

СОГЛАСОВАНО:

Начальник управления химизации
производственных процессов
ДНПД ЦАО «ИК «Роснефть»

В.В. Горбунов

«15» 12

2017 г.

Начальник управления
эксплуатации трубопроводов
ДНПД ЦАО «ИК «Роснефть»

Г.Б. Данилейко

«18» 12

2017 г.

Заместитель генерального директора
по инженерингу добычи
ООО «РН – УфаНИИНефть»

А.Р. Гарифуллин

«15» 12

2017 г.

Генеральный директор
ОАО «Напор»

А.Р. Пантелеева

« »

2017 г.

УТВЕРЖДАЮ:

Первый заместитель генерального
директора – главный инженер
ООО «Башнефть-Добыча»

С.А. Полява

« »

2017 г.

ПРОМЕЖУТОЧНЫЙ АКТ

по результатам контрольных опытно-промышленных испытаний ингибитора коррозии
«НАПОР 1012» производства ОАО «Напор»
на трубопроводе системы ППД Кузбасского месторождения
ППДУ «Арланнефть» ООО «Башнефть-Добыча»

г. Уфа 2017

1. ОБОСНОВАНИЕ ПРОИЗВОДСТВА РАБОТ

1.1. Письмо директора ДНГД ПАО «НК «Роснефть» «О проведении контрольных ОПИ химических реагентов», исх. № 01-58288 от 09.11.2016 г.;

1.2. Утвержденный план-график опытно-промысловых испытаний на 2017 г. ООО «Башнефть-Добыча»;

1.3. Акт опытно-промысловых работ по оптимизации дозировок ингибиторов коррозии для защиты системы нефтепроводов и трубопроводов системы поддержания пластового давления ООО «Башнефть-Добыча» (г. Уфа, 2016 г.) (Приложение 1 к программе ОПИ);

1.4. Отчет по проведению опытно-промысловых испытаний ингибиторов коррозии. Рекомендации по выбору дозировок ингибиторов коррозии для промышленного применения на всех месторождениях ООО «Башнефть-Добыча» (г. Уфа, 2014 г.) (Приложение 2 к программе ОПИ).

1.5. Согласованная и утвержденная программа ОПИ на 2017 год (Приложение 1).

2. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

2.1. Нормативный документ.

Акт ОПИ разработан с учетом требований Положения Компании «Применение химических реагентов на объектах добычи углеводородного сырья Компании» № П1-01.05 Р-0339, версия 1.00 (далее – Положение).

2.2. Цель опытно-промысловых испытаний:

2.2.1. Определение минимально эффективной дозировки испытуемого реагента «НАПОР-1012» (ТУ 2458-025-129660382010 с изм. №1-4) для защиты от коррозии системы ППД месторождений НГДУ «Арланнефть» ООО «Башнефть-Добыча».

2.3. Задачи испытаний:

2.3.1. Определение области применимости результатов ОПИ рекомендуемых дозировок ингибитора коррозии «НАПОР-1012» для трубопроводов системы ППД месторождений НГДУ «Арланнефть» ООО «Башнефть-Добыча»;

2.3.2. Подтверждение результатов ранее проведенных ОПИ.

2.4. Период проведения опытно-промысловых испытаний.

С 16 октября 2017 года по 16 ноября 2017 года по утвержденной программе проводились опытно-промысловые испытания ингибитора коррозии «НАПОР-1012» (ТУ 2458-025-129660382010 с изм. №1-4) производства ОАО «Напор» на трубопроводе системы ППД Кузбаевского месторождения НГДУ «Арланнефть» ООО «Башнефть – Добыча». (Программа ОПИ приложена отдельным файлом, Приложение 1).

3. ОБЪЕКТ ИСПЫТАНИЙ

3.1. ОПИ проводились на водоводе высокого давления направления от БКНС-7 – БГ 5 Кузбаевского месторождения КУ АЦППД НГДУ «Арланнефть».

3.2. Технологическая схема объекта ОПИ с указанием точек подачи ингибитора, узла контроля коррозии и отбора проб приведена на рис. 1. Описание технологических характеристик трубопроводов и список оборудованных УКК приведен в Таблицах 1 и 2, характеристика пластовой воды приведена в таблице 3, замеры фоновой скорости коррозии – в таблице 4.

Таблица 1
Технологические характеристики трубопроводов для ОПИ

Месторождение	Наименование трубопровода	Протяженность, м	Типоразмер, мм	Год ввода	Qж, м³/сут	Обводненность, %	P, атм	T, °C
Кузбаевское	БКНС-7 - БГ-5	5920	114×9	2001, 1990	3700	100	162	8

Таблица 2
Список оборудованных узлов контроля коррозии (УКК)

№ П/П	№ УКК	МЕСТОРОЖДЕНИЕ	НАИМЕНОВАНИЕ ТРУБОПРОВОДА	НАЗНАЧЕНИЕ ТРУБОПРОВОДА	РАСПОЛОЖЕНИЕ УКК (РАССТОЯНИЕ ОТ ТОЧКИ ПОДАЧИ РЕАГЕНТА), м	ПРИМЕЧАНИЕ
1	A-96	Кузбаевское	БКНС-7 - БГ-5	внд	5596	

Таблица 3
Характеристика подтоварной воды

МЕСТО ОТБОРА	Дата отбора	pH	Ca²⁺, мг/л	Mg²⁺, мг/л	Na⁺+K⁺, мг/л	Cl⁻, мг/л	HCO₃⁻, мг/л	CO₂, мг/л	O₂, мг/л	H₂S, мг/л	Feобщ, мг/л	ОБЩАЯ МИНЕРАЛИЗАЦИЯ, мг/л
УКК № A-96	21.10.16	6,58	22444,8	5836,8	82662,0	184127,3	268,49	198,0	0,3	34,0	-	295070,9

Описание подтоварной воды: Вода относится к хлоридно-кальциевому типу (по Сулину), классу S1 (по Пальмеру), является высоко коррозионно-агрессивной.

