапов по испытанию ХР и результаты этих работ представлены на рис. 1.

Схема движения подбора химреагентов

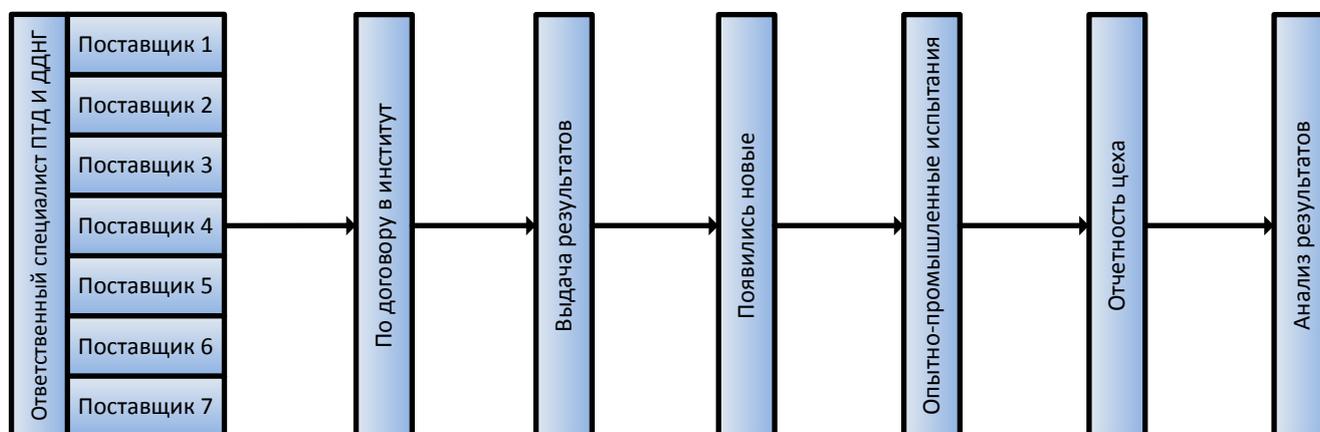


Рис. 1 Схема движения подбора ХР

#### 2.4.3. Анализ объектов и установление требований к химическим реагентам

Анализ объектов осуществляется с целью определения основных сведений, необходимых для проведения процедур выбора, испытания и внедрения ХР, и установления требований к технологическим показателям ХР.

Исходные данные должны содержать следующую информацию:  
характеристики технологического объекта:

- наименование и назначение объекта;
- климатические условия района расположения объекта;
- технологические схемы процесса, характеристику и параметры работы оборудования;

характеристики обрабатываемой (транспортируемой) среды:

- температура;
- обводненность;
- газовый фактор;
- состав водной фазы (ионный состав, рН, содержание растворенных газов: сероводород, двуокись углерода, кислород, микробиологическая зараженность);
- режим течения (для линейных объектов);
- физико-химические свойства.

Исходные данные могут содержать дополнительные сведения, уточняющие особенности объектов и планируемые технологии применения ХР, и другую информацию.

В зависимости от предполагаемой технологии применения ХР могут быть определены дополнительные требования к показателям физико-химических и технологических свойств.

ОАО АНК "Башнефть"	Стандарт «Порядок проведения лабораторных и опытно-промысловых испытаний химических реагентов для применения в процессах добычи и подготовки нефти и газа»	СТ-07.1-00-00-04
		Для внутреннего использования

Перечень и значения установленных требований должны оставаться неизменными на протяжении всего цикла испытаний и вне зависимости от вида испытаний (лабораторные или опытно-промысловые).

#### 2.4.4. Порядок проведения опытно-промысловых испытаний

Опытно-промысловые испытания ХР должны включать следующие этапы:

- выбор объекта для проведения опытно-промысловых испытаний;
- формирование рабочей группы;
- разработка программы опытно-промысловых испытаний;
- входной контроль опытной партии ХР;
- проведение испытаний;
- анализ полученных результатов;
- принятие решения о допуске ХР к промышленному применению.

#### 2.4.5. Выбор объекта для проведения опытно-промысловых испытаний

Выбор объекта для проведения опытно-промысловых испытаний осуществляется с учётом особенностей планируемого объекта применения ХР, при этом необходимым условием является оснащение этого объекта специализированным оборудованием, предназначенным для замера или контроля требуемых программой испытаний показателей.

Допускается проведение опытно-промысловых испытаний непосредственно на планируемом объекте применения, для испытания деэмульгаторов это условие является обязательным.

Объект должен соответствовать следующим критериям:

- обладать наиболее высокими показателями осложнения (высокая вязкость эмульсии, высокая скорость коррозии, высокое содержание сероводорода и т.д.), кроме случаев подбора ХР для определённого технологического процесса или определённого объекта;
- возможностью оперативного контроля за параметрами работы;
- возможностью в минимальный срок выполнить возврат подачи предыдущего реагента.

Рекомендуемые параметры линейных объектов (трубопроводы системы нефтесбора, ППД):

- статус трубопровода: действующий;
- протяженность объекта: не менее 1000 м;
- материал труб: соответствующий материалу труб планируемого объекта применения ХР;
- диаметр труб: не менее диаметра труб планируемого объекта применения ХР;
- рабочее давление: не более 60 кг/см<sup>2</sup>;
- температура жидкости: без ограничений;
- режим движения жидкости: аналогичный режиму планируемого объекта применения ХР;
- обводненность: не менее обводненности среды планируемого объекта применения ХР;
- наличие водных переходов – не допускается;
- рельеф местности: без ограничений;
- наличие в начальной и конечной точках объекта оборудования для замера и контроля: температуры, давления, состава среды и других показателей, предусмотренных программой испытаний.

Допускается для проведения опытно-промысловых испытаний использовать отдельный участок трубопровода, отвечающий вышеперечисленным параметрам.

#### 2.4.6. Формирование рабочей группы

Для проведения опытно-промысловых испытаний создается рабочая группа, в которую входят куратор по ХР (ДДНГ или ПТД) от Общества по согласованию, ответственный за контроль испытаний, ответственный за проведение ОПИ, ответственные за эксплуатацию объекта ОПИ, ответственные за применение ХР, представитель производителя (поставщика) ХР. Председателем рабочей группы выступает куратор по ХР (ДДНГ или ПТД) по согласованию.

В случае проведения опытно-промысловых испытаний нескольких ХР разных производителей в рабочую группу должны быть включены представители от каждого из них. Состав рабочей группы утверждается распоряжением главного инженера по ДЗО.

#### 2.4.7. Программа опытно-промысловых испытаний

ОАО АНК "Башнефть"	Стандарт «Порядок проведения лабораторных и опытно-промысловых испытаний химических реагентов для применения в процессах добычи и подготовки нефти и газа»	СТ-07.1-00-00-04
		Для внутреннего использования

Программа опытно-промысловых испытаний является основным документом, определяющим цели и задачи, порядок проведения испытаний и ответственность участников.

Программа испытаний разрабатывается рабочей группой, при необходимости могут быть привлечены специалисты других организаций.

Программа испытаний составляется с учётом установленных требований к ХР и методических особенностей опытно-промысловых испытаний, изложенных в настоящем Стандарте.

Программа испытаний должна содержать цель испытаний, характеристику объекта, требования к подготовке объекта, перечень и последовательность определяемых (контролируемых) показателей, требования к показателям, сроки выполнения и порядок оформления результатов.

Перечень установленных требований и их значения должны оставаться неизменными на протяжении всего цикла испытаний.

При проведении опытно-промысловых испытаний нескольких ХР одного типа должна быть составлена единая программа испытаний.

Программа опытно-промысловых испытаний после подписания её всеми участниками рабочей группы утверждается Главным инженером с согласованием ДДНГ или ПТД (по направлению).

#### 2.4.8. Входной контроль опытной партии химического реагента

При поступлении опытной партии на объект из неё отбирают контрольную пробу.

Часть пробы хранится в ДЗО в качестве арбитражной пробы для возможной проверки соответствия требованиям, предъявляемым к технологическим свойствам и эффективности действия ХР. Срок хранения арбитражной пробы – до окончательного расходования партии ХР.

Часть пробы используется для проведения обязательного входного анализа на соответствие показателей требованиям, предъявляемым к основным физико-химическим свойствам, и сравнения их со значениями, определенными в результате лабораторных испытаний. При этом значения результатов лабораторных испытаний принимаются за эталонный уровень входного контроля. На отобранной пробе указывается дата отбора пробы, № входной партии, марка реагента.

В дальнейшем наилучшие результаты лабораторных испытаний или входного контроля опытной партии ХР могут приниматься за эталонный уровень входного контроля партий ХР для промышленного применения.

Испытания ХР при входном контроле опытной партии необходимо проводить в соответствии с методиками, по которым проводились лабораторные испытания.

#### 2.4.9. Методические требования к опытно-промысловым испытаниям

Состав опытно-промысловых испытаний определяется программой испытаний, отвечающей требованиям настоящего Стандарта.

Методические особенности проведения опытно-промысловых испытаний изложены в Приложении 13.

#### 2.4.10. Форма представления результатов

После окончания испытаний составляется акт, подписываемый участниками рабочей группы, согласовывается со специалистами ДДНГ и ПТД и утверждается Главным инженером ДЗО, в котором должно быть приведено:

- описание и режимы технологического процесса проведения опытно-промысловых испытаний с приложением принципиальных технологических схем объектов, на которых проводились испытания;
- технологические параметры процесса во время работы на испытуемом и базовом ХР (используемом до начала проведения испытаний);
- величины удельных расходов испытуемого и базового ХР и фактические величины индекса активности.

ОАО АНК "Башнефть"	Стандарт	СТ-07.1-00-00-04
	«Порядок проведения лабораторных и опытно-промысловых испытаний химических реагентов для применения в процессах добычи и подготовки нефти и газа»	Для внутреннего использования

Индексом активности фактическим ( $A_{\phi}$ ) называется отношение фактического удельного расхода базового ХР, установленного по результатам промышленного использования ( $q_{\phi}$ ), к удельному расходу ХР, установленному по результатам опытно – промысловых испытаний и обеспечивающему требуемый уровень эффективности действия ( $q_{\phi}$ ), определяется по следующей формуле:

$$A_i = \frac{q_{\phi}}{q_i},$$

где  $q_{\phi}$  – удельный расход базового химического реагента, обеспечивающий минимальный требуемый уровень эффективности действия;

$q_i$  – удельный расход испытуемого ХР, обеспечивающий минимальный требуемый уровень эффективности действия.

- показатели эффективности действия испытуемого и базового ХР;
- выводы о возможности промышленного применения испытуемого ХР;
- рекомендации по технологии промышленного применения ХР.

## 2.5. Допуск химических реагентов к промышленному применению

Решение о допуске ХР к промышленному применению принимается ДЗО на основании акта о проведенных опытно-промысловых испытаниях.

На основании решения ДЗО ХР вносится в перечень ХР подразделения ДЗО по направлению деятельности, определяются объёмы ХР на полугодие. Перечень реагентов, применяемых на объектах Общества, акт опытно-промысловых испытаний и документ, отражающий потребность ДЗО в ХР, направляются в ДДНГ или ПТД для согласования и в ЗК или ЦЗК для использования при организации закупок ХР.

## 2.6. Входной контроль качества химических реагентов

Входной контроль осуществляется подрядными организациями, ответственными за проведение входного контроля качества ХР, при приеме ХР на базы хранения.

Входной контроль качества осуществляется в соответствии с Рабочей инструкцией «Входной контроль материалов, полуфабрикатов, комплектующих изделий и оборудования или действующим в ДЗО соответствующим НТД».

Нормативный документ, которому должны соответствовать показатели качества продукта, дополнительные показатели, а также особые условия поставки продукта оговариваются в договоре или контракте с поставщиком.

## 3. ОТВЕТСТВЕННОСТЬ ЗА НЕИСПОЛНЕНИЕ (НЕНАДЛЕЖАЩЕЕ ИСПОЛНЕНИЕ) НАСТОЯЩЕГО СТАНДАРТА

Ответственность за неисполнение (ненадлежащее исполнение) требований настоящего Стандарта несут Директор Производственно-технического департамента, Директор Департамента добычи нефти и газа, а также все работники, участвующие в организации испытания, внедрения и закупки химических реагентов .

Ответственность к нарушителям настоящего Стандарта применяется по основаниям и в порядке, предусмотренным трудовым законодательством Российской Федерации и трудовыми договорами.

## 4. НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ

### 4.1. Внешние нормативные и распорядительные документы

Таблица 6. Внешние нормативные и распорядительные документы

№ п/п	Наименование документа
1	ГОСТ 10028-81. Вискозиметры капиллярные стеклянные. Технические условия.

ОАО АНК "Башнефть"	Стандарт «Порядок проведения лабораторных и опытно-промысловых испытаний химических реагентов для применения в процессах добычи и подготовки нефти и газа»	СТ-07.1-00-00-04
		Для внутреннего использования

№ п/п	Наименование документа
2	ГОСТ 10163-76. Реактивы. Крахмал растворимый. Технические условия.
3	ГОСТ 10652-73. Реактивы. Соль динатриевая этилендиамин- N, N, N', N'-тетрауксусной кислоты 2-водная (трилон Б). Технические условия.
4	ГОСТ 12026-76. Бумага фильтровальная лабораторная. Технические условия.
5	ГОСТ 127.1-93. Сера техническая. Технические условия.
6	ГОСТ 1770-74. Посуда мерная лабораторная стеклянная. Цилиндры, мензурки, колбы, пробирки. Технические условия.
7	ГОСТ 18300-87. Спирт этиловый ректификованный технический. Технические условия.
8	ГОСТ 18481-81. Ареометры и цилиндры стеклянные. Общие технические условия
9	ГОСТ 18995.1-73. Продукты химические жидкие. Методы определения плотности.
10	ГОСТ 1929-87. Нефтепродукты. Методы определения динамической вязкости на ротационном вискозиметре.
11	ГОСТ 20287-91. Нефтепродукты. Методы определения температур текучести и застывания.
12	ГОСТ 20298-74. Смолы ионообменные. Катиониты. Технические условия.
13	ГОСТ 2053-77. Реактивы. Натрий сернистый 9-водный. Технические условия.
14	ГОСТ 21534-76 Нефть. Методы определения содержания хлористых солей
15	ГОСТ 2184-77 Кислота серная техническая. Технические условия
16	ГОСТ 22867-77. Реактивы. Аммоний азотнокислый. Технические условия.
17	ГОСТ 22967-90 Шприцы медицинские инъекционные многократного применения. Общие технические требования и методы испытаний
18	ГОСТ 23683-89. Парафины нефтяные твердые. Технические условия изменение 1.
19	ГОСТ 24104-2001. Весы лабораторные. Общие технические требования.
20	ГОСТ 24363-80 Реактивы. Калия гидроокись. Технические условия.
21	ГОСТ 2477-65. Нефть и нефтепродукты. Методы определения содержания воды.
22	ГОСТ 2517-85. Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб.
23	ГОСТ 25336-82. Посуда и оборудование лабораторные стеклянные. Типы, основные параметры и размеры.
24	ГОСТ 25828-83 Гептан нормальный эталонный. Технические условия
25	ГОСТ 2603-79. Ацетон. Технические условия.
26	ГОСТ 26377-84 Растворители нефтяные. Обозначение
27	ГОСТ 27068-86. Реактивы. Натрий серноватистоокислый (натрия тиосульфат) 5-водный. Технические условия.
28	ГОСТ 2789-73. Шероховатость поверхности. Параметры и характеристики.
29	ГОСТ 29169-91 Посуда лабораторная стеклянная. Пипетки с одной отметкой
30	ГОСТ 29227-91 Посуда лабораторная стеклянная. Пипетки градуированные. Часть 1. Общие требования
31	ГОСТ 29228-91. Посуда лабораторная стеклянная. Пипетки градуированные. Часть 2. Пипетки градуированные без установленного времени ожидания.
32	ГОСТ 29251-91 Посуда лабораторная стеклянная. Бюретки.
33	ГОСТ 3118-77*. Реактивы. Кислота соляная. Технические условия. Изменение 1.
34	ГОСТ 3134-78. Уайт-спирит. Технические условия изменения 1,2,3,4.
35	ГОСТ 3210-77. Кальций серноокислый 2-водн. [Ч]
36	ГОСТ 33-2000. Нефтепродукты. Прозрачные и непрозрачные жидкости. Определение кинематической вязкости и расчет динамической вязкости.
37	ГОСТ 3760-79. Реактивы. Аммиак водный. Технические условия.
38	ГОСТ 3773-72. Реактивы. Аммоний хлористый. Технические условия.
39	ГОСТ 3900-85. Нефть и нефтепродукты. Методы определения плотности.
40	ГОСТ 4108-72. Реактивы. Барий хлорид 2-водный. Технические условия.
41	ГОСТ 4145-74. Реактивы. Калий серноокислый. Технические условия.
42	ГОСТ 4147-74 Реактивы. Железо (III) хлорид 6-водный. Технические условия.
43	ГОСТ 4148-78. Реактивы. Железо (II) серноокислый 7-водное. Технические условия.
44	ГОСТ 4172-76. Реактивы. Натрий фосфорноокислый двузамещенный 12-водный. Технические условия» изменения 1,2,3.
45	ГОСТ 4198-75. Реактивы. Калий фосфорноокислый однозамещенный. Технические условия.
46	ГОСТ 4201-79. Реактивы. Натрий углекислый. Технические условия.
47	ГОСТ 4209-77. Реактивы. Магний хлористый 6-водный. Технические условия.
48	ГОСТ 4220-75 Реактивы. Калий двуххромовокислый. Технические условия
49	ГОСТ 4233-77. Реактивы. Натрий хлористый. Технические условия.
50	ГОСТ 4236-77. Реактивы. Свинец (II) азотнокислый. Технические условия.
51	ГОСТ 4328-77. Реактивы. Натрия гидроокись. Технические условия.
52	ГОСТ 435-77. Реактивы. Марганец (ii) серноокислый 5-водный. Технические условия изменение 1.

ОАО АНК "Башнефть"	Стандарт «Порядок проведения лабораторных и опытно-промышленных испытаний химических реагентов для применения в процессах добычи и подготовки нефти и газа»	СТ-07.1-00-00-04
		Для внутреннего использования

№ п/п	Наименование документа
53	ГОСТ 4478-78 Реактивы. Кислота сульфосалициловая 2-водная. Технические условия.
54	ГОСТ 450-77*. Кальций хлористый технический. Технические условия» с изменениями 1,2,3.
55	ГОСТ 4523-77. Реактивы. Магний сернокислый 7-водный. Технические условия.
56	ГОСТ 5556-81. Вата медицинская гигроскопическая. Технические условия» изменение 1.
57	ГОСТ 5789-78. Реактивы. Толуол. Технические условия.
58	ГОСТ 5955-75 Реактивы. Бензол. Технические условия
59	ГОСТ 6552-80. Реактивы. Кислота ортофосфорная. Технические условия.
60	ГОСТ 6709-72 Вода дистиллированная. Технические условия
61	ГОСТ 6709-72*. Вода дистиллированная. Технические условия» изменения 1, 2.
62	ГОСТ 8050-85. Двуокись углерода газообразная и жидкая. Технические условия.
63	ГОСТ 8050-85. Двуокись углерода газообразная и жидкая. Технические условия.
64	ГОСТ 9147-80 Посуда и оборудование лабораторные фарфоровые. Технические условия.
65	ГОСТ 9284-75. Стекла предметные для микропрепаратов. Технические условия» изменения 1, 2.
66	ГОСТ Р 50802 Нефть. Метод определения сероводорода, метил- и этилмеркаптанов
67	ГОСТ Р 51858-2002. Нефть. Общие технические условия.
68	ГОСТ Р 52501-2005. Вода для лабораторного анализа. Технические условия.
69	ГОСТ Р 9.907-2007 ЕСЗКС. Металлы, сплавы, покрытия металлические. Методы удаления продуктов коррозии после коррозионных испытаний.
70	ГОСТ Р ИСО 7886-1-2009. Шприцы инъекционные однократного применения стерильные. Часть 1. Шприцы для ручного применения.
71	ГОСТ Р ИСО/МЭК 17025-2006. Общие требования к компетентности испытательных и калибровочных лабораторий.
72	ОСТ-39-099-79. Ингибиторы коррозии. Метод оценки эффективности защитного действия ингибиторов коррозии в нефтепромысловых сточных водах.
73	ТУ 2642-001-33813273-97. Органические реактивы.
74	ТУ 6-09-1678-86. Фильтры обеззоленные белая, красная, синяя ленты.
75	ТУ 6-09-4010-84. Асбест волокнистый. [Ч]
76	ТУ 6-09-4510-77. Экстракт дрожжевой очищенный.
77	ТУ 6-09-5171-84. Метилловый оранжевый, индикатор (пара-диметиламиноазобензолсульфофосфорный натрий) чистый для анализа.
78	ТУ 6-09-5360-88. Фенолфталеин [ЧДА] с изм. 1.
79	ТУ 6-09-5422-90. Бромкрезоловый пурпуровый, индикатор, СПЧ (5,5'-Дибром-о-крезолсульфоталеин) чистый для анализа.
80	ТУ 9199-008-00340635-95. Лактат натрия.
81	ТУ 9461-010-00480514-99. Оптические товары и стекло медицинское.

#### 4.2. Внутренние нормативные и распорядительные документы

Таблица 4. Внутренние нормативные и распорядительные документы

№ п/п	Номер документа	Наименование документа
1	П-46-01-00-02	Положение «Закупочная деятельность»
2	РП-46-01-01-04	Регламент процесса «Организация закупок товаров, работ, услуг»
3	РИ-42-01-03.1-01	Рабочая инструкция «Входной контроль материалов, полуфабрикатов, комплектующих изделий и оборудования»

#### 5. КОНТРОЛЬ ВЕРСИЙ ДОКУМЕНТА

Номер версии	Дата создания версии	Должность Ответственного за разработку	ФИО Ответственного за разработку	Краткое описание изменений документа
1	22.08.2011	Ведущий инженер ООДНГ ДДПСНГ	Остальцов Д.Н.	Создание документа
2	05.10.2011	Начальник ООНУСАМ ПТД	Ганов А.В.	Функции по проведению лабораторных и стендовых испытаний переданы сторонней научно-исследовательской организации

ОАО АНК "Башнефть"	Стандарт «Порядок проведения лабораторных и опытно-промысловых испытаний химических реагентов для применения в процессах добычи и подготовки нефти и газа»	СТ-07.1-00-00-04
		Для внутреннего использования

Номер версии	Дата создания версии	Должность Ответственного за разработку	ФИО Ответственного за разработку	Краткое описание изменений документа
3	06.02.2013	Ведущий инженер ОПСН ПТД	Чернов А.М.	Исключено требование наличия испытываемых хим.реагентов в отраслевом Реестре "Перечень химических продуктов, согласованных и допущенных к применению в нефтяной отрасли". Исключено требование предоставления СЭЗ на испытываемые хим.реагенты.
4	01.07.2014	Ведущий инженер ОПСН ПТД	Зарипов Р.Н.	Внесены изменения: - добавлена терминология ПТП, депрессорная присадка и расходного коэффициента для нейтрализаторов сероводорода - в п. 2.4. – изменены цели и задачи стендовых испытаний и порядок проведения стендовых испытаний. - в п. 2.5. Допуск ХР к проведению ОПИ. - добавлена методика проведения лабораторных испытаний по депрессорным присадкам. - добавлена методика проведения опытно - промысловых испытаний противотурбулентной присадки. - внесены дополнения в раздел «создание рабочей группы при проведении ОПИ». - учтены замечания ДЗО и курирующих служб Общества. - в п. 2.6. – изменены цели и задачи ОПИ, изменен порядок оплаты ОПИ. - добавлены приложения по ПТП, депрессорным присадкам. - изменена таблица 3 «Перечень терминов». - удален п. 2.2.7. «Допуск ХР к стендовым испытаниям». - удален раздел 2.3 «Организация стендовых испытаний ХР».

ОАО АНК "Башнефть"	Стандарт	СТ-07.1-00-00-04
	«Порядок проведения лабораторных и опытно-промышленных испытаний химических реагентов для применения в процессах добычи и подготовки нефти и газа»	Для внутреннего использования

## ПРИЛОЖЕНИЕ 1. РАСПОРЯЖЕНИЕ О СОЗДАНИИ КОМИССИИ, ОТВЕТСТВЕННОЙ ЗА СБОР, КОДИРОВАНИЕ И ПЕРЕДАЧУ ОБРАЗЦОВ ХИМИЧЕСКИХ РЕАГЕНТОВ

Общество с ограниченной ответственностью

«\_\_\_\_\_»  
(ООО «\_\_\_\_\_»)

### РАСПОРЯЖЕНИЕ

\_\_\_\_\_20\_\_

№ \_\_\_\_\_

#### О создании комиссии, ответственной за сбор, кодирование и передачу образцов химических реагентов

В рамках расширения номенклатуры химических реагентов, применяемых на месторождениях ООО «\_\_\_\_\_» и внедрения эффективных химических реагентов, в соответствии со Стандартом \_\_\_\_\_ «Порядок проведения лабораторных и опытно-промышленных испытаний химических реагентов для применения в процессах добычи и подготовки нефти и газа».

#### ПРИКАЗЫВАЮ:

1. Сформировать комиссию, ответственную за организацию сбора кодирования и передачу образцов химических реагентов на лабораторные испытания.
2. Комиссия должна включать в себя следующих представителей:
  - Ответственного от ДЗО согласно распределению зон ответственности,
  - Ответственного от сектора экономической безопасности
  - Представителя от лаборатории ДЗО
  - Представителя по направлению ПТД, ДДНГ от ОАО «АНК Башнефть» (по согласованию).
3. Контроль исполнения настоящего распоряжения возложить на \_\_\_\_\_ ФИО.

Главный инженер ДЗО

ФИО

Исполнитель  
телефон

ОАО АНК "Башнефть"	Стандарт «Порядок проведения лабораторных и опытно-промысловых испытаний химических реагентов для применения в процессах добычи и подготовки нефти и газа»	СТ-07.1-00-00-04
		Для внутреннего использования

## ПРИЛОЖЕНИЕ 2. РЕЕСТР ХР

**Таблица Реестр химических реагентов, поступивших на лабораторные испытания**

№ п/п	Дата поставки образцов	Компания (производитель или поставщик)	Вид реагента	Марка	ТУ	Объем, л.	Перечень сопроводительной документации	Подпись представителя компании (производителя, поставщика или курьера)	Подпись ответственных за контроль испытаний
1									
2									
3									
4									

Ответственный по направлению от ДЗО

Ответственный от сектора  
экономической безопасности ДЗО

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

ФИО

ФИО

ОАО АНК "Башнефть"	Стандарт «Порядок проведения лабораторных и опытно-промысловых испытаний химических реагентов для применения в процессах добычи и подготовки нефти и газа»	СТ-07.1-00-00-04
		Для внутреннего использования

### ПРИЛОЖЕНИЕ 3. АКТ КОДИРОВАНИЯ ХР

Акт № \_\_\_\_  
кодирования химических реагентов  
для проведения лабораторных исследований

\_\_ . \_\_ . 20\_\_ года

ДЗО

Мы, комиссия в составе:

- |  |     |
|--|-----|
| 1. Ответственный по направлению от ДЗО _____                     | ФИО |
| 2. Ответственный от сектора экономической безопасности ДЗО _____ | ФИО |
| 3. Ответственный от лаборатории ДЗО _____                        | ФИО |

Составили настоящий акт кодирования химических реагентов (вид ХРа) для дальнейшего проведения лабораторных исследований в независимой лаборатории.

