

Комплексный подход к решению проблемы коррозии нефтепромыслового оборудования на Красногорском месторождении ОАО «Удмуртнефть»



Н.А. Чирков, М.А. Гладких, В.Л. Егорова
(ОАО «Удмуртнефть»),
А.Р. Пантелеева, Р.Ф. Тишанкина,
С.В. Половняк (ОАО «НАПОР»)

**An integrated approach to solving corrosion problems oilfield equipment
Krasnogorsk Field JSC Udmurtneft**

N.A. Chirkov, M.A. Gladkikh, V.L. Egorova (JSC Udmurtneft),
A.R. Panteleeva, R.F. Tishankina, S.V. Polovnyak (JSC Napor)

The publication summarizes the results of the project «Integrated improve the corrosion situation Krasnogorskiy oilfield JSC «Udmurtneft» at all stages of oil production and maintaining of stratum's pressure.

Ключевые слова: ингибитор коррозии, нефтепромысловое оборудование, реагенты, нефтепровод.
Адрес для связи: Rffishankina@inbox.ru

Коррозионное разрушение нефтепромыслового оборудования заметно сокращает срок его службы, вызывает частые аварийные разливы нефти и минерализованной воды. Последствия коррозионного разрушения ведут к колоссальным материальным затратам, экологическому ущербу и ухудшению технико-экономических показателей добычи и подготовки нефти на промыслах. Характер и степень коррозионного воздействия добываемой жидкости на нефтепромысловое оборудование во многом зависят от этапа разработки и эксплуатации нефтяных месторождений, применяемой технологии заводнения нефтяных пластов.

На Красногорском месторождении с 70-х годов двадцатого столетия и по настоящее время для поддержания пластового давления (ППД) осуществляется закачка пресных вод, содержащих растворенный кислород и микроорганизмы. Использование речных вод привело к появлению в добываемой продукции сульфатвосстанавливающих бактерий (СВБ) и сероводорода, содержание которых из года в год возрастало. На начальной стадии разработки сероводород отсутствовал. С точки зрения коррозионной ситуации Красногорское месторождение стало представлять собой объект с высоким содержанием сероводорода, СВБ, кислорода и других коррозионно-агрессивных агентов. В 2002 г. концентрация сероводорода в газе достигла максимума (140 мг/л), возросла опасность отравления им производственного персонала. Резко увеличилось число порывов как на нефтепроводах, так и на водоводах. Поднятое при текущем ремонте скважин оборудование было изъедено до сквозных дыр. Новые НКТ отработывали по 7 мес и менее.

В связи с этим в 2003 г. на Красногорском месторождении был принят проект под названием «Комплексный подход по улучше-

нию коррозионной ситуации» на всех этапах добычи нефти и ППД. В соответствии с ним предусматривались:

- 1) защита скважинного оборудования, выкидных, сборных и напорных трубопроводов, транспортирующих обводненную нефть;
- 2) защита водоводов сточного и пресного заводнения системы ППД;
- 3) проведение бактерицидных обработок для снижения уровня зараженности нефтепромысловых сред СВБ на объектах системы добычи и нефтесбора, резервуарного парка, системы ППД и в продуктивном пласте.

К работе были привлечены специалисты ОАО «Напор». Для реализации принятого проекта ими было предложено использовать водорастворимые реагенты многофункционального действия, так как применявшиеся до 2003 г. углеводородорастворимые ингибиторы были неэффективны. Существенное различие в эффективности ингибиторов при применении в системе нефть – вода объясняется разной степенью перехода их в водную фазу эмульсии, где протекают основные коррозионные процессы. Исследования показали, что концентрация ингибитора СНПХ-1004Р в водной фазе эмульсии возрастает при снижении обводненности добываемой продукции (рис. 1). Для углеводородорастворимого ингибитора, наоборот, чем меньше обводненность эмульсии, тем меньше его содержание в воде. Например, при дозировании ингибиторов концентрацией 25 мг/л в эмульсию обводненностью 60 % содержание СНПХ-1004Р, перешедшего в водную фазу, будет составлять около 33 мг/л, углеводородорастворимого ингибитора – всего 13 мг/л. Отмеченное объясняет существенное различие эффективности реагентов различного класса в системе нефть – вода.