Фоновую скорость коррозии на данном объекте измеряли в период с 18.01.2017-03.02.2017, результаты представлены в таблице 4.

Таблица 4
Результаты замера фоновой скорости коррозии

Наименование трубопровода	УКК	Дата установки	Дата снятия	Время экспозиции, сут	Площадь образца, см²	Начальная масса, г	Масса после экспозиции, г	Потеря массы, г	Скорость коррозии, мм/год	Средняя скорость коррозии, мм/год	Наличие локальных коррозионных повреждений
БКНС-7 – БГ 5	УКК №96	18.01.17	03.02.17	16	4,5216	8,8245	8,6843	0,1402	0,8995	2,5524	Есть
						9,0698	8,5820	0,4878	3,1297		
						8,9717	8,8126	0,1591	1,0208		
						9,0256	8,4833	0,5423	3,4794		
						9,1343	8,9770	0,1573	1,0092		
						8,9382	8,6998	0,2384	1,5296		
						9,0373	8,5015	0,5358	3,4377		
						9,0656	8,5176	0,5480	3,5159		
						8,9402	8,6629	0,2773	1,7791		
						9,0342	8,1422	0,8920	5,7230		

Фото образцов свидетелей коррозии при снятии фоновой скорости коррозии на направлении – трубопровод системы БКНС-7 – БГ 5 Кузбаевского м/р представлены на рисунке 2.



Рисунок 2 – Фото образцов свидетелей коррозии № 77 при снятии замера фона.

Как видно из представленной фотографии, при замере фоновой скорости коррозии наблюдаются массовые проявления локальной коррозии.

4. ОПИСАНИЕ ИНГИБИТОРА КОРРОЗИИ «НАПОР-1012», ПРОВЕДЕНИЕ ВХОДНОГО КОНТРОЛЯ

4.1. «НАПОР-1012» является водорастворимым ингибитором-бактерицидом и предназначен для применения в нефтяной и газовой промышленности для защиты металла от коррозии и подавления жизнедеятельности сульфат - восстанавливающих бактерий в нефтепроводах и газопроводах систем сбора, транспорта и подготовки газа и обводненной нефти, утилизации сточных вод и систем поддержания пластового давления.

4.2. Комплект сопроводительной документации на реагент «НАПОР-1012»:

- ТУ 2458-025-12966038-2010 с изм. №1-4;
- Инструкция по применению ингибитора коррозии-бактерицида НАПОР-1012 для защиты нефтепромыслового оборудования от коррозии;
- Сертификат на применение химпродукта в технологических процессах добычи и транспорта нефти №153.39.RU.245850.06915.03.16, срок действия до 28.03.2019 г.;
- Сертификат соответствия №ТЭКСЕРТ RU.01-14.H06510 срок действия до 28.03.2019 г.;
- Паспорт безопасности №12966038.20.45259, срок действия до 30.01.2022 г.
- Свидетельство о государственной регистрации №RU.16.11.13.008.E.000026.03.14 от 13.03.2014г.

Техническая документация на испытуемый реагент соответствует разделу 3.2 Положения.

4.2. Выбор начальной дозировки осуществлялся на основе результатов ранее проведенных ОПИ ингибитора для системы ППД и составлял 31 г/м^3 .

4.3. Закачка ингибитора осуществлялась методом постоянного дозирования в товарной форме с помощью БР, расположенной на БКНС-7.

4.4. Ингибитор коррозии «НАПОР-1012» не требует разбавления, являясь товарной формой реагента, готовой к непосредственному применению.

Физико-химические свойства ИК «НАПОР-1012» должны соответствовать ТУ 2458-025-129660382010 с изм. №1-4 и требованиям Положения Компании представлены в Таблице 5.

Результаты входного контроля партии ингибитора коррозии «НАПОР-1012» представлены в таблице 5.

Входной контроль ингибитора коррозии осуществляла организация – ООО «Башнефть – Петротест», Химико-аналитическая лаборатория ТП «Нефтекамск».

По результатам входного контроля, ингибитор коррозии НАПОР-1012 (ТУ 2458-025-129660382010 с изм. №1-4) партии №1003 от 05.06.2017 г. соответствует показателям,

заявленным в Положении Компании «Применение химических реагентов на объектах добычи углеводородного сырья Компании» № П1-01.05. Р-0339 версия 1.0.