№ п/п	Компания (производитель или поставщик)	Наименование	Номер кодировки
1			
2			
3			
4			
5			
6			
7			
8			
9			
10			

- |   |     |
|---|-----|
| Ответственный по направлению от ДЗО _____                     | ФИО |
| Ответственный от сектора экономической безопасности ДЗО _____ | ФИО |
| Ответственный от лаборатории ДЗО _____                        | ФИО |

ОАО АНК "Башнефть"	Стандарт	СТ-07.1-00-00-04
	«Порядок проведения лабораторных и опытно-промысловых испытаний химических реагентов для применения в процессах добычи и подготовки нефти и газа»	Для внутреннего использования

#### ПРИЛОЖЕНИЕ 4. АКТ НЕДОПУЩЕННЫХ К ИСПЫТАНИЯМ ХР

Акт №\_\_  
недопущенных к испытаниям химических реагентов  
для проведения лабораторных исследований

\_\_ . \_\_ . 20\_\_ года

ДЗО

Мы, комиссия в составе:

1. Ответственный по направлению от ДЗО \_\_\_\_\_ ФИО
2. Ответственный от сектора  
экономической безопасности ДЗО \_\_\_\_\_ ФИО
3. Ответственный от лаборатории ДЗО \_\_\_\_\_ ФИО

Составили настоящий акт о не допущенных к кодированию химических реагентов для проведения лабораторных исследований.

№ п/п	Компания (производитель или поставщик)	Наименование	Причина недопуска
1			
2			
3			
4			
5			
6			
7			
8			
9			
10			

- Ответственный по направлению от ДЗО \_\_\_\_\_ ФИО
- Ответственный от сектора  
экономической безопасности ДЗО \_\_\_\_\_ ФИО
- Ответственный от лаборатории ДЗО \_\_\_\_\_ ФИО

ОАО АНК "Башнефть"	Стандарт «Порядок проведения лабораторных и опытно-промышленных испытаний химических реагентов для применения в процессах добычи и подготовки нефти и газа»	СТ-07.1-00-00-04
		Для внутреннего использования

## ПРИЛОЖЕНИЕ 5. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ХИМИЧЕСКИХ РЕАГЕНТОВ

### 1.1. Оценка внешнего вида

#### 1.1.1. Для химических реагентов жидкой формы оценка внешнего вида

Внешний вид оценивается визуальным осмотром в химическом стакане ГОСТ 25336 или пробирке по ГОСТ 1770 из бесцветного стекла с использованием подложки белого цвета при комнатной температуре по ГОСТ 1770 и характеризуется: однородностью, расслоением, отсутствием (наличием) примесей, цветностью.

#### 1.1.2. Для химических реагентов порошкообразной формы

Внешний вид оценивается визуальным осмотром средней пробы при дневном рассеянном свете и характеризуется: однородностью, цветом, отсутствием (наличием) примесей.

### 1.2. Измерение плотности

Для определения плотности жидких ХР следует руководствоваться методиками ГОСТ 3900-85\* и ГОСТ 18995.1-73\*.

Поскольку плотность зависит от температуры, то для сравнения измеренного значения с другими необходимо приведение их к одной и той же температуре, например, 20 °С.

### 1.3. Измерение вязкости

Кинематическую вязкость ХР следует определять по методике, основанной на ГОСТ 33-2000.

В случае если ХР является ньютоновской жидкостью, то его кинематическая вязкость определяется с помощью стеклянных вискозиметров ГОСТ 10028-81\*.

Вязкость ХР, имеющих признаки коллоидной структуры, следует измерять с помощью ротационных вискозиметров по ГОСТ 1929-87.

Поскольку вязкость зависит от температуры, то для сравнения измеренного значения с другими необходимо приведение их к одной и той же температуре, например, 20 °С.

### 1.4. Определение температуры застывания

Температуру застывания жидких ХР следует определять по ГОСТ 20287-91.

### 1.5. Определение массовой доли активной основы

Массовую долю активной основы определяют по индивидуальным методикам, разработанным производителем ХР.

ОАО АНК "Башнефть"	Стандарт «Порядок проведения лабораторных и опытно-промысловых испытаний химических реагентов для применения в процессах добычи и подготовки нефти и газа»	СТ-07.1-00-00-04
		Для внутреннего использования

## ПРИЛОЖЕНИЕ 6. МЕТОДЫ ЛАБОРАТОРНЫХ ИСПЫТАНИЙ ДЕЭМУЛЬГАТОРОВ

### 2.1. Общие положения

Наиболее быстрым способом сравнительной оценки деэмульгирующей активности ХР является широко распространенный метод – бутылочный тест ("Bottle Test"), описанный в п. 2.2. Этот метод, как правило, используется для разработки (составления) деэмульгирующих композиций и отбора наиболее эффективных ХР для дальнейших испытаний. Недостаток данного метода – несоответствие между дозировками деэмульгаторов, используемых в лабораторных и промысловых условиях.

Окончательная оценка деэмульгирующей активности отобранных (составленных) деэмульгирующих композиций в лабораторных условиях осуществляется методом моделирования процесса обезвоживания в деэмульсере – специальном аппарате, снабженном перемешивающим устройством и термостатирующей рубашкой. Данный метод позволяет с высокой степенью надежности определить удельные расходы ХР, рекомендуемого для опытно-промысловых испытаний, и определить индексы активности испытуемых деэмульгаторов.

Разработанные научно-исследовательскими институтами (ВНИИСТнефть, Гипровостокнефть, СибНИИ НП и др.) методики, основанные на принципе моделирования обработки эмульсий в лабораторных условиях) принципиально не отличаются друг от друга. В п. 2.3 в качестве рекомендуемой приведена методика проведения испытаний по РД 39-0148070-335-88Р.

### 2.2. Методика лабораторных испытаний эффективности деэмульгаторов – "BOTTLE TEST"

#### 2.2.1. Область применения

Метод предназначен для разработки деэмульгирующих композиций, сравнения эффективности действия деэмульгаторов (и/или их композиций) при разрушении ими как естественных водонефтяных эмульсий, образующихся при добыче нефти, так и искусственных водонефтяных эмульсий, приготавливаемых в специальных лабораторных мешалках.

Данный метод может применяться и для разрушения искусственных водонефтяных эмульсий, приготавливаемых в специальных лабораторных мешалках при исследовании эмульсионных свойств мало обводнённых нефтей месторождений и/или отдельных пластов, обладающих различающимися физико-химическими свойствами.

Метод позволяет быстро и достоверно оценить эффективность разрушения эмульсий деэмульгаторами по следующим показателям:

- динамика выделения воды из эмульсии в свободную фазу (динамика разрушения эмульсии);
- качество выделяющейся воды;
- качество раздела фаз нефть-вода (присутствие или отсутствие на границе раздела фаз промежуточного слоя – остаточной не разрушенной эмульсии);
- остаточное содержание воды в отстоявшейся нефти;
- агрегативное состояние остаточной воды в нефти.

Метод не предназначен для определения технологических расходных норм деэмульгаторов при применении их в каком-либо технологическом процессе или на каком-либо технологическом объекте. Расходные нормы устанавливаются по результатам опытно-промышленных испытаний деэмульгаторов на конкретном технологическом объекте.

#### 2.2.2. Оборудование

Для проведения испытаний необходимо следующее оборудование:

1. Канистра на 5–10 л для отбора проб эмульсии. Для отбора проб высокообводнённых эмульсий, из которых после отбора пробы выделяется подтоварная вода, необходимо иметь специальную канистру с вентилем (краном) снизу канистры для удаления воды;
2. Стакан с носиком на 0,5–1 л для разлива эмульсии в бутылки;
3. Специальные плоские отградуированные бутылочки на 150–200 мл с плотно завинчивающимися крышками (пробками) для разлива и отстоя эмульсии;

ОАО АНК "Башнефть"	Стандарт «Порядок проведения лабораторных и опытно-промышленных испытаний химических реагентов для применения в процессах добычи и подготовки нефти и газа»	СТ-07.1-00-00-04
		Для внутреннего использования

4. Маленькие бутылочки на 5–20 мл с плотно закрытыми крышками (пробками) для приготовления рабочих растворов деэмульгаторов;
  5. Специальный микро шприц-дозатор на 0–100 (0–200) микролитров с ценой деления не более 5 микролитров для дозирования рабочих растворов деэмульгаторов. Допускается применять вместо шприца лабораторные стеклянные пипетки на 0–1 (0–2) мл с ценой деления не более 0,01 мл;
  6. Шприц (стеклянный или пластмассовый) на 20–50 мл с иглой диаметром 1–2 мм и длиной 150–200 мм для удаления из бутылочек воды, выделившейся после отстоя;
  7. Шприц (стеклянный или пластмассовый) на 5–10 мл со специальной иглой диаметром 1–1,5 мм, длиной 150–200 мм, с загнутым на 180° концом с радиусом загиба не более 6 мм для отбора проб отстоявшейся в бутылках нефти;
  8. Роторная центрифуга (типа ОПН-3) с числом оборотов до 3000 об/мин. с патронами для центрифужных пальчиков. При вращении патроны с пальчиками должны отклоняться под действием центробежных сил до горизонтального положения;
  9. Набор центрифужных пальчиков с коническим носиком объёмом по 12 мл (с рабочим объёмом по 10 мл), отградуированных в % (см. рис.4), с ценой деления:
    - в диапазоне 0...2 % – 0,2 %;
    - в диапазоне 2...10 % – 0,5 %;
    - в диапазоне 10...50 % – 1 %.
- Допускается градуировка пальчиков в мл с ценой деления:
- в диапазоне 0...0,2 мл – 0,02 мл;
  - в диапазоне 0,2...1,0 мл – 0,05 мл;
  - в диапазоне 1,0...10 мл – 0,1 мл.
10. Водяная баня с автоматическим регулированием температуры в диапазоне 0–80 °С, с погрешностью 0,5 °С. Объём бани должен быть достаточным для загрузки не менее 20 бутылок.
  11. Весы лабораторные на 0–100 г с ценой деления не более 0,001 г.;
- Лабораторная мешалка с регулируемым числом оборотов в диапазоне 200–3000 об/мин. с объёмом стакана для смешивания 0,5–1 л.

### 2.2.3. Реактивы

1. Толуол – для приготовления рабочих растворов деэмульгаторов;
2. Спирт изопропиловый – для приготовления рабочих растворов деэмульгаторов;
3. Бензин Б-70 или "Нефрас 120-180" – для приготовления смеси бензин-нефть при центрифугировании и для мытья посуды;
4. Хлористый натрий (NaCl) – для приготовления имитата пластовой воды при приготовлении искусственной эмульсии;
5. Хлористый кальций (CaCl<sub>2</sub>) для приготовления имитата пластовой воды при приготовлении искусственной эмульсии.

### 2.2.4. Отбор проб естественной эмульсии

Образец эмульсии должен быть представительным, т.е. быть образцом не менее 50 % сырья, поступающего на подготовку на промышленный объект, для которого выполняются испытания деэмульгаторов.

Эмульсия должна отбираться таким образом, чтобы в ней не присутствовал деэмульгатор, закачиваемый на объекте, т.е. из пробоотборника, установленного на трубопроводе до точки подачи деэмульгатора на промышленном объекте.

Отбор проб эмульсии из трубопроводов осуществляется по ГОСТ 2517-85\*.

Если при отборе высокообводнённой эмульсии выделяется свободная подтоварная вода – она дренируется, количество её фиксируется, опыты выполняются на оставшейся эмульсии.

В случае невозможности отбора представительной пробы эмульсии с одного потока отбираются пробы со всех потоков поступающей на объект эмульсии, и для испытаний приготавливается смесь в соответствующей пропорции.

В случае невозможности отбора пробы без присутствия деэмульгатора (если пробоотборник сырой нефти расположен после точки подачи деэмульгатора) выполняется остановка подачи

ОАО АНК "Башнефть"	Стандарт «Порядок проведения лабораторных и опытно-промышленных испытаний химических реагентов для применения в процессах добычи и подготовки нефти и газа»	СТ-07.1-00-00-04
		Для внутреннего использования

деэмульгатора на промышленном объекте, промывка системы в течение 15–30 мин. и отбор пробы, после чего подача деэмульгатора возобновляется.

В случае невозможности отбора представительной пробы эмульсии со входа промышленного объекта отбираются пробы со скважин основных продуктивных пластов, и для испытаний приготавливается смесь в соответствующей пропорции.

Испытания деэмульгаторов выполняются на свежееотобранных образцах эмульсии, время от отбора пробы до начала экспериментов не должно превышать 1–2 часов.

После отбора пробы эмульсии выполняется проверка агрегативной устойчивости отобранного образца эмульсии и определение исходной обводнённости. Для этого в два центрифужных пальчика наливается по 50 % бензина (или Нефраса) и 50 % эмульсии. Во второй пальчик дозируется какой-либо высокоэффективный деэмульгатор (в качестве высокоэффективного деэмульгатора можно использовать промышленный образец деэмульгатора, применяемого на месторождениях для внутритрубной деэмульсации или деэмульгатор, широко известный в регионе как высокоэффективный) в количестве 3–5 капель 10 %-ного раствора в спирто-толуольной смеси).

Пальчики встряхиваются вручную (при этом горлышко пальчика прикрывается специальной пробкой) до полного перемешивания эмульсии с бензином и ХР. После встряхивания пальчики прокручиваются в центрифуге в течение 5 минут при 2000 об/мин. После центрифугирования в первом пальчике подсчитывается количество воды, выделившейся в свободной фазе и количество промежуточного слоя.

Определяется агрегативная устойчивость образца эмульсии по общей формуле:

$$AU = \frac{V_0 - V_{CB.B.}}{V_0} \cdot 100\% ,$$

где  $V_0$  – общее содержание дисперсной фазы (воды) в эмульсии, (мл);

$V_{CB.B.}$  – количество дисперсной фазы, расслоившейся в процессе центрифугирования, (мл).

При подсчёте в центрифужном пальчике:

$$V_0 = V_{CB.B.} + 0,7 \cdot V_{IP.C.} ,$$

где  $V_{IP.C.}$  – количество промежуточного слоя между водой и нефтью (мл);

0,7 – коэффициент, учитывающий реальное содержание воды в промежуточном слое.

С учётом этого общая формула преобразуется в удобный для расчёта вид:

$$AU = \frac{0,7 \cdot V_{IP.C.}}{V_{CB.B.} + 0,7 \cdot V_{IP.C.}} \cdot 100\% .$$

Во втором пальчике (с деэмульгатором) промежуточный слой не образуется, поэтому в нём определяется истинная исходная обводнённость эмульсии.

При подсчёте агрегативной устойчивости и исходной обводнённости необходимо отсчёт по показаниям делений центрифужных пальчиков умножать на 2, т.к. эмульсия наливалась пополам с бензином.

Если агрегативная устойчивость отобранного образца эмульсии низкая (0–10 %), то, возможно, в образце присутствует деэмульгатор или какой-либо другой ХР. Необходимо ещё раз уточнить у персонала промышленного объекта точку отбора пробы, а также попытаться получить сведения о других ХР, применяющихся в системе нефтесбора. Если всё-таки окажется, что эмульсия отобрана правильно, а наблюдается низкая естественная агрегативная устойчивость эмульсии, то необходимо выдержать эмульсию в течение 1 часа с целью проверки её на расслоение. Если эмульсия не расслаивается, её можно использовать для опытов.

ОАО АНК "Башнефть"	Стандарт «Порядок проведения лабораторных и опытно-промысловых испытаний химических реагентов для применения в процессах добычи и подготовки нефти и газа»	СТ-07.1-00-00-04
		Для внутреннего использования

### 2.2.5. Приготовление искусственной эмульсии

В тех случаях, когда имеет место низкая естественная обводненность эмульсии или добывается малообводнённая нефть (например, на новых месторождениях) допускается испытание деэмульгаторов на искусственно приготовленных эмульсиях.

Искусственная эмульсия приготавливается в лабораторной мешалке, позволяющей приготавливать искусственные эмульсии, по степени дисперсности глобул воды соответствующие реальным промысловым эмульсиям. В качестве водной фазы используется раствор NaCl и CaCl<sub>2</sub> в дистиллированной воде, соответствующий минерализации пластовой воды, или пластовая минерализованная вода. Приготавливается, как правило, 50 %-ная эмульсия. В некоторых случаях, когда не удаётся получить стабильную (агрегативно-устойчивую) 50 %-ную эмульсию, может приготавливаться 40 %, 30 %, 20 %-ная эмульсия.

До начала опытов для приготовленной эмульсии также определяется агрегативная устойчивость ( п. 2.2.4.). Приготовленная эмульсия должна иметь агрегативную устойчивость 10–60 %. Это достигается путём подбора времени и интенсивности перемешивания.

Проба нефти, из которой приготавливается искусственная эмульсия, также должна быть представительной, т.е. должна быть отобрана с наиболее продуктивного пласта (горизонта) месторождения, или смешивается смесь нефтей наиболее продуктивных пластов в соответствующих пропорциях.

До начала опытов приготовленная эмульсия искусственно состаривается в течение 1 часа.

### 2.2.6. Приготовление рабочих растворов деэмульгаторов

При проведении опытов ХР дозируются на 100 мл эмульсии, вследствие этого, при использовании товарной формы приходится вводить микронные дозы деэмульгатора. Это вызывает большие погрешности при дозировании, а зачастую, при отсутствии специальных микродозаторов, просто невозможно, поэтому предварительно готовятся рабочие растворы деэмульгаторов.

Приготавливается спирто-толуольная смесь (в дальнейшем – растворитель) в пропорции: 30 % изопропилового спирта и 70 % толуола, в количестве, достаточном для разбавления всех исследуемых деэмульгаторов.

Приготавливаются рабочие растворы деэмульгаторов в бутылочках. Если предполагается дозировать деэмульгаторы микрошприцем, то готовятся 10 %-ные растворы (1 часть товарной формы деэмульгатора и 9 частей растворителя), если предполагается пипеткой, то готовятся 1 %-ные растворы (1 часть товарной формы деэмульгатора и 99 частей растворителя). Растворы приготавливаются весовым способом, применяются весы.

Бутылочки с приготовленными растворами тщательно встряхиваются вручную. Растворы должны быть прозрачными, без каких-либо осадков, хлопьев (что свидетельствует о полном растворении деэмульгаторов). Если раствор какого-либо деэмульгатора мутный или с осадком, то для этого деэмульгатора необходимо опытным путём подобрать другой растворитель. Возможные растворители: метанол; этанол; бензол; ксилол; гексан; гептан; петролейный эфир; четырёххлористый углерод.

### 2.2.7. Проведение опытов

Предварительно намечаются режимы испытаний деэмульгаторов. Режимы определяются исходя из технологических режимов подготовки нефти того промыслового объекта, для которого проверяются деэмульгаторы (температура, время отстоя, удельный расход ХР). Все исследуемые деэмульгаторы должны быть испытаны при дозировках:

- на 50 %, 30 % ниже технологической;
- на уровне технологической;
- на 50%, 100 % выше технологической.

Проверка при пониженных дозировках необходима для того, чтобы установить при каких дозировках исследуемый деэмульгатор ещё сохраняет работоспособность. Проверка при повышенных дозировках необходима для того, чтобы установить обладает или нет исследуемый

ОАО АНК "Башнефть"	Стандарт «Порядок проведения лабораторных и опытно-промысловых испытаний химических реагентов для применения в процессах добычи и подготовки нефти и газа»	СТ-07.1-00-00-04
		Для внутреннего использования

деэмульгатор нежелательным эффектом передиспергирования эмульсии (образования вторичной эмульсии).

Отбирается образец эмульсии способами, описанными в п. 2.2.4.

Определяется агрегативная устойчивость и обводненность отобранного образца эмульсии.

Эмульсия разливается в необходимое количество бутылочек по 100 мл в каждую. В каждой серии опытов при выбранных режимах исследуются испытываемые деэмульгаторы и, обязательно, базовый деэмульгатор. В каждую серию опытов включается также и одна бутылка с эмульсией, куда деэмульгатор не дозируется (холостая проба).

В качестве базового выбирается деэмульгатор, применяющийся в текущий момент на промышленном объекте, или деэмульгатор, широко известный в регионе как высокоэффективный. С целью сокращения времени анализа и повышения достоверности результатов общее количество бутылок с исследуемыми ХР в каждой серии опытов не должно превышать 20–25 шт. при работе двух лаборантов и 10–15 шт. при работе одного лаборанта.

Дозирование деэмульгаторов в бутылки с эмульсией может выполняться двумя способами. По первому способу, после определения исходной обводнённости отобранной эмульсии вычисляется количество нефти в бутылке с эмульсией и выполняется пропорциональный расчёт введения необходимого количества ХР в бутылку, исходя из заданного удельного расхода.

По второму способу деэмульгатор дозируется из расчёта на 100 мл эмульсии, а затем, при известной её обводнённости подсчитывается его удельный расход на нефть.

При дозировании ХР в товарной форме с использованием микрошприцев высокого класса точности, расчёт реагента выполняется по следующей формуле:

$$V_{дэ} = \frac{V_э * (100 - W_В) * \rho_н * Q}{100000 * \rho_{дэ}}$$

где  $V_э$  – объем пробы эмульсии, см<sup>3</sup>;

$W_В$  – обводненность эмульсии, %;

$Q$  – заданная дозировка деэмульгатора, г/т;

$\rho_{дэ}$  – плотность деэмульгатора, г/см<sup>3</sup>;

$\rho_н$  – плотность нефти, г/см<sup>3</sup>.

Для получения кривых обезвоживания нефти предпочтительнее пользоваться вторым способом дозирования деэмульгаторов, т.к. меньше риск ошибиться. Необходимо лишь после определения исходной обводнённости эмульсии выбрать такие дозировки ХР на эмульсию, чтобы в пересчёте на нефть получить дозировки, близкие к требуемым.

Бутылки с эмульсией и дозированным деэмульгатором плотно закрываются крышками и устанавливаются горизонтально в лабораторный шейкер, так, чтобы колебания шейкера происходили в продольном направлении по оси бутылок. Бутылки встряхиваются на шейкере в зависимости от вязкости эмульсии от 2 до 10 мин.

Допускается встряхивать бутылки вручную, при этом необходимо добиваться, чтобы все бутылки были встряхнуты одновременно, одинаковое число раз и с одинаковой интенсивностью.

В обработанных деэмульгатором бутылках приоткрываются крышки для стравливания выделившегося при встряхивании газа, снова плотно закрываются, и бутылки ставятся на отстой в водяную баню при заданной температуре. Как правило, деэмульгаторы испытываются при температуре, соответствующей температуре процесса подготовки нефти промышленного объекта, и при пониженной.

Время отстоя нефти в бутылках обычно выбирается от 1 до 2 часов. В определённые промежутки времени отстоя (5, 15, 30, 60 мин.) в бутылках замеряется количество выделившейся воды, наличие промежуточного слоя. По окончании времени отстоя также фиксируется количество выделившейся воды, качество раздела фаз "нефть-вода", наличие промежуточного слоя, качество выделившейся воды (визуально путём сравнения качества воды в бутылках с разными ХР).

ОАО АНК "Башнефть"	Стандарт «Порядок проведения лабораторных и опытно-промысловых испытаний химических реагентов для применения в процессах добычи и подготовки нефти и газа»	СТ-07.1-00-00-04
		Для внутреннего использования

По окончании времени отстоя бутылки вынимаются из бани. Специальным шприцем из каждой бутылки отбирается навеска нефти 5 мл с уровня 70 % (в некоторых случаях 80 %) от высоты столба жидкости для определения остаточной обводнённости нефти (моделирование отбора отстоявшейся нефти из резервуара).

Отобранные навески нефти наливаются в центрифужные пальчики, наполненные предварительно на 50 % бензином. Пальчики встряхиваются вручную (при этом горлышко пальчика прикрывается специальной пробкой) до полного перемешивания нефти с бензином и прокручиваются в центрифуге в течение 5 мин. при 2000 об/мин. Определяются остаточное количество воды, выделившейся в свободной фазе, и остаточное содержание неразрушенной эмульсии, т.е., фактически, при использовании центрифужного метода определяется агрегативная устойчивость остаточной эмульсии. Чем ниже агрегативная устойчивость и обводненность остаточной эмульсии, тем выше эффективность действия деэмульгатора по сравнению с остальными испытываемыми.

Из бутылок шприцем удаляется выделившаяся вода, а оставшаяся нефть с промежуточным эмульсионным слоем, если он имеется, встряхивается в бутылках и наливается в центрифужные пальчики, наполненные предварительно на 50 % бензином. Пальчики также встряхиваются и прокручиваются в центрифуге в течение 5 мин. при 2000 об/мин. Определяются остаточное количество воды, остаточное содержание неразрушенной эмульсии и агрегативная устойчивость нижней части отстоявшейся нефти. Чем меньше агрегативная устойчивость и обводненность остаточной эмульсии, тем выше эффективность действия деэмульгатора по сравнению с остальными испытываемыми, меньший риск накопления в резервуарах промежуточных эмульсионных слоёв.

Накопление в резервуарах промежуточных слоёв может привести к срыву процессов подготовки нефти, вызвать большие проблемы с их вторичной переработкой и утилизацией.

После определения агрегативной устойчивости остаточной эмульсии в центрифужные пальчики добавляется по 1–2 капли раствора специального лабораторного деэмульгатора. Пальчики интенсивно встряхиваются и ещё раз прокручиваются в центрифуге 5 мин. при 2000 об/мин. Определяется истинное остаточное содержание воды в верхнем слое отстоявшейся нефти и в общем объёме отстоявшейся нефти.

#### 2.2.8. Оформление результатов

Все результаты определений заносятся в таблицу. По данным таблицы для всех испытанных деэмульгаторов строятся графики:

- зависимости количества выделившейся воды (в % от исходного влагосодержания или от общего объёма эмульсии) за время отстоя нефти (динамика разрушения эмульсии);
- зависимости остаточного содержания воды в отстоявшейся нефти от расхода деэмульгаторов;
- зависимости остаточного содержания воды в отстоявшейся нефти от температуры подготовки.

По данным могут быть построены также диаграммы остаточного содержания воды и неразрушенной эмульсии при воздействии сравниваемых деэмульгаторов с различными удельными расходами.

#### 2.2.9. Оценка эффективности деэмульгаторов

Лучшим из сравниваемых считается деэмульгатор, показавший наименьшее остаточное содержание воды в нефти (особенно в виде остаточной неразрушенной эмульсии).

При примерно равных показателях остаточного содержания воды в нефти выбираются образцы деэмульгаторов, показывающие более быструю динамику водоотделения. Такие деэмульгаторы лучше работают в напорных технологических схемах УПСВ, УПН, где время отстоя нефти (жидкости) ограничено. Деэмульгаторы, показывающие более медленную динамику водоотделения, больше подходят для резервуарной подготовки нефти.

При примерно равных показателях остаточного содержания воды в нефти и динамики водоотделения выбираются деэмульгаторы, показывающие более лучшие показатели при снижении расхода ХР до минимального.

ОАО АНК "Башнефть"	Стандарт «Порядок проведения лабораторных и опытно-промысловых испытаний химических реагентов для применения в процессах добычи и подготовки нефти и газа»	СТ-07.1-00-00-04
		Для внутреннего использования

## 2.3. Методика определения деэмульгирующей активности химических реагентов

### 2.3.1. Назначение методики

Методика позволяет определить эффективность действия деэмульгатора в сравнении с принятым за эталон (базовым) и рекомендовать для опытно-промысловых испытаний наиболее эффективный ХР.

Для исследования могут быть использованы промысловые и искусственно приготовленные водонефтяные эмульсии

### 2.3.2. Аппаратура, материалы

1. Контейнер для отбора промысловой эмульсии вместимостью 500 мл;
2. Эмульсер (деэмульсер), снабженный мешалкой с регулируемым числом оборотов, для приготовления искусственной водонефтяной эмульсии и её последующего разрушения;
3. Отстойник;
4. Термостат для отстаивания обработанной ХР эмульсии;
5. Весы лабораторные технические типа ВЛР-200г-М (1 класс точности);
6. Весы ВЛТЭ – 500 (2 класс точности);
7. Цилиндры 1-500, 1-250 и 1-100 ГОСТ 1770-74\*;
8. Воронка ВД-1-500 ХС ГОСТ 25336-82;
9. Стакан Н-1-50 ТС ГОСТ 25336-82;
10. Стеклянные палочки  $d = 2-3$  мм;
11. Секундомер ТУ 25-1894.003-90 или аналог;
12. Микроскоп лабораторный с микрофотонасадкой;
13. Толуол ГОСТ 5789-78\* с изм. 1,2;
14. Изопропиловый спирт ГОСТ 9805-84;
15. Нефрас - С2-80/120 ТУ 38.401-67-108-92.

