

**С.Е. Здольник, О.М. Рожко, В.В. Филиппов, ООО «Роснефть-Юганскнефтегаз»  
А.Р. Пантелейева, Р.Ф. Тишенкина, Д.Б. Кудрявцев, С.В. Улахович, Ю.В. Андреева, ОАО «НАПОР»**

## **КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К РЕШЕНИЮ ПРОБЛЕМ КОРРОЗИИ ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ В ООО «РОСНЕФТЬ-ЮГАНСКНЕФТЕГАЗ» С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ИНГИБИТОРА КОРРОЗИИ — БАКТЕРИЦИДА СНПХ-1004**

*Коррозионные повреждения, обуславливая деструкцию и снижение работоспособности сооружений нефтегазовой промышленности, ведут к колossalным экономическим потерям и экологическому ущербу.*

В 1990-х гг. техническая политика в области противокоррозионной защиты складывалась стихийно, а точнее, практически отсутствовала. Характеристикой происходящего являлось большое количество порывов трубопроводов, использование некачественных труб и труб непрямого назначения, применение неэффективных и малоэффективных нерастворимых в воде ингибиторов, а также увеличивающееся с каждым годом количество сульфатвосстановливающих бактерий (СВБ). Решения о необходимых противокоррозионных мероприятиях принимались исходя главным образом из минимизации затрат.

Положение дел в объединении «Юганскнефтегаз» (ЮНГ) не являлось исключением. Наряду с негативными вышеперечисленными факторами ситуация на месторождениях усугублялась некомпактным расположением месторождений, недостаточным количеством объектов предварительного сброса воды и как следствие большими расстояниями перекачки обводненной продукции, а также наличием потенциально опасных дюкеров.

Такое состояние создало предпосылки для комплексного решения вопроса защиты от коррозии трубопроводного парка. Поэтому сначала отделы трубопроводного транспорта НГДУ, а впоследствии Управление эксплуатации

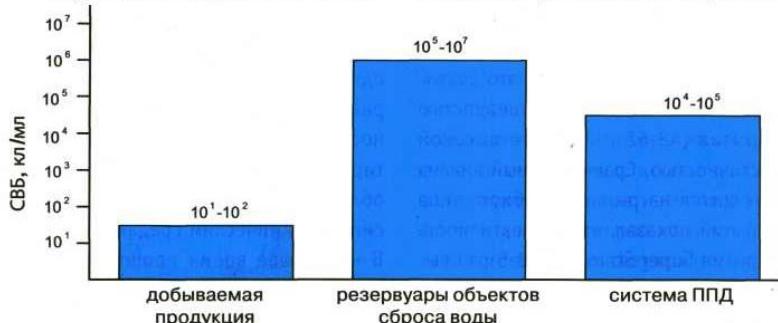
трубопроводов было сориентировано на следующие цели:

- анализ коррозионной ситуации, в т. ч. влияния микробиологического фактора;
- планирование применения химреагентов с целью наиболее эффективного их использования;
- снижение порывов трубопроводов и уменьшение потерь нефти и подтоварной воды при авариях и их ликвидация;
- снижение эксплуатационных затрат;
- уменьшение экологических рисков, особенно в природоохраных зонах;
- поиск и отработка наиболее эффективных технологий применения химических реагентов и распространение положительного опыта;
- увеличение эффективности взаимодействия специалистов по экс-