Результаты исследования показателей «Аминное число» и «Массовая доля фосфора» при проверке соответствия партии ХР паспорту качества и нормам ТУ 2458-025-12966038-2010 с изм. 1-4 будут приобщены к окончательному акту ОПИ ИК НАПОР-1012

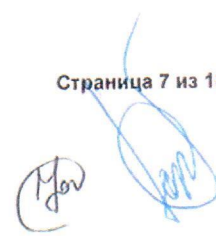
Two handwritten signatures in blue ink are located in the bottom right corner of the page. The first signature is a cursive 'M' followed by 'ov', and the second is a more complex cursive signature.

Таблица 5
Физико-химические показатели ингибитора коррозии «НАПОР-1012»

№ ПП	НАИМЕНОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЯ	ТРЕБОВАНИЯ ПОЛОЖЕНИЯ КОМПАНИИ «ПОРЯДОК ПРИМЕНЕНИЯ ХИМИЧЕСКИХ РЕАГЕНТОВ НА ОБЪЕКТАХ ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ КОМПАНИИ» № ПП-01.05 Р-0339	НОРМА ПО ТУ	ПО ПАСПОРТУ КАЧЕСТВА №1302 (ПАРТИЯ №1003 ОТ 05.06.2017)	ПО ДАННЫМ ВХОДНОГО КОНТРОЛЯ	МЕТОД ТЕСТИРОВАНИЯ
1	Срок хранения не менее, год	Не менее 1 года с момента изготовления партии	1 год со дня изготовления партии	1 год	-	Наличие показателя в ТУ обязательно
2	Внешний вид	ИК должен быть однородным, не расслаивающимся на фазы, без взвешенных и оседающих частиц.	Однородная жидкость, бесцветная или от светло-желтого до коричневого цвета	Однородная жидкость, бесцветная или от светло-желтого до коричневого цвета	Однородная жидкость светло-желтого цвета, расслоения, примеси и мутность отсутствуют	Согласно разделу 1 Приложения 1. № ПП-01.05 Р-0339, версия 1.00. Наличие показателя в ТУ обязательно
3	Температура застывания, °С	Не допускается появления в объеме ИК расслоения или осадка, допускается помутнение при выдерживании не менее суток товарной формы ИК не выше: - 40 °С для Урало-Поволжского региона;	Для Сибирского региона не выше минус 50 °С Для Урало-Поволжского региона не выше минус 40 °С	Не выше минус 40 °С	При минус 40 °С не застывает	Согласно ГОСТ 20287. Наличие показателя в ТУ обязательно
4	Кинематическая вязкость, мм ² /сек: при +20 °С; при минус 40 °С	Не более 20 мм ² /сек Не более 500 мм ² /сек	Не более 20 Не более 500	1,92 450	1,79 7,03	Согласно ГОСТ 33. Наличие показателя в ТУ обязательно
5	Плотность, г/см ³ при + 20 °С.	- для водорастворимых ингибиторов не менее 0,95 г/см ³ (только для фонда скважин, для остальных не нормируется); - для нефтерастворимых не нормируется. Допуск ± 5 %.	0,845±5%	0,832	0,828	Согласно ГОСТ Р ИСО 3675, ГОСТ 18995.1. Наличие показателя в ТУ обязательно
6	Наличие методики определения остаточного содержания ингибитора коррозии в добываемой жидкости	Да / нет	Да	Да	Да	Наличие в ТУ (или приложение к ТУ) обязательно

№ ПП	НАИМЕНОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЯ	ТРЕБОВАНИЯ ПОЛОЖЕНИЯ КОМПАНИИ «ПОРЯДОК ПРИМЕНЕНИЯ ХИМИЧЕСКИХ РЕАГЕНТОВ НА ОБЪЕКТАХ ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ КОМПАНИИ» № ПП-01.05 Р-0339	НОРМА ПО ТУ	ПО ПАСПОРТУ КАЧЕСТВА №1302 (ПАРТИЯ №1003 ОТ 05.06.2017)	ПО ДАННЫМ ВХОДНОГО КОНТРОЛЯ	МЕТОД ТЕСТИРОВАНИЯ
7	Массовая доля активных веществ, % не менее	Численное значение не нормируется. Допуск для всех направлений $\pm 10\%$ от задекларированного значения	Не менее 18	19,1	18,8	Согласно ТУ. Наличие показателя и методики определения в ТУ обязательно.
8	Класс опасности	Не менее 3	3	3	-	Указано в паспорте безопасности реагента
9	Растворимость в минерализованной воде/нефти	Не нормируется	Нет информации.	Нет информации.	Диспергируемый/Диспертигуемый	Раздел 4 Приложение 1 Положение компании №П1-01.05 Р-0339
10	Коррозионная агрессивность товарной формы, г/(м ² ·час)	скорость коррозии Ст-3 при 20 °С в течение 24 часов: - не более 0,125	Не более 0,125	0,0037	0,01	Согласно разделу 3 Приложения 1 № П1-01.05 Р-0339, ГОСТ Р 9.905, наличие показателя в ТУ обязательно наличие показателя в ТУ обязательно
11	Аминное число, мгHCl/г, в интервале	Не нормируется	12-22	14,24	Нет информации	Согласно ТУ.
12	Массовая доля фосфора, %, не менее	Не нормируется	1,2	1,41	Нет информации	Согласно ТУ.

