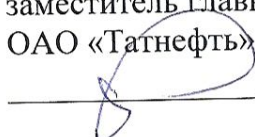
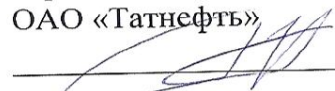


СОГЛАСОВАНО

Директор Инженерного центра –
заместитель главного инженера
ОАО «Татнефть»

 Р.Г. Заббаров

Начальник технологического отдела по
борьбе с коррозией и охране природы
ОАО «Татнефть»

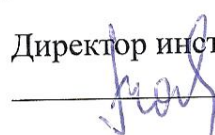
 Р.М. Гареев

Главный инженер-первый
заместитель начальника

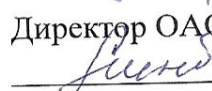
НГДУ «Азнакаевскнефть»

 Р.Н. Файзуллин

Директор института «ТатНИПИнефть»

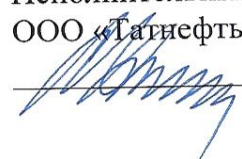
 Р.Р. Ибатуллин

Директор ОАО «НАПОР»

 А.Р. Пантелеева

Исполнительный директор

ООО «Татнефть-ХимСервис»

 М.А. Хазиев

УТВЕРЖДАЮ

Начальник производственного
управления - заместитель главного
инженера ОАО «Татнефть»

 В.Г. Фадеев
«  » 2013 г.

А К Т

по результатам опытно-промышленных испытаний
ингибитора коррозии Напор-1012 на водоводах
Яшляуской УПСВ НГДУ «Азнакаевскнефть»

г. Бугульма

22.01.2013 г.

Согласно программе, утвержденной начальником производственного управления - заместителем главного инженера ОАО «Татнефть» В.Г. Фадеевым, на водоводах Яшляуской УПСВ НГДУ «Азнакаевнефть» проведены опытно - промышленные испытания ингибитора коррозии – бактерицида Напор-1012. Испытания проводились в два этапа: в период с июля по декабрь 2011 г. и в период с октября по декабрь 2012 г.

Подача ингибитора осуществлялась при помощи насоса-дозатора. Акты ревизии насоса-дозатора и емкости хранения ингибитора представлены в Приложениях А и Б.

Сточная вода системы ППД Яшляуской УПСВ НГДУ «Азнакаевскнефть» представляет собой высокоминерализованную воду хлоркальциевого типа. В период проведения опытно-промышленных испытаний определялось содержания коррозионноагрессивных компонентов в сточной воде согласно РД 153-39.0-323-04 «Инструкция по коррозионному мониторингу трубопроводов и нефтепромыслового оборудования». Резуль-



таты анализов на первом этапе испытаний представлены в таблице 1.

Таблица 1 - Результаты определения агрессивности сточной воды Яшляуской УПСВ на первом этапе ОПИ