### 2.3.3. Подготовительные работы

Пробу эмульсии в количестве около 0,5 л отбирают из нефтепровода в контейнер таким образом, чтобы была исключена возможность дополнительного диспергирования капель воды. Место отбора выбирают исходя из того, чтобы проба эмульсии была наиболее характерной для данного конкретного месторождения по обводненности, степени дисперсности, устойчивости, минерализации водной фазы и другим показателям.

Проба эмульсии не должна содержать свободной воды.

Промысловую эмульсию хранят в контейнере без разгазирования при 20 °С. Перед отбором единичной пробы для исследований контейнер каждый раз встряхивают со средней интенсивностью в течение 2-3 мин.

Образец эмульсии используют для опытов в течение суток с момента отбора пробы.

Искусственную эмульсию готовят из безводной нефти и пластовой воды соответствующих геологических горизонтов. Пробы нефти отбирают в канистры емкостью не более 20 л. Нефть отбирают из нефтепровода непрерывно в течение одного часа.

Пробу нефти, привезенную с месторождения, тщательно перемешивают в течение пяти минут, отстаивают 12 часов и сифонируют на 10 см от дна канистры в металлический бак, снабженный барботером, к которому присоединен баллон с газом (пропан-бутан).

Сифонированную нефть продувают газом путем умеренного его барботирования в течение часа и хранят под газом. Перед отбором пробы для разовых исследований нефть интенсивно перемешивают газом 1-2 мин.

Пластовую воду отбирают и хранят в стеклянной таре под слоем нефти. Перед приготовлением эмульсии нефть и пластовая вода должны иметь температуру 20°С.

Искусственную эмульсию готовят путем перемешивания нефти и воды в эмульсере, закрытом от контакта с воздухом. Режим перемешивания подбирают таким, чтобы средний диаметр глобул эмульгированной воды был 4-6 микрон. При подборе необходимого режима первичную оценку дисперсности эмульсии производят микроскопическим методом с замером

ОАО АНК "Башнефть"	Стандарт «Порядок проведения лабораторных и опытно-промысловых испытаний химических реагентов для применения в процессах добычи и подготовки нефти и газа»	СТ-07.1-00-00-04
		Для внутреннего использования

диаметра глобул окулярным винтовым микрометром. Дисперсионный состав окончательной эмульсии более точно определяют микрофотографированием.

Конструкция смесительного устройства должна обеспечивать постоянство оборотов во времени. Время перемешивания измеряют секундомером.

Эмульсию готовят, как правило, с содержанием воды 50%. В некоторых случаях, когда не удастся получить стабильную 50 %-ную эмульсию, может приготавливаться 40 %, 30 %, 20 %-ная эмульсия.

Рекомендуемый режим приготовления стандартной эмульсии:

- число оборотов вала мешалки в минуту - 1500-3000;
- время перемешивания – 10-15 минут.

Эмульсию после приготовления выдерживают до постановки эксперимента для старения в течение одного часа.

ХР дозируют в виде растворов в смеси изопропилового спирта и толуола в соотношении 3:7 с концентрацией 0,5 г/100 мл.

В стаканчик емкостью 50 мл берут навеску деэмульгатора 0,50 г на лабораторных технических весах с точностью 0,01 г, которую растворяют в 15-20 мл соответствующего растворителя. Раствор переливают в мерную колбу на 100 мл, стаканчик обмывают три раза по 15-20 мл растворителем, который также сливают в мерную колбу. Раствор в мерной колбе доводят до метки и перемешивают.

Растворы ХР используют в течение не более двух недель.

#### 2.3.4. Проведение анализа

Пробу промысловой или искусственной эмульсии в количестве 100 мл заливают в деэмульсер. При перемешивании к эмульсии быстро добавляют раствор ХР. Эмульсию с ХР перемешивают в течение одной минуты со скоростью 500 об/мин вначале при комнатной температуре, затем - при непрерывном перемешивании смесь нагревают в течение 30-40 секунд до температуры деэмульсации и при этой постоянной температуре перемешивание продолжают 15 мин.

Температура деэмульсации выбирается в зависимости от физико-химических и эмульсионных свойств нефти.

Обработанную деэмульгатором эмульсию сразу же из деэмульсера переливают в предварительно нагретый до заданной температуры отстойник, который помещают в стеклянный термостат. Через 15, 30 и 60 минут отмечают количество выделившейся воды. Через час отстаивания отстойник вынимают из термостата, колечком из проволоки сбивают капли воды, осевшие на стенках отстойника, и фиксируют весь объем выделившейся воды. Затем в предварительно высушенную и взвешенную колбу от аппарата Дина и Старка переносят объем нефти на 3 мм выше границы раздела с водой.

Содержание воды в нефти определяют методом Дина и Старка в соответствии с ГОСТ 2477-65\*. Все основные определения проводят дважды и рассчитываются средние результаты двух определений. Максимальное отклонение не должно превышать 10%.

Отрабатывают расход деэмульгатора. Максимальный расход ХР должен обеспечить разрушение эмульсии до остаточного содержания воды в нефти 0,2-0,5% (окончательное обезвоживание), а минимальный не менее чем 5-10% (предварительный сброс воды).

Экспериментальных данных должно быть достаточно для построения полной кривой обезвоживания.

Параллельно водонефтяную эмульсию деэмульгируют эталонным деэмульгатором.

В качестве эталонного деэмульгатора используют промышленный образец деэмульгатора, используемого для данной нефти или деэмульгатор широко известный в регионе как высокоэффективный.

Эталонный образец деэмульгатора хранят не более 2 лет.

#### 2.3.5. Обработка экспериментальных данных

В результате исследования определяют:

ОАО АНК "Башнефть"	Стандарт «Порядок проведения лабораторных и опытно-промышленных испытаний химических реагентов для применения в процессах добычи и подготовки нефти и газа»	СТ-07.1-00-00-04
		Для внутреннего использования

- удельный расход деэмульгатора для обезвоживания нефти до остаточного содержания воды 0,2-0,5%;
- удельный расход деэмульгатора для обезвоживания нефти до остаточного содержания воды 5 -10 %;
- кинетику отделения воды в процессе отстаивания;
- индекс активности испытуемого деэмульгатора.

Удельный расход деэмульгатора выражают в граммах на одну тонну безводной нефти и определяют по кривой обезвоживания, представляющей собой графическую зависимость остаточного содержания воды в нефти от расхода ХР.

Кинетику отделения воды в процессе отстаивания выражают количеством отделившейся воды в процентах от содержания исходной эмульсии за время отстаивания - 15, 30, 60 мин. Эти результаты представляют в виде таблицы или графика.

Индекс активности деэмульгатора ( $A_i$ ) рассчитывают по формуле:

$$A_i = \frac{q_{\text{э}}}{q_i}$$

где  $q_{\text{э}}$  и  $q_i$  - удельный расход, соответственно, эталонного (базового) и испытуемого деэмульгатора, обеспечивающего требуемое остаточное содержание воды в нефти при одинаковых условиях проведения испытаний.

#### 2.4. Методика определения совместимости деэмульгаторов с другими химическими реагентами, применяемыми в системе добычи нефти

Влияние ХР, используемых в процессе добычи, сбора, транспорта и подготовки нефти на эффективность действия деэмульгатора определяется по методике, изложенной в п. 2.3. с учетом обработки водонефтяных эмульсий ХР.

Растворы ХР вводятся в водонефтяную эмульсию одновременно с растворами деэмульгаторов.

Удельный расход деэмульгатора принимают равным удельному расходу, определенному для обезвоживания нефти до остаточного содержания воды 0,5%.

Удельный расход ХР принимают равным:

- при непрерывном дозировании ХР – удельному расходу, установленному для обеспечения требуемой эффективности действия;
- при периодическом дозировании ХР – удельному расходу, установленному для ударной дозировки ХР.

Если после проведения эксперимента обнаруживается, что остаточное содержание воды в нефти превысит 0,5%, то ХР считается несовместимым с деэмульгатором.

ОАО АНК "Башнефть"	Стандарт «Порядок проведения лабораторных и опытно-промысловых испытаний химических реагентов для применения в процессах добычи и подготовки нефти и газа»	СТ-07.1-00-00-04
		Для внутреннего использования

## ПРИЛОЖЕНИЕ 7. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЗАЩИТНЫХ СВОЙСТВ ИНГИБИТОРОВ КОРРОЗИИ

3.1 Метод линейной поляризации изложен в государственном стандарте ГОСТ 9.514-99.

### 3.1.1. Среды для испытаний

В лабораторных условиях оценку защитного действия ингибиторов рекомендуется проводить в моделях пластовых вод нефтяного месторождения, так как замена пластовых вод модельными средами позволяет повысить воспроизводимость результатов испытаний.

Моделирование состава пластовой воды основывается на результатах химического анализа попутно-добываемых вод и проводится согласно методике, представленной в Приложении 7.3.

Допускается использование имитатов пластовых вод согласно Таблице, моделирующих различный солевой состав и содержание коррозионо активных газов (H<sub>2</sub>S, CO<sub>2</sub>)

Таблица

Тип модели воды	Общая минерализация, мг/л	Ионный состав, мг/л						pH	H <sub>2</sub> S, мг/л	O <sub>2</sub> , мг/л	CO <sub>2</sub> , мг/л
		Cl <sup>-</sup>	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	Ca <sup>2+</sup>	Mg <sup>2+</sup>	K <sup>+</sup> +Na <sup>+</sup>				
Тип 1 (Месторождения ХМАО)	27847.7	16593.3	0	581.1	949.7	275.3	9448.5	6.72	отс.	отс.	150
Тип 2 (с содержанием H <sub>2</sub> S от 50 до 150 мг/л)	250253.7	153147.9	676.3	161.9	9991.6	2553.9	83722.1	5.791	130	отс.	отс.
Тип 3 (с содержанием H <sub>2</sub> S от 20 до 50 мг/л)	215968.6	132764.6	676.3	184.5	11230.2	3078.1	68034.9	6.25	40	отс.	отс.
Тип 4 (с содержанием H <sub>2</sub> S до 20 мг/л)	234768.4	144138.2	541.04	146.7	11844.1	2680.7	75417.6	6.09	5	отс.	отс.

При испытаниях в двухфазных средах в качестве углеводородной фазы необходимо использовать нефть, отобранную с месторождения, для которого проводятся испытания. Проба нефти должна быть с содержанием воды не более 1%, содержание каких-либо ХР не допускается.

Срок хранения модельной среды не более 5 суток.

Соотношение объема испытательной среды и площади образцов должно быть не менее 10 см<sup>3</sup>/см<sup>2</sup>.

### 3.1.2. Порядок проведения испытаний

После закрепления образцов на зонде коррозиметра и помещения его в ячейку для испытаний с коррозионной средой, необходимо установить в ячейке скорость перемешивания 500-600 мин-1 и расход диоксида углерода 50-100 см<sup>3</sup>/мин (в расчете на одну ячейку). Одновременно с началом пропускания диоксида углерода в раствор погружается датчик температуры и устанавливается необходимое значение с точностью до ±0,5 °С. Допускается использование ртутного термометра и ручное регулирование температуры по его показаниям.

Через 30 минут измеряется содержание растворенного кислорода любым общепринятым методом. Концентрация растворенного кислорода должна быть менее 0,01 мг/дм<sup>3</sup>. При более высоких значениях необходимо продолжить пропускание через раствор диоксида углерода до достижения указанной концентрации растворенного кислорода. После достижения концентрации растворенного кислорода менее 0,01 мг/дм<sup>3</sup> и заданной температуры раствора, следует установить расход диоксида углерода 5-8 см<sup>3</sup>/мин, частоту вращения перемешивающего устройства – 450 мин-1. При моделировании расслоенного режима движения жидкости частоту вращения перемешивающего устройства установить на уровне 250 мин-1 и аккуратно прилить

ОАО АНК "Башнефть"	Стандарт «Порядок проведения лабораторных и опытно-промышленных испытаний химических реагентов для применения в процессах добычи и подготовки нефти и газа»	СТ-07.1-00-00-04
		Для внутреннего использования

предусмотренное программой испытаний количество нефти. Необходимо исключить смешение фаз в ходе эксперимента.

При замерах на только что установленном датчике с подготовленной рабочей поверхностью электродов начальные показания мгновенной скорости коррозии меняются из-за установления равновесного для данной системы состояния электродов. Такой процесс может продолжаться достаточно длительное время. За это время происходит стабилизация показаний коррозиметра.

В процессе аэрации измерения скорости коррозии производят через каждые 15 минут. Замеряемая скорость коррозии считается характерной для данной системы, если результаты 4-5 замеров, произведенных последовательно, колеблются относительно первого из них с разбросом 10-15 %. Средняя из этих величин принимается за значение скорости коррозии в данной среде.

После достижения стабилизации показаний коррозиметра в ячейку шприцом необходимо ввести расчетное количество ингибитора в виде рабочего водного раствора для водорастворимых и вододиспергируемых ингибиторов, и в виде рабочего раствора в этиловом спирте в случае применения углеводородрастворимых ингибиторов. Концентрация рабочего раствора определяется объемом ячейки и заданной дозировкой ХР. При моделировании расслоенного режима движения жидкости ввод ингибитора осуществляется в нефтяную фазу.

Через 30 минут с момента ввода ингибитора производят замер скорости коррозии в ингибированной среде. Дальнейшие измерения производят через каждые 15 минут до установления стабильных показаний коррозиметра.

Продолжительность испытания должна быть достаточной для установления постоянной скорости коррозии. Замеряемая скорость коррозии считается установившейся для данной системы, если результаты 4-5 замеров, произведенных последовательно, колеблются относительно первого из них с разбросом 5-10 %. Средняя из этих величин принимается за значение установившейся скорости коррозии в данной среде.

Количество параллельных испытательных ячеек должно быть не 1-го измерения. Если такого количества ячеек не достаточно для обеспечения заданного уровня доверительной вероятности результатов испытаний, их количество должно быть увеличено.

Вынужденные перерывы в испытаниях, превышающие 10% общего времени испытаний, предусмотренного Программой, должны быть зафиксированы и учтены при оценке защитной способности.

1. Сравнительную оценку защитной способности ингибиторов проводят при одинаковой температуре (20...25°C).

2. Ингибитор для испытаний взвешивают с погрешностью  $\pm 0,0002$  г.

3. После достижения стабилизации показаний коррозиметра в ячейку шприцом необходимо ввести расчетное количество ингибитора в виде 2%-го рабочего водного раствора для водорастворимых и вододиспергируемых ингибиторов или в виде 2%-го рабочего раствора в этиловом (изопропиловом) спирте в случае применения углеводородрастворимых ингибиторов.

4. Вышеизложенный порядок испытаний проводится для каждой заданной концентрации ингибитора, начиная с концентрации 25 мг/дм<sup>3</sup> с последующим снижением или увеличением дозировки на 10 мг/дм<sup>3</sup> до достижения (превышения) требуемого уровня эффективности защитного действия.

5. Допускается использование моделей пластовых вод согласно Таблице, моделирующих различных солевой состав и содержание коррозионо-активных газов (H<sub>2</sub>S, CO<sub>2</sub>)

ОАО АНК "Башнефть"	Стандарт «Порядок проведения лабораторных и опытно-промысловых испытаний химических реагентов для применения в процессах добычи и подготовки нефти и газа»							СТ-07.1-00-00-04		
	Для внутреннего использования									

Тип модели воды	Общая минерализация, мг/л	Ионный состав, мг/л						pH	H <sub>2</sub> S, мг/л	O <sub>2</sub> , мг/л	CO <sub>2</sub> , мг/л
		Cl <sup>-</sup>	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	Ca <sup>2+</sup>	Mg <sup>2+</sup>	K <sup>+</sup> +Na <sup>+</sup>				
Тип 1 (Месторождения ХМАО)	27847.7	16593.3	0	581.1	949.7	275.3	9448.5	6.72	отс.	отс.	150
Тип 2 (с содержанием H <sub>2</sub> S от 50 до 150 мг/л)	250253.7	153147.9	676.3	161.9	9991.6	2553.9	83722.1	5.791	130	отс.	отс.
Тип 3 (с содержанием H <sub>2</sub> S от 20 до 50 мг/л)	215968.6	132764.6	676.3	184.5	11230.2	3078.1	68034.9	6.25	40	отс.	отс.
Тип 4 (с содержанием H <sub>2</sub> S до 20 мг/л)	234768.4	144138.2	541.04	146.7	11844.1	2680.7	75417.6	6.09	5	отс.	отс.

6. Ранжирование ингибиторов определять для каждой модели воды, а также проводить выбор универсальных ХР.

### 3.1.3. Обработка результатов электрохимических испытаний

Уровень эффективности действия защиты Z, % вычисляют по формуле:

$$Z = \frac{V_0 - V}{V_0} \cdot 100, \%$$

где: V<sub>0</sub> - скорость коррозии в электролите без ингибитора, мм/год;

V - скорость коррозии в электролите с ингибитором, мм/год.

При этом если Z = 100 % - отсутствие коррозии (V = 0); Z = 0 – отсутствие защиты (V<sub>0</sub> = V); Z < 0 – стимулирование коррозии (V<sub>0</sub> < V); Z > 0 – замедление коррозии (V<sub>0</sub> > V).

При обработке результатов испытаний используют метод математической обработки по ГОСТ 9.502-82. В результате математической обработки определяют среднеарифметическое результатов серии измерений, среднеквадратическую ошибку, исключают грубые ошибки измерений. Результат представляют в виде доверительного интервала.

### 3.1.4. Оформление результатов испытаний

Результаты испытаний заносят в протокол, который должен содержать следующую информацию:

- обозначение ингибитора (маркировка);
- марка стали электродов;
- концентрация ингибитора;
- состав и температура среды;
- продолжительность испытания;
- значения измеряемых величин;
- расчетное значение эффективности ингибиторной защиты;
- результаты статистической обработки.

Рекомендуемая форма протокола представлена в Приложении 7.1. к настоящему Приложению.

## 3.2. Гравиметрический метод изложен в государственных стандартах ГОСТ 9.502-82 ГОСТ 9.506-87.

### 3.2.1. Среда для испытаний

В лабораторных условиях оценку защитного действия ингибиторов рекомендуется проводить в моделях пластовых вод нефтяного месторождения, так как замена пластовых вод модельными средами позволяет повысить воспроизводимость результатов испытаний.

ОАО АНК "Башнефть"	Стандарт	СТ-07.1-00-00-04
	«Порядок проведения лабораторных и опытно-промышленных испытаний химических реагентов для применения в процессах добычи и подготовки нефти и газа»	Для внутреннего использования

Моделирование состава пластовой воды основывается на результатах химического анализа попутно-добываемых вод и проводится согласно методике, представленной в Приложении 7.3. к настоящему Приложению.

При испытаниях в двухфазных средах в качестве углеводородной фазы необходимо использовать нефть, отобранную с месторождения, для которого проводятся испытания. Проба нефти должна быть с содержанием воды не более 1%, содержание каких-либо ХР не допускается.

Срок хранения модельной среды не более 5 суток.

### 3.2.2. Порядок проведения гравиметрических испытаний

Подготовленные образцы помещают в ячейку с испытываемой средой. Образцы должны быть жестко закреплены для предохранения их от вибрации и обеспечения свободного контакта с испытываемой средой. Время испытаний отсчитывают с момента помещения образцов в среду. Время испытаний образцов в ингибированной и не ингибированной испытываемой среде должно быть равным.

Испытуемую среду при проведении испытаний в водно-нефтяной эмульсии или в водной части водно-нефтяной эмульсии готовят следующим образом: в два стеклянных сосуда, снабженные перемешивающим устройством и нижним тубусом с краном, заливают нефть и модельную пластовую воду в соотношении, предусмотренном программой испытаний, перемешивают в течение 5 минут со скоростью, обеспечивающей образование эмульсии. В один из сосудов дозируют исследуемый ингибитор и продолжают перемешивание в обоих сосудах в течение 30 минут, после чего в зависимости от Программы испытаний эмульсию отстаивают до разделения фаз и берут для испытаний водную фазу либо, не дожидаясь разделения фаз, помещают водно-нефтяную эмульсию в ячейки. При проведении испытаний в однофазной водной среде модельную пластовую воду помещают в ячейки и дозируют в них исследуемый ингибитор.

В соответствии с Программой испытаний испытываемая среда может деаэрироваться инертным газом (азот, гелий) и насыщаться сероводородом и (или) диоксидом углерода. Сероводород получают по ОСТ 39-099-79.

В ячейке создают режим, соответствующий Программе испытания. Продолжительность испытаний устанавливают в соответствии с ГОСТ Р 9.905-2007. При проведении сравнительных испытаний время испытания должно быть не менее 6 часов. Колебания температуры испытываемой среды не должны превышать  $\pm 2^{\circ}\text{C}$ . Уменьшение объема среды вследствие испарения не должно превышать 1%.

В каждом режиме проводят не менее двух параллельных испытаний на образцах в количестве не менее трех для каждого испытания.

Сразу после испытаний образцы подвергают визуальному осмотру: определяют наличие и цвет продуктов коррозии, после снятия продуктов коррозии – характер коррозии. Обо всех характерных особенностях должна быть соответствующая запись в протоколе испытаний.

Для определения потери массы образцов их поверхность должна быть очищена в последовательности:

1. Нефть и рыхлые продукты коррозии удаляют шпателем или одним из растворителей: бензином, керосином, уайт-спиритом;
2. При наличии плотной пленки из продуктов коррозии их удаление производят по ГОСТ Р 9.907-2007;
3. Образцы промывают водопроводной и дистиллированной водой, высушивают фильтровальной бумагой, обезжиривают ацетоном, упаковывают в фильтровальную бумагу, выдерживают в эксикаторе с влагопоглотителем в течение 24 ч и взвешивают на аналитических весах.

### 3.2.3. Обработка результатов гравиметрических испытаний

Скорость коррозии ( $V_{кор}$ ) в  $\frac{\text{г}}{\text{м}^2 \cdot \text{ч}}$  вычисляют по формуле:

$$V_{кор} = \frac{m_1 - m_2}{S \cdot \tau}$$

ОАО АНК "Башнефть"	Стандарт «Порядок проведения лабораторных и опытно-промышленных испытаний химических реагентов для применения в процессах добычи и подготовки нефти и газа»	СТ-07.1-00-00-04
		Для внутреннего использования

где:  $m_1$  – масса образца до испытания, г;  
 $m_2$  – масса образца после испытания, г;  
 $S$  – площадь поверхности образца, м<sup>2</sup>;  
 $\tau$  – время испытания, ч.

Уровень эффективности действия защиты ( $Z$ ) в процентах вычисляют по формуле:

$$Z = \frac{V_1 - V_2}{V_1} \cdot 100$$

где:  $V_1$  - скорость коррозии образцов в не ингибированной среде,  $\frac{\text{г}}{\text{м}^2 \cdot \text{ч}}$  ;

$V_2$  - скорость коррозии образцов в ингибированной среде,  $\frac{\text{г}}{\text{м}^2 \cdot \text{ч}}$  .

При обработке результатов испытаний используют метод математической обработки результатов по ГОСТ 9.502-82. В результате математической обработки рассчитывают и исключают грубые погрешности при определении скорости коррозии, рассчитывают среднюю скорость и среднеквадратичную ошибку. Результат представляют в виде доверительного интервала.

#### 3.2.4. Оформление результатов испытаний

Результаты испытаний заносят в протокол, который должен содержать следующую информацию:

- обозначение ингибитора (маркировка);
- марка стали образцов;
- концентрация ингибитора;
- состав и температура среды;
- продолжительность испытания;
- значения измеряемых величин;
- расчетное значение эффекта защиты;
- результаты статистической обработки.

Рекомендуемая форма протокола представлена в Приложении 7.2. к настоящему Приложению.

ОАО АНК "Башнефть"	Стандарт «Порядок проведения лабораторных и опытно-промышленных испытаний химических реагентов для применения в процессах добычи и подготовки нефти и газа»	СТ-07.1-00-00-04
		Для внутреннего использования

## ПРИЛОЖЕНИЕ 7.1. ФОРМА ПРОТОКОЛА ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКИХ ИСПЫТАНИЙ

### Форма протокола электрохимических испытаний

Обозначение *ИНГИБИТОРА* (маркировка) \_\_\_\_\_

Марка стали электродов \_\_\_\_\_

Продолжительность испытания, ч \_\_\_\_\_

Температура, °С \_\_\_\_\_

Состав водной фазы:

МЕСТОРОЖДЕНИЕ , МЕСТО ОТБОРА ПРОБЫ	рН	СОДЕРЖАНИЕ ИОНОВ, МГ/ДМ <sup>3</sup>						СУММАРНАЯ МИНЕРАЛИ- ЗАЦИЯ, МГ/ДМ <sup>3</sup>
		Cl <sup>-</sup>	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	Ca <sup>2+</sup>	Mg <sup>2+</sup>	Na <sup>+</sup> + K <sup>+</sup>	

Характеристика нефти (месторождение, место отбора пробы) \_\_\_\_\_

Соотношение нефть/вода \_\_\_\_\_

Результаты испытаний:

КОНЦЕНТРАЦИЯ ИНГИБИТОРА, МГ/Л	СКОРОСТЬ КОРРОЗИИ (V), ММ/ГОД								Z, %	±ΔZ, %
	ДО ВВОДА ИНГИБИТОРА				ПОСЛЕ ВВОДА ИНГИБИТОРА					
	V01	V02	V03	V0CP	V1	V2	V3	VCP		

ОАО АНК "Башнефть"	Стандарт «Порядок проведения лабораторных и опытно-промысловых испытаний химических реагентов для применения в процессах добычи и подготовки нефти и газа»	СТ-07.1-00-00-04
		Для внутреннего использования

## ПРИЛОЖЕНИЕ 7.2. ФОРМА ПРОТОКОЛА ГРАВИМЕТРИЧЕСКИХ ИСПЫТАНИЙ

### Форма протокола гравиметрических испытаний

Обозначение ингибитора (маркировка) \_\_\_\_\_

Марка стали образцов \_\_\_\_\_

Продолжительность испытания, ч \_\_\_\_\_

Температура, °С \_\_\_\_\_

Состав водной фазы:

МЕСТОРОЖДЕНИЕ , МЕСТО ОТБОРА ПРОБЫ	рН	СОДЕРЖАНИЕ ИОНОВ, МГ/ДМ <sup>3</sup>							СУММАРНАЯ МИНЕРАЛИ- ЗАЦИЯ, МГ/ДМ <sup>3</sup>
		Cl <sup>-</sup>	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	Ca <sup>2+</sup>	Mg <sup>2+</sup>	Na <sup>+</sup> + K <sup>+</sup>	Fe <sub>общ</sub>	

Характеристика нефти (месторождение, место отбора пробы) \_\_\_\_\_

Соотношение нефть/вода \_\_\_\_\_

Результаты визуального осмотра образцов после испытаний (наличие и цвет продуктов коррозии, характер коррозии) \_\_\_\_\_

Результаты испытаний:

НОМЕР ОБРАЗЦА	ПЛОЩАДЬ ОБРАЗЦА S, М <sup>2</sup>	МАССА ОБРАЗЦА, Г		КОРРОЗИОННЫЕ ПОТЕРИ		СКОРОСТЬ КОРРОЗИИ, $\frac{z}{M^2 \cdot t}$
		ДО ИСПЫТАНИЯ, M0	ПОСЛЕ УДАЛЕНИЯ ПРОДУКТОВ КОРРОЗИИ, M1	ОБРАЗЦА $\Delta M = M0 - M1$	НА ЕДИНИЦУ ПЛОЩАДИ ΔM/S	

КОНЦЕНТРАЦИЯ ИНГИБИТОРА, МГ/Л	СКОРОСТЬ КОРРОЗИИ (V), Г·М <sup>-2</sup> ·Ч <sup>-1</sup>								Z, %	±ΔZ, %
	В НЕИНГИБИРОВАННОЙ СРЕДЕ				В ИНГИБИРОВАННОЙ СРЕДЕ					
	V01	V02	V03	V0CP	V1	V2	V3	VCP		

ОАО АНК "Башнефть"	Стандарт «Порядок проведения лабораторных и опытно-промысловых испытаний химических реагентов для применения в процессах добычи и подготовки нефти и газа»	СТ-07.1-00-00-04
		Для внутреннего использования

### ПРИЛОЖЕНИЕ 7.3. МЕТОДИКА ПРИГОТОВЛЕНИЯ ИМИТАТА (МОДЕЛИ) ПЛАСТОВОЙ ВОДЫ

#### Методика приготовления имитата (модели) пластовой воды

Имитат (модель) пластовой воды получают при смешивании равных объемов двух растворов солей: раствора А и раствора Б в соотношении 1:1.