Заключение: Ингибитор коррозии – бактерицид НАПОР 1012 требованиям ПК №П1-01.05 Р-0339. Реагент допущен к проведению ОПИ (протокол входного контроля и паспорт качества приложены отдельными файлами Приложения 2 и Приложение 3)

ООО «Башнефть-Добыча» НГДУ «Арланнефть» Акт КОПИ ИК НАПОР -1012



5. ПРОВЕДЕНИЕ ОПЫТНО-ПРОМЫСЛОВЫХ ИСПЫТАНИЙ

5.1. Организация процесса мониторинга

Во время опытно-промысловых испытаний мониторинг процесса коррозии проводился специалистами ЗАО НИПЦ «Нефтегазсервис». Контроль эффективности ингибиторной защиты осуществлялся гравиметрическим методом путем фиксирования изменения массы образцов-свидетелей (паспорт на ОСК представлен в Приложении 4, акты измерения массы образцов свидетелей коррозии представлены в Приложении 5).

Установка производилась на расстоянии не менее 5 мм от нижней образующей трубы, чтобы исключить непосредственный контакт образцов-свидетелей с металлом трубы. Акты установки-снятия ОСК представлены в Приложении 6.

5.2. Технология применения

Технология применения и дозировки ингибитора коррозии НАПОР-1012 на испытуемом объекте указана в Таблице 6.

Таблица 6
Технология применения ингибитора коррозии НАПОР-1012

Месторождение	Наименование трубопровода	Адрес дозатора	Qж, м³/сут	Реагент	Технология применения ингибитора	Дозировка, г/м³	
						1 ЭТАП	2 ЭТАП
Кузбаевское	БКНС-7 – БГ 5	БКНС-7	3700	НАПОР-1012	Постоянное дозирование товарной формы	31	26

По критериям Положения Компании «Применение химических реагентов на объектах добычи углеводородного сырья Компании» № П1-01.05. Р-0339 версия 1.0 скорость коррозии не выше 0,1 мм/год. При формировании программы контрольных ОПИ было принято решение о начале проведения ОПИ с дозировкой 31 г/м³.

Технология ввода реагента на трубопроводе системы ППД предусматривает технологию закачки методом постоянного дозирования товарной формы реагента с помощью БР, расположенной на БКНС-7 в течение всего времени испытания.

При использовании технологии непрерывного дозирования остановки подачи реагента не проводилось.

Заправку БР, регулировку и контроль расхода ингибитора коррозии производили ЗАО НИПЦ «Нефтегазсервис».

5.3. Расход ингибитора коррозии

Необходимое количество реагента определяли, исходя из объема обрабатываемой жидкости в сутки, расчетной дозировки на единицу объема и продолжительности испытаний

$$\text{Расход} = (\text{Доз} * \text{Qж}/1000) * \text{T},$$

где:

Расход – расход реагента (кг);

Доз – дозировка реагента (г/м³);

Qж – объем перекачиваемой жидкости (м³/сут);

T – срок проведения ОПИ (сут).

5.4. Реестр проведенных работ.

Реестр проведенных работ на испытуемом объекте указан в Таблице 7.

Таблица 7
Реестр проведенных работ

№	МЕРОПРИЯТИЕ	СРОК ИСПОЛНЕНИЯ
1	Определение базовых (фоновых) скоростей коррозии	18.01-03.02.17
2	Определение физико-химических свойств перекачиваемой среды (общей минерализации воды, г/л; шестикомпонентного состава воды (содержание Cl^- , Ca^{2+} , Mg^{2+} , $K+Na^+$, HCO_3^- , SO_4^{2-}), $Fe_{общ}$ мг/л; CO_2 , O_2 , H_2S в воде, мг/л; рабочей температуры, °C; обводненности, % об.	21.10.16
3	Поставка промышленной партии ингибитора коррозии «НАПОР-1012».	10.06.2017
4	Отбор арбитражных проб ингибитора коррозии «НАПОР-1012» для проведения входного контроля	10.06.2017
5	Проведение входного контроля ИК на соответствие требований ТУ и раздела 4.2 № ПП-01.05 Р-0339, версия 1.00.	27.06.2017
6	Подготовка системы дозирования ингибитора коррозии, заправка реагентом дозирующих установок	15.10.2017
7	Извещение всех заинтересованных служб о начале проведения ОПИ.	15.10.2017
8	Начало подачи ингибитора коррозии с начальной дозировкой 31 г/м ³ .	15.10.2017
9	Проведение установки ОСК на УКК-96. Время экспозиции образцов – 14 суток.	16.10.2017
10	Отбор проб жидкости для определения остаточного содержания ИК	16.10.2017 23.10.2017 30.10.2017
11	Снятие образцов ОСК, оценка защитного эффекта ИК.	30.10.2017
12	Остановка подачи ИК	30.10.2017
13	Изменение дозировки испытуемого ИК с шагом - 5 г/м ³	01.11.2017
14	Подготовка системы дозирования ингибитора коррозии, заправка реагентом дозирующих установок	01.11.2017
15	Извещение всех заинтересованных служб о начале проведения ОПИ.	01.11.2017
16	Начало подачи ингибитора коррозии с начальной дозировкой 26 г/м ³ .	02.11.2017
17	Проведение установки ОСК на УКК-96. Время экспозиции образцов – 14 суток.	02.11.2017
18	Отбор проб жидкости для определения остаточного содержания ИК	02.11.2017 09.11.2017 16.11.2017
19	Снятие образцов ОСК, оценка защитного эффекта ИК.	16.11.2017

6. РЕЗУЛЬТАТЫ ИСПЫТАНИЙ

6.1. Этап ОПИ №1 при дозировке 31 г/м³ жидкости. Оценка эффективности и остаточного содержания ингибитора коррозии НАПОР-1012.