Наименование точки контроля	Дата проведения анализа	Концентрация коррозионноактивных компонентов, г/м ³			pH	Плотность, кг/м ³	Минерализация, г/дм ³	Концентрация (остаточное содержание) ингибитора, г/м ³	
		CO ₂	H ₂ S	O ₂				СНПХ-1004Р (фоновое содержание на ЯУПСВ)	Напор-1012
УПСВ «Яшляу» (до подачи ИК)	12.07.2011	86	4	0,04	6,36	1087	139	11,6	-
	09.08.2011	95	4	0,04	6,26	1086	135	6,1	-
	12.09.2011	124	5	0,05	6,33	1082	128	12,2	-
	13.10.2011	149	6	0,04	6,17	1098	154	12,8	-
	14.11.2011	83	3	0,05	6,34	1091	141	13,5	-
	13.12.2011	103	3	0,07	6,27	1087	138	9,4	-
КНС-50	12.07.2011	95	3	0,04	6,18	1088	138	-	26
	09.08.2011	80	5	0,04	6,00	1087	136	-	25
	12.09.2011	71	6	0,05	6,02	1090	141	-	37
	13.10.2011	63	4	0,06	5,96	1085	135	-	25
	14.11.2011	97	5	0,02	6,08	1096	150	-	21
	13.12.2011	71	3	0,05	6,40	1095	148	-	22
КНС-55	12.07.2011	109	2	0,03	6,17	1088	138	-	23
	09.08.2011	129	2	0,04	6,18	1087	134	-	22
	12.09.2011	108	4	0,03	5,98	1084	131	-	24
	13.10.2011	134	4	0,02	6,00	1086	134	-	27
	14.11.2011	114	3	0,05	5,96	1088	137	-	20
	13.12.2011	123	3	0,04	5,98	1088	138	-	22
КНС-51	12.07.2011	131	1	0,05	6,20	1088	140	-	24
	09.08.2011	145	1	0,06	6,15	1085	133	-	22
	12.09.2011	131	3	0,04	6,10	1082	130	-	25
	13.10.2011	127	5	0,02	6,12	1098	155	-	27
	14.11.2011	98	2	0,05	6,15	1087	136	-	18
	13.12.2011	106	3	0,03	6,19	1089	139	-	20
КНС-52	12.07.2011	142	2	0,03	6,10	1086	134	-	22
	09.08.2011	158	1	0,02	6,21	1088	141	-	19
	12.09.2011	166	3	0,03	6,15	1085	133	-	18
	13.10.2011	152	4	0,02	6,13	1092	142	-	23
	14.11.2011	106	2	0,05	6,18	1088	138	-	20
	13.12.2011	115	4	0,02	6,15	1089	139	-	20
КНС-61	12.07.2011	106	3	0,04	6,09	1086	134	-	23
	09.08.2011	133	3	0,03	6,20	1088	138	-	22
	12.09.2011	116	3	0,03	6,15	1082	128	-	26
	13.10.2011	142	4	0,02	6,21	1084	131	-	29
	14.11.2011	95	2	0,05	6,20	1088	138	-	21
	13.12.2011	102	2	0,03	6,14	1087	136	-	20
КНС-63	12.07.2011	112	2	0,05	6,19	1088	138	-	23
	09.08.2011	120	3	0,04	6,17	1087	137	-	25
	12.09.2011	131	4	0,04	6,13	1085	130	-	22
	13.10.2011	147	4	0,05	6,19	1084	131	-	26
	14.11.2011	106	2	0,04	6,16	1088	136	-	21
	13.12.2011	101	2	0,05	6,17	1088	138	-	19

Приведенные в таблице 1 результаты анализа химического состава сточных вод показывают, что в данной воде одновременно присутствуют растворенный сероводород, углекислый газ и кислород. Также в исследуемой воде наблюдается наличие остаточного содержания СНПХ-1004Р, применяемого для защиты оборудования и трубопроводов в системе нефтесбора (до 13,5 г/дм³).

В процессе работ проводили текущий контроль качества ингибитора Напор-1012, поставляемого на Яшляускую УПСВ. Все партии реагента соответствовали требованиям технических условий ТУ 2458-025-12966038-2010. Результаты проведенных анализов представлены в Приложениях В - М.

Первоначально испытания ингибитора Напор-1012 проводились при дозировке 25 г/м³. Скорость коррозии определялась гравиметрическим методом по потере массы образцов - свидетелей на узлах коррозионного контроля, установленных на КНС (акт ревизии узлов коррозионного контроля представлен в Приложении Н). Результаты представлены в таблице 2. Для сравнения в данной таблице представлены так же результаты определения скоростей коррозии на КНС при применении ингибитора СНПХ-1004 в 2010 г. с дозировкой 25 г/м³.

Таблица 2 - Результаты определения скоростей коррозии гравиметрическим методом по образцам-свидетелям