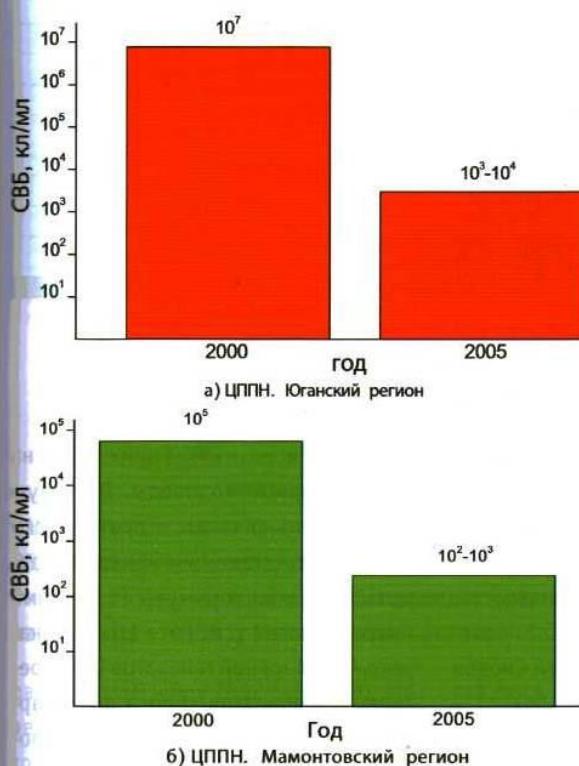
плуатации трубопроводов, подрядчиков, компаний осуществляющих мониторинг, а также разработчиков химреагентов.

В настоящее время по соотношению затраты – эффективность применения оптимальным способом борьбы с коррозией признана ингибиторная защита оборудования. Очевидно, что ни один ингибитор не исключает полностью возможности аварий трубопроводов, однако существенно снизить риски отказов и уменьшить связанные с ними потери нефти и как следствие прямые и косвенные убытки современные реагенты для защиты от коррозии обязаны.

В 2002 году в ООО «РН-ЮНГ» успешно прошел опытно-промышленные испытания ингибитор коррозии-бактерицид СНПХ-1004, а с 2003 г. в Юганском и Мамонтовском регионах с помощью этого



**Рисунок 1. Средняя зараженность СВБ на разных участках циркулирования жидкости в системе нефтяная скважина – ЦППН – нагнетательная скважина на объектах ООО «РН-ЮНГ»**



**Рисунок 2. Средний уровень зараженности СВБ промысловых сред ЦПН Мамонтово и ЦПН Юганск в 2000 и 2005 гг.**

реагента была организована защита напорных нефтепроводов от коррозии. Жидкости с месторождений данных регионов характеризуются в основном как сильноагрессивные (скорости коррозии > 0,5 мм/год). Этому способствует: наличие коррозионно-опасных газов, из которых наибольший вклад вносит CO<sub>2</sub> (в попутно-добываемых газах 50–300 мг/л); ламинарный расслоенный режим перекачки жидкости; высокая обводненность (70–85%); повышенная температура (до 40°C); на отдельных участках влияние мех примесей, провоцирующих коррозионно-абразивный износ.

При этом вся система нефтяной пласт–ЦПН–ППД заражена СВБ, которые, образуя многочисленные колонии на поверхности металла, вызывают локализованную коррозию более разрушительную, чем чисто химическая коррозия. В попутно- добываемых водах содержание СВБ достигает 10<sup>2</sup> кл/мл, наиболее интенсивное развитие СВБ происходит в резервуарах очистных сооружений объектов сброса подто-

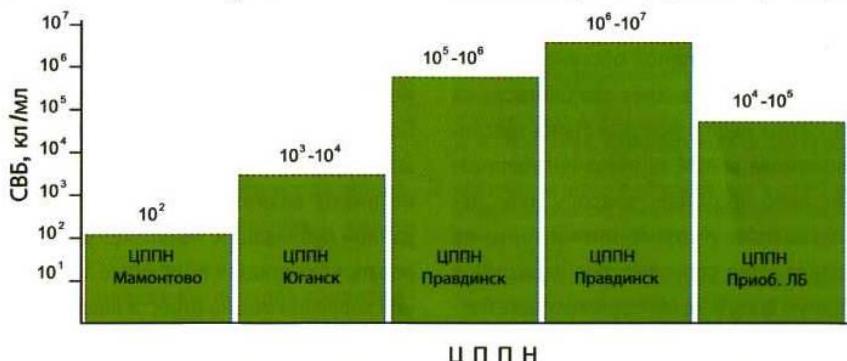
варной воды (рис. 1). Помимо биокоррозии, микроорганизмы являются причиной закупоривания нефтяного пласта, что приводит к значительному снижению нефтеотдачи, вплоть до полной изоляции залежи. Учитывая, что источником бактериального заражения объектов наземного оборудования является добываемая продукция, было рекомендовано непрерывное рабочее дозирование ингибитора–бактерицида СНПХ-1004 в напорные нефтепроводы с удельным расходом 25–30 г/м<sup>3</sup> с целью давления жизнедеятельности СВБ в нефтяной эмульсии.