Рис. 1. Зависимость содержания перешедшего в водную фазу водорастворимого и углеводородорастворимого ингибиторов от обводненности эмульсии: 1, 3 – соответственно водорастворимый ингибитор СНПХ-1004Р и углеводородистый ингибитор коррозии; 2 – дозировка реагента из расчета 25 мг/л жидкости

Исходя из этого, для комплексного решения проблем коррозии и сульфатредукции в системе добычи и транспорта нефти, а также в системе утилизации сточных вод на Красногорском месторождении вместо применявшихся ингибиторов типа «Сонкор» было решено использовать следующие водорастворимые реагенты многофункционального действия.

1. Ингибитор сероводородной коррозии – бактерицид СНПХ-1004Р, который успешно применяется на многих месторождениях в аналогичных средах более 15 лет. Активно действующее вещество в составе СНПХ-1004Р является водорастворимым соединением, в связи с этим до 70-80 % реагента переходит из нефтяной эмульсии в водный подслои, снижая скорость коррозии и эффективно подавляя СВБ по нижней образующей трубопровода. СНПХ-1004Р, находясь в водной части, транспортируется на большие расстояния от точки ввода, обеспечивая защиту от коррозии не менее 85-95 %. Высокий антикоррозионный эффект реагента обусловлен специфической химической адсорбцией ингибитора, способствующей торможению анодного и катодного процессов растворения металла.

Ингибитор эффективно защищает металл от сероводородной коррозии и водородного охрупчивания. По результатам автоклавных испытаний, проведенных в среде с высоким содержанием сероводорода при температуре 40 °С, эффективность защиты СНПХ-1004Р, равная 90-96 %, обеспечивается при концентрации 25-30 г/м³ (данные ВНИИгаза). Одновременно СНПХ-1004Р является одним из самых эффективных бактерицидов на рынке химической продукции. Минимальная концентрация его для подавления планктонных и адсорбированных на поверхности металла бактерий при времени контакта 2 сут составляет соответственно 50 и 400 г/м³. Постоянное дозирование реагента в течение длительного времени в концентрации 20-25 г/м³ также обеспечивает подавление микробиологической коррозии.

СНПХ-1004Р эффективен для защиты скважинного оборудования от сероводородной коррозии при использовании технологии периодического или постоянного дозирования в скважину. Для борьбы с прикрепленными к колонне НКТ формами СВБ предпочтительнее использовать периодические заливки, при которых достигается более высокая концентрация реагента. При проведении заливок в скважины благодаря диффузионному пе-

реходу ингибитора СНПХ-1004Р из затрубного пространства на забой и дальнейшему выносу его в наземные трубопроводы вместе с добываемой жидкостью осуществляется антикоррозионная защита выкидных, сборных и напорных линий нефтепроводов (рис. 2).



Рис. 2. График выноса СНПХ-1004Р при использовании его по технологии заливки в межтрубное пространство: 1, 2, 3, 4 – дебит скважин составляет соответственно более 90, 50-90, 20-50 и менее 20 м³/сут

Пик выноса реагента отмечается на 1-2 сут после заливки реагента, а эффект продолжается в течение достаточно длительного времени. Периодичность заливок зависит от дебита добываемых скважин, диффузионных свойств и эффекта последствия реагента (см. рис. 2). Поэтому периодичность заливок может колебаться от 1 до 3 раз в месяц.

Преимуществами метода периодических заливок ручным способом являются:

- возможность противокоррозионной защиты скважинного оборудования и одновременной бактерицидной обработки;
- отсутствие необходимости приобретения и установки дозирочных устройств;
- возможность гибкого реагирования на изменение коррозионной ситуации за счет изменения числа и расположения точек подачи ингибитора, а также расхода реагента;
- возможность защиты разветвленной сети сборных трубопроводов без дополнительных затрат на монтаж дозирочного узла; успешность защиты всей сети сборных и напорных нефтепроводов обеспечивается при максимальном охвате ингибированием всего фонда обводненных скважин.