На 1 этапе ОПИ в период с 16.10.2017 г. по 30.10.2017 г. (14 дней) проводилась оценка эффективности ингибитора коррозии НАПОР-1012 при плановой дозировке 31 г/м³ жидкости, рекомендованной программой ОПИ. Закачка ИК проводилась в трубопровод системы ППД БКНС 7 – БГ 5 по технологии постоянного дозирования через БР, установленном на БКНС 7.

Согласно программе ОПИ обработка трубопровода системы ППД ударной дозировкой ингибитора коррозии не проводилась. Данные по скоростям коррозии, срокам экспозиции и внешний вид образцов после проведения испытаний ингибитора коррозии НАПОР-1012 представлены в Таблице 8 и рисунке 3 (Приложение 7).

Таблица 8

Результаты измерения скорости коррозии на объекте ОПИ ИК НАПОР-1012
при плановой дозировке 31 г/м³

№ УКК	НАИМЕНОВАНИЕ ТРУБОПРОВОДА	ДАТА УСТАНОВКИ/ ДАТА СНЯТИЯ	МАССА ОСК ДО УСТАНОВКИ, Г	МАССА ОСК ПОСЛЕ СНЯТИЯ, Г	ПОТЕРЯ МАССЫ, Г	СКОРОСТЬ ОБЩЕЙ КОРРОЗИИ, ММ/ГОД		
						ОБЩАЯ	СРЕДНЯЯ	МАКС.
№А-96	БКНС 7 – БГ 5	16.10.17/ 30.10.17 (время экспозиции 14 суток)	9,6807	9,6786	0,0021	0,0154	0,0268±0, 0081	0,0579
			9,6853	9,683	0,0023	0,0169		
			9,5216	9,5198	0,0018	0,0132		
			9,6578	9,6556	0,0022	0,0161		
			9,7033	9,6997	0,0036	0,0264		
			9,6861	9,6824	0,0037	0,0271		
			9,6245	9,6216	0,0029	0,0213		
			9,7868	9,782	0,0048	0,0352		
			9,6687	9,6634	0,0053	0,0389		
			9,7042	9,6963	0,0079	0,0579		

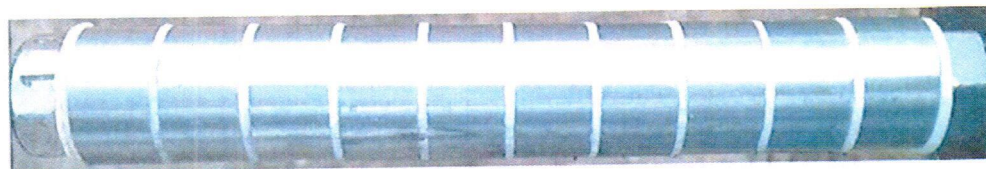
Как следует из результатов 1 этапа ОПИ ИК НАПОР-1012, средняя и максимальная скорость коррозии составили 0,0268 и 0,0579 мм/год, что соответствует требованию Положению Компании (скорость коррозии не более 0,1 мм/год)

В таблице 9 приведены данные по остаточному содержанию ИК в пластовой воде, отобранной с точки контроля УКК № А-96.

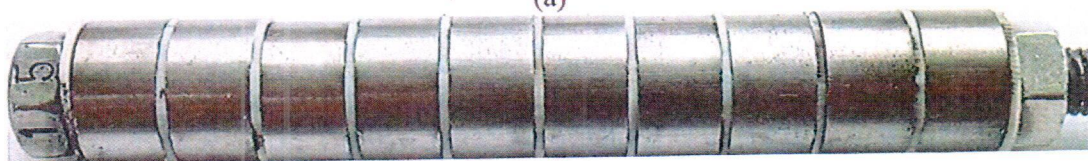
Таблица 9

Результаты определения остаточного содержания ИК в пластовой воде на объекте ОПИ
Этап 1 (16.10.2017 – 30.10.2017 г)

НАИМЕНОВАНИЕ ОБЪЕКТА	ДОЗИРОВКА, Г/М ³	ДАТА ОТБОРА	ОСТАТОЧНОЕ СОДЕРЖАНИЕ ИНГИБИТОРА КОРРОЗИИ, МГ/ДМ ³
БКНС 7 – БГ 2	31	16.10.2017	26,1
		23.10.2017	23,2
		30.10.2017	26,4



(а)



(б)

Рисунок 3 – Фото образцов свидетелей скорости коррозии № 1215 1 этапа ОПИ на направлении – трубопровод системы БКНС 7– БГ 5: (а) – до установки, (б) – после снятия.

На представленной фотографии визуально не наблюдается проявление локальной коррозии.

В Таблице 10 приведены данные по закачке ИК в испытуемый трубопровод системы ППД (Приложение 8).