Коэффициенты для пересчета заданного количества катионов и анионов приведены в таблице 2.

Примеры составов растворов А и Б приведены в таблице 1.

Таблица 1.

Раствор	Состав раствора (в качестве примера)	Компоненты раствора	Примечания
А	Ca <sup>2+</sup> = 1100 мг/дм <sup>3</sup> Mg <sup>2+</sup> = 380 мг/дм <sup>3</sup>	CaCl <sub>2</sub> ·2H <sub>2</sub> O MgCl <sub>2</sub> ·6H <sub>2</sub> O	–
Б	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup> = 976 мг/дм <sup>3</sup> Cl <sup>-</sup> = 14045 мг/дм <sup>3</sup>	NaHCO <sub>3</sub> NaCl	Навеска NaCl рассчитывается с учетом содержания ионов Cl <sup>-</sup> в растворе А

Пример приготовления раствора А

Расчет необходимого количества CaCl<sub>2</sub>·2H<sub>2</sub>O

CaCl<sub>2</sub> (Ca<sup>2+</sup>) 1100:0,3611 = 3046,2 мг/л – для безводного хлорида кальция



Молекулярная масса 111 – 147

Масса навески 3046,2 – X

Получаем  $X = \frac{3046,2 \cdot 147}{111} = 4034$  мг/л.

4,034 г CaCl<sub>2</sub>·2H<sub>2</sub>O растворяют в 500 мл дистиллированной воды.

Расчет необходимого количества MgCl<sub>2</sub>·6H<sub>2</sub>O

MgCl<sub>2</sub> (Mg<sup>2+</sup>) 380:0,255 = 1487,9 мг/л – для безводного хлорида магния



Молекулярная масса 95,23 – 203,23

Масса навески 1487,9 – X

Получаем  $X = \frac{1487,9 \cdot 203,23}{95,23} = 3175,3$  мг/л.

3,1753 г MgCl<sub>2</sub>·6H<sub>2</sub>O добавляют к уже приготовленному раствору хлорида кальция.

Пример приготовления раствора Б

Расчет необходимого количества NaHCO<sub>3</sub>

NaHCO<sub>3</sub> (HCO<sub>3</sub><sup>-</sup>) 976:0,7263 = 1343,8 мг/л,

1,3438 NaHCO<sub>3</sub> растворяют в 500 мл дистиллированной воды.

Расчет необходимого количества NaCl

NaCl (Cl<sup>-</sup>) 14045:0,6056 = 23191,9 мг/л.

В растворе А уже присутствуют ионы Cl<sup>-</sup>, поэтому рассчитанное количество NaCl необходимо уменьшить.

CaCl<sub>2</sub> (Cl<sup>-</sup>) 3046,2 × 0,6389 = 1946,2 мг/л,

MgCl<sub>2</sub> (Cl<sup>-</sup>) 1487,9 × 0,7446 = 1107,9 мг/л,

1946,2 + 1107,9 = 3054,1 мг/л – количество ионов Cl<sup>-</sup> в растворе А,

14045 – 3054,1 = 10990,9 мг/л – количество ионов Cl<sup>-</sup> в растворе Б,

NaCl (Cl<sup>-</sup>) 10990,9:0,6056 = 18148,8 мг/л.

18,1488 г NaCl добавляют к уже приготовленному раствору бикарбоната натрия.

ОАО АНК "Башнефть"	Стандарт «Порядок проведения лабораторных и опытно-промысловых испытаний химических реагентов для применения в процессах добычи и подготовки нефти и газа»	СТ-07.1-00-00-04
		Для внутреннего использования

Таблица 2. Коэффициенты для пересчета заданного количества катионов и анионов

Химическое соединение	Молекулярный вес	Коэффициент для пересчета	
		Катионы	Анионы
NaCl	58,448	0,3944	0,6056
Na <sub>2</sub> SO <sub>4</sub>	142,048	0,3237	0,6763
NaNO <sub>3</sub>	84,999	0,2705	0,7295
NaHCO <sub>3</sub>	84,010	0,2737	0,7263
Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub>	105,993	0,4338	0,5662
KCl	74,557	0,5244	0,4756
K <sub>2</sub> SO <sub>4</sub>	174,266	0,4487	0,5513
KNO <sub>3</sub>	101,108	0,3867	0,6133
KHCO <sub>3</sub>	100,119	0,3905	0,6095
K <sub>2</sub> CO <sub>3</sub>	138,211	0,5658	0,4342
CaCl <sub>2</sub>	110,994	0,3611	0,6389
CaSO <sub>4</sub>	136,146	0,2944	0,7056
Ca(NO <sub>3</sub> ) <sub>2</sub>	164,096	0,2442	0,7558
Ca(HCO <sub>3</sub> ) <sub>2</sub>	162,118	0,2472	0,7528
CaCO <sub>3</sub>	100,091	0,4004	0,5996
MgCl <sub>2</sub>	95,234	0,2554	0,7446
MgSO <sub>4</sub>	120,386	0,2020	0,7980
Mg(NO <sub>3</sub> ) <sub>2</sub>	148,336	0,1640	0,8360
Mg(HCO <sub>3</sub> ) <sub>2</sub>	146,358	0,1662	0,8338
MgCO <sub>3</sub>	84,331	0,2884	0,7116
Fe(HCO <sub>3</sub> ) <sub>2</sub>	117,888	0,3140	0,6860
BaSO <sub>4</sub>	233,4	0,5884	0,4116

ОАО АНК "Башнефть"	Стандарт	СТ-07.1-00-00-04
	«Порядок проведения лабораторных и опытно-промышленных испытаний химических реагентов для применения в процессах добычи и подготовки нефти и газа»	Для внутреннего использования

## ПРИЛОЖЕНИЕ 8. ОПРЕДЕЛЕНИЕ БАКТЕРИЦИДНОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ХИМИЧЕСКИХ РЕАГЕНТОВ

### 4.1. Общие положения

Из многочисленных бактерий, способных инициировать процесс коррозии металлов, наиболее активную роль играют сульфатвосстанавливающие бактерии. Это обусловлено их способностью осуществлять анаэробное дыхание, используя в качестве акцептора электронов сульфаты, выделяя при этом в среду продукт метаболизма – сероводород.

Развитию СВБ предшествует формирование биоценоза углеводородокисляющих бактерий. Эти аэробные микроорганизмы, используя растворенный в закачиваемой воде кислород, окисляют углеводороды нефти с образованием промежуточных продуктов неполного окисления типа спиртов, альдегидов, кислот, которые далее могут потребляться СВБ.

Тионовые бактерии, окисляя соединения серы (элементарную серу, сульфиды, сульфиты, тиосульфат) до серной кислоты, способствуют возникновению кислых агрессивных сред. Эти бактерии могут развиваться как в пресных, так и в минерализованных средах.

Если характер зараженности месторождения определяется сульфатвосстанавливающими бактериями, то необходимо подавлять жизнедеятельность и углеводородокисляющих бактерий, так как последние способствуют развитию СВБ.

Если характер зараженности месторождения определяется только ТБ, то следует подавлять только их.

В нефтепромысловых условиях большая часть клеток СВБ присутствует в адгезированной форме на поверхности технологического оборудования. Прикрепленные на поверхности металла СВБ создают местную высокую концентрацию сероводорода, что приводит к интенсификации коррозионных процессов. Как правило, адгезированные клетки более устойчивы к действию ХР, чем планктонные.

Для оценки реальной эффективности ХР необходимы исследования на адгезированных клетках СВБ.

### 4.2. Оценка бактерицидной эффективности химических реагентов относительно адгезированных клеток СВБ

Сущность метода заключается в экспонировании стальных образцов в активной культуре СВБ для получения адгезированных форм клеток бактерий. По окончании срока экспозиции их обрабатывают бактерицидом и асептически переносят в питательную среду. Определяют минимальную концентрацию ХР, обеспечивающую полное подавление роста и развития адгезированных бактерий. Испытания проводятся в статических условиях.

#### 4.2.1. Оборудование и материалы

Для работы необходимо следующее оборудование и материалы:

- камера с ламинарным течением воздуха типа ВЛ-12 или аналог;
- стерилизатор паровой (автоклав) типа ВК-30-2 или аналог;
- термостат суховоздушный типа ТС-1/80 СПУ или аналог;
- стерилизатор суховоздушный (допускается использование сушильного шкафа типа ПЭ-4610 или аналог);
- весы лабораторные 2 класса точности по ГОСТ 24104-2001;
- диспергатор ультразвуковой;
- приспособление для закручивания алюминиевых колпачков;
- шприцы инъекционные 1 и 2 мл, ГОСТ 24861-91;
- пипетки Мора объёмом 1, 2, 10 см<sup>3</sup>, ГОСТ 29169-91;
- пипетки градуированные объёмом 0,1, 0,2, 1, 5 см<sup>3</sup> ГОСТ 29228-91;
- колбы плоскодонные, ГОСТ 25336-82;
- колбы конические ёмкостью 1 л, 0,25 л, 0,1 л ГОСТ 25336-82;

ОАО АНК "Башнефть"	Стандарт	СТ-07.1-00-00-04
	«Порядок проведения лабораторных и опытно-промышленных испытаний химических реагентов для применения в процессах добычи и подготовки нефти и газа»	Для внутреннего использования

- флаконы пенициллиновые (ТУ 9461-010-00480514-99) с плоскими резиновыми пробками (ТУ 9467-001-31316292-03);
- пробирки химические объёмом 20-25 мл, ГОСТ 25336-82;
- пробки резиновые;
- спиртовки, ГОСТ 25336-82;
- вата гигроскопическая медицинская, ГОСТ 5556-81;
- вата негигроскопическая;
- спирт этиловый ректификованный технический по ГОСТ 18300-87;
- рН-метр;
- вода дистиллированная, ГОСТ 6709-72;
- полиэтиленовая плёнка;
- бумага фильтровальная, ГОСТ 12026-76;
- алюминиевые колпачки;
- стальные плоские образцы (рекомендуемые размеры: D= 10 мм и h = 2 мм).

#### 4.2.2. Подготовка и стерилизация питательных сред, добавок и других материалов

Для культивирования СВБ используется среда Постгейта В (п. 4.2.2.).

Подготовка и стерилизация питательных сред, добавок и других материалов осуществляется согласно п. 4.2.3.

#### 4.2.3. Культивирование и учет адгезированных форм СВБ

На поверхности образцов не должно быть смазки, очагов коррозии, окалины, неоднородностей, расслоений, трещин, пор, механических повреждений.

Поверхность образцов, подготовленных для испытаний, должна быть шлифованной. Параметр шероховатости  $R_a \sim 0,63-1,25$  мкм по ГОСТ 2789-73\*.

Перед испытанием образцы тщательно промывают в органическом растворителе, например, ацетоне. Не допускается применение хлорсодержащих растворителей. Степень обезжиривания контролируют полным смачиванием поверхности образца (растекание капли воды) или по отсутствию на фильтровальной бумаге темного пятна от капли использованного растворителя.

После обезжиривания образцы промывают проточной водой, опускают на 5 минут в раствор соляной кислоты 1:1, снова промывают водопроводной, затем дистиллированной водой. Далее образцы высушивают при помощи фильтровальной бумаги и обрабатывают 70 % раствором этанола.

Все работы с накопительными культурами СВБ проводятся в стерильных условиях над пламенем спиртовки в камере с ламинарным течением воздуха.

Подготовленные образцы помещают в сосуд известного объёма, вносят питательную среду Постгейта и накопительную культуру СВБ (2-3 суточную) в количестве 5-10 % от объёма среды, закрывают пробкой и помещают в термостат (температура 32-35 °С). Период инкубации длится 5-7 дней.

Количественная оценка адгезированных СВБ производится методом предельных разведений. Результаты представляются как количество клеток на единицу площади – кл/см<sup>2</sup>.

Удаление адгезированных клеток (био пленки) с поверхности образцов осуществляется следующим образом. Образец помещают в чашку Петри (или фарфоровую чашку) и, придерживая пинцетом, очищают его поверхность со всех сторон небольшим кусочком (~ 1 см<sup>2</sup>) стерильной губки. Загрязнённую губку помещают в пенициллиновый флакон известного объёма, содержащий питательную среду Постгейта. Или образец помещают в чашку Петри с питательной средой и, придерживая его пинцетом, делают соскоб скальпелем. Полученный соскоб переносят в пенициллиновый флакон. Затем для диспергирования био пленки флакон энергично встряхивают в течение 30-60 с или подвергают ультразвуковой обработке на диспергаторе (22 кГц, 0,3-0,4 А, 30-60 с). Из приготовленной суспензии делают 7-9 разведений. Для этого готовят пенициллиновые флаконы с питательной средой Постгейта, которые закрывают без пузырька воздуха. Для разведения и посева отбирают 1 мл анализируемой жидкости стерильным шприцем и вводят в 1-ый пенициллиновый флакон с питательной средой. Содержимое перемешивают и

ОАО АНК "Башнефть"	Стандарт «Порядок проведения лабораторных и опытно-промысловых испытаний химических реагентов для применения в процессах добычи и подготовки нефти и газа»	СТ-07.1-00-00-04
		Для внутреннего использования

новым стерильным шприцем отбирают из этого флакона 1 мл пробы и вводят во 2-ой флакон с питательной средой, получают разведение 1/10 (или 1-е). Затем другим стерильным шприцем берут 1 мл из первого разведения и вносят в следующий флакон с питательной средой, получают разведение 1/100 (или 2-е) и т.д. Пробы инкубируют в течение 14 дней при температуре 32-35 °С.

Считают, что в выросшем посеве, где использовано максимальное разведение, присутствует минимум одна клетка. Учитывая разведения, рассчитывают содержание бактерий в 1 мл посевного материала. Количество бактерий ( $M$ ) выражают в виде порядка: единицы, десятки, сотни и т.д. Расчет клеток бактерий проводят по формуле:

$$M = \frac{10^{n-1}}{V},$$

где  $10$  – коэффициент разбавления;

-  $n$  – порядковый номер разведения, из которого произведён посев в последний флакон, где отмечен рост бактерий;

-  $V$  – объём исходной пробы, взятой для посева, в мл.

Расчёт количества адгезированных клеток ( $Q$ ) производят по следующей формуле:

$$Q = \frac{M \cdot V_{II}}{S_{OB}},$$

где  $M$  – количество бактериальных клеток в 1 мл исходной пробы;

-  $V_{II}$  – объём питательной среды, в которую был перенесён соскоб, мл;

-  $S_{OB}$  – площадь образца, см<sup>2</sup>.

#### 4.2.4. Порядок проведения испытаний

В маркированные пробирки известного объёма (20-25 мл) наливают по 10 мл промысловой воды (или её модель), из которой выделена накопительная культура, вводят определенное количество испытуемого ХР (например, 100, 200...500 мг/л и т.п.). Из воды предварительно удаляют кислород кипячением с последующим быстрым охлаждением.

Образцы со сформировавшейся на них биопленкой достают из сосуда стерильным пинцетом и промывают их стерильным буферным раствором (рН = 7,0-7,2) 3-4 раза для удаления культуральной среды и планктонных клеток СВБ. После чего образцы помещают в пробирки с бактерицидом и закрывают флаконы пробкой. Пробы выдерживают при комнатной температуре от 1 до 24 часов.

Затем обработанные бактерицидом образцы с адгезированными клетками помещают в пробирки с питательной средой Постгейта и инкубируют в течение 14 суток при температуре 32-35° С. Две пробирки с образцами, необработанными ХР, служат контрольной пробой.

Наблюдение за образцами осуществляют визуально, отмечая развитие СВБ по образованию черного осадка (сульфида железа), распространяющегося от образца вверх по объёму питательной среды.

Эффективную дозировку бактерицида определять отдельно для разных концентраций адгезированных форм СВБ: 10, 10<sup>2</sup>, 10<sup>3</sup>, 10<sup>4</sup>, 10<sup>5</sup>, 10<sup>6</sup> кл/см<sup>2</sup>. Испытания бактерицидов начинать с дозировки 700 мг/дм<sup>3</sup> с последующим шагом изменения дозировки 100 мг/дм<sup>3</sup>.

Ранжирование бактерицидов осуществлять для каждой концентрации адгезированных форм СВБ с указанием оптимального времени контакта с бактерицидом и удельного расхода, а также проводить выбор наиболее универсальных реагентов с указанием рекомендуемой дозировки.

#### 4.2.5. Оценка бактерицидной эффективности

Эффективными считаются такие удельный расход и время действия (контакта) ХР, которые обеспечивают полное подавление жизнедеятельности СВБ при известной плотности колонизации ( $Q$ ).

Полным подавлением жизнедеятельности бактерий считают отсутствие признаков их развития (образования осадка сульфида железа) во всех параллельных пробах испытаний.

#### 4.2.6. Оформление результатов испытаний

Результаты оформляются согласно Приложения 8.1. к настоящему приложению.

ОАО АНК "Башнефть"	Стандарт	СТ-07.1-00-00-04
	«Порядок проведения лабораторных и опытно-промысловых испытаний химических реагентов для применения в процессах добычи и подготовки нефти и газа»	Для внутреннего использования

### ПРИЛОЖЕНИЕ 8.1. ПРОТОКОЛ ИССЛЕДОВАНИЯ ХИМИЧЕСКОГО РЕАГЕНТА

Испытуемый *ХИМИЧЕСКИЙ РЕАГЕНТ* \_\_\_\_\_

Исследуемая среда, используемая для получения накопительной культуры (месторождение, объект) \_\_\_\_\_

Группа бактерий (*СВБ, УОБ, ТБ*) \_\_\_\_\_

Продолжительность контакта *ХИМИЧЕСКОГО РЕАГЕНТА* с накопительной культурой, ч \_\_\_\_\_

КОНЦЕНТРАЦИЯ ХИМИЧЕСКОГО РЕАГЕНТА, МГ/Л	КОЛИЧЕСТВО H <sub>2</sub> S – ДЛЯ СВБ, СУЛЬФАТ-ИОНОВ – ДЛЯ ТБ, ЛЕТУЧИХ ЖИРНЫХ КИСЛОТ – ДЛЯ УОБ, МГ/Л											Z, %	
	В ИССЛЕДУЕМЫХ ПРОБАХ						В КОНТРОЛЬНЫХ ПРОБАХ						
	1	2	3	...	N	СР.	1	2	...	N	СР.		

Испытуемый *ХИМИЧЕСКИЙ РЕАГЕНТ* \_\_\_\_\_

Исследуемая среда, используемая для получения накопительной культуры (месторождение, объект) \_\_\_\_\_

Продолжительность контакта *ХИМИЧЕСКОГО РЕАГЕНТА* с накопительной культурой, ч \_\_\_\_\_

Марка стали \_\_\_\_\_

Плотность колонизации *СВБ* \_\_\_\_\_

КОНЦЕНТРАЦИЯ ХИМИЧЕСКОГО РЕАГЕНТА, МГ/Л	НАЛИЧИЕ ПРИЗНАКОВ РАЗВИТИЯ СВБ									
	В ИССЛЕДУЕМЫХ ПРОБАХ					В КОНТРОЛЬНЫХ ПРОБАХ				
	1	2	3	...	N	1	2	...	N	

ОАО АНК "Башнефть"	Стандарт «Порядок проведения лабораторных и опытно-промысловых испытаний химических реагентов для применения в процессах добычи и подготовки нефти и газа»	СТ-07.1-00-00-04
		Для внутреннего использования

## ПРИЛОЖЕНИЕ 9. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ДЕЙСТВИЯ ИНГИБИТОРОВ СОЛЕОТЛОЖЕНИЯ

5. Методика определения эффективности ингибиторов солеотложения (совмещенная для двух типов солеотложений)

Настоящая методика основана на положениях РД 39-0148070-026ВНИИ-86 и методики "Определение эффективности ингибирования осадкообразования сульфата и карбоната кальция", разработанной НПС "Союзнефтепромхим".

### 5.1. Среды для испытаний

Испытание ХР следует проводить на моделях (имитатах) пластовых вод месторождений, где планируется применение ХР.

Допускается использование имитатов пластовых вод хлоридно-кальциевого и сульфат-кальциевого типа следующего состава:

1. Солевой состав, моделирующий гипсовые отложения:  $\text{Ca}^{2+} = 4911 \text{ мг/дм}^3$ ,  $\text{Mg}^{2+} = 148 \text{ мг/дм}^3$ ,  $\text{Na}^+ = 11623 \text{ мг/дм}^3$ ,  $\text{SO}_4^{2-} = 8792 \text{ мг/дм}^3$ ,  $\text{Cl}^- = 20507 \text{ мг/дм}^3$ . Для получения имитата предварительно готовятся два раствора: А и Б. Раствор А содержит кальция хлорида  $13600 \text{ мг/дм}^3$ . Раствор Б – натрия хлорида  $18800 \text{ мг/дм}^3$ , магния хлорида (шестиводного)  $1240 \text{ мг/дм}^3$  и натрия сульфата  $13000 \text{ мг/дм}^3$ .

2. Солевой состав, моделирующий карбонатные отложения (тип 1):  $\text{Ca}^{2+} = 1083 \text{ мг/дм}^3$ ,  $\text{Mg}^{2+} = 253 \text{ мг/дм}^3$ ,  $\text{Na}^+ = 11527 \text{ мг/дм}^3$ ,  $\text{HCO}_3^{3-} = 1598 \text{ мг/дм}^3$ ,  $\text{Cl}^- = 19428 \text{ мг/дм}^3$ . Для получения имитата предварительно готовятся два раствора: А и Б. Раствор А содержит кальция хлорида  $3000 \text{ мг/дм}^3$  и магния хлорида (шестиводного)  $2110 \text{ мг/дм}^3$ . Раствор Б – натрия хлорида  $27700 \text{ мг/дм}^3$  и натрия гидрокарбоната  $2200 \text{ мг/дм}^3$ .

3. Солевой состав, моделирующий карбонатные отложения (тип 2):  $\text{Ca}^{2+} = 5814 \text{ мг/дм}^3$ ,  $\text{Mg}^{2+} = 2202 \text{ мг/дм}^3$ ,  $\text{Na}^+ = 65057 \text{ мг/дм}^3$ ,  $\text{HCO}_3^{3-} = 472 \text{ мг/дм}^3$ ,  $\text{Cl}^- = 116327 \text{ мг/дм}^3$ . Для получения имитата предварительно готовятся два раствора: А и Б. Раствор А содержит кальция хлорида  $16100 \text{ мг/дм}^3$  и магния хлорида (шестиводного)  $18400 \text{ мг/дм}^3$ . Раствор Б – натрия хлорида  $164500 \text{ мг/дм}^3$  и натрия гидрокарбоната  $650 \text{ мг/дм}^3$ .

4. Солевой состав, моделирующий бариевые отложения:  $\text{Ba}^{2+} = 132 \text{ мг/дм}^3$ ,  $\text{SO}_4^{2-} = 541 \text{ мг/дм}^3$ ,  $\text{Cl}^- = 36512 \text{ мг/дм}^3$ . Для получения имитата предварительно готовятся два раствора: А и Б. Раствор А содержит натрия сульфата  $800 \text{ мг/дм}^3$  и натрия хлорида  $30000 \text{ мг/дм}^3$ . Раствор Б – бария хлорида (двухводного)  $560 \text{ мг/дм}^3$  и натрия хлорида  $30000 \text{ мг/дм}^3$ .

Указанные растворы пригодны для использования в течение 7 дней.

Для оценки влияния ионов железа на эффективность ингибирования карбоната и сульфата кальция необходимо ввести в раствор навеску хлорида железа ( $\text{FeCl}_3 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$ ) массой  $0,193 \text{ г/дм}^3$ , что составит по содержанию ионов железа ( $\text{Fe}^{3+}$ )  $40 \text{ мг/л}$ . Высокое содержание железа может встречаться до 50% солеотлагающих скважин. Раствор готовят в день проведения испытаний.

В случае необходимости испытания ХР для других типов вод, имитат готовится на основе модельного состава пластовой воды, полученного в результате лабораторного анализа. Пересчет концентраций ионов в навеске веществ можно осуществить на основе таблицы Приложения 3 настоящего Стандарта.

Истинное содержание ионов кальция следует определять титрованием в соответствии с ПНД Ф 14.1:2.95-97. Истинное содержание сульфат ионов следует определять титрованием в соответствии с ПНД Ф 14.1:2.108-97.

### 5.2. Аппаратура, реактивы и материалы

Для проведения испытаний необходимо следующее оборудование, реактивы и материалы:

ОАО АНК "Башнефть"	Стандарт «Порядок проведения лабораторных и опытно-промысловых испытаний химических реагентов для применения в процессах добычи и подготовки нефти и газа»	СТ-07.1-00-00-04
		Для внутреннего использования

- весы лабораторные общего назначения с наибольшим пределом взвешивания 200 г и ценой наименьшего деления 0,1 мг, ГОСТ 24104-01;
- весы лабораторные общего назначения с наибольшим пределом взвешивания 200 г и ценой наименьшего деления 10 мг, ГОСТ 24104-01;
- шкаф сушильный лабораторный с температурой нагрева до 130 °С;
- колбы мерные 1-100-1, 1-250-1, 1-500-1 и 1-1000-1, ГОСТ 1770-74;
- пипетки градуированные 1(3)-1-2-1, 1(3)-1-2-2, 1(3)-1-2-5, 1(3)-1-2-10, ГОСТ 29227-91;
- пипетки с одной меткой 2-2-5, 2-2-10, 2-2-25, 2-2-50, 2-2-100, ГОСТ 29169-91;
- бюретки 1-2-5-0,02; 1-2-10-0,05, ГОСТ 29251-91;
- цилиндры мерные 1(3)-50, 1(3)-50, 1(3)-100, 1(3)-250, 1(3)-500, 1(3)-1000, ГОСТ 1770-74;
- колбы конические Кн-2-100 ХС, Кн-2-250 ХС, Кн-2-500 ХС;
- рН-метр или иономер с погрешностью измерения рН не более 0,05 единиц рН;
- натрия хлорид, ГОСТ 4233-77;
- магния хлорид 6-водный, ГОСТ 4209-77;
- кальция хлорид безводный, ГОСТ 450-77;
- натрия сульфат, ГОСТ 4166-76;
- натрий углекислый кислый, ГОСТ 4201-79;
- бензойная кислота;
- спирт этиловый, ГОСТ 18300-87, или ацетон, ГОСТ 2603-79;
- кислота хлористоводородная, ГОСТ 3118-77, стандарт-титр по ТУ 2642-001-33813273-97;
- натрия гидроксид, ГОСТ 4328-77;
- трилон Б, ГОСТ 10652-73;
- аммония хлорид, ГОСТ 3773-72;
- аммиак водный концентрированный, ГОСТ 3760-79;
- сульфат калия, ГОСТ 4145-74;
- катионит сильнокислотный КУ-2, ГОСТ 20298-74;
- магния сульфат, ГОСТ 4523-77;
- нитрат свинца, ГОСТ 4236-77;
- метиловый оранжевый, ТУ 6-09-5171-84;
- хромоген черный специальный ЕТ-00, ТУ 6-09-1760-72;
- мурексид (пурпурат аммония), ТУ 6-09-13-945-94;
- дитизон, ТУ 6-09-07-1684-89.