2. Деземulgатор-ингибитор коррозии – бактерицид «Реапон-ИФ» так же как и реагент СНПХ-1004Р имеет водорастворимую активную основу. «Реапон-ИФ» эффективно использовался долгие годы на месторождениях «Татнефти», «Башнефти» в качестве реагента для путевой деземulsionации при транспорте нефти с одновременной защитой оборудования от коррозии и СВБ. Он широко применялся для увеличения межремонтного периода в эмульсионных, осложненных асфальтосмолопарафиновыми отложениями скважинах, а также для бактерицидных обработок скважин, зараженных СВБ.

В условиях Красногорского месторождения он был рекомендован для скважин обводненностью не более 70 %.

3. Для защиты водоводов пресных вод, коррозионная агрессивность которых обусловлена высоким содержанием раство-

ренного кислорода (в летнее время 6-7 мг/л, в зимнее – до 10-11 мг/л), для постоянной подачи на блочную кустовую насосную станцию (БКНС-1) пресного заводнения был рекомендован ингибитор кислородной коррозии «Альпан» с расходом 50-60 г/м³. Наличие микробиологического заражения, обусловленное содержанием СВВ до 10⁴ кл/мл, вызвало необходимость проведения периодических (1 раз в два месяца) бактерицидных обработок реагентами СНПХ-1004Р или «Реапон-ИФ» с удельным расходом 50 г/м³ в течение 10 сут.

Принципиальная схема применения реагентов ОАО «НАПОР» на Красногорском месторождении при реализации комплексного проекта противокоррозионной защиты от добывающей до нагнетательной скважин приведена на рис. 3.

Предложенный ОАО «НАПОР» проект применения комплексных реагентов позволил значительно улучшить следующие показатели:

- содержание СВВ снизилось с 10⁵ кл/мл до нуля в скважинах, в которых проводилась постоянная обработка реагентами СНПХ-1004Р или «Реапон-ИФ», сероводорода в жидкости – с 75 до 63 мг/л в I квартале 2003 г. и 43 мг/л в III квартале 2003 г.;
- удельная частота порывов трубопроводов уменьшилась с 0,54 км⁻¹ в 2003 г. до 0,069 км⁻¹ в 2009 г. (рис. 4), приведенный эффект наблюдался на фоне старых, изношенных труб; замена труб в 2003, 2004 и 2006 г. составила соответственно 0,7; 0,78 и 0,07 % общей протяженности трубопроводов систем нефтесбора и ППД;
- в результате снижения числа порывов трубопроводов затраты на их ликвидацию уменьшились в 2,5 раза;
- продолжительность работы скважин с ЭЦН возросла с 210 до 710 сут (рис. 5).

Реализация комплексного подхода к применению реагентов ОАО «Напор» позволила снизить:

- число текущих ремонтов в скважинах;
- затраты, связанные с ликвидацией порывов трубопроводов;
- затраты, обусловленные недобором нефти в период простоя скважины и при выходе ее на режим;
- затраты, связанные со штрафными санкциями из-за разлива нефти;
- риск отравления персонала;
- объемы капиталовложений на реконструкцию трубопроводов и скважинное оборудование.

Увеличение продолжительности работы скважин с ЭЦН позволило сократить потери нефти в количестве 150 т/год и сэкономить денежные средства на текущий ремонт скважин более 2,5 млн. руб/год. Экономическая эффективность проекта от увеличения МРП скважин с ЭЦН приведена ниже. В 2005 г. коллектив специалистов УДНГ-2 НГДП «Уд-север» за реализацию программы получил первую премию в области технологий ТНК-ВР.

