

Снижение аварийности нефтепромыслового оборудования на месторождениях регионов «Север» и «Центр» ОАО «Удмуртнефть» на фоне применения ингибиторов коррозии-бактерицидов СНПХ-1004Р и НАПОР-1012.

АО « НАПОР» Пантелеева А.Р., Тишанкина Р.Ф. Половняк С.В.

С точки зрения коррозионной ситуации многие месторождения ОАО «Удмуртнефть» вследствие многолетнего применения пресного заводнения представляют объекты с высоким содержанием СВБ, сероводорода и сульфида железа.

В ОАО «Удмуртнефть» использование ингибиторов коррозии, преимущественно углеводорастворимых, в том числе имидазолиновой структуры или амидо-иминового типа не обеспечивало должную защиту, особенно в нефтепроводах. Вследствие распределения значительной доли ингибитора в нефтяной фазе эмульсии содержание ингибитора в водной фазе было минимальным. Эффект защиты в наиболее коррозионно-агрессивной водной фазе был низок Во-вторых, отсутствие бактерицидных свойств у этих реагентов не позволяло проводить планомерную и постоянную борьбу с сульфатредукцией.

В 2003г АО « НАПОР» начал оказывать услуги ОАО «Удмуртнефть» по подбору более эффективных реагентов и технологий их применения. Учитывая положительный опыт применения водорастворимого ингибитора-бактерицида СНПХ-1004Р в средах, зараженных СВБ во многих предприятиях нефтедобывающей отрасли (Коминнефть, Башнефть, Татнефть, Юганскнефтегаз, Газпром-Хантос, Ноябрьскнефтегаз, Белоруснефть) объединению «Удмуртнефть» был предложен ряд водорастворимых реагентов комплексного действия.

На Красногорском месторождении в 2003г был принят проект под названием « Комплексный подход по улучшению коррозионной ситуации на всех этапах добычи нефти и ППД». С целью увеличения охвата ингибированием скважинного оборудования и выкидных и сборных линий нефтепроводов была предложена технология подачи водорастворимых реагентов в затрубное пространство скважин методом периодических заливок или методом постоянного дозирования с концентрацией 25г/м^3 . Благодаря диффузионному переходу ингибитора в забой и дальнейшему выносу его в наземные трубопроводы осуществлялась антикоррозионная защита выкидных и сборных нефтепроводов. Метод периодической заливки ингибитора в скважины оказался более предпочтительным для борьбы с адсорбированными формами СВБ, так как при этом методе в скважине создается более высокая концентрация реагента, достигающая величины бактерицидной дозы $400\text{-}500\text{ г/м}^3$. Благодаря этому 100% эффект по подавлению СВБ возникал после 2-3 кратной заливки с интервалом 10 суток. Рабочая дозировка ингибитора $20\text{-}25\text{ г/м}^3$ обеспечивает поддержание минимально низкого уровня планктонных форм СВБ.

С целью охвата ингибированием эмульсионных скважин был рекомендован деэмульгатор РИФ, являющийся одновременно ингибитором коррозии и бактерицидом, а для защиты водоводов пресных вод - ингибитор кислородной коррозии Альпан с периодической обработкой против СВБ реагентом РИФ с расходом 50 г/м^3 .

Реализация предложенных рекомендаций привела к следующим результатам в регионе РИТЦ «Север», см.таблицу 1, а также рис 1 и рис.2.

Таблица 1 . Сравнение результатов применения ингибиторов разного класса на Северных месторождения ОАО «Удмуртнефть»

Углеводорастворимых ИК без бактерицидного действия	Водорастворимые реагенты с бактерицидным действием СНПХ-1004Р и Реапон-ИФ и ингибитор кислородной коррозии Альпан.
Период применения до 2004года	Период 2004-2016 годы