Таблица 10

Фактический расход ингибитора коррозии НАПОР-1012, на 1 этапе
(при плановой дозировке 31 г/м³)

ДАТА	ВРЕМЯ СНЯТИЯ ПОКАЗАНИЙ, ЧАС	Ож, м ³ /сут	СУТОЧНАЯ ЗАКАЧКА РЕАГЕНТА, Л	СУТОЧНАЯ ЗАКАЧКА РЕАГЕНТА*, КГ	ФАКТИЧЕСКАЯ ДОЗИРОВКА, Г/М ³
16.10.2017	17:15	3 150	121,1	100,3	31,8
17.10.2017	18:20	3 190	121,2	100,3	31,5
18.10.2017	12:00	3 100	108,0	89,4	28,8
19.10.2017	12:55	3 180	107,8	89,3	28,1
20.10.2017	13:10	3 150	107,1	88,6	28,1
21.10.2017	10:10	3 200	108,0	89,4	27,9
22.10.2017	14:05	3 200	107,8	89,3	27,9
23.10.2017	12:35	3 230	107,9	89,3	27,7
24.10.2017	10:10	3 240	108,0	89,4	27,6
25.10.2017	15:55	3 250	107,8	89,3	27,5
26.10.2017	15:00	3 230	107,9	89,3	27,7
27.10.2017	16:02	3 230	108,0	89,4	27,7
28.10.2017	12:35	3 230	107,8	89,3	27,6
29.10.2017	15:00	3 190	107,9	89,3	28,0
30.10.2017	18:10	3 070	116,2	96,2	31,3
Итого:			50 190	1 368	28,6

*- Плотность реагента 0,828 г/см³

На основании данных, приведенных в Таблице 10, фактическая дозировка составила 28,6 г/м³ в связи с несоблюдением подрядной организацией технологии закачки.

На основании положительных результатов 1 этапа ОПИ, было принято решение о проведении 2 этапа ОПИ с понижением дозировки на 5 г/м³, дозировка реагента на 2 этапе ОПИ составила – 26 г/м³.

6.2. Этап ОПИ №2 при дозировке 26 г/м³ жидкости. Оценка эффективности и остаточного содержания ингибитора коррозии НАПОР-1012.

На 2 этапе ОПИ в период с 02.11.2017 г. по 16.11.2017 г. (14 дней) проводилась оценка эффективности ингибитора коррозии НАПОР-1012 при дозировке 26 г/м³ жидкости.

Данные по скоростям коррозии, срокам экспозиции и внешний вид образцов после проведения испытаний ингибитора коррозии НАПОР-1012 представлены в Таблице 11 и рисунке 4 (Приложение 7).

Таблица 11

Результаты измерения скорости коррозии на объекте ОПИ ИК НАПОР-1012
при плановой дозировке 26 г/м³

№ УКК	НАИМЕНОВАНИЕ ТРУБОПРОВОДА	ДАТА УСТАНОВКИ/ ДАТА СНЯТИЯ	МАССА ОСК ДО УСТАНОВКИ, Г	МАССА ОСК ПОСЛЕ СНЯТИЯ, Г	ПОТЕРЯ МАССЫ, Г	СКОРОСТЬ ОБЩЕЙ КОРРОЗИИ, ММ/ГОД		
						ОБЩАЯ	СРЕДНЯЯ	МАКС.
№А- 96	БКНС 7 – БГ 5	02.11.17/ 16.11.17 (время экспозиции 14 суток)	9,1433	9,1402	0,0031	0,0227	0,0117±0,0027	0,0227
			8,8786	8,8773	0,0013	0,0095		
			9,0825	9,0811	0,0014	0,0103		
			8,5468	8,5445	0,0023	0,0169		
			8,9037	8,9023	0,0014	0,0103		
			8,9831	8,9818	0,0013	0,0095		
			9,0305	9,0288	0,0017	0,0125		
			9,1003	9,099	0,0013	0,0095		
			9,1246	9,1235	0,0011	0,0081		
			9,0012	9,0001	0,0011	0,0081		

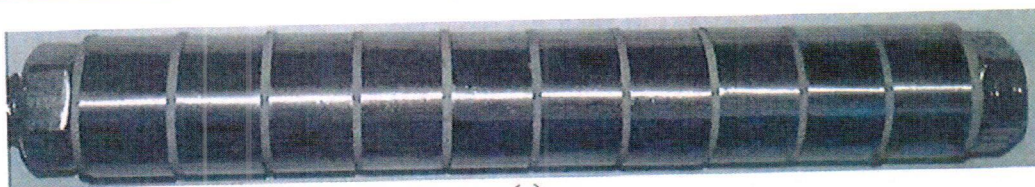
Как видно из таблицы 10, при дозировке 26 г/м³ и сроке экспозиции ОСК 14 суток средняя и максимальная скорость коррозии составили 0,0117 мм/год и 0,0227 мм/год соответственно, что соответствует требованию Положению Компании (скорость коррозии не более 0,1 мм/год)

В таблице 12 приведены данные по остаточному содержанию ИК в пластовой воде, отобранной с точки контроля.