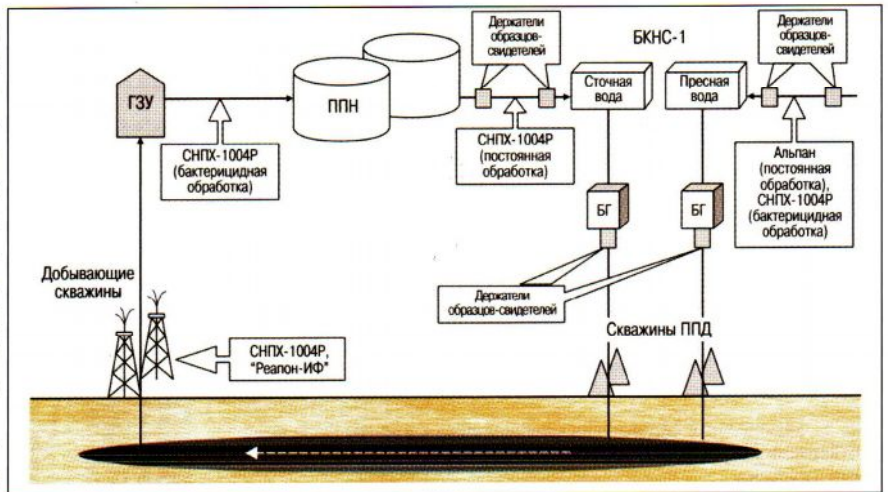


Рис. 3. Принципиальная схема заправки реагентов ОАО «НАПОР» на Красногорском месторождении: ГЗУ – групповые замерные установки; ППН – пункт подготовки нефти; БГ – блок гребенки

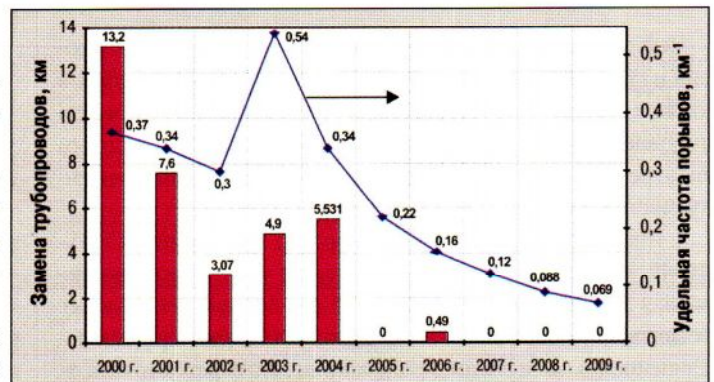


Рис. 4. Динамика показателей на фоне старых поврежденных трубопроводов

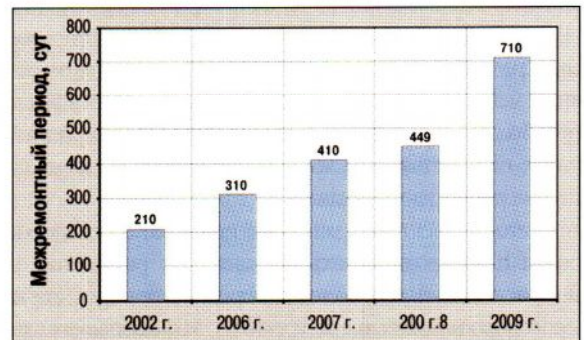


Рис. 5. Продолжительность работы скважин с ЭЦН на Красногорском месторождении после внедрения программы, разработанной ОАО «Напор»

Стоимость работы бригады, тыс. руб/ч	1,983
Средняя продолжительность смены насоса с промывкой забоя, бригада/ч	80,02
Стоимость, тыс. руб.:	
НКТ	350,5
новой УЭЦН	324,5
ремонтной УЭЦН	100
Средний дебит скважин, т/сут	4,1
Снижение числа текущих ремонтов в год	6
Сокращение затрат на оборудование, тыс. руб/год	1623,8
Сокращение затрат на текущий ремонт, тыс. руб/год	952,1
Сокращение потерь нефти, т/год	150
Итого сокращение затрат, тыс. руб/год	2575,9