Допускается использование других средств измерений и вспомогательных устройств с характеристиками не ниже, чем у приведенных реактивов, материалов и аппаратуры.

### 5.3. Приготовление растворов

- кислота хлористоводородная, раствор 0,1 нормальный (готовится из фиксаля);
- натрия гидроксид, раствор 20%, 100 г натрия гидроксида растворяют в 500 мл воды дистиллированной;
- трилон Б, раствор 0,05 моль/дм<sup>3</sup> эквивалента. 9,307г трилона Б помещают в мерную колбу объемом 1000 мл, приливают 150-200 мл воды дистиллированной, растворяют при нагревании в водяной бане. После растворения охлаждают и доводят объем дистиллированной водой до метки, фильтруют. Либо готовят из фиксаля;
- аммиачный буферный раствор (рН = 10). 27 г аммония хлорида растворяют в 100 мл воды дистиллированной, смешивают со 175 мл аммиака водного концентрированного, приливают воду дистиллированную до объема 500 мл. Если рН полученного раствора меньше 10, приливают аммиак водный концентрированный. Если рН раствора больше 10, к нему добавляют аммония хлорид;

ОАО АНК "Башнефть"	Стандарт	СТ-07.1-00-00-04
	«Порядок проведения лабораторных и опытно-промысловых испытаний химических реагентов для применения в процессах добычи и подготовки нефти и газа»	Для внутреннего использования

- сульфат калия, раствор 0,0200 моль/дм<sup>3</sup> эквивалента. 0,4357 г сульфата калия, предварительно высушенного в течение 2 ч при 105-110 °С, переносят в мерную колбу вместимостью 250 см<sup>3</sup>, доводят дистиллированной водой до метки и перемешивают;
- нитрат свинца, раствор 0,02 моль/дм<sup>3</sup> эквивалента. 1,66 г нитрата свинца растворяют в 450 см<sup>3</sup> дистиллированной воде в мерной колбе вместимостью 500 см<sup>3</sup>, доводят дистиллированной водой до метки и перемешивают. Точную концентрацию раствора определяют не реже 1 раза в месяц титрованием стандартного раствора сульфата калия;
- катионит сильнокислотный КУ-2. Катионит заливают дистиллированной водой на 24 ч, воду сливают и заливают на 24 ч раствором соляной кислоты 4 моль/дм<sup>3</sup>. Окрасившийся раствор сливают, промывают катионит 2-3 раза дистиллированной водой декантацией и повторяют обработку раствором соляной кислоты до исчезновения окрашивания в желтый цвет. Далее проводят тренировку катионита, для этого 80-100 г катионита, обработанного соляной кислотой, помещают в воронку для фильтрования с колбой Бунзена и последовательно промывают раствором гидроксида натрия 1 моль/дм<sup>3</sup>, дистиллированной водой, раствором соляной кислоты 1 моль/дм<sup>3</sup> и снова водой. Объем жидкости при каждой обработке должен составлять около 100 см<sup>3</sup>. Промывка дистиллированной водой осуществляется при включенном вакууме. Проводят 10-12 циклов обработки, отмывают дистиллированной водой до рН 6, хранят под слоем дистиллированной воды 3 мес.;
- магния сульфат, раствор 0,1 моль/дм<sup>3</sup> эквивалента (готовят из фиксаля);
- соляная кислота, 1 моль/дм<sup>3</sup>, К 250 см<sup>3</sup> раствора соляной кислоты 1 моль/дм<sup>3</sup> добавляют 750 см<sup>3</sup> дистиллированной воды и перемешивают;
- соляная кислота, 4 моль/дм<sup>3</sup>, 170 см<sup>3</sup> концентрированной соляной кислоты смешивают с 330 см<sup>3</sup> дистиллированной воды;
- гидроксид натрия, 1 моль/дм<sup>3</sup>. 40 г гидроксида натрия растворяют в 1 дм<sup>3</sup> дистиллированной воды;
- метиловый оранжевый, раствор 0,1%. 0,1 г метилового оранжевого растворяют в 100 мл воды дистиллированной;
- хромоген черный специальный ЕТ-00. 0,5 г индикатора растирают в фарфоровой ступке с 50 г натрия хлорида;
- мурексид. 0,5 г индикатора растирают в фарфоровой ступке с 50 г натрия хлорида;
- дитизон. 0,1 г дитизона растирают в 5 г бензойной кислоты в фарфоровой ступке.

Для приготовленного раствора трилона Б определяют значение истинной концентрации. В коническую колбу объемом 200-250 мл отмеривают пипеткой Мора 5 мл 0,1 Н раствора сульфата магния, добавляют 90-95 мл воды дистиллированной, 10 мл аммиачного буферного раствора, 0,1 г смеси индикатора хромогена черного ЕТ-00 с натрием хлоридом. Перемешивают до растворения и титруют приготовленным раствором трилона Б до перехода окраски из винно-красной в чисто синюю.

Согласно закону эквивалентности рассчитывают концентрацию трилона Б:

$$N_T = \frac{N_{MgSO_4} \cdot V_{MgSO_4}}{V_T}$$

где  $N_{MgSO_4}$  – концентрация раствора сульфата магния, моль/дм<sup>3</sup> эквивалента;  
 $V_{MgSO_4}$  – объем раствора сульфата магния, взятый для титрования, см<sup>3</sup>;  
 $V_T$  – объем трилона Б, пошедший на титрование, см<sup>3</sup>.

Приготовление раствора А.

На весах аналитических берут навеску необходимого количества компонентов раствора А, помещают в мерную колбу объемом 500 мл, растворяют в 100-150 мл дистиллированной воды, доводят до метки, перемешивают, фильтруют через фильтр "белая лента", в случае выпадения осадка. Затем определяют содержание ионов кальция. Для этого в коническую колбу объемом 200-250 мл отмеривают пипеткой Мора 5 мл приготовленного раствора, приливают 45 мл воды дистиллированной и 2,5 мл 20 %-ного раствора гидроксида натрия. Добавляют мурексид (до

ОАО АНК "Башнефть"	Стандарт	СТ-07.1-00-00-04
	«Порядок проведения лабораторных и опытно-промышленных испытаний химических реагентов для применения в процессах добычи и подготовки нефти и газа»	Для внутреннего использования

окраски жидкости в розовый цвет). Полученную смесь титруют раствором трилона Б до перехода окраски из розовой в фиолетовую. Содержание ионов кальция ( $\text{мг/дм}^3$ ) рассчитывают по формуле:

$$X = \frac{V_T \cdot N_T \cdot 20.04 \cdot 1000}{5 \cdot 2}$$

где  $V_T$  – объем трилона Б, пошедшего на титрование, мл;

-  $N_T$  – молярная концентрация эквивалента раствора трилона Б, моль/ $\text{дм}^3$  эквивалента;

- 5 – объем, взятый для титрования;

- 2 – коэффициент, учитывающий то, что при смешении растворов А и Б в процессе определения эффективности ингибирования концентрация всех компонентов уменьшится в 2 раза;

- 20,04 – молярная масса эквивалента иона кальция, г/моль.

Приготовление раствора Б.

На весах аналитических берут навеску необходимого количества компонентов раствора Б, помещают в мерную колбу объемом 500 мл, растворяют в 100-150 мл дистиллированной воды, доводят до метки, перемешивают, фильтруют через фильтр "белая лента", в случае выпадения осадка. Затем определяют содержание гидрокарбонат-ионов либо сульфат ионов.

Определение содержания гидрокарбонат-ионов в имитате.

Для этого 25 мл приготовленного раствора Б помещают в сухую коническую колбу для титрования, прибавляют 5-6 капель раствора метилового оранжевого и титруют раствором соляной кислоты с концентрацией 0,1 моль/ $\text{дм}^3$  до перехода желтой окраски раствора в оранжево-розовую (появление розоватого оттенка). Содержание гидрокарбонат-ионов ( $\text{мг/дм}^3$ ) рассчитывают по формуле:

$$X = \frac{V_{HCl} \cdot N_{HCl} \cdot 61 \cdot 1000}{25 \cdot 2}$$

где  $V_{HCl}$  – объем соляной кислоты, пошедшей на титрование, мл;

-  $N_{HCl}$  – молярная концентрация раствора соляной кислоты, моль/ $\text{дм}^3$ ;

- 25 – объем, взятый для титрования;

- 2 – коэффициент, учитывающий то, что при смешении растворов А и Б в процессе определения эффективности ингибирования концентрация всех компонентов уменьшится в 2 раза;

- 61 – молярная масса эквивалента гидрокарбонат-иона, г/моль.

Определение содержания сульфат-ионов в имитате.

Метод титрования.

Перед выполнением анализа отфильтровывают на воронке через неплотный бумажный фильтр 5-10 г катионита в  $\text{H}^+$ -форме, помещают его в коническую колбу вместимостью 250  $\text{см}^3$  и споласкивают 20-25  $\text{см}^3$  анализируемым раствором.

Вносят в колбу с катионитом 50-70  $\text{см}^3$  анализируемой воды и выдерживают пробу в течение 10 минут, периодически встряхивая колбу. Дают катиониту осесть и отбирают пипеткой 10  $\text{см}^3$  воды в коническую колбу вместимостью 100  $\text{см}^3$ . Добавляют 30  $\text{см}^3$  этилового спирта или ацетона и индикатора в таком количестве, чтоб раствор был сине-зеленого цвета. Пробу титруют раствором нитрата свинца при постоянном перемешивании содержимого колбы до перехода окраски в красно-фиолетовую. Содержание сульфат-ионов ( $\text{мг/дм}^3$ ) рассчитывают по формуле:

$$X = \frac{V_{Pb} \cdot N_{Pb} \cdot 48.03 \cdot 1000 \cdot 0.95}{V_B \cdot 2}$$

где  $V_{Pb}$  – объем соляной кислоты, пошедшей на титрование, мл;

-  $N_{Pb}$  – молярная концентрация раствора соляной кислоты, моль/ $\text{дм}^3$ ;

-  $V_B$  – объем раствора Б, взятый для титрования после катионирования,  $\text{см}^3$ ;

- 2 – коэффициент, учитывающий то, что при смешении растворов А и Б в процессе определения эффективности ингибирования концентрация всех компонентов уменьшится в 2 раза;

- 48,03 – молярная масса эквивалента сульфат-иона, г/моль;

- 0,95 – поправка, учитывающая систематическую погрешность определения.

ОАО АНК "Башнефть"	Стандарт	СТ-07.1-00-00-04
	«Порядок проведения лабораторных и опытно-промышленных испытаний химических реагентов для применения в процессах добычи и подготовки нефти и газа»	Для внутреннего использования

Для установления точной концентрации раствора нитрата свинца в коническую колбу вместимостью 100 см<sup>3</sup> вносят 4 см<sup>3</sup> стандартного раствора сульфата калия, добавляют 6 см<sup>3</sup> воды и доводят рН раствора до 4 раствором соляной кислоты. Добавляют 30 см<sup>3</sup> этилового спирта или ацетона и индикатора в таком количестве, чтоб раствор был сине-зеленого цвета. Пробу титруют раствором нитрата свинца при постоянном перемешивании содержимого колбы до перехода окраски в красно-фиолетовую.

Точную концентрацию раствора нитрата свинца находят по формуле:

$$N_{Pb} = \frac{N_k \cdot V_k}{V_{Pb}}$$

где  $N_{Pb}$  – концентрация раствора нитрата свинца, моль/дм<sup>3</sup> эквивалента;

$N_k$  – концентрация раствора сульфата калия, моль/дм<sup>3</sup> эквивалента;

$V_k$  – объем раствора сульфата калия, взятый для титрования, см<sup>3</sup>;

$V_{Pb}$  – объем раствора нитрата свинца, пошедший на титрование, см<sup>3</sup>.

Турбидиметрический метод измерения массовой концентрации сульфат-ионов в пробах природных и сточных вод (ПНД Ф 14.1:2.159-2000).

Средства измерения и стандартные образцы:

- Прибор для фотометрического анализа (фотометр, фотоэлектроколориметр или спектрофотометр, позволяющий измерять оптическую плотность в диапазоне 600-670 нм в кюветах с толщиной поглощающего слоя 30 и 50 мм.).
- Весы лабораторные общего назначения (например, ВЛР-200, ВЛА-200) по ГОСТ 24104-2001.
- Мера массы по ГОСТ 7328-2001.
- Колбы мерные вместимостью 100, 50, 25 см<sup>3</sup> 2-го класса точности по ГОСТ 1770-74.
- Пипетки с одной отметкой 2-го класса точности вместимостью 5, 10, 25, 50 см<sup>3</sup> по ГОСТ 29169-91.
- Пипетки градуированные 2-го класса точности вместимостью 1, 2, 5, 10 см<sup>3</sup> по ГОСТ 29227-91.
- Государственный стандартный образец состава раствора сульфат-иона (1мг/см<sup>3</sup>) ГОСТ 7253-96.

Реактивы:

- Вода дистиллированная по ГОСТ 6709-72.
- Барий хлористый, по ГОСТ 4108-72.
- Глицерин, по ГОСТ 6259-75.
- Кислота борная, по ГОСТ 9656-75.
- Кислота соляная, по ГОСТ 3118-77.

Вспомогательные устройства и материалы:

- Фильтры обеззоленные «синяя лента» по ТУ 6-09-1678-86.
- Колбы конические вместимостью 25, 100, 500, 1000 см<sup>3</sup> по ГОСТ 25336-82.
- Воронки лабораторные по ГОСТ 25336-82.
- Бутылки стеклянные и полиэтиленовые для хранения вспомогательных растворов, а также для хранения и транспортировки проб.

Приготовление растворов:

1. Приготовление осадительного раствора - 60 г хлорида бария и 30 г борной кислоты растворяют при нагревании в 500-600 см<sup>3</sup> дистиллированной воды и охлаждают. Приливают 200 см<sup>3</sup> глицерина, 50 см<sup>3</sup> концентрированной соляной кислоты, разбавляют дистиллированной водой до 1000 см<sup>3</sup>, перемешивают и оставляют на 2-3 дня. Затем приготовленный раствор декантируют с осадка.

2. Рабочий раствор сульфат-иона, массовая концентрация 100 мг/дм<sup>3</sup> - в мерную колбу вместимостью 50 см<sup>3</sup> помещают 5 см<sup>3</sup> ГСО состава раствора сульфат-иона (массовая концентрация 1 мг/см<sup>3</sup>), разбавляют до метки дистиллированной водой и тщательно перемешивают. Срок хранения полученного раствора – 3 месяца.

При использовании ГСО с концентрацией сульфат-иона 10 мг/см<sup>3</sup> необходимо приготовить промежуточный раствор с концентрацией 1 мг/см<sup>3</sup>, разбавляя в мерной колбе 5 см<sup>3</sup> раствора ГСО до 50 см<sup>3</sup> дистиллированной водой.

ОАО АНК "Башнефть"	Стандарт «Порядок проведения лабораторных и опытно-промышленных испытаний химических реагентов для применения в процессах добычи и подготовки нефти и газа»	СТ-07.1-00-00-04
		Для внутреннего использования

Метод измерения массовой концентрации сульфат-иона основан на образовании стабилизированной суспензии сульфата бария в солянокислой среде с последующим измерением светорассеяния в направлении падающего луча (в единицах оптической плотности).

Приготовление градуировочных растворов.

В шесть мерных колб вместимостью 50 см<sup>3</sup> помещают по 20 см<sup>3</sup> осадительного раствора и затем в пять из них приливают по каплям 2,0; 4,0; 6,0; 8,0; 10,0 см<sup>3</sup> рабочего раствора сульфат-иона с концентрацией 100 мг/дм<sup>3</sup>, что соответствует его содержанию 0,2; 0,4; 0,6; 0,8; 1,0 мг в 50 см<sup>3</sup>, и затем содержимое всех колб разбавляют до метки дистиллированной водой.

Растворы перемешивают в течение 30 сек и через 5-10 мин измеряют оптическую плотность каждого раствора относительно раствора, приготовленного без сульфат-иона.

Построение градуированного графика.

Через 5-10 мин после приготовления растворов измеряют оптическую плотность (не менее пяти отсчетов) полученных растворов при длине волны 600-670 нм в зависимости от спектральных характеристик светофильтра, входящего в комплект прибора. Толщина поглощающего слоя – 30 или 50 мм, раствор сравнения – первый градуировочный раствор (без сульфат-иона).

Вычисляют среднее арифметическое полученных значений оптической плотности и строят градуировочный график в координатах оптическая плотность-содержание сульфат-ионов в растворах градуировочной серии, мг.

Выполнение измерений.

Пробу сточной воды фильтруют через фильтр «синяя лента», отбрасывая первые порции фильтрата. Затем анализируют две аликвотные порции воды.

В три мерные колбы вместимостью 50 см<sup>3</sup> помещают по 20 см<sup>3</sup> осадительной смеси, затем в две из них по каплям вносят 1-20 см<sup>3</sup> анализируемой пробы. Содержимое всех колб быстро доводят до метки дистиллированной водой, перемешивают в течение 30сек и через 5-10 мин измеряют оптическую плотность растворов проб относительно раствора, приготовленного без введения пробы. Условия измерения оптической плотности те же, что и при построении градуировочной зависимости.

Вычисляют среднее арифметическое полученных значений оптической плотности для каждого из двух растворов проб и находят при помощи градуировочной зависимости содержание сульфат-ионов в отобранной аликвотной порции анализируемой пробы воды.

Обработка результатов измерений.

Массовую концентрацию сульфата вычисляют по формуле»

$$X = 1000 * Q/V$$

где X – массовая концентрация сульфат-ионов в пробе, мг/дм<sup>3</sup>;

Q – содержание сульфат-ионов в аликвотной порции пробы, найденное по градуировочному графику, мг;

V – объем аликвотной порции пробы, см<sup>3</sup>.

За результат измерения X<sub>ср</sub> принимают среднее арифметическое значение двух параллельных определений X<sub>1</sub> и X<sub>2</sub>.

Приготовление раствора ингибитора.

500 мг ХР растворяют в небольшом количестве дистиллированной воды с последующим доведением объема раствора до 100 мл в мерной колбе. В 1 мл раствора содержится 5 мг ингибитора.

#### 5.4. Методика эксперимента

По определению эффективности ингибирования сульфата и карбоната кальция

Определение эффективности ингибиторов солеотложения начинают с концентрации 20 мг/дм<sup>3</sup> с последующим снижением или увеличением дозировки на 10 мг/дм<sup>3</sup> или 20 мг/дм<sup>3</sup> (для ингибиторов выпадения железосодержащих солей). Для лучших реагентов проводится уточнение дозировки с шагом 5 мг/дм<sup>3</sup>.

Концентрации ХР уточняются в программе лабораторных испытаний. В колбы емкостью 250 мл пипеткой Мора вносят 50 мл раствора А, добавляют раствор ингибитора, затем приливают 50 мл раствора

ОАО АНК "Башнефть"	Стандарт «Порядок проведения лабораторных и опытно-промышленных испытаний химических реагентов для применения в процессах добычи и подготовки нефти и газа»	СТ-07.1-00-00-04
		Для внутреннего использования

Б. Параллельно проводят опыт без добавления ХР. Колбы закрывают крышками, перемешивают и термостатируют при температуре 75°C в течение 5 часов. Допускается проводить термостатирование при температурах, соответствующих условиям применения ХР. Затем пробы охлаждают и фильтруют через плотный фильтр «синяя лента».

Для определения содержания ионов кальция в конические колбы отбирают пипеткой Мора 10 мл фильтрата, добавляют 40 мл дистиллированной воды, 2,5 мл 20%-ного раствора натрия гидроксида и 10-15 мг смеси мурексида и натрия хлорида. Содержание ионов кальция рассчитывается по формуле:

$$X = \frac{V_T \cdot N_T \cdot 20.04 \cdot 1000}{10}$$

где  $V_T$  – объем трилона Б, пошедшего на титрование, мл;

$N_T$  – молярная концентрация эквивалента раствора трилона Б, моль/дм<sup>3</sup> эквивалента;

10 – объем, взятый для титрования;

20.04 – молярная масса эквивалента иона кальция, г/моль.

По определению эффективности ингибирования сульфата бария. Эффективность ингибиторов солеотложения от баритовых солей определяют при концентрациях 5, 10, 20, 30, 60 и 100 мг/дм<sup>3</sup>. В колбы емкостью 150 мл пипеткой Мора вносят 50 мл раствора А, добавляют раствор ингибитора, затем приливают 50 мл раствора Б. Колбы закрывают крышками, перемешивают и наблюдают за состоянием растворов при комнатной температуре в течение 24 часов.

По определению эффективности удалителей солеотложения: подготовить по две навески отложений солей массой по 2 г каждая. Поместить в стаканы, залить по 10 см<sup>3</sup> испытуемым ХР, накрыть часовым стеклом. Через 24 ч перенести содержимое стаканов на предварительно взвешенные фильтры, помещенные в воронки. Промыть осадок до рН=7. Фильтры с осадками подсушить на воздухе, затем при температуре 105 °С до постоянной массы, охладить в эксикаторе, взвесить.

#### 5.5. Обработка результатов испытаний

По определению эффективности ингибирования сульфата и карбоната кальция

Эффективность действия ингибитора солеотложения (ЭИСО,%) определяют по формуле:

$$\text{Э}_{\text{исо}} = \frac{C_p - C_x}{C_0 - C_x} \cdot 100$$

где  $C_x$  – содержание ионов кальция в пробе, не содержащей ингибитор, мг/дм<sup>3</sup>;

$C_p$  – содержание ионов кальция в пробе, содержащей ингибитор, после термостатирования, мг/дм<sup>3</sup>;

$C_0$  – содержание ионов кальция в исходном растворе, мг/дм<sup>3</sup>.

По определению эффективности ингибирования сульфата бария. Эффективность реагента оценивается визуально, по помутнению (выпадению осадка). Если в течение 24 часов осадок не выпал – реагент считается эффективным.

По определению эффективности удалителей солеотложения

Определить эффективность ХР

$$\text{Э} = (m_0 - m) \cdot 100 / m_0,$$

где  $m_0$  – исходная масса отложений, г;

$m$  – масса отложений на фильтре, г.

Ранжирование ингибиторов определять для каждой модели воды, а так же проводить выбор наиболее универсальных реагентов для всех моделей с указанием рекомендуемой дозировки.

#### 5.6. Оформление результатов испытаний

Результаты испытаний заносят в протокол, который должен содержать следующую информацию:

- обозначение ингибитора (маркировка);
- концентрация ингибитора;
- составы сред;
- значения измеряемых величин;
- расчетное значение эффективности ингибитора солеотложения.

Рекомендуемая форма протокола представлена в Приложении 9.1.

ОАО АНК "Башнефть"	Стандарт «Порядок проведения лабораторных и опытно-промысловых испытаний химических реагентов для применения в процессах добычи и подготовки нефти и газа»	СТ-07.1-00-00-04
		Для внутреннего использования

**ПРИЛОЖЕНИЕ 9.1. РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ ИНГИБИТОРОВ СОЛЕОТЛОЖЕНИЯ**

**Результаты исследования ингибиторов солеотложения**

ОБОЗНАЧЕНИЕ (МАРКИРОВКА) ИНГИБИТОРА	КОНЦЕНТРАЦИЯ ИНГИБИТОРА	СОСТАВ СРЕДЫ (МОДЕЛЬНОЙ)	ЗНАЧЕНИЯ ЗАМЕРЯЕМЫХ ВЕЛИЧИН				РАСЧЁТНОЕ ЗНАЧЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИНГИБИТОРА СОЛЕОТЛ, %
			СОДЕРЖАНИЕ ИОНОВ Ca <sup>2+</sup> В ИСХОДНОМ РАСТВОРЕ, МГ/ДМЗ	ОБЪЁМ ТРИЛОНА Б, ПОШЕДШИЙ НА ТИТРОВАНИЕ, МГ/ДМЗ	СОДЕРЖАНИЕ ИОНОВ Ca <sup>2+</sup> ПОСЛЕ ТЕРМОСТАТИРОВАНИЯ, МЛ	КОЛИЧЕСТВО ИОНОВ Ca <sup>2+</sup> УДЕРЖАННОГО ХИМИЧЕСКИМ РЕАГЕНТОМ, МГ/ДМЗ	

ОАО АНК "Башнефть"	Стандарт «Порядок проведения лабораторных и опытно-промышленных испытаний химических реагентов для применения в процессах добычи и подготовки нефти и газа»	СТ-07.1-00-00-04
		Для внутреннего использования

## ПРИЛОЖЕНИЕ 10. МЕТОДИКА ЛАБОРАТОРНАЯ ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАСТВОРЯЮЩЕЙ И УДАЛЯЮЩЕЙ СПОСОБНОСТИ РАСТВОРИТЕЛЯ АСПО

### 6. Область применения

В данном приложении изложены основные требования, предъявляемые к лабораторным испытаниям по определению эффективности растворителей высокомолекулярных соединений нефти, откладывающихся на нефтепромысловом оборудовании.

#### 6.1. Общие положения

Методика разработана на основании СТП 03-153-2001, предназначена для оценки эффективности реагентов-растворителей для разрушения и удаления АСПО и состоит из двух самостоятельных методик:

- методика А предназначена для определения растворяющей и разрушающей способностей растворителя отложений, не подвергшихся термообработке;
- методика Б предназначена для определения способности растворителя удерживать во взвешенном состоянии высокомолекулярные соединения, входящие в состав АСПО.

Каждая из данных методик является достаточной для подбора растворителя для конкретных условий – так, для подбора растворителя для очистки трубопровода подходит методика А, а для определения количества растворителя необходимого для растворения АСПО в скважине подходит методика Б.

Ранжирование растворителей осуществляется по параметру «эффективность», определенному по методике «А», для каждого образца АСПО, а так же проводится выбор наиболее универсальных реагентов для всех образцов с указанием оптимальной дозировки для каждого растворителя.

#### 6.2. Определение эффективности по методике А

##### 6.2.1. Необходимое лабораторное оборудование и материалы

Необходимо:

- сетка, изготовленная из проволоки (рис. 2), размером ячеек 2-4 мм<sup>2</sup>;
- цилиндр вместимостью 25 см<sup>3</sup> по ГОСТ 1770-74;
- весы аналитические;
- ацетон технический (для мытья посуды);
- керосин технический (для мытья посуды).

##### 6.2.2. Подготовка к исследованию

- из отложений АСПО формируют шарики диаметром 10 -15 мм;
- взвешивают на аналитических весах без сетки (m1) и вместе с сеткой (m).

Перед испытанием и взвешиванием отложения АСПО необходимо высушить до постоянной массы.

##### 6.2.3. Проведение исследований

1. В цилиндр наливают 10 см<sup>3</sup> испытуемого растворителя и опускают туда сетку с отложениями.

2. Испытания проводят в течение 6 часов, при этом первый результат (изменение окраски растворителя, набухание отложений) вносят в таблицу 1 через 30 минут на основании визуального наблюдения, затем через каждый час с момента начала испытания сетку с отложениями вынимают из цилиндра с растворителем, дают стечь растворителю оставшемуся на поверхности отложений и на сетке (в течение 15 минут), затем сетку с отложениями помещают на фильтровальную бумагу, аккуратно промокают 5-6 раз фильтровальной бумагой, взвешивают на аналитических весах, в табл. 6.1 вносят изменения. В течение всего эксперимента, периодически поднимают и опускают сетку (каждые 15 минут) для имитации работы скважины, оборудованной ШГН.