Применение реагента по такой технологии в Мамонтовском и Юганском регионах привело к снижению общего уровня бактериальной зараженности на 3 и более порядков (рис. 2).

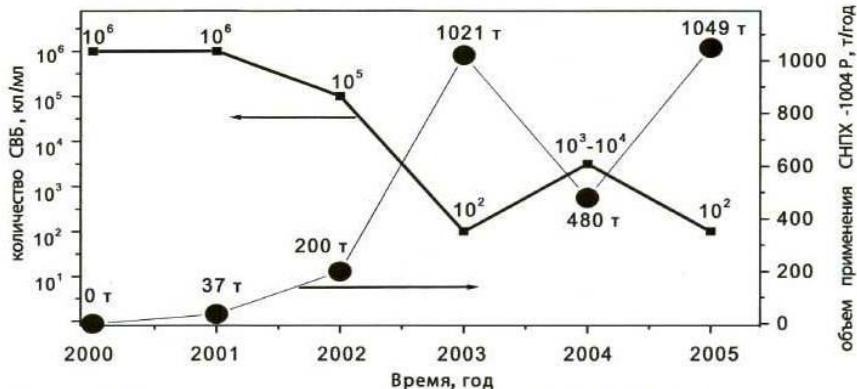
Вторым важным фактором в борьбе с бактериями являются бактерицидные обработки РВС УПСВ и ЦПН, в результате которых происходит разрушение колоний адгезированных бактерий и смыв их вместе с осадками с металлических поверхностей.

В конце 2005 г. был проведен комплексный анализ по зараженности всех ЦПН ОOO «РН-ЮНГ». Так как на ЦПН поступает вся жидкость региона, то по таким данным можно оценивать общую зараженность промысловых сред, а также установить зависимость между применением ингибитора–бактерицида и количеством СВБ в продукции, приходящей на ЦПН.

Исследования показали, что промысловая продукция Мамонтовского и Юганского регионов, на которые при-



**Рисунок 3. Зараженность СВБ промысловой жидкости ЦПН Мамонтовского, Юганского, Правдинского и Приобского регионов ОOO «РН-ЮНГ», 2005 г.**



**Рисунок 4. Изменение зараженности объектов ОOO «РН-ЮНГ» на фоне промышленного применения СНПХ-1004**

## ЗАЩИТА ОТ КОРРОЗИИ

ходит жидкость, обработанная СНПХ-1004, является наименее зараженной СВБ. Для сравнения приведены ЦППН других регионов ООО «РН-ЮНГ», где на входящую промысловую жидкость ингибитор-бактерицид не оказывает воздействия. Так, уровень зараженности ЦППН Правдинского региона достигает 107 кл/мл. Аналогичный уровень зараженности СВБ на ЦППН Юганского и Мамонтовского регионов наблюдался в 2002 г. до применения СНПХ-1004 (рис. 3).

Ежегодная работа по оценке присутствия СВБ в подтоварной воде позволила провести некоторую корреляцию между средней зараженностью промысловых объектов СВБ и объемами внедрения СНПХ-1004 (рис. 4).

Таким образом, длительная подача в напорные нефтепроводы СНПХ-1004, обладающего высокой ингибиторной и бактерицидной эффективностью, приводит к существенному снижению уровня бактериальной зараженности промысловых вод, что способствует улучшению коррозионной обстановки.

Сравнительный анализ аварийности на напорных нефтепроводах Мамонтовского региона в 2002 г., когда ингибирование либо не осуществлялось, либо использовались другие ингибиторы, не обладающие способностью перехода в водную фазу и не обнаруживающие бактерицидных свойств и в 2005 г., показал снижение количества аварий в 6,5 раза на направлениях с использованием ингибиторной защиты (рис. 5). В результате за 4 года достигнуто 5-кратное снижение общего количества порывов.