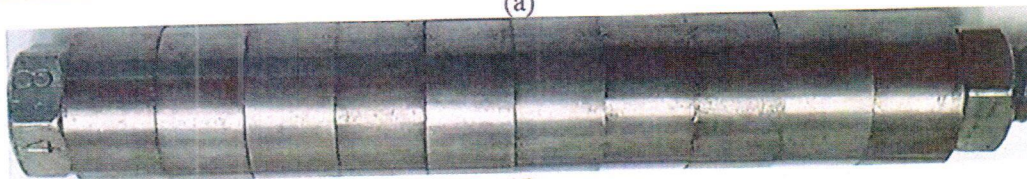
Таблица 12

Результаты определения остаточного содержания ИК в пластовой воде на объекте ОПИ
Этап 2 (02.11.2017 – 16.11.2017 г)

НАИМЕНОВАНИЕ ОБЪЕКТА	ДОЗИРОВКА, Г/М ³	ДАТА ОТБОРА	ОСТАТОЧНОЕ СОДЕРЖАНИЕ ИНГИБИТОРА КОРРОЗИИ, МГ/ДМ ³
БКНС 7 – БГ 5	26	02.11.2017	1,1
		09.11.2017	18,1
		16.11.2017	15,0



(а)



(б)

Рисунок 4 – Фото образцов свидетелей скорости коррозии № 840 2 Этапа ОПИ на направлении – трубопровод системы БКНС 7 – БГ 2: (а) – до установки, (б) – после снятия.
ООО «Башнефть-Добыча» НГДУ «Арланнефть» Акт КОПИ ИК НАПОР -1012

Подпись

На представленной фотографии визуально не наблюдается проявление локальной коррозии.

Кроме оценки эффективности и остаточного содержания ингибиторов коррозии на 4 этапе ОПИ проводилось исследование физико-химического состава подтоварной воды перекачиваемой на объекте. Результаты приведены в Таблице 13.

Таблица 13
Физико-химический состав водной фазы на 2 этапе

МЕСТО ОТБОРА	Дата отбора	pH	Ca ²⁺ мг/л	Mg ²⁺ мг/л	Na ⁺ +K ⁺ мг/л	Cl ⁻ мг/л	HCO ₃ ⁻ мг/л	CO ₂ мг/л	O ₂ мг/л	H ₂ S, мг/л	Fe _{общ} мг/л	КВЧ, мг/дм ³	ОБЩАЯ МИНЕРАЛИЗАЦИЯ мг/л
УКК №А-96	16.11.17	6,8	14228,4	3708,8	68495,15	141489,8	109,8	222,0	1,1	0	-	2,12	228032,00

Описание пластовой воды: Вода относится к хлоридно-кальциевому типу (по Сулину), классу S1 (по Пальмеру), является высоко коррозионно-агрессивной.

В Таблице 14 приведены данные по закачке ИК в испытуемый трубопровод системы ППД (Приложение 8).

Таблица 14
Фактический расход ингибитора коррозии НАПОР-1012 2 этап
(при плановой дозировке 26 г/м³)

ДАТА	ВРЕМЯ СНЯТИЯ ПОКАЗАНИЙ, ЧАС	Qж, м ³ /сут	СУТОЧНАЯ ЗАКАЧКА РЕАГЕНТА, Л	СУТОЧНАЯ ЗАКАЧКА РЕАГЕНТА*, КГ	ФАКТИЧЕСКАЯ ДОЗИРОВКА, Г/М ³
02.11.2017	13:10	3 280	82,9	68,6	20,9
03.11.2017	14:40	3 200	107,9	89,3	27,9
04.11.2017	15:10	3 210	107,9	89,3	27,8
05.11.2017	16:35	3 300	108,0	89,4	27,1
06.11.2017	17:00	3 250	107,8	89,3	27,5
07.11.2017	14:30	3 290	107,9	89,3	27,2
08.11.2017	14:50	3 320	106,2	88,0	26,5
09.11.2017	13:10	3 270	107,9	89,3	27,3
10.11.2017	15:00	3 250	106,2	88,0	27,1
11.11.2017	16:45	3 160	106,2	88,0	27,8
12.11.2017	15:20	3 180	106,2	88,0	27,7
13.11.2017	14:20	3 050	82,2	68,0	22,7
14.11.2017	16:15	3 070	90,5	74,9	25,0
15.11.2017	14:40	3 040	90,5	74,9	25,0
16.11.2017	11:45	3 040	90,5	74,9	25,0
Итого:		47 910	1508,8	1 249	26,2

*- Плотность реагента 0,828 г/см³

На основании данных, приведенных в Таблице 14, фактическая дозировка составила 26,2 г/м³.

На основании положительных результатов 2 этапа ОПИ, принято решение о проведении третьего этапа ОПИ с понижением дозировки на 5 г/м³, дозировка реагента на 3 этапе ОПИ должна быть 21 г/м³. В связи с необходимостью формирования ТВХР на 2018 год (письмо ООО «РН-Уфанинефть» №8801 от 23.08.2017 (Приложение 9)) последующие этапы ОПИ проводить в 2018 году.