Содержание СВБ- $10^5 - 10^7$	при использовании технологии периодических заливок в затрубное пространство скважин после 2-3 заливок Содержание СВБ в добываемой продукции-отс Общий фон СВБ -от 0 до 10^1
Скорость коррозии в нефтепроводах более 0,1мм/год	Скорость коррозии в нефтепроводах и водоводах - менее 0,01мм/год
Удельная частота порывов-выше 0,6 шт/км*год	Удельная частота порывов--0,03 шт/км*год
Продолжительность работы скважин с ЭЦН на Красногорском м-ии за 2004год менее 210 суток	Продолжительность работы скважин с ЭЦН на Красногорском м-ии за 2005год возросла с 210 до 710 суток
	Достигнуто сокращение затрат на ликвидацию порывов трубопроводов, затрат, связанных с недобором нефти из-за простоя скважин в период ликвидации порыва, затрат, связанных со штрафными санкциями из-за разлива нефти, а также объемов капиталовложений на реконструкцию трубопроводов и скважинное оборудование. Все это привело к экономии по Красногорскому месторождению в 2,5 млн. рублей за 2005 год (см. «Нефтяное хозяйство» 05.2010г, стр.114).

Удельная аварийность по внутренней коррозии ингибируемых нефтепроводов на месторождениях РИТС «Север» на фоне многолетнего внедрения СНПХ-1004Р (с 2004 по 2016гг) монотонно снижалась и составила в 2016 году на нефтепроводах величину 0,03 шт/км*год (рис1), в системе ППД- 0,06 шт/км*год (рис2).

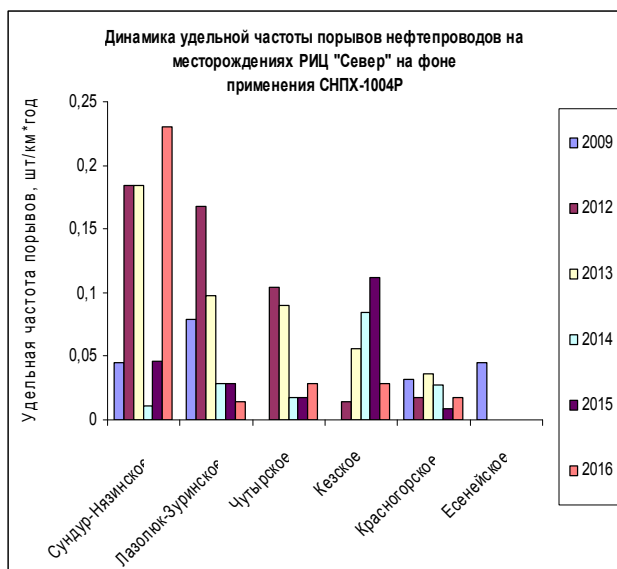


Рис.1

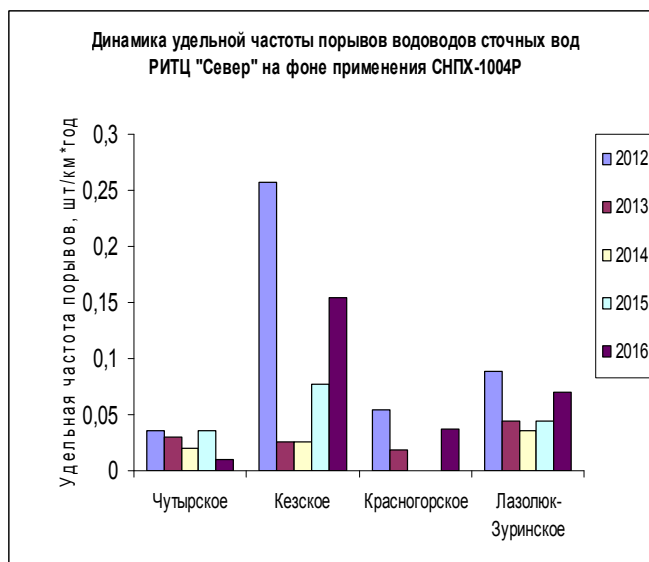


Рис.2

В 2017 году по решению ПАО «НК «Роснефть» с целью оптимизации и снижения удельного расхода СНПХ-1004Р в системе нефтесборных трубопроводов РИТС «Север» проведены контрольные испытания. В процессе опытно-промышленных испытаний повторно подтверждена высокая эффективность ингибитора СНПХ-1004Р при более низкой дозировке, равной 20 г/м^3 . Скорость коррозии составила 0,084мм/год (нормируемая величина по ПАО «НК «Роснефть» менее 0,1мм/год). Защитный эффект от общей коррозии при этом составил 97%, от локальной коррозии - 100% , см таблица 2.