ОАО АНК "Башнефть"	Стандарт «Порядок проведения лабораторных и опытно-промысловых испытаний химических реагентов для применения в процессах добычи и подготовки нефти и газа»	СТ-07.1-00-00-04
		Для внутреннего использования

Таблица 1. Результаты определения растворяющей способности растворителей

Растворитель	Время, мин.							Примечание
	30 (визуально)	60	120	180	240	300	360	

#### 6.2.4. Обработка результатов

Если на сетке через 6 часов остались отложения:

- Вынимают сетку с отложениями из растворителя;
- Высушивают на открытом воздухе;
- Взвешивают на аналитических весах без сетки (мг).

По формуле 6.1. рассчитывают эффективность растворителя (Э):

$$\text{Э} = \frac{m_1 - m_2}{m_1} \times 100; \% \quad (6.1)$$

где  $m_1$  - масса отложений, взятая для эксперимента, г;

$m_2$  - масса отложений после эксперимента, г.

Если на сетке нет отложений:

- Растворитель сильно окрашен, на дне цилиндра мелкая дисперсная фаза в небольшом количестве (налет) - результат считают отличным (хорошим);
- Растворитель слабо окрашен, прозрачен, вся масса отложений на дне цилиндра в виде дисперсной фазы - результат: растворитель обладает хорошей проникающей способностью, но плохой растворяющей способностью.

Для каждого образца проводят не менее двух параллельных определений.

#### 6.3. Определение эффективности по методике Б

##### 6.3.1. Необходимое лабораторное оборудование и материалы

Необходимо:

- сетка, изготовленная из проволоки (рис. 2), размером ячеек 2-4 мм<sup>2</sup>;
- цилиндр вместимостью 25 см<sup>3</sup> по ГОСТ 1770-74;
- весы аналитические;
- ацетон технический (для мытья посуды);
- керосин технический (для мытья посуды).

##### 6.3.2. Подготовка к исследованию

Формируют из отложений шарики диаметром 10-15 мм. Взвешивают на аналитических весах.

Перед испытанием и взвешиванием отложения АСПО необходимо высушить до постоянной массы.

##### 6.3.3. Проведение исследований

- В цилиндр с отложениями приливают испытуемый растворитель объемом  $V_1$  (рис.6.1) и оставляют на 30 мин., первоначальный объем  $V_1$  должен превышать навеску в 2 раза (по весу);
- По истечении времени отложения на сеточке вынимают, осматривают результаты (набухание, разрушение, уменьшение объема в процентах) заносят в таблицу 2;
- Отложения на сетке вновь опускают в цилиндр, добавляют еще объем растворителя  $V_2$  ( $V_2$  и все последующие добавляемые объемы  $V_3 \dots V_n$  должны быть в 2 раза меньше первоначального  $V_1$ ), оставляют на 30 мин., затем опять вынимают сетку с отложениями, анализируют и результаты вносят в таблицу 2.

Таблица 2. Результаты испытаний по определению степени насыщения растворителей

Реагент	Объем реагента, мл	Время, мин.		
		30	.....	30·n
	$V_1$			

ОАО АНК "Башнефть"	Стандарт «Порядок проведения лабораторных и опытно-промысловых испытаний химических реагентов для применения в процессах добычи и подготовки нефти и газа»	СТ-07.1-00-00-04
		Для внутреннего использования

	$V_n$			
--	-------	--	--	--

Эксперимент продолжают по п.п. 2 – 3 до полного растворения (диспергирования) отложений на сетке добавляя несколько объемов растворителя ( $V_n$ ).

#### 6.3.4. Обработка результатов

Насыщаемость растворителя высокомолекулярными соединениями ( $C_n$ ) определяют по формуле:

$$C_n = \frac{m}{V} \times 1000,$$

где  $m$  – масса навески, г;

$V$  – объем растворителя ( $V_1+V_2+\dots+V_n$ ),  $\text{см}^3$ ;

1000 – переводной коэффициент в  $\text{кг/м}^3$ .

Для каждого образца проводят не менее двух параллельных определений.

ОАО АНК "Башнефть"	Стандарт «Порядок проведения лабораторных и опытно-промышленных испытаний химических реагентов для применения в процессах добычи и подготовки нефти и газа»	СТ-07.1-00-00-04
		Для внутреннего использования

## ПРИЛОЖЕНИЕ 11. МЕТОД ЛАБОРАТОРНЫХ ИСПЫТАНИЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ РЕАГЕНТОВ-ИНГИБИТОРОВ АСФАЛЬТЕНОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ

### 7. Общее положение

В данном приложении регламентируются основные положения методов оценки эффективности ингибирования асфальтеносмолопарафиновых отложений, определение диспергирующих свойств ингибитора по отношению к парафиновым отложениям, определение степени отмыва пленки нефти с поверхности стекла в водах различной минерализации в лабораторных условиях и др. По совокупности проявленных свойств на всех образцах дается оценка эффективности реагента-ингибитора (детергента) по бальной системе и проводится ранжирование реагентов.

Ранжирование ингибиторов АСПО осуществляется по совокупности диспергирующих и моющих свойств, проявленных на всех образцах. Для установления удельного расхода ингибиторов допускается использование метода «холодного стержня» по методике, согласованной с Заказчиком.

#### 7.1. Оборудование и материалы

- стеклянная, термостойкая коническая колба объемом 200см<sup>3</sup>;
- стеклянная колба с притертой крышечкой на шлифе ШН-29 объемом 100 см<sup>3</sup>;
- мерный цилиндр объемом 100 см<sup>3</sup>;
- мерный цилиндр на 100 см<sup>3</sup> с притертой пробкой на шлифе ШН-19;
- пробки плоские с керном КН-14,5 для пробирок по 3.6;
- пробирки на резьбе или шлифе ШН-14,5 диаметром 16 мм и длиной 100 мм;
- шприц объемом 0,01 см<sup>3</sup> с делениями;
- секундомер СДС II класс точности;
- ацетон технический (для мытья посуды);
- керосин технический (для мытья посуды).

#### 7.2. Отбор проб

Нефть, пластовая (попутно добываемая с нефтью) вода должна отбираться таким образом, чтобы в ней не присутствовал ингибитор, закачиваемый на объекте.

Нефть, пластовая (попутно добываемая с нефтью) вода и АСПО должны отбираться с одного объекта месторождения на котором предполагается применить используемый реагент.

В случае невозможности отбора пробы нефти, воды и АСПО из скважины одного месторождения отбираются пробы со скважин соседних продуктивных пластов.

#### 7.3. Определение диспергирующих свойств реагента

В коническую колбу объемом 250 см<sup>3</sup> налить 100 см<sup>3</sup> пластовой воды и добавить 1 см<sup>3</sup> реагента. Затем стенки колбы обработать полученным 1%-ым раствором реагента в пластовой воде.

Добавить 3-5 г АСПО и нагреть содержимое колбы до температуры 60-80 °С на водяной бане, до полного расплавления АСПО.

Затем содержимое колбы охладить под струей холодной водопроводной воды, встряхивая ее круговыми движениями.

Параллельно с рабочим опытом провести контрольный опыт. Для контрольного опыта используется пластовая вода, не обработанная реагентом.

По агрегатному состоянию парафиновых отложений оценить степень и характер диспергирования парафиновых отложений:

«**отлично**» – однородные частицы размером 0,5 – 1,0 мм, время отстаивания частиц – не более 3 мин., стенки колбы чистые;

«**хорошо**» – неоднородные частицы размером 0,1 – 3,0 мм, время отстаивания не более 3 минут, стенки колбы незначительно загрязнены (до 10% рабочей поверхности);

«**удовлетворительно**» – неоднородные частицы размером до 5 мм, время отстаивания не более 3 мин, стенки колбы загрязнены до 50% рабочей поверхности;

ОАО АНК "Башнефть"	Стандарт «Порядок проведения лабораторных и опытно-промысловых испытаний химических реагентов для применения в процессах добычи и подготовки нефти и газа»	СТ-07.1-00-00-04
		Для внутреннего использования

«неудовлетворительно» – парафиноотложения не диспергированы или диспергированы в частицы более 5 мм, стенки колбы полностью загрязнены или же частицы диспергированы до недопустимо мелких размеров (менее 0,1 мм) и время отстаивания более 3-х минут.

В контрольном опыте АСПО собираются в комок (не диспергируются).

#### 7.4. Определение моющих свойств реагента

В колбу объемом 100 см<sup>3</sup> налить 50 см<sup>3</sup> нефти, добавить 0,01 см<sup>3</sup> (0,02 % вес.) реагента. Закрыть колбу притертой пробкой и содержимое тщательно перемешать встряхивая в течение 3 минут. Открыть пробку и в течение 3-5 минут колбу выдержать в таком положении.

Заполнить 2 пробирки нефтью из колбы, предварительно обработанной реагентом, закрыть притертой пробкой и выдержать не менее 30 минут для образования пленки нефти на стенках пробирок.

Нефть из пробирок вылить обратно в колбу, налить в пробирки до середины пластовую воду того же месторождения и долить до полного объема обработанную реагентом нефть.

Пробирки закрыть пробкой (крышкой), перевернуть, одновременно включить секундомер.

Параллельно с рабочим опытом провести контрольный опыт. Для этого взять чистую, не обработанную реагентом нефть. В контрольном опыте пленка нефти не должна отмываться.

Вести наблюдение за отмывом пленки нефти в течение 20 минут. Оценку моющей способности делать в течение 5 минут от начала опыта:

- «отлично» – отмыв 90 – 100% рабочей поверхности;
- «хорошо» – отмыв 70 – 90%;
- «удовлетворительно» – отмыв 50 – 70%;
- «неудовлетворительно» – менее 50%.

ОАО АНК "Башнефть"	Стандарт	СТ-07.1-00-00-04
	«Порядок проведения лабораторных и опытно-промысловых испытаний химических реагентов для применения в процессах добычи и подготовки нефти и газа»	Для внутреннего использования

## ПРИЛОЖЕНИЕ 12. ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ НЕЙТРАЛИЗАТОРОВ СЕРОВОДОРОДА

### 8. Область применения

Данное приложение устанавливает порядок применения и оценки эффективности нейтрализаторов сероводорода на объектах, содержит требования правил безопасности и охраны окружающей среды при работе с реагентами для нейтрализации сероводорода. Предназначено для инженерно-технических работников, в качестве руководства при производстве работ по нейтрализации сероводорода в продукции скважин, системе сбора и подготовки нефти.

#### 8.1. Общие положения. Термины, определения и сокращения

Присутствие сероводорода в нефтепромысловых средах вызывает осложнения, связанные с подготовкой нефти и воды, коррозией оборудования и трубопроводов, охраной окружающей среды. Одним из способов удаления сероводорода из нефтепромысловых сред является его нейтрализация реагентами-поглотителями или реагентами-нейтрализаторами.

#### 8.2. Определение концентрации сероводорода в продукции скважин

Определение концентрации сероводорода в подготовленной нефти осуществляется согласно ГОСТ Р 50802. Для экспресс-определения концентрации сероводорода в продукции скважин при проведении технологических процессов добычи, сбора и подготовки нефти, газа и воды допускается использовать анализатор сероводорода в жидкости.

Порядок определения концентрации сероводорода в жидкости приведены в п.8.5.

Для определения концентрации сероводорода в продукции скважин в несколько бутылок вместимостью до 1,5 дм<sup>3</sup> отобрать пробы нефти (эмульсии), заполнив их на 2/3 емкости бутылки, немедленно закрыть крышкой. Для более удобного определения концентрации сероводорода подготовить дополнительно крышки с отверстиями под индикаторную трубку на сероводород. Подготовить к работе анализатор сероводорода в жидкости АСЖ. Подготовить к работе ручной насос для забора газа. Взять индикаторную трубку Н<sub>2</sub>S-0,0066 для газоопределителя химического ГХ-Е по ТУ 4321-001-16625682-2000, обломить оба конца и установить в гнездо ручного насоса стрелкой к последнему. По истечении 10 - 20 минут, при условии осаждения пены, заменить крышку бутылки с пробой крышкой с отверстием, в которое немедленно ввести индикаторную трубку так, чтобы ее конец установился на высоте 2-3 см от уровня жидкости, и произвести медленное всасывание газа. Потемнение индикаторной массы довести до верхней отметки трубки (при больших концентрациях сероводорода) и произвести расчет объема газа в соответствии с ходом поршня, а затем и концентрации сероводорода в газовой фазе. При небольших концентрациях сероводорода всасывание газа можно производить на половину хода поршня в зависимости от высоты потемнения индикаторной массы. При этом необходимо учесть, что при малом объеме газа в бутылке возможно образование вакуума. Поэтому объем всасываемого газа не должен превышать 10-15 % объема газа в бутылке. Определение содержания сероводорода в жидкости произвести согласно п. 8.4.

#### 8.3. Методика оценки эффективности нейтрализации сероводорода

##### 8.3.1. Перечень лабораторного оборудования и материалов

Необходимо:

- микрошприц или микродозатор;
- пипетки с делениями вместимостью 2,5 см<sup>3</sup> с ценой деления 0,02 см<sup>3</sup>, ГОСТ 29227;
- цилиндры вместимостью 100, 500 см<sup>3</sup>, ГОСТ 1770;
- анализатор сероводорода в жидкости;
- стеклянные колбы для смешения;
- термостатируемая водяная баня;
- керосин;
- вода дистиллированная, ГОСТ 6709.

##### 8.3.2. Подготовка к исследованию

ОАО АНК "Башнефть"	Стандарт	СТ-07.1-00-00-04
	«Порядок проведения лабораторных и опытно-промышленных испытаний химических реагентов для применения в процессах добычи и подготовки нефти и газа»	Для внутреннего использования

Методика предназначена для определения эффективности нейтрализации сероводорода в нефтепромысловой жидкости.

В качестве воды используется естественная пластовая вода, в случае отсутствия естественной пластовой воды используется ее модель с плотностью, соответствующей плотности естественной пластовой воды. Дозирование реагентов в нефти и воде осуществляется микродозаторами.

Для проведения лабораторных испытаний необходимо:

- отобрать пробу нефти, не подвергшуюся обработке химреагентами;
- отобрать естественную пластовую воду, не подвергшуюся обработке химреагентами;
- провести определение концентрации сероводорода в нефти и воде согласно п. 8.5.

### 8.3.3. Проведение испытаний

После определения концентрации сероводорода в газе и жидкости в бутылки с пробями ввести нейтрализатор в количестве, соответствующем шести-, девяти- и двенадцатикратной массовой концентрации сероводорода в жидкости, закрыть герметичной крышкой и, встряхнув сильно (50 раз), поместить в водяную баню при заданной температуре. Через 20 мин определить остаточную концентрацию сероводорода в газе и жидкости. Повторить через 60, 90, 180 минут нахождения пробы в водяной бане. Определить остаточную концентрацию сероводорода в газе и жидкости через 24 часа. По изменению концентрации сероводорода в жидкости определяется расходный коэффициент К.

Определить эффективность нейтрализации сероводорода Э, в процентах, по формуле:

$$\mathcal{E} = \frac{C_{\text{нач.}} - C_{\text{кон.}}}{C_{\text{нач.}}} \cdot 100, \quad (1)$$

где  $C_{\text{нач.}}$  – начальная концентрация сероводорода в нефти, газе, г/т;

$C_{\text{кон.}}$  - конечная концентрация сероводорода в нефти, газе, г/т.

Пример определения эффективности нейтрализатора приведен в п. 8.6, пример определения расходного коэффициента нейтрализатора сероводорода приведен в п.8.7.

## 8.4. Порядок определения концентрации сероводорода в жидкости с помощью анализатора сероводорода АСЖ

### 8.4.1. Назначение

Анализатор сероводорода в жидкости предназначен для экспресс-определения концентрации сероводорода при проведении технологических процессов добычи, сбора и подготовки нефти и воды на объектах Общества и оценки эффективности мероприятий по нейтрализации сероводорода по изменению его концентрации. Анализатор сероводорода в жидкости может быть использован для определения концентрации сероводорода непосредственно на исследуемом объекте в промысловых условиях. При изучении и эксплуатации АСЖ необходимо дополнительно пользоваться руководством по эксплуатации газоопределителя химического и аспиратора АМ-5М 00.000 РЭ. Анализатор сероводорода в жидкости по условиям эксплуатации соответствует условиям эксплуатации аспиратора сильфонного АМ-5М и индикаторной трубки  $\text{H}_2\text{S}$  -0,0066. Метрологические характеристики анализатора сероводорода соответствуют метрологическим характеристикам газоопределителя химического ГХ-Е  $\text{H}_2\text{S}$  - 0,0066 и пипетки по ГОСТ 29227.

### 8.4.2. Состав изделия

Анализатор сероводорода в жидкости состоит из следующих частей:

- пипетка по ГОСТ 29227 вместимостью  $2 \text{ см}^3$  1-го класса точности, исполнения 4 (прямая с делением на полный слив);
- трубка соединительная;
- десорбер (допускается использование медицинского шприца по ГОСТ 22967 вместимостью  $20 - 35 \text{ см}^3$ );
- поршень десорбера;
- трубка газоотводная;
- запорное устройство (клапан, роликовый зажим);
- трубка индикаторная  $\text{H}_2\text{S}$  – 0,0066 по ТУ 4321-001-16625682-2000;

ОАО АНК "Башнефть"	Стандарт	СТ-07.1-00-00-04
	«Порядок проведения лабораторных и опытно-промышленных испытаний химических реагентов для применения в процессах добычи и подготовки нефти и газа»	Для внутреннего использования

■ аспиратор сифонный АМ-5М по ТУ 4215-002-00211145-2003 к газоопределителю химическому ГХ-Е.

#### 8.4.3. Подготовка к работе

Отобрать пробы анализируемой жидкости в герметичные сосуды вместимостью до 1,5 дм<sup>3</sup>, заполнив их на 2/3 емкости, плотно закрыть крышкой и оставить на отстой в течение 20 минут. Подготовить к работе аспиратор в соответствии с техническим описанием и инструкцией по эксплуатации аспиратора АМ-5М 00.000.ТО. Установить индикаторную трубку с отломанными концами в гнездо аспиратора стрелкой к последнему. Проверить техническое состояние десорбера и его составных частей. Произвести расчет ориентировочного объема жидкости для анализа  $V_{\text{пробы}}$ , см<sup>3</sup>, исходя из типа индикаторной трубки и ожидаемой концентрации сероводорода по формуле:

$$V_{\text{пробы}} = \frac{C_{\text{экв}} \cdot 1000}{C_{\text{H}_2\text{S}}}, \quad (8.1)$$

где  $C_{\text{экв}}$  – эквивалентная масса сероводорода, соответствующая предельному значению индикаторной трубки, мг (определяется по таблице А.1);

$C_{\text{H}_2\text{S}}$  – ожидаемая массовая концентрация сероводорода, мг/дм<sup>3</sup>.

Если прогнозное значение индикаторной трубки 2000 ppm, которому по таблице 1 соответствует  $C_{\text{экв}}$  - 0,3 мг, ожидаемая массовая концентрация сероводорода 300 мг/дм<sup>3</sup>, то

$$V_{\text{пробы}} = \frac{0,3 \cdot 1000}{300} = 1 \text{ см}^3.$$

Для индикаторной трубки типа H<sub>2</sub>S – 0,0066 соответственно  $C_{\text{экв}} = 0,1$  мг, тогда

$$V_{\text{пробы}} = \frac{0,1 \cdot 1000}{300} \approx 0,3 \text{ см}^3.$$

Таким образом, объемы разгазированных проб жидкости не должны превышать соответственно 1 см<sup>3</sup> и 0,3 см<sup>3</sup> для указанных трубок.

При больших концентрациях сероводорода допускается последовательное соединение нескольких индикаторных трубок или объем анализируемой пробы должен быть уменьшен (минимальный объем пробы - не менее 0,2 - 0,3 см<sup>3</sup>).

#### 8.4.4. Порядок определения концентрации сероводорода

В нижнем положении пипетки и закрытом зажиме набрать в пипетку расчетный объем анализируемой жидкости. По делению пипетки уточнить объем анализируемой жидкости. В том же положении пипетки произвести забор жидкости для разбавления (керосин – при определении концентрации сероводорода в нефти и других углеводородах, дистиллированная вода – при определении концентрации сероводорода в воде) в количестве 4 - 5 см<sup>3</sup>, и довести поршень десорбера до верхнего положения. Подсоединить аспиратор с индикаторной трубкой к газоотводной трубке, открыть зажим и при верхнем положении пипетки произвести барботаж с помощью аспиратора до прекращения окрашивания индикаторной трубки. Массовая концентрация сероводорода в жидкости  $C_{\text{H}_2\text{S}}$ , мг/дм<sup>3</sup>, рассчитывается по формуле:

$$C_{\text{H}_2\text{S}} = \frac{C_{\text{экв}} \cdot 1000}{V_{\text{пробы}}},$$

где  $C_{\text{экв}}$  - эквивалентная масса сероводорода, соответствующая высоте окрашенного столбика индикатора, мг (определяется по таблице 1);

$V_{\text{пробы}}$  - объем анализируемой пробы жидкости (разгазированной жидкости после барботажа), см<sup>3</sup>.

Или по формуле:

$$C_{\text{H}_2\text{S}} = \frac{1,518 \cdot n}{V_{\text{пробы}}},$$

где  $n$  – показание шкалы индикаторной трубки.

ОАО АНК "Башнефть"	Стандарт «Порядок проведения лабораторных и опытно-промышленных испытаний химических реагентов для применения в процессах добычи и подготовки нефти и газа»	СТ-07.1-00-00-04
		Для внутреннего использования

Таблица 1. Перевод показаний индикаторных трубок по сероводороду в массовые

Показания индикаторной трубки к газораспределителю ГХ-Е по ТУ 4321-001-16625682-2000 об. доля, %	Эквивалентная масса сероводорода $C_{\text{экв}}$ , мг		Показания индикаторной трубки, ppm	
	1	2		3
0,0003		0,0045	0,015	100
0,0006		0,009	0,03	200
0,0010		0,0152	0,045	300
0,0015		0,023	0,06	400
0,0020		0,030	0,075	500
0,0025		0,038	0,09	600
0,0035		0,053	0,12	800
0,0040		0,061	0,15	1000
0,0045		0,068	0,18	1200
0,0055		0,083	0,21	1400
0,0060		0,091	0,24	1600
0,0066		0,1	0,27	1800
0,00		0,0	0,3	2000

#### 8.5. Пример определения эффективности нейтрализации сероводорода

Эффективность нейтрализации сероводорода реагентом-нейтрализатором оценивается по истечении определенного периода времени (принимается 20, 60, 180 минут, 1 сутки), по формуле приведенной в п. 8.5.3. Допустим  $C_{\text{нач}} = 1000$  г/т,  $C_{\text{кон}} = 300$  г/т, тогда эффективность нейтрализации сероводорода будет равна:

$$\Xi = \frac{1000 - 300}{1000} \cdot 100 = 70 \%$$

#### 8.6. Пример определения расходного коэффициента нейтрализатора сероводорода

Пусть исходная концентрация сероводорода в нефти равна 500 г/т. Необходимо обеспечить остаточную концентрацию сероводорода после добавления нейтрализатора сероводорода в нефть и его взаимодействия в течение определенного времени не более 100 г/т, т.е. эффективность нейтрализации сероводорода должна быть не менее 80 %. Допустим, количество нейтрализатора сероводорода, использованное для обеспечения заданных условий, составило 4000 г. По разности исходной и остаточной концентрации сероводорода в нефти находим количество нейтрализованного сероводорода. В нашем случае оно равно 400 г/т. Расходный коэффициент  $K$  определим, разделив количество использованного нейтрализатора сероводорода на количество нейтрализованного сероводорода, выраженные в граммах.

$$K = \frac{4000}{400} = 10$$

ОАО АНК "Башнефть"	Стандарт «Порядок проведения лабораторных и опытно-промысловых испытаний химических реагентов для применения в процессах добычи и подготовки нефти и газа»	СТ-07.1-00-00-04
		Для внутреннего использования

### **ПРИЛОЖЕНИЕ 13. ОПЫТНО-ПРОМЫСЛОВЫЕ ИСПЫТАНИЯ ХИМИЧЕСКИХ РЕАГЕНТОВ (ДЕЭМУЛЬГАТОРОВ, БАКТЕРИЦИДОВ, НЕЙТРАЛИЗАТОРОВ СЕРОВОДОРОДА, ИНГИБИТОРОВ КОРРОЗИИ, ИНГИБИТОРОВ И РАСТВОРИТЕЛЕЙ АСПО, ИНГИБИТОРОВ СОЛЕОТЛОЖЕНИЙ)**

#### 9. Общие положения.

Целью опытно-промысловых испытаний химических реагентов является получение окончательных данных для технико-экономического обоснования их промышленного применения, а именно определение удельного расхода, обеспечивающего требуемый уровень эффективности действия химического реагента, и уточнение технологии применения.

#### 9.1. Опытно-промысловые испытания деэмульгаторов.

Целью проведения опытно-промышленных испытаний деэмульгатора является отработка технологии его применения на конкретных узлах комплексов подготовки нефти для повышения технико-экономических показателей подготовки нефти (повышение качества подготовки нефти, снижение удельного расхода деэмульгатора и т.д.).

Проведение опытно-промышленных испытаний:

- испытания проводятся с деэмульгатором, подобранным лабораторным путем непосредственно для объекта, на котором будут проводиться опытно-промысловые испытания;
- составляется инструкция по применению деэмульгатора;
- с учетом поставленной цели составляется программа испытаний;
- выбираемое место проведения испытания должно соответствовать следующим требованиям:
  1. наличие подъездных путей;
  2. возможность отбора проб водонефтяной эмульсии на содержание остаточной воды и сбрасываемой пластовой воды на содержание нефтепродуктов, замер температуры пробы.

Перед началом проведения опытно-промышленных испытаний фиксируют показатели работы системы сбора или УПН с реагентом, применяемым до испытаний или в тот же период в предыдущие годы:

- при испытаниях на УПН - степень разрушенности эмульсии по ступеням и содержание хлористых солей в товарной нефти;
- при испытаниях в системе сбора - содержание остаточной воды в нефти и нефтепродуктов в сточной воде.

Перевод нефтепромыслов на работу с испытуемым деэмульгатором проводят постепенно по всей системе сбора (или отдельного направления), путем последовательной замены реагента во всех точках дозирования.

Начальный расход устанавливается на уровне удельного расхода ранее применяемого деэмульгатора. Испытуемый деэмульгатор подается при установленном расходе определенное количество времени (пока не пройдет массообмен).

Фиксируются показатели качества подготавливаемой нефти: для системы сбора - содержание остаточной воды в нефти и нефтепродуктов в сточной воде, для УПН - качество нефти по ступеням и товарной нефти (содержание воды и хлористых солей).

При устойчивых показателях технологического процесса производится изменение режима подачи деэмульгатора, т.е. снижается расход деэмульгатора с шагом – 5 г/тн.

При ухудшении качества подготавливаемой нефти на какой-либо из стадий проводится анализ причин, вызвавших выход из режима, и корректировка режима. Если будет установлено, что причины выхода конкретной стадии или установки из режима связаны с уменьшением дозировки применяемого деэмульгатора, то устанавливается прежний расход. При необходимости также проводится корректировка режима с использованием факторов полноты смешения деэмульгатора с нефтяной эмульсией (продолжительность и интенсивность перемешивания, перенос точек дозирования), изменение способа подачи деэмульгатора или температурного

ОАО АНК "Башнефть"	Стандарт «Порядок проведения лабораторных и опытно-промысловых испытаний химических реагентов для применения в процессах добычи и подготовки нефти и газа»	СТ-07.1-00-00-04
		Для внутреннего использования

режима процесса (на УПН) и возможно увеличение удельного расхода ХР с определенным шагом, но не более чем в 2 раза от первоначального удельного расхода базового реагента

В период испытаний лабораториями осуществляется контроль за качеством нефти и пластовых, сточных вод. Составляются таблицы сравнения результатов, полученных при работе с испытуемым деэмульгатором и деэмульгатором, применяемым до проведения опытно-промысловых испытаний (таблица 1).