Расход ИК НАПОР-1012 на контрольные ОПИ:

1 368 кг – расход ИК на 1 этапе ОПИ;

1 249 кг – расход ИК на 2 этапе ОПИ;

2617 кг – общий расход ИК на контрольные ОПИ

В таблице 15 приведены обобщенные результаты по двум этапам ОПИ ингибитора коррозии НАПОР-1012

Таблица 15
Обобщенные результаты ОПИ по двум этапам ИК НАПОР-1012

НАИМЕНОВАНИЕ ОБЪЕКТА	ИНГИБИТОР КОРРОЗИИ	ОБЩАЯ ФОНОВАЯ СКОРОСТЬ КОРРОЗИИ, ММ/ГОД	ФАКТИЧЕСКАЯ ДОЗИРОВКА ИК, Г/М ³	ПЛАНОВАЯ ДОЗИРОВКА ИК, Г/М ³	ОБЩАЯ СРЕДНЯЯ СКОРОСТЬ КОРРОЗИИ, ММ/ГОД
БКНС 7 – БГ 5	НАПОР-1012	2,5524	28,6	31,0	0,0268
			26,2	26,0	0,0117

7. ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ

1. Техническая документация на испытуемый реагент соответствует требованиям раздела 3.2 Положения.

2. По результатам входного контроля установлено, что проба представленной партии ингибитора коррозии производства ОАО «Напор» (ТУ 2458-025-129660382010 с изм. №1-4) по физико-химическим показателям соответствует требованиям, заявленным в ТУ и Положении Компании №П1-01.05 Р-0339.

3. При проведении ОПИ ИК НАПОР-1012 при дозировках 28,6 г/м³ и 26,2 г/м³ проявлений локальной коррозии визуально не наблюдается.

4. По результатам проведения 2 этапов ОПИ ИК НАПОР-1012 установлено, что дозировка 26,2 г/м³ обеспечивает общую среднюю скорость коррозии менее 0,1 мм/год.

5. На основании схожести физико-химических и технологических показателей обрабатываемых сред ООО «Башнефть-Добыча», письма ООО «РН-Уфанипинефть» №7302 от 13.07.17 (Приложение 10), при составлении заявки на закуп химических реагентов в таблице альтернативности (ТВХР) в 2018 году для нефтесборных трубопроводов НГДУ «Арланнефть», НГДУ «Уфанефть», НГДУ «Ишимбайнефть», НГДУ «Чекмагушнефть», НГДУ «Туймазанефть» ООО «Башнефть-Добыча», применять одинаковый удельный расход ингибитора коррозии НАПОР-1012 – 26,2 г/м³.

6. Этап 3 проводить с дозировкой 21 г/м³.

7. Окончательный акт будет составлен после определения минимальной эффективной дозировки в результате проведения последующих этапов ОПИ.

СОГЛАСОВАНО:

от ООО «БашНИПИнефть»

Зам. начальника ОКПиОНИ



И.М. Хуснуллин

«15» 12 2017 г.

от ООО «Башнефть-Добыча»

И.о. Главного инженера НГДУ «Арланнефть»

В.А. Беляев

«___» _____ 2017 г.

Начальник ПТО НГДУ «Арланнефть»

О.А. Хатмуллин

«___» _____ 2017 г.

И.о. начальника ОИиНТ



В.В. Уметбаев

«15» 12 2017 г.

Начальник ОХНП



О.Н. Максимов

«15» 12 2017 г.

от ООО «РН-УфаниПИнефть»

Директор департамента инженеринга добычи

В.Н. Гусakov

«15» декабря 2017 г.

Главный менеджер



В.В. Носов

«14» 12 2017 г.

Заведующий лабораторией
технологий ОПЗ



Р.Я. Харисов

«14» 12 2017 г.

От ОАО «Навор»

Директор Альметьевского
Филиала



Е.К. Дмитриева

«14» 12 2017 г.



СОГЛАСОВАНО:

от ООО «БашНИИНефть»

Зам. начальника ОКТИОНИ

И.М. Хуснуллин

« 30 » 2017 г.

от ООО «Башнефть-Добыча»

И.о. Главного инженера НГДУ «Арланнефть»

В.А. Беляев

« 13 » 2017 г.

Начальник НГО НГДУ «Арланнефть»

О.А. Хатмуллин

« 15 » 12 2017 г.

И.о. начальника ОИИП

В.В. Уметбаев

« 30 » 2017 г.

Начальник ОХНП

О.Н. Максимов

« 30 » 2017 г.

от ООО «РН-УфаНИИНефть»

Директор департамента инженерно-добычи

В.Н. Емелькин

« 15 » декабря 2017 г.

Главный менеджер

В.В. Носов

« 16 » 12 2017 г.

Зам. главного лабораторий
технологии ОПЗ

Р.Я. Наргисов

« 16 » 12 2017 г.

От ОАО «Напор»

СОГЛАСОВАНО:

от ООО «БашНИПИнефть»

Зам. начальника ОКПиОНИ

И.М. Хуснуллин

«__» _____ 2017 г.

от ООО «Башнефть-Добыча»

И.о. Главного инженера НГДУ «Арланнефть»

В.А. Беляев

«__» _____ 2017 г.

Начальник ПТО НГДУ «Арланнефть»

О.А. Хатмуллин

«__» _____ 2017 г.

И.о. начальника ОИиНТ

В.В. Уметбаев

«__» _____ 2017 г.

Начальник ОХПП

О.Н. Максимов

«__» _____ 2017 г.

от ООО «РН-УфаниПИнефть»

Директор департамента инжиниринга добычи

В.Н. Гусаков

«15» декабря 2017 г.

Главный менеджер

В.В. Носов

«14» 12 2017 г.

Заведующий лабораторией
технологий ОПЗ

Р.Я. Харисов

«14» 12 2017 г.

От ОАО «Напор»