Наименование точки контроля	2011 год, при подаче ИК Напор-1012			2010 год, при подаче ИК СНПХ-1004Р		
	Дата установки-снятия образцов	Скорость коррозии, мм/год		Дата установки-снятия образцов	Скорость коррозии, мм/год	
		контроль	с ИК		контроль	с ИК
КНС-50	8.07-09.08	0,0067	0,0055	18.06-14.07	0,0034	0,0032
	9.08-09.09	0,0060	0,0036	14.07-13.08	нет данных	
	9.09-27.09	0,0036	0,0028	13.08-15.09	0,0048	0,0035
	27.09-7.10	0,0125	0,0009	15.09-18.10	нет данных	
	7.10-03.11	0,0040	0,0038	18.10-18.11	0,0010	0,0019
	3.11-15.12	0,0064	0,0051	18.11-13.12	0,0092	0,0022
КНС-55	8.07-09.08	0,0067	0,0066	18.06-14.07	0,0034	0,0039
	9.08-09.09	0,0060	0,0034	14.07-13.08	нет данных	0,0132
	9.09-27.09	0,0036	0,0044	13.08-15.09	0,0048	0,0029
	27.09-7.10	0,0125	0,0081	15.09-18.10	нет данных	0,0027
	7.10-03.11	0,0040	0,0031	18.10-18.11	0,0010	0,0013
	3.11-15.12	0,0064	0,0052	18.11-13.12	0,0092	0,0018
КНС-51	14.07-11.08	0,0067	0,0059	14.07-26.08	нет данных	
	11.08-09.09	0,0060	0,0056	26.08-16.09	0,0048	0,0042
	9.09-18.10	0,0036	0,0045	16.09-13.10	нет данных	
	18.10-3.11	0,0040	0,0031	13.10-18.11	0,0010	0,0020
	3.11-15.12	0,0064	0,0026	18.11-15.12	0,0092	0,0063
КНС-52	14.07-11.08	0,0067	0,0038	14.07-19.08	нет данных	0,0013
	11.08-09.09	0,0060	0,0026	19.08-15.09	0,0048	0,0024
	9.09-18.10	0,0036	0,0017	15.09-18.10	нет данных	0,0014

Продолжение таблицы 2

Наименование точки контро- ля	2011 год, при подаче ИК Напор-1012			2010 год, При подаче ИК СНПХ-1004Р		
	Дата установки- снятия образцов	Скорость коррозии, мм/год		Дата установки- снятия образцов	Скорость коррозии, мм/год	
		контроль	с ИК		контроль	с ИК
КНС-52	18.10-3.11	0,0040	0,0031	18.10-18.11	0,0010	0,0021
	3.11-15.12	0,0064	0,0030	18.11-15.12	0,0092	0,0045
КНС-61	14.07-11.08	0,0067	0,0043	18.06-19.08	нет данных	0,0019
	11.08-09.09	0,0060	0,0055	19.08-15.09	0,0048	0,0049
	9.09-18.10	0,0036	0,0018	15.09-18.10	нет данных	0,0014
	18.10-3.11	0,0040	0,0034	18.10-15.12		0,0043
	3.11-15.12	0,0064	0,0033			
КНС-63	14.07-11.08	0,0067	0,0066	14.07-19.08	нет данных	0,0039
	11.08-09.09	0,0060	0,0041	19.08-15.09	0,0048	0,0031
	9.09-18.10	0,0036	0,0017	15.09-18.10	нет данных	0,0003
	18.10-3.11	0,0040	0,0034	18.10-18.11	0,0010	0,0014
	3.11-15.12	0,0064	0,0050	18.11-15.12	0,0092	0,0037

По данным таблицы 2 в сточной воде Яшляуской УПСВ наблюдаются низкие фоновые (контрольные) скорости коррозии, что, по-видимому, является следствием наличия в воде ингибитора СНПХ-1004, приходящего из системы нефтесбора, в концентрации от 6 до 14 г/м³. Низкая фоновая скорость коррозии является фактором, влияющим на значения защитной эффективности ингибитора коррозии. Об эффективности работы ингибитора коррозии судили по остаточным скоростям коррозии. Значения скоростей коррозии в присутствии ингибитора Напор-1012 на КНС низкие и сопоставимы со значениями скоростей коррозии при применении ингибитора СНПХ-1004.

Учитывая низкие значения фоновых скоростей коррозии, а так же скоростей коррозии в присутствии ингибитора Напор-1012 при дозировке 25 г/м³ было принято решение (составлен и утвержден промежуточный акт) продолжить опытно-промышленные испытания ингибитора – бактерицида Напор-1012 при более низких дозировках.

Последующие испытания ингибитора коррозии Напор-1012 на Яшляуской УПСВ проводились при дозировке ингибитора 20 г/м³. Акты ревизии насоса-дозатора и емкости хранения ингибитора представлены в Приложениях П и Р. В процессе работ проводили текущий контроль качества ингибитора Напор-1012, поставляемого на Яшляускую УПСВ. Все партии реагента соответствовали требованиям технических условий ТУ 2458-025-12966038-2010. Результаты проведенного анализа представлены в Приложениях С - Ф.

В период проведения второго этапа опытно-промышленных испытаний определялось содержания коррозионноагрессивных компонентов в сточной воде согласно РД 153-39.0-323-04 «Инструкция по коррозионному мониторингу трубопроводов и нефтепромыслового оборудования». Результаты мониторинга представлены в таблице 3.