Очевидно, что анализ изменения коррозионной ситуации и числа отказов трубопроводов по причине внутренней коррозии должен сопровождаться оценкой непосредственно трубопровода, его возраста, размера, режима течения и т. п. Такой подход представляется слишком усложненным, поэтому предлагается проследить общую картину состояния трубопроводного парка в 2002 и 2005 гг.

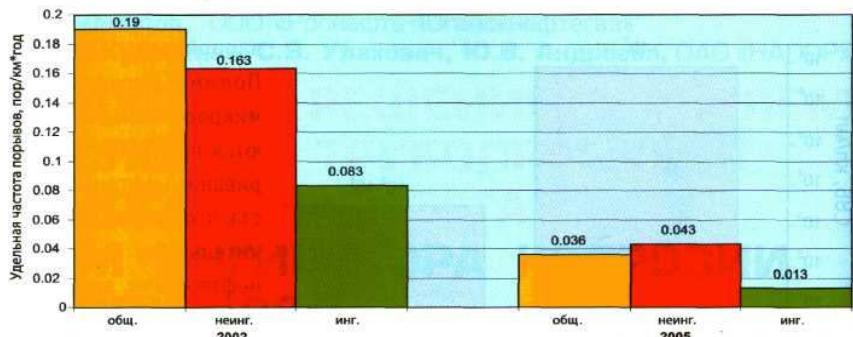


Рисунок 5. Удельная частота порывов по Мамонтовскому региону в 2002 и 2005 гг.

При одинаковой общей протяженности (в 2002 и 2005 гг. соответственно) картина состояния трубопроводов за 4 года практически не изменилась, однако значительно возросла доля очень старых труб (рис. 6). Срок службы нефтепроводов в условиях Западной Сибири составляет 10 лет (РД 39-132-94).

Эффективность ингибиторной защиты подтверждается и данными рисунка 7, где показано распределение количества аварий в 2005 г. по Мамонтовскому региону. На отказы напорных нефтепроводов (направления ДНС/УПСВ-ЦППН) в результате ингибиования приходится менее 2% от общего числа аварий.

Подробный анализ всех аварий напорных нефтепроводов 2005 г., который авторы не имеют возможности представить в данной публикации, позволяет резюмировать, что к отказам по причине внутренней коррозии можно отнести лишь 8% от общего числа аварий на напорных нефтепроводах (0,15% от общего числа отказов по всем трубопроводам).

На рисунке 8 приведены показатели удельной частоты порывов на трубопроводах различного назначения Мамонтовского региона.

Основное число отказов приходится на низконапорные водоводы. В первую очередь это связано с практически полным отсутствием ингибиторной защиты. Это также согласуется с данными микробиологии (см. рис. 1), где показано, что основной генератор СВБ – резервуары объектов сброса подтоварной воды. Таким образом, вклад микробиологического фактора в коррозию НПО выражен наиболее отчетливо.

За прошедший период общее изменение основных показателей УЭТ при использовании СНПХ-1004 позитивно. При сохранении прежних тенденций и выполнении намеченного плана по увеличению точек подачи ингибитора на напорных трубопроводах возможно добиться полного прекращения аварий по причине внутренней коррозии. За период 2002-2005 гг. только прямые затраты на ликвидацию порывов уменьшились в 7,5 раза. Также благодаря надежной ингибиторной защите существенно снижены экономические и экологические риски, уменьшена площадь земель загрязнения. В 2005 г. объемы применения ингибиторов коррозии по Мамонтовскому региону в 1,9

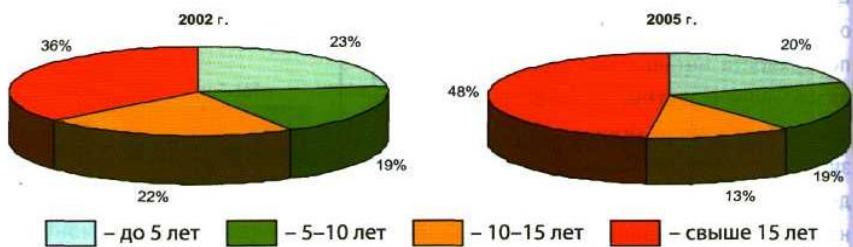