**Таблица 1. Результаты опытно-промышленных испытаний деэмульгирующей способности испытуемого реагента в системе сбора.**

Наименование объекта	Реагент	Уд. расход, г/тн	Давление, кгс/см <sup>2</sup>	Нефтепродукты мг/дм <sup>3</sup>	Содержание остаточной воды в нефти, %	Температура в точке подачи реагента, °С

Делаются выводы: испытуемый деэмульгатор работает на уровне применяемого реагента, лучше или хуже. Далее составляется акт опытно-промысловых испытаний с выводами и рекомендациями.

**Акт ОПИ деэмульгаторов должен содержать следующие разделы:**

- описание объекта испытания и компании производителя (поставщика) ХР;
- цель проведения ОПИ;
- описание и режимы технологического процесса до проведения испытаний;
- технологические параметры процесса при проведении испытаний;
- результаты контролируемых параметров в соответствии с таблицей № 1;
- выводы (выводы должны быть однозначными и определенными).

При необходимости акт может дополняться иной необходимой (важной) информацией.

**Технологический регламент на применение деэмульгаторов** в системах сбора, подготовки нефти и газа ДЗО составляется на установленный период и определяет порядок и условия дозирования деэмульгаторов. В технологическом регламенте указываются названия объектов, на которых планируется применение деэмульгаторов, с указанием количества обрабатываемой жидкости, места подачи деэмульгатора, удельного и суточного расхода деэмульгатора.

Копия утвержденного технологического регламента должна находиться на точках дозирования реагента, дополнительно должна быть копия паспорта безопасности ХР и ТУ.

Технологический регламент составляется отделом – куратором за применение ХР Общества.

## 9.2. Опытно-промысловые испытания нейтрализаторов сероводорода

### 9.2.1. Общие положения

Целью проведения опытно-промысловых испытаний нейтрализаторов является отработка технологии их применения на объектах нефтесбора и нефтеподготовки, оценка эффективности нейтрализаторов по снижению содержания сероводорода в нефти, газе и определение оптимальной дозировки.

Опытно-промысловые испытания проводятся с нейтрализаторами, предварительно испытанными в лабораторных условиях на исследуемой нефти.

Перед началом проведения опытно-промысловых испытаний:

- составляется план-программа испытаний с постановкой цели;
- составляется временный технологический регламент (режим) на применение нейтрализатора сероводорода;
- осуществляется подготовка системы дозирования нейтрализатора, в которую включается пропарка емкости для хранения, пропарка расходной емкости, ревизия пробоотборников, заправка нейтрализатором;
- определяется расходный коэффициент нейтрализаторов в лабораторных условиях.

Опытно-промысловые испытания нейтрализаторов сероводорода следует начинать с базового значения расходного коэффициента. Корректировка (изменение) в сторону уменьшения

ОАО АНК "Башнефть"	Стандарт «Порядок проведения лабораторных и опытно-промысловых испытаний химических реагентов для применения в процессах добычи и подготовки нефти и газа»	СТ-07.1-00-00-04
		Для внутреннего использования

или увеличения расходного коэффициента нейтрализатора с шагом 0,5. Если испытуемый ХР не показывает эффективность на уровне базового реагента, возможно повышение расходного коэффициента испытуемого ХР, но не более чем в 2 раза от расходного коэффициента базового реагента.

В ходе проведения опытно-промысловых испытаний осуществляется контроль за динамикой изменения содержания сероводорода в нефти или газе. Периодичность контроля устанавливается в зависимости от конкретных условий эксплуатации объекта.

Полученные результаты заносятся в таблицу (таблица 2), проводится сравнительный анализ содержания сероводорода в нефти, газе до и после обработки нейтрализатором.

**Таблица 2. Результаты опытно-промышленных испытаний нейтрализатора сероводорода**

Период испытаний	Дозировка нейтрализатора		Расходный коэффициент	Содержание сероводорода в нефти до/после подачи нейтрализатора, г/т	Эффективность нейтрализатора, %
	кг/т нефти	кг/сутки			

Оптимальной считается дозировка, при которой обеспечивается уменьшение содержания сероводорода до требуемого значения по ГОСТ Р 51858 или значения, максимально приближенного к требуемому. Для контроля за расходом нейтрализатора на период испытаний необходимо завести временный журнал по учету расхода нейтрализатора. По окончании ОПИ составляется акт испытаний.

**Акт ОПИ деэмульгаторов должен содержать следующие разделы:**

- описание объекта испытания и компании производителя (поставщика) ХР;
- цель проведения ОПИ;
- описание и режимы технологического процесса до проведения испытаний;
- технологические параметры процесса при проведении испытаний;
- результаты контролируемых параметров в соответствии с таблицей № 2;
- выводы (выводы должны быть однозначными и определенными).

При необходимости акт может дополняться иной необходимой (важной) информацией.

9.2.2. Расчет суточной, удельной дозировок и требуемого количества нейтрализаторов сероводорода

9.2.2.1. Расчет суточной дозировки нейтрализаторов сероводорода

Суточная дозировка нейтрализаторов сероводорода определяется по формуле:

$$q = C \cdot Q_{\text{ж}} \cdot K / 1000,$$

где С - концентрация сероводорода, г/тн;

$Q_{\text{ж}}$  - количество обрабатываемой жидкости, тн/сут;

К - расходный коэффициент нейтрализатора сероводорода.

9.2.3. Расчет удельной дозировки нейтрализаторов сероводорода

Расчет удельной дозировки нейтрализатора производится по формуле:

$$q_{\text{удельн}} = C \cdot K,$$

где С - концентрация сероводорода, г/т;

К - расходный коэффициент нейтрализатора сероводорода.

9.2.4. Расчет требуемого количества нейтрализатора сероводорода

Расчет требуемого количества нейтрализатора сероводорода производится по формуле:

$$Q_{\text{потр}} = q \cdot D,$$

где q - суточная дозировка нейтрализатора, кг/сут;

D - продолжительность применения нейтрализатора, сут.

9.2.5. Пример расчета суточной и удельной дозировок нейтрализаторов сероводорода, требуемого количества нейтрализатора сероводорода.

9.2.5.1. Пример расчета суточной и удельной дозировок нейтрализатора сероводорода.

ОАО АНК "Башнефть"	Стандарт «Порядок проведения лабораторных и опытно-промышленных испытаний химических реагентов для применения в процессах добычи и подготовки нефти и газа»	СТ-07.1-00-00-04
		Для внутреннего использования

Дано:

Концентрация сероводорода в нефти  $C = 110$  г/т. Количество обрабатываемой нефти  $Q_n = 280$  т/сут. Расходный коэффициент  $K = 6$ . Для определения суточной дозировки  $q$ , кг/сут, реагента используем формулу (9.2).

Подставив данные в формулу, получим:

$$q = (110 \cdot 280 \cdot 6) / 1000 = 184,8$$

Подставив данные в формулу, получим:

$$q_{\text{удельн}} = 110 \cdot 6 = 660$$

Таким образом, для обработки нефти в количестве 280 т/сут с целью нейтрализации сероводорода, концентрация которого равна 110 г/т, необходимо использовать 184,8 кг нейтрализатора в сутки. При этом удельный расход нейтрализатора составляет 660 г/т.

9.2.5.2. Пример расчета требуемого количества нейтрализатора сероводорода.

Дано:

Концентрация сероводорода в нефти  $C = 270$  г/т. Количество обрабатываемой нефти  $Q_n = 280$  т/сут. Расходный коэффициент  $K = 6$ . Длительность обработки  $D = 30$  сут.

Подставив данные в формулу, получим:

$$Q_{\text{потр}} = \frac{280 \cdot 270 \cdot 6}{1000} \cdot 30 = 13608$$

Таким образом, для нейтрализации сероводорода в данной нефти в течение месяца потребуется 13 тонн 608 кг нейтрализатора.

9.2.6. Составление технологического регламента на применение нейтрализаторов сероводорода на объектах ДЗО.

Технологический регламент на применение нейтрализаторов сероводорода в системах сбора, подготовки нефти и газа ДЗО составляется на установленный период и определяет порядок и условия дозирования нейтрализаторов. В технологическом регламенте указываются названия объектов, на которых планируется применение нейтрализаторов сероводорода, с указанием количества обрабатываемой жидкости, места подачи нейтрализаторов, удельного и суточного расхода нейтрализаторов.

Копия утвержденного технологического регламента должна находиться на точках дозирования реагента, дополнительно должна быть копия паспорта безопасности ХР и ТУ.

Технологический регламент составляется отделом – куратором за применение ХР Общества.

9.2.7. Технология применения нейтрализаторов сероводорода.

Подача нейтрализаторов сероводорода может быть осуществлена на всех объектах нефтедобычи, включая добывающие скважины, нефтегазопроводы, дожимные насосные станции, установки подготовки нефти, нефтесборные пункты, при проведении подземного и капитального ремонта скважин. Подачу нейтрализаторов сероводорода целесообразно осуществлять на объектах с повышенным содержанием сероводорода. Точки подачи нейтрализатора выявляются после обследования системы сбора, транспорта и подготовки нефти, газа и воды на содержание сероводорода. Концентрацию сероводорода в нефти, воде или газе определяют в соответствии с п. 8.5 Приложения 8 настоящего стандарта.

Подача нейтрализатора в нефть, воду может осуществляться непрерывно (постоянно) или периодически. Периодическая подача нейтрализатора сероводорода осуществляется для нейтрализации сероводорода в товарной нефти на объектах подготовки нефти в период внешней откачки, либо в период проведения опытно-промышленных испытаний. В системе сбора нефти с повышенным содержанием сероводорода для его нейтрализации осуществляется постоянная подача нейтрализатора сероводорода.

Для подачи нейтрализаторов сероводорода рекомендуется применять дозировочные насосы типа НД отдельно или в составе блоков дозирования реагентов, или блочных установок типа БР-2.5. В состав блоков дозирования входят дозировочный насос, емкость для хранения нейтрализатора с датчиками верхнего и нижнего уровней, расходная емкость, обратные клапаны,

ОАО АНК "Башнефть"	Стандарт «Порядок проведения лабораторных и опытно-промышленных испытаний химических реагентов для применения в процессах добычи и подготовки нефти и газа»	СТ-07.1-00-00-04
		Для внутреннего использования

расходомеры, запорная арматура, насосы типа НШ для откачки нейтрализатора из емкости для хранения в расходную ёмкость.

Для достижения максимальной эффективности нейтрализации сероводорода в нефтепромысловой жидкости необходимо обеспечить:

- интенсивное перемешивание нейтрализатора сероводорода с последней, которое достигается подачей нейтрализатора в поток нефтепромысловой жидкости через смесительное устройство, либо на приём насосов откачки;
- температуру процесса взаимодействия не менее 15 °С.

Оптимальное время реакции нейтрализатора сероводорода с нефтью определяется экспериментально по результатам проведения лабораторных и опытно-промышленных испытаний. Необходимое время реакции зависит от эффективности нейтрализатора сероводорода и должно составлять не менее 40 минут. Для очистки газа от сероводорода с применением нейтрализаторов рекомендуется использовать барботаж газа через слой нейтрализатора. Контроль технологического процесса нейтрализации сероводорода проводится периодически путем определения концентрации сероводорода в пробах нефти, газа или воды, отобранных до и после дозирования нейтрализатора.

### 9.3. Проведение опытно-промышленных испытаний бактерицидов.

Целью опытно-промышленных испытаний бактерицида является получение окончательных данных для технико-экономического обоснования его промышленного применения, а именно определение удельного расхода, обеспечивающего требуемый бактерицидный эффект (100%), и уточнение технологии применения.

Опытно-промышленные испытания бактерицидов разделяются на предварительные и заключительные.

Все микробиологические операции, требующие соблюдения стерильности, должны проводиться в лабораторных условиях в соответствии с методиками, изложенными в Приложении 4 настоящего стандарта.

### 9.4. Опытно-промышленные испытания ингибиторов солеотложения

Целью опытно-промышленных испытаний ингибитора солеотложения является получение окончательных данных для технико-экономического обоснования его промышленного применения, а именно определение удельного расхода, обеспечивающего требуемый уровень эффективности действия химического реагента, и уточнение технологии применения.

#### 9.4.1. Сущность метода

Оценка эффективности действия ингибиторов солеотложения при опытно-промышленных испытаниях основана на сравнении технологических показателей работы скважин (наработка на отказ, дебит жидкости, нагрузка на полированный шток, нагрузка на эл. двигатель, динамический уровень) до и после применения химреагента, при условии неизменности технологических параметров работы скважины на время опытно-промышленных испытаний.

#### 9.4.2. Порядок проведения испытания

Испытания ингибиторов солеотложения должны проводиться на объектах, подверженных образованию солевых отложений, которые влияют на эксплуатационные характеристики объекта.

Выбор скважин для проведения опытно-промышленных испытаний следует производить с учетом отсутствия на скважине осложнений других типов (АСПО, высоковязкие эмульсии, мех.примеси и др.). Текущая наработка на отказ по скважине должна составлять менее 180 суток.

Проведение опытно-промышленных испытаний:

- испытания проводятся с ингибитором солеотложений, подобранным лабораторным путем непосредственно для типа осложнения, присутствующего в скважине (карбонаты, гипс, сульфиды, бариты);
- опытно-промышленные испытания проводятся на 2-3 рекомендуемых по результатам лабораторных испытаний дозировках;

ОАО АНК "Башнефть"	Стандарт «Порядок проведения лабораторных и опытно-промысловых испытаний химических реагентов для применения в процессах добычи и подготовки нефти и газа»	СТ-07.1-00-00-04
		Для внутреннего использования

- число скважин для проведения опытно-промысловых испытаний должно составлять не менее 3-4 для каждой дозировке испытуемого реагента;
- рекомендуемый срок проведения испытаний составляет 12 месяцев, но не менее 9 месяцев;
- с учетом поставленной цели составляется Программа испытаний;
- ингибирование сред производят по технологии, предусмотренной Программой испытаний;
- дозировка испытуемого ингибитора на каждой скважине должна оставаться постоянной на весь период испытаний.

В процессе проведения испытаний выполняется определение фактической удельной дозировки подаваемого ингибитора солеотложений (согласно п. 9.6.3) с целью:

- контроля прохождения ингибитора через слой жидкости от динамического уровня до приема насоса;
- контроля ухода ингибитора в нарушения капиллярной трубки, эксплуатационной колонны и НКТ;
- контроля адсорбции ингибитора на поверхности ГНО;
- обеспечения необходимой удельной дозировки при изменении объемов попутно добываемой воды;
- определения периодичности обработок, определения средней и минимальной удельных дозировок при периодической обработке скважины, закачке ингибитора в ПЗП и использовании скважинных контейнеров.

По результатам определения фактической удельной дозировки принимается решение о её корректировке или снятие скважины с опытно-промысловых испытаний из-за технических нарушений.

#### 9.4.3. Определение фосфорсодержащих ингибиторов солеотложения в попутно-добываемой воде

Сущность метода.

При взаимодействии молибдата аммония с ортофосфат-ионами в подкисленной среде образуется желтая гетерополикислота, которая под действием восстановителя - аскорбиновой кислоты превращается в интенсивно окрашенное синее соединение. Восстановление происходит при повышенной температуре, в условиях, когда полифосфаты и органические эфиры фосфорной кислоты гидролизуются с образованием ортофосфорной кислоты.

Реактивы и материалы

- Аммоний молибденовокислый ((NH<sub>4</sub>)<sub>6</sub>Mo<sub>7</sub>O<sub>4</sub>\*4H<sub>2</sub>O), ЧДА ГОСТ 3765-78;
- Раствор молибдата. Приготовление: 10 г. молибдата аммония растворяют в 100 мл. дистиллированной воды /раствор 1/, далее готовят 300 мл. раствора серной кислоты, добавляя дистиллированную воду 1:1. После охлаждения приливают к нему раствор 1. Реактив хранят в посуде из темного стекла не более 1 месяца;
- Аммиак (NH<sub>4</sub>OH), ЧДА ГОСТ 3760-79;
- Серная кислота (H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub>), ЧДА ГОСТ 4204-77;
- Аскорбиновая кислота (C<sub>6</sub>H<sub>8</sub>O<sub>6</sub>), ФАРМ. ФС 42-2668-95;
- (1% раствор аскорбиновой кислоты хранят в посуде из темного стекла не более 3 недель)
- Калий марганцовокислый (KMnO<sub>4</sub>), ЧДА ТУ 6-09-2540-87;
- Фенолфталеин, ЧДА ГОСТ 4204-77;
- Хлороформ, ХЧ ГОСТ 20015;
- Вода дистиллированная, ГОСТ 6709-72;
- Весы аналитические любого типа;
- Колбы мерные на 50 см<sup>3</sup>, ГОСТ 1770-74Е;
- Стаканы химические термостойкие на 150 см<sup>3</sup>, ГОСТ 25336;
- Цилиндры мерные на 250 см<sup>3</sup>, ГОСТ 1770-74Е;
- Пипетки градуированные на 2, 5, 10 см<sup>3</sup>, ГОСТ 20292;
- Фильтры бумажные обеззоленные "синяя лента", ТУ 6-09-1678;
- Бумага индикаторная, конго, ТУ 6-09-3104-79;
- Плитка электрическая с закрытой спиралью, ГОСТ 14919;

ОАО АНК "Башнефть"	Стандарт «Порядок проведения лабораторных и опытно-промышленных испытаний химических реагентов для применения в процессах добычи и подготовки нефти и газа»	СТ-07.1-00-00-04
		Для внутреннего использования

- Фотоэлектроколориметр ФЭК-3 или другого типа.

Подготовка к определению.

Пробы промысловой жидкости необходимо отбирать в чистую стеклянную посуду, объемом по водной фазе не менее 100 мл. Вследствие биохимической неустойчивости органических соединений фосфора определение нужно проводить не позже чем через сутки со дня отбора пробы. Если анализ не может быть проведен в течение суток, то пробу консервируют добавляя 2-4 мл. хлороформа на 1 л. отбираемой жидкости, и хранят при температуре 3-50 С не более 10 дней.

Перед анализом посуду, используемую для определения выносимого фосфорсодержащего ингибитора солеотложения, обрабатывают 5% горячим раствором соляной кислоты, после чего тщательно промывают дистиллированной водой. Синий налет со стенок посуды удаляется 10 % раствором гидроксида натрия.

Ход определения.

Из анализируемой пробы промысловой жидкости отделяют воду объемом не менее 50-70 мл и фильтруют ее на бумажном фильтре "синяя лента" (при наличии стойкой эмульсии можно добавить диэмульгатор в дозировке 20-30 мг/л).

Отфильтрованную пробу доводят в мерной колбе до 50 мл. и переносят в стакан объемом 150 мл., добавляют 2 мл. 0,1 н. калия марганцовокислого и 1 мл. концентрированной серной кислоты, далее пробу кипятят в течение 25 минут.

В горячий раствор добавляют 1 % раствор аскорбиновой кислоты до обесвечивания раствора.

Далее раствор нейтрализуют 20 % аммиаком по фенолфталеину (если pH > 7 добавляют по каплям концентрированную серную кислоту).

К нейтрализованному раствору приливают 1 мл. молибдатного реактива и 1-3 капли 1 % аскорбиновой кислоты, кипятят 1-2 мин. Если выпадает осадок после охлаждения раствор фильтруют на фильтре "синяя лента". Далее доводят раствор до 50 мл. в мерных колбах и измеряют оптическую плотность на фотоэлектроколориметре в кюветах на 30 см<sup>3</sup> при длине волны λ-540 нм. В качестве нулевого фонового значения используется попутно-добываемая или подтоварная вода.

Полученную величину оптической плотности соотносят с калибровочным графиком и находят концентрацию ингибитора в исследуемом растворе.

Построение калибровочного графика.

Готовят растворы анализируемого ингибитора солеотложения в концентрациях 0, 1, 2.5, 5, -50 мг/л на подтоварной или попутно-добываемой воде, доводят их в мерных колбах до 50 мл и далее продолжают как в ходе определения. Проверку градуировочной зависимости проводить не реже, чем раз в 1 месяц при обязательном приготовлении нового молибдатного реактива.

Мешающие вещества.

Хроматы CrO<sub>2</sub>-4 в концентрациях, превышающих 2 мг/л. Мешающее влияние устраняется прибавлением реактивов в обратном порядке: сначала приливают раствор аскорбиновой кислоты, перемешивают и вливают раствор молибдата.

Нитриты. Мешающее влияние устраняют введением в раствор молибдата 10 % раствора сульфаминовой кислоты в количестве 10 мл.

Железо Fe<sup>2+</sup>, Fe<sup>3+</sup> в концентрациях более 30 мг/л. Мешающее влияние устраняется предварительным введением в анализируемую пробу эквивалентного количества ЭДТА.

#### 9.4.4. Обработка результатов испытаний

Эффективность действия ингибитора солеотложения определяется на основе научно-технической оценки (Приложение 1), учитывающей интегральные показатели удельной дозировки реагента и параметры эксплуатации скважины во время ОПИ.

$$Y = \sum_{i=1}^n \frac{A_i \cdot R_i}{100}$$

где Y – интегральная весовая оценка, %

n – количество параметров, характеризующих эффективность ингибитора;

ОАО АНК "Башнефть"	Стандарт «Порядок проведения лабораторных и опытно-промысловых испытаний химических реагентов для применения в процессах добычи и подготовки нефти и газа»	СТ-07.1-00-00-04
		Для внутреннего использования

$A_i$  – вес параметра, % (определяется экспертно). Сумма весов параметров равна 100%.

$R_i$  – ранг значения параметра в диапазоне изменения значений по всем ингибиторам

$$R_i = \frac{X_i}{X_{max}} \cdot 100 - \text{при заданном увеличении эффективности, при увеличении параметра}$$

$$R_i = \left(1 - \frac{X_i}{X_{max}}\right) \cdot 100 - \text{при заданном увеличении эффективности, при уменьшении параметра}$$

$X_i$  – среднее значение параметра по  $i$ -му ингибитору в период ОПИ,

$X_{max}$  – максимальное значение параметра среди всех средних значений для разных ингибиторов

Рекомендуемые параметры и весовые коэффициенты представлены в таблице

**Таблица**

№	Название параметра	Вес параметра, %
1	Средняя наработка на отказ, сут.	50
2	Рост динамического уровня, м	10
3	Снижение дебита жидкости, м	10
4	Рост токовой нагрузки ПЭД, А (для ЭЦН)	10
	Рост нагрузки на полировочный шток, тонн (для ШГН)	10
5	Удельная дозировка реагента, г/м <sup>3</sup>	20

Наиболее эффективным признается ингибитор солеотложения, получивший максимальную весовую оценку.

#### 9.5. Опытно-промысловые испытания ингибиторов и растворителей АСПО

Целью опытно-промысловых испытаний ингибитора и растворителя АСПО является получение окончательных данных для технико-экономического обоснования его промышленного применения, а именно определение удельного расхода, обеспечивающего требуемый уровень эффективности действия химического реагента, и уточнение технологии применения.

##### 9.5.1. Сущность метода

Оценка эффективности действия ингибиторов и растворителей АСПО при опытно-промысловых испытаниях основана на сравнении технологических показателей работы скважин (дебит жидкости, нагрузка на полированный шток, динамический уровень, межремонтный период, наработка на отказ) до и после применения ХР, при условии неизменности технологических параметров работы скважины на время опытно-промысловых испытаний.

##### 9.5.2. Порядок проведения испытания

Испытания ингибиторов АСПО должны проводиться на объектах, подверженных образованию АСПО, которые влияют на эксплуатационные характеристики объекта, и не подверженных другим осложнениям.

Испытание ингибиторов АСПО должны проводиться на скважинах, соответствующих следующим требованиям:

1. Скважина осложнена отложениями АСПО и не подвержена другим осложнениям,
2. Для очистки ГНО применяются обработки растворителем АСПО или тепловые обработки с МОП не более 30 сут,
3. На скважине проводится подача ингибитора АСПО с целью предотвращения отложения АСПО,

Ингибирование производится по технологии, предусмотренной Программой испытаний, приоритетной является технология непрерывного ингибирования с использованием комплекса технических средств для дозированной подачи реагентов (КДПР) по СТ-17-01-01.

Сравнение эффективности испытуемого ингибитора АСПО с базовым реагентом (реагентом сравнения) проводится по оценке изменения межочистного периода (МОП). Определение оптимальной удельной дозировки испытуемого реагента проводится путем последовательного уменьшения удельной дозировки между очистками ГНО растворителем. Испытания на всех скважинах проводятся параллельно.

Для обеспечения чистоты испытаний перед началом дозирования ингибитора АСПО, а так же при достижении граничных условий параметров работы скважины и перед изменением удельной дозировки испытуемого ингибитора (+/-) каждый раз проводится очистка ГНО скважины

ОАО АНК "Башнефть"	Стандарт	СТ-07.1-00-00-04
	«Порядок проведения лабораторных и опытно-промышленных испытаний химических реагентов для применения в процессах добычи и подготовки нефти и газа»	Для внутреннего использования

растворителем АСПО по технологии, применяемой до ОПИ. После очистки ГНО растворителем проводится дозирование испытуемого ингибитора АСПО при удельной дозировке, используемой при дозировании базового ингибитора, и отслеживаются параметры работы скважины. При получении МОП на уровне первоначального МОП или выше, определенного при использовании базового ингибитора, производится очистка ГНО растворителем АСПО и уменьшение удельной дозировки испытуемого реагента с шагом 10 г/т нефти и продолжается отслеживание параметров работы скважины до достижения граничных условий. Уменьшение удельной дозировки испытуемого реагента с шагом 10 г/т проводится до получения МОП ниже первоначального МОП, определенного при использовании базового ингибитора.

В случае получения МОП ниже первоначального МОП, определенного при использовании базового ингибитора АСПО, производится очистка ГНО растворителем АСПО и увеличение удельной дозировки испытуемого реагента с шагом 10 г/т нефти и продолжается отслеживание параметров работы скважины до достижения граничных условий. Увеличение удельной дозировки испытуемого реагента с шагом 10 г/т проводится до получения МОП на уровне первоначального МОП, определенного при использовании базового ингибитора.

За эффективную дозировку испытуемого ХР на отдельно взятой скважине принимается первая дозировка, при которой МОП на скважине остался на уровне первоначального МОП, определенного при использовании базового ингибитора, или стал выше первоначального МОП. За индекс активности испытуемого ХР принимается среднее арифметическое индексов активности, определенных по всем скважинам, на которых испытывался ингибитор.

Граничные условия (условия, при которых производится восстановление работоспособности ГНО обработкой растворителем АСПО)

Дебит жидкости:

Снижение более 10%

Нагрузка на головку балансира СК - Увеличение более 10% от среднего значения

Приведенное напряжение колонны штанг

- Увеличение до 90% от максимально допустимого значения

Прочие условия

- Подклинивание штанг, перегруз УЭЦН

Контролируемые параметры работы скважины

Дебит жидкости

- ежедневно

Обводненность жидкости

- еженедельно

Динамический уровень

- не менее 2 раз в неделю

Динамограмма (нагрузка на головку балансира СК, приведенное напряжение колонны

штанг)

- 2 раза до обработки, ежедневно в течение 3 сут. после обработки, не менее 2 раз в неделю в течение остального МОП

Параметры УЭЦН (нагрузка на ПЭД, загрузка ПЭД) не менее 4 раз в неделю

Запрещается разбавление ингибитора АСПО растворителем АСПО на период проведения ОПИ.

### 9.5.3. Опытно – промышленные испытания растворителей АСПО

Испытания растворителей АСПО должны проводиться на объектах, подверженных образованию АСПО, которые влияют на эксплуатационные характеристики объекта, и не подверженных другим осложнениям.