Таблица 3 - Результаты определения агрессивности сточной воды Яшляуской УПСВ.

Наименование точки контроля	Дата проведения анализа	Концентрация коррозионноактивных компонентов, г/м ³			pH	Плотность, кг/м ³	Минерализация, г/дм ³	Концентрация (остаточное содержание) ингибитора, г/м ³	
		CO ₂	H ₂ S	O ₂				СНПХ-1004Р (фоновое содержание на ЯУПСВ)	Напор-1012
УПСВ «Яшляу» (до подачи ИК)	13.11.2012	154	4	0,09	6,30	1092	144	1,8	-
	05.12.2012	144	3	0,08	5,93	1089	141	0,9	-
КНС-50	13.11.2012	167	4	0,09	6,33	1092	141	-	16
	05.12.2012	132	3	0,08	5,97	1089	139	-	16
КНС-55	13.11.2012	70	2	0,08	6,23	1090	143	-	19
	05.12.2012	141	3	0,09	6,00	1092	143	-	17
КНС-51	13.11.2012	145	3	0,07	6,26	1091	140	-	19
	05.12.2012	83	3	0,07	5,91	1091	142	-	22
КНС-52	13.11.2012	141	3	0,08	6,29	1092	144	-	13
	05.12.2012	124	3	0,08	5,95	1093	145	-	19
КНС-61	13.11.2012	137	3	0,07	6,18	1094	147	-	13
	05.12.2012	106	3	0,08	6,24	1090	141	-	12
КНС-63	13.11.2012	246	3	0,07	6,08	1091	142	-	17
	05.12.2012	120	3	0,07	5,83	1091	143	-	22

Скорость коррозии определялась гравиметрическим методом по потере массы образцов - свидетелей на узлах коррозионного контроля, установленных на КНС (акт ревизии узлов коррозионного контроля представлен в Приложении X). Результаты представлены в таблице 4.

Таблица 4 - Результаты определения скоростей коррозии гравиметрическим методом по образцам-свидетелям

Наименование точки контроля	Дата установки-снятия образцов	Скорость коррозии, мм/год		Защитный эффект, %
		контроль	с ИК	
КНС-50	16.10-15.11.2012	0,1198	0,0071	94
	15.11-14.12.2012	0,1355	0,0023	98
КНС-55	16.10-15.11.2012	0,1198	0,0082	93
	15.11-14.12.2012	0,1355	0,0046	97
КНС-51	16.10-15.11.2012	0,1198	0,0084	93
	15.11-14.12.2012	0,1355	0,0042	96
КНС-52	16.10-15.11.2012	0,1198	0,0133	89
	15.11-14.12.2012	0,1355	0,0048	96
КНС-61	16.10-15.11.2012	0,1198	0,0092	92
	15.11-14.12.2012	0,1355	0,0067	95
КНС-63	16.10-15.11.2012	0,1198	0,0110	91
	15.11-14.12.2012	0,1355	0,0461	66

В ходе опытно-промышленных испытаний ингибитора Напор-1012 с дозировкой 20 г/м³ эффект ингибиторной защиты составил 89 - 98 % (за исключением эффекта на КНС-63 в период экспозиции образцов с 15.11.2012 г. по 14.12.2012 г.).

Выводы и рекомендации:

1) Ингибитор Напор-1012 выдержал опытно-промышленные испытания на водоводах Яшляуской УПСВ НГДУ «Азнакаевскнефть»;

2) По результатам ОПИ ингибитор коррозии Напор-1012 рекомендуется к промышленному применению на водоводах Яшляуской УПСВ с дозировкой 20 г/м³;

3) Ожидаемый экономический эффект от внедрения на Яшляуской УПСВ НГДУ «Азнакаевскнефть» ингибитора коррозии Напор-1012 составляет приблизительно 1823000 руб./год (расчет представлен в Приложении Ц).

Ответственные исполнители:

От НГДУ «Азнакаевнефть»:
Заместитель главного инженера по СБКиОП



А.Б. Фархутдинов

От института «ТатНИПИнефть»:
Заместитель начальника отдела ЭБРНМ



Ф.Ш. Шакиров

От ОАО «НАПОР»:
Директор Альметьевского филиала



Е.К. Дмитриева

От ООО «Татнефть-ХимСервис»
Главный технолог



Н.Х. Шайхатдаров