Таблица 2.

Результаты контрольных испытаний СНПХ-1004Р на нефтепроводе ГЗУ-22-ГЗУ-23Сундурско-Нязинского месторождения

Дозировка ингибитора, г/м ³	Средняя скорость общей коррозии, мм/год	Защитный эффект от общей коррозии, %	Средняя скорость локальной коррозии, мм/год	Защитный эффект от локальной коррозии, %
фон	0,2642 ± 0,0076	0	30	0
25	0,0055 ± 0,0023	98	отс	100
20	0,0084 ± 0,0020	96,85	отс	100

Продукция других месторождений ОАО «Удмуртнефть», а именно Мишкинского и Лиственского, которые входят в подразделение «РИТЦ «Центр», характеризуется более высокой коррозионной агрессивностью по ОАО «Удмуртнефть».

В 2011г в соответствии с программой комплексной химизации был осуществлен переход на нефтерастворимый ингибитор коррозии Descor RV- 20. Замена ингибитора СНПХ-1004Р привела к росту СВБ и удельной аварийности. Кроме того на фоне Descor RV- 20 наблюдался срыв подготовки нефти на УПН.

С 2015года до 2018г в РИТЦ «Центр» применялся другой водорастворимый ингибитор – бактерицид марки НАПОР-1012 с рабочей дозировкой 20 г/м³.

Результаты применения трех видов ингибиторов за период с 2010 по 2017 годы на Мишкинском и Лиственском месторождениях РИТЦ «Центр» приведены в таблице 3 и рис.3.

Таблица 3.

Период применения	2010г	2011-2012	2013-2014	2015-2017
Марка ИК	СНПХ-1004Р	Descor RV- 20	СНПХ-1004Р	НАПОР-1012
Характеристика ИК	Водорастворимый ИК+бактерицид	Углеводородный ИК	Водорастворимый ИК+бактерицид	Водорастворимый ИК+бактерицид
Максимальный уровень СВБ, кл/мл		10 ⁵	10 ²	10 ¹
Удельная частота аварийности, шт/км*год	0,75 Мишкинское 0,85 Лиственское	1,0 Мишкинское 1,8 Лиственское	0,75 Мишкинское 0,85 Лиственское	0,19 Мишкинское 0,18 Лиственское

Приведенные данные свидетельствуют о том, что за этот период наименьшая величина УЧП достигнута с ингибитором-бактерицидом НАПОР-1012.

Динамика удельной частоты порывов на Мишкинском и Лиственском месторождениях ОАО "Удмуртнефть"

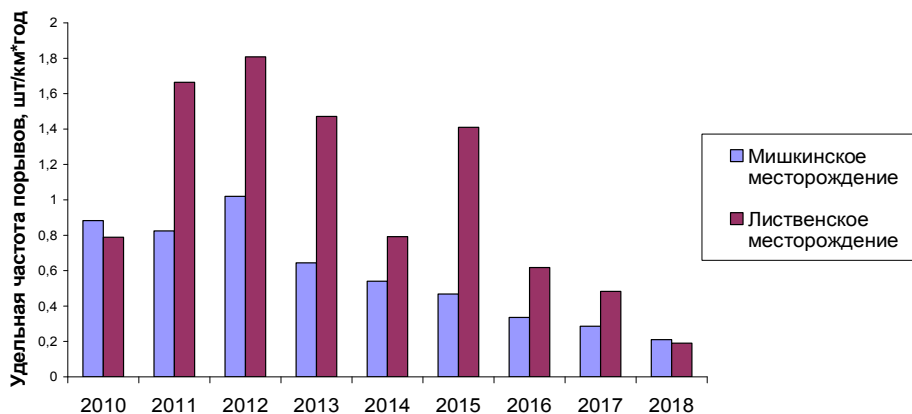


Рис.3