Испытание растворителей АСПО должны проводиться на скважинах, соответствующих следующим требованиям:

1. Скважина осложнена отложениями АСПО и не подвержена другим осложнениям,
2. Для очистки ГНО применяются обработки растворителем АСПО с МОП не более 30 сут,

ОАО АНК "Башнефть"	Стандарт «Порядок проведения лабораторных и опытно-промысловых испытаний химических реагентов для применения в процессах добычи и подготовки нефти и газа»	СТ-07.1-00-00-04
		Для внутреннего использования

Сравнение эффективности испытуемого растворителя АСПО с базовым реагентом (реагентом сравнения) проводится по оценке изменения межочистного периода (МОП). Определение оптимальной удельной дозировки испытуемого реагента проводится путем последовательного уменьшения удельной дозировки при очистках ГНО растворителем. Испытания на всех скважинах проводятся параллельно.

При достижении граничных условий параметров работы скважины проводится очистка ГНО скважины испытуемым растворителем АСПО по технологии, применяемой до ОПИ.

При получении МОП на уровне первоначального МОП или выше, определенного при использовании базового растворителя, производится уменьшение удельной дозировки испытуемого реагента при обработке на 50 кг. Уменьшение удельной дозировки испытуемого реагента с шагом 50 кг/обработку проводится до получения МОП ниже первоначального МОП, определенного при использовании базового растворителя.

В случае получения МОП ниже первоначального МОП, определенного при использовании базового растворителя, производится увеличение удельной дозировки испытуемого реагента при обработке на 50 кг. Увеличение удельной дозировки испытуемого реагента с шагом 50 кг/обработку проводится до получения МОП на уровне первоначального МОП, определенного при использовании базового растворителя.

За эффективную дозировку испытуемого ХР на отдельно взятой скважине принимается первая дозировка, при которой МОП на скважине остался на уровне первоначального МОП, определенного при использовании базового растворителя, или стал выше первоначального МОП. За индекс активности испытуемого ХР принимается среднее арифметическое индексов активности, определенных по всем скважинам, на которых испытывался ХР.

<b>Граничные условия</b> <i>(условия, при которых производится восстановление работоспособности ГНО обработкой растворителем АСПО)</i>	
Дебит жидкости	Снижение более 10%
Нагрузка на головку балансира СК	Увеличение более 10% от среднего значения
Приведенное напряжение колонны штанг	Увеличение до 90% от максимально допустимого значения
Прочие условия	Подклинивание штанг, перегруз УЭЦН
<b>Контролируемые параметры работы скважины</b>	
Дебит жидкости	ежесуточно
Обводненность жидкости	еженедельно
Динамический уровень	не менее 2 раз в неделю
Динамограмма (нагрузка на головку балансира СК, приведенное напряжение колонны штанг)	2 раза до обработки, ежесуточно в течение 3 сут. после обработки, не менее 2 раз в неделю в течение остального МОП
Параметры УЭЦН (нагрузка на ПЭД, загрузка ПЭД)	не менее 4 раз в неделю

Если на скважине применяется ингибитор АСПО, то в период между обработками испытуемым растворителем обработка скважины ингибитором не прекращается и проводится по технологии, предшествующей ОПИ.

Критерии эффективности ОПИ растворителя АСПО:

Изменение формы динамограммы после обработки растворителем, свидетельствующее об эффективности обработки.

Уменьшение нагрузки на ГБ после обработки не менее чем на 10%,

Отсутствие отказов ГНО по причине АСПО в период ОПИ.

Отсутствие выхода установок обезвоживания и обессоливания нефти из технологического режима.

ОАО АНК "Башнефть"	Стандарт «Порядок проведения лабораторных и опытно-промышленных испытаний химических реагентов для применения в процессах добычи и подготовки нефти и газа»	СТ-07.1-00-00-04
		Для внутреннего использования

## ПРИЛОЖЕНИЕ 14. МЕТОДЫ ЛАБОРАТОРНЫХ ИСПЫТАНИЙ ДЕПРЕССОРНЫХ ПРИСАДОК

### 10. Общие положения

Целью лабораторных работ по испытанию депрессорных присадок является выявление из числа претендентов наиболее эффективных ХР, определение требований к исполнителю работ для последующего применения ХР в процессах добычи и подготовки нефти.

Основной целью лабораторных исследований является сравнительная оценка образцов депрессорных присадок, применительно к нефти (определение эффективности по снижению вязкости и температуры застывания и влияния на процессы подготовки нефти);

#### 10.1. Требования к исполнителю испытаний

Исполнитель проводит лабораторные исследования по испытаниям депрессорных присадок в соответствии с требованиями указанными в техническом задании на проведение работ. Исполнитель должен иметь необходимые производственные мощности, транспорт, квалифицированный персонал и все необходимые разрешительные документы для выполнения работы.

Исполнитель самостоятельно закупает материалы, необходимые для проведения испытаний ХР. Затраты включаются в стоимость оказываемых услуг. Стоимость материалов не должна превышать рыночную стоимость, сложившуюся на данный момент. Исполнитель обязан обеспечить транспортировку образцов ХР, нефти за свой счет с места хранения образцов ХР до места проведения ЛИ. Исполнитель организует доставку к месту работы и обратно персонала, а также использование необходимого технологического и специального транспорта для производства работ. Затраты включаются в себестоимость работ, услуг.

Исполнитель при осуществлении лабораторных испытаний на объектах Заказчика полностью выполняет Политику ДЗО ОАО АНК «Башнефть» по выполнению требований Правил промышленной безопасности и охраны труда и внутреннего трудового распорядка. При выполнении работ Исполнитель обеспечивает полную сохранность оборудования объектов Заказчика.

Исполнитель несёт полную ответственность за качество работ по испытанию химических реагентов. Исполнитель должен иметь собственное оборудование для коррозионного мониторинга и проведения испытаний ХР;

#### 10.2. Технические требования к проведению лабораторных испытаний депрессорных присадок

Исполнитель в течение 2 недель после заключения договора или получения гарантийного письма предоставляет на согласование Заказчику программу проведения испытаний с указанием удельных расходов дозирования реагентов.

Исполнитель подбирает и согласовывает наиболее показательную методику испытания ХР и согласовывает с заказчиком перед проведением испытаний. Исполнитель проводит анализ результатов ЛИ, определяет эффективную удельную дозировку и рейтинг совокупной эффективности.

По результатам работ исполнитель составляет отчет, который в т.ч. должен содержать следующую информацию:

- оценку принципиальной возможности применения испытываемых ХР и целесообразность применения реагентов для исключения последствий осложнения (по холостой пробе);
- результаты лабораторных испытаний ХР;
- определение основных физико-химических и технологических (применительно к заданным условиям) показателей ХР и установление их соответствия требованиям стандарта.
- выбор из числа испытываемых ХР наиболее приемлемых для дальнейших опытно-промышленных испытаний, с ранжированием по эффективности и индексу активности;
- рекомендации для опытно-промышленных испытаний ХР, показавших наибольшую эффективность действия.

Лаборатории, участвующие в испытаниях химических реагентов должны:

ОАО АНК "Башнефть"	Стандарт «Порядок проведения лабораторных и опытно-промышленных испытаний химических реагентов для применения в процессах добычи и подготовки нефти и газа»	СТ-07.1-00-00-04
		Для внутреннего использования

Проводить испытания по единым методикам (удельный расход реагентов, температура, время наблюдения, частота вращения мешалки и др);

Проводить испытания реагентов только на образцах нефти и АСПО, предоставленных Заказчиком. Модель пластовой воды исполнитель готовит самостоятельно.

Лабораторные испытания ХР необходимо провести при температурах 20, 35, 50, 65, 75°С.

ОАО АНК "Башнефть"	Стандарт «Порядок проведения лабораторных и опытно-промысловых испытаний химических реагентов для применения в процессах добычи и подготовки нефти и газа»	СТ-07.1-00-00-04
		Для внутреннего использования

## ПРИЛОЖЕНИЕ 15. ОПЫТНО-ПРОМЫСЛОВЫЕ ИСПЫТАНИЯ ПРОТИВОТУРБУЛЕННЫХ ПРИСАДОК (ПТП) ПРИ ПЕРЕКАЧКЕ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ЖИДКОСТЕЙ ПО ТРУБОПРОВОДАМ

### - Общие положения

Целью опытно-промысловых испытаний противотурбулентных присадок (ПТП) является определение эффективности реагента при различных концентрациях и повышение пропускной способности трубопровода. Получение окончательных данных для технико-экономического обоснования промышленного применения противотурбулентных присадок, а именно определение удельного расхода, обеспечивающего требуемый уровень эффективности действия химического реагента, и уточнение технологии применения.

### - Точка подачи ПТП

Подача присадки в трубопровод осуществляться на выходе трубопровода через врезку, оптимально подходящую для ввода противотурбулентной присадки.

### - Сбор данных

В ходе проведения ОПИ необходимо осуществлять сбор необходимых параметров указанных в приложении 18. Вязкость нефти (сСт) рекомендуется фиксировать через каждые 24 часа.

Результаты измерений параметров работы трубопровода при перекачке жидкости с присадкой и без нее представляются в виде журналов по форме, приведенной в Приложении 18 и Приложении 19.

### - Подготовительные работы

Противотурбулентная присадка и дозирующая установка доставляются на объект.

Выгрузка и монтаж дозирующей установки.

Монтаж.

Подключение установки к точке ввода присадки и электроснабжению. Подготовка противотурбулентной присадки к вводу в трубопровод.

Сбор базовых параметров работы трубопровода в течение 24 часов при стабильной откачке. В качестве базовых могут быть использованы данные предыдущего дня если они стабильны. Любой эффект, полученный от применения присадки, будет сопоставляться с базовыми параметрами.

Перед опытно-промышленной перекачкой ответственными специалистами ДЗО и Подрядчика проверяется готовность к началу испытаний с оформлением соответствующего Акта (Приложение 20).

### - Испытание ПТП с определенным шагом удельного расхода (г/тн) от меньшего к большему

Испытание дозировки \_\_\_\_.

Заполнение трубопровода, обработанной присадкой с постоянной концентрацией \_\_\_\_.  
Продолжительность \_\_\_\_ ч. (зависит от характеристик трубопровода).

Стационарный режим \_\_: сбор данных производить в течение всего периода проведения ОПИ каждые 2 часа при работе с постоянной максимально-возможной производительностью и стабильным давлением в начале нефтепровода. Окончание испытания дозировки \_\_\_\_.  
Продолжительность 12 часов.

При неудовлетворительных результатах опытно-промысловых испытаний ПТП (рост давления в трубопроводе, отсутствие увеличения пропускной способности) испытания прекращаются. Также испытания прекращаются при достижении стабильных результатов ОПИ (стабилизация результатов при двух удельных нормах расхода).

Составление и подписание Протокола испытаний (Приложения 21), двустороннего Акта о проведении опытно-промышленных испытаний (Приложения 22).

ОАО АНК "Башнефть"	Стандарт «Порядок проведения лабораторных и опытно-промышленных испытаний химических реагентов для применения в процессах добычи и подготовки нефти и газа»	СТ-07.1-00-00-04
		Для внутреннего использования

## ПРИЛОЖЕНИЕ 16. ПРОГРАММА СТЕНДОВЫХ И (ИЛИ) ОПЫТНО-ПРОМЫСЛОВЫХ ИСПЫТАНИЙ ХИМРЕАГЕНТА В ПОДРАЗДЕЛЕНИИ «», ОБЪЕКТ

СОГЛАСОВАНО  
Директор ДДНГ (ПТД)  
ОАО АНК «Башнефть»

УТВЕРЖДАЮ  
Первый зам. генерального  
директора - Главный инженер

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

«\_\_» \_\_\_\_\_ 20 г.

«\_\_» \_\_\_\_\_ 20 г.

### ПРОГРАММА ПРОГРАММА СТЕНДОВЫХ И (ИЛИ) ОПЫТНО-ПРОМЫСЛОВЫХ ИСПЫТАНИЙ ХИМРЕАГЕНТА .....В ПОДРАЗДЕЛЕНИИ «.....», ОБЪЕКТ

#### 1. Цель и назначение испытаний

1. Данная программа предусматривает проведение испытаний химического реагента ..... с целью оценки эффективности работы .....

#### 2.Техническая характеристика

- 2.1. Химреагент..... представляет собой .....должен соответствовать физико-химическим показателям по ТУ (ГОСТ)
- 2.2.Удельный расход рассчитывается исходя из .....
- 2.3.Установки .....во время испытаний работают согласно утвержденных технологических регламентов.
- 2.4.Испытания проводятся на действующем оборудовании.
- 2.5.Дозировка химреагента .....(указываются точки дозирования).

#### 3.Объём испытаний

- 3.1.Оценка эффективности химреагента ..... производится в течение ..... суток.
- 3.2.Определение эффективности химреагента ..... производится:  
(указывается приборное оснащение, объект установки (трубопровод, скважина, наименование анализа и их количество).

#### 4. Условия и организация проведения испытаний

- 4.1. Указываются условия предоставления и объем химреагента ..... фирмой, предлагающей испытание данного химреагента.
- 4.2. Производительность дозирующих установок химреагента.
- 4.3.В период испытаний на выбранных объектах не планируется проведение работ, способных повлиять на результаты испытаний. В то же время испытания химреагента ..... не должны влиять на нормальный технологический режим добычи и подготовки нефти и газа.
- 4.4. Представитель фирмы ..... должен ознакомить обслуживающий персонал с требованиями, обеспечивающими безопасную работу с химреагентом.....
- 4.5.Испытания проводит комиссия, в состав которой входят представители организации разработчика (.....) и заказчика (.....).
- 4.6.Комиссии представляют:

ОАО АНК "Башнефть"	Стандарт «Порядок проведения лабораторных и опытно-промысловых испытаний химических реагентов для применения в процессах добычи и подготовки нефти и газа»	СТ-07.1-00-00-04
		Для внутреннего использования

- нормативно-техническую документацию на химреагент .....(ТУ, сертификаты качества, сертификаты на применение реагента в процессах добычи и транспорта нефти);
- паспорт качества на опытную партию;
- результаты лабораторных испытаний;
- технологическую схему проведения испытаний.

### 5. Мероприятия по проведению испытаний

№ п/п	Дата	Наименование мероприятия	Ответственный за исполнение
1.		Поставка химреагента .....в объеме .....л. (кг, тн)	Фирма, предлагающая химреагент
2.		Подготовка технологической схемы - подготовка системы дозирования химреагента .....(пропарка емкости, ревизия пробоотборников, заправка реагентом дозирочной установки и т.д.)	Начальник (объекта) ..... ФИО
3.		Проведение инструктажа обслуживающему персоналу согласно программы	Фирма, предлагающая химреагент ФИО
4.		Проведение опытно-промысловых испытаний: (указываются рабочие режимы, удельные расходы и их суточные (недельные) изменения и корректировка.	Начальник (объекта) ..... ФИО  Представитель научно-исследовательской организации ФИО  Фирма, предлагающая химреагент ФИО
5.		Анализ результатов опытно – промышленных испытаний, составление акта	ДЗО, .....,  Представитель научно-исследовательской организации,  Фирма, предлагающая химреагент

Начальник отдела подготовки и сдачи нефти и газа ООО «Башнефть-Добыча»

ФИО

Главный инженер .....

ФИО

Главный технолог(начальник)

ФИО

Представитель научно-исследовательской организации

ФИО

Представитель фирмы, предлагающая хим.реагент

ФИО

ОАО АНК "Башнефть"	Стандарт	СТ-07.1-00-00-04
	«Порядок проведения лабораторных и опытно-промышленных испытаний химических реагентов для применения в процессах добычи и подготовки нефти и газа»	
		Для внутреннего использования

## ПРИЛОЖЕНИЕ 17. ПРОГРАММА ЛАБОРАТОРНЫХ ИСПЫТАНИЙ ПО ПОДБОРУ ДЕПРЕССОРНЫХ ПРИСАДОК ДЛЯ ДЗО , ОБЪЕКТ .....

СОГЛАСОВАНО:

Директор департамента ОАО АНК  
«Башнефть»

УТВЕРЖДАЮ:

Первый заместитель генерального  
директора – главный инженер ДЗО

\_\_\_\_\_ ФИО  
«\_\_» \_\_\_\_\_ 20 г.

\_\_\_\_\_ ФИО  
«\_\_» \_\_\_\_\_ 20 г.

СОГЛАСОВАНО:

Директор департамента ОАО АНК  
«Башнефть»

\_\_\_\_\_ ФИО  
«\_\_» \_\_\_\_\_ 20 г.

СОГЛАСОВАНО:

Генеральный директор «сторонний  
научно – исследовательский институт

\_\_\_\_\_ ФИО  
«\_\_» \_\_\_\_\_ 20 г.

## ПРОГРАММА ЛАБОРАТОРНЫХ ИСПЫТАНИЙ ПО ПОДБОРУ ДЕПРЕССОРНЫХ ПРИСАДОК ДЛЯ НЕФТИ ДЗО , ОБЪЕКТ

г. Уфа, 20 г.

### 1 Цель и назначение лабораторных испытаний

1.1. Настоящие лабораторные испытания депрессорных присадок выполняются с целью подбора наиболее эффективных для нефти \_\_\_\_\_ депрессорных присадок проводятся в соответствии с Техническим заданием по методике, согласованной с Заказчиком.

1.2. Данная программа предусматривает проведение сравнительных лабораторных испытаний депрессорных присадок, выпускаемых различными производителями (поставщиками), с целью определения их эффективности по снижению вязкости и температуры застывания.

1.3. Заказчик, \_\_\_\_\_, предоставил пробы депрессорных присадок, нефти, пластовой и пресной воды в необходимом количестве.

### 2 Состав работ и условия испытаний

#### 2.1 Исследование физико-химических свойств депрессорных присадок

2.1.1 Плотность реагентов измеряется по ГОСТ 3900-85.

2.1.2 Кинематическая вязкость измеряется по ГОСТ 33-2000.

2.1.3 Температура застывания измеряется по ГОСТ 20287-91.

ОАО АНК "Башнефть"	Стандарт «Порядок проведения лабораторных и опытно-промысловых испытаний химических реагентов для применения в процессах добычи и подготовки нефти и газа»	СТ-07.1-00-00-04
		Для внутреннего использования

2.1.4 Массовая доля нелетучего остатка замеряется по методике, приведенной в ТУ на реагент.

2.1.5 Внешний вид оценивается визуальным осмотром средней пробы в проходящем свете в пробирке из бесцветного стекла и характеризуется: однородностью, расслоением, отсутствием (наличием) примесей, цветностью.

## 2.2 Лабораторные испытания депрессорных присадок

Испытания депрессорных присадок проводятся на пробе нефти месторождения \_\_\_\_\_ при дозировках реагентов 5, 10, 15, 20, 25, 30, 35, 40, 45, 50, 55, 60, 70, 80, 90, 100, 150, 200, 250, 300, 350, 400, 450, 500 г/т.

Оценка эффективности депрессорных присадок проводится по изменению температуры застывания и реологических параметров нефти (в диапазоне температур от 50°C до минус 10°C).

Количество реагентов \_\_\_\_\_.

## 3 Оформление результатов испытаний

Результаты испытаний оформляются Подрядчиком в соответствии со стандартом \_\_\_\_\_ в виде отчета, с изложением порядка и хода испытаний, полученных результатов, ранжирования реагентов по эффективности, выводов и рекомендаций к ОПИ с указанием эффективного удельного расхода.

### Подписи:

ДЗО \_\_\_\_\_ ФИО \_\_\_\_\_

ДЗО \_\_\_\_\_ ФИО \_\_\_\_\_

Представитель  
ОАО АНК «Башнефть» \_\_\_\_\_ ФИО \_\_\_\_\_

Представитель  
ОАО АНК «Башнефть» \_\_\_\_\_ ФИО \_\_\_\_\_

Представители Подрядчика:

Заместитель Генерального  
директора \_\_\_\_\_ ФИО \_\_\_\_\_

ОАО АНК "Башнефть"	Стандарт «Порядок проведения лабораторных и опытно-промысловых испытаний химических реагентов для применения в процессах добычи и подготовки нефти и газа»	СТ-07.1-00-00-04
		Для внутреннего использования

**ПРИЛОЖЕНИЕ 18. ЖУРНАЛ РЕГИСТРАЦИИ ДАННЫХ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ОПИ ПТП**

№	Наименование параметра	Периодичность сбора данных	
		Стадия заполнения нефтепровода дозировкой	Стадия стационарного режима (24 часов после заполнения)
1	Фактический расход откачки нефти, м <sup>3</sup> /ч или т/ч	Каждые 2 часа	Каждые 2 часа
2	Мгновенный расход нефти, м <sup>3</sup> /ч	Каждые 2 часа	Каждые 2 часа
3	Давление в начале нефтепровода, кгс/см <sup>2</sup>	Каждые 2 часа	Каждые 2 часа
4	Давление в конце нефтепровода, кгс/см <sup>2</sup>	Каждые 2 часа	Каждые 2 часа
5	Плотность нефти, кг/м <sup>3</sup>	Каждые 24 часа	
6	Температура нефти в начале нефтепровода, °С	Каждые 2 часа	Каждые 2 часа
7	Температура нефти в конце нефтепровода, °С	Каждые 2 часа	Каждые 2 часа
8	Расход присадки определить периодическим замером уровня емкости, кг	Каждые 2 часа	Каждые 2 часа
9	Удельный расход, г/т	Каждые 2 часа	Каждые 2 часа

От Заказчика:

\_\_\_\_\_  
ФИО, подпись, дата

от Исполнителя:

\_\_\_\_\_  
ФИО, подпись, дата

ОАО АНК "Башнефть"	Стандарт		СТ-07.1-00-00-04
	«Порядок проведения лабораторных и опытно-промышленных испытаний химических реагентов для применения в процессах добычи и подготовки нефти и газа»		Для внутреннего использования

## ПРИЛОЖЕНИЕ 19. СВЕДЕНИЯ О РЕЖИМЕ РАБОТЫ ТРУБОПРОВОДА В ПЕРИОД ПРОВЕДЕНИЯ ОПИ ПТП

Сведения о режиме работы трубопровода \_\_\_\_\_ в период проведения опытно-промышленной перекачки.

Дата и время измерения	Наименование начальной точки трубопровода					Наименование конечной точки трубопровода				Режим работы узла ввода присадки			
	Давление, кг/см <sup>2</sup>		Расход			Давление, кг/см <sup>2</sup>	Температура, °С	Расход		Подача насоса-дозатора, дм <sup>3</sup> /ч	Показания расходомера, дм <sup>3</sup>	Масса введенной присадки, кг	Удельный расход, г/т
	На насосе откачки	на трубопроводе	массовый, т/ч	объемный, м <sup>3</sup> /ч	Температура на выходе, °С			массовый, т/ч	объемный, м <sup>3</sup> /ч				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14

ОАО АНК "Башнефть"	Стандарт	СТ-07.1-00-00-04
	«Порядок проведения лабораторных и опытно-промышленных испытаний химических реагентов для применения в процессах добычи и подготовки нефти и газа»	Для внутреннего использования

**ПРИЛОЖЕНИЕ 20. АКТ ГОТОВНОСТИ К ПРОВЕДЕНИЮ ОПЫТНО – ПРОМЫШЛЕННОЙ ПЕРЕКАЧКИ ЖИДКОСТИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПТП**  
**УТВЕРЖДАЮ**

«\_\_» \_\_\_\_\_ 201\_\_ г.

**А К Т**

№ \_\_\_\_\_ от «\_\_» \_\_\_\_\_ 201\_\_ г.

о готовности к производству опытно-промышленной перекачки нефти, обработанной противотурбулентной присадкой марки \_\_\_\_\_, по нефтепроводу \_\_\_\_\_.

В период с «\_\_» \_\_\_\_\_ по «\_\_» \_\_\_\_\_ 201\_\_ г. была проведена проверка готовности к опытно-промышленной перекачке нефти с противотурбулентной присадкой \_\_\_\_\_ по нефтепроводу \_\_\_\_\_.

В процессе подготовки к перекачке выполнено:

1. Проверка измерительных приборов.
2. *Произведено опробование и гидравлическое испытание смонтированного оборудования по вводу присадки.*
3. Проведен инструктаж по технике безопасности и последовательности проведения перекачки.
4. *Проведена проверка работоспособности систем дозирования и циркуляции присадки.*
5. *Подготовлен противопожарный инвентарь и средства пожаротушения.*

Акт подписан:

От Заказчика:

\_\_\_\_\_  
 ФИО, подпись, дата

от Исполнителя:

\_\_\_\_\_  
 ФИО, подпись, дата

ОАО АНК "Башнефть"	Стандарт	СТ-07.1-00-00-04
	«Порядок проведения лабораторных и опытно-промышленных испытаний химических реагентов для применения в процессах добычи и подготовки нефти и газа»	Для внутреннего использования

**ПРИЛОЖЕНИЕ 21. ПРОТОКОЛ ИСПЫТАНИЙ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ОПИ ПТП**

УТВЕРЖДАЮ

«\_\_» \_\_\_\_\_ 201\_ г.

**ПРОТОКОЛ № \_\_\_\_\_**  
от «\_\_» \_\_\_\_\_ 201\_ г.

об опытно-промышленной перекачке нефти, обработанной противотурбулентной присадкой \_\_\_\_\_, по нефтепроводу \_\_\_\_\_.

В период с «\_\_» \_\_\_\_\_ по «\_\_» \_\_\_\_\_ 2013 г. была проведена транспортировка нефти с противотурбулентной присадкой \_\_\_\_\_ производства \_\_\_\_\_ по нефтепроводу \_\_\_\_\_.

Перекачка производилась в соответствии с утвержденной Программой проведения опытно-промышленной перекачки нефти с противотурбулентной присадкой \_\_\_\_\_ по нефтепроводу \_\_\_\_\_.

Были получены следующие результаты:

ПРОТОКОЛ подписан:

От Заказчика:

\_\_\_\_\_  
ФИО, подпись, дата

от Исполнителя:

\_\_\_\_\_  
ФИО, подпись, дата

ОАО АНК "Башнефть"	Стандарт	СТ-07.1-00-00-04
	«Порядок проведения лабораторных и опытно-промышленных испытаний химических реагентов для применения в процессах добычи и подготовки нефти и газа»	Для внутреннего использования

## ПРИЛОЖЕНИЕ 22. АКТ О ПРОВЕДЕНИИ ОПИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПТП

УТВЕРЖДАЮ

«\_\_\_» \_\_\_\_\_ 201\_ г.

АКТ № \_\_\_\_\_  
от «\_\_\_» \_\_\_\_\_ 201\_ г.

о проведении опытно-промышленной перекачки нефти, обработанной противотурбулентной присадкой \_\_\_\_\_, по нефтепроводу \_\_\_\_\_.

На основании Протокола № \_\_\_\_\_ от «\_\_\_» \_\_\_\_\_ 201\_ г. составлен настоящий Акт о том, что с «\_\_\_» \_\_\_\_\_ по «\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2013 г. была проведена транспортировка нефти с противотурбулентной присадкой \_\_\_\_\_ компании \_\_\_\_\_ по нефтепроводу \_\_\_\_\_.

Перекачка проводилась в соответствии с утвержденной «Программой проведения опытно - промышленной перекачки нефти с противотурбулентной присадкой \_\_\_\_\_ по межпромысловому нефтепроводу \_\_\_\_\_.

Результаты опытно-промышленной перекачки показали, что предъявленный технологический процесс транспорта нефти с противотурбулентной присадкой \_\_\_\_\_ выдержал (не выдержал) испытания и соответствует поставленным целям и задачам. Результаты проведения ОПИ признать \_\_\_\_\_.

АКТ подписан:

От Заказчика:

\_\_\_\_\_  
ФИО, подпись, дата  
М.П.

от Исполнителя:

\_\_\_\_\_  
ФИО, подпись, дата  
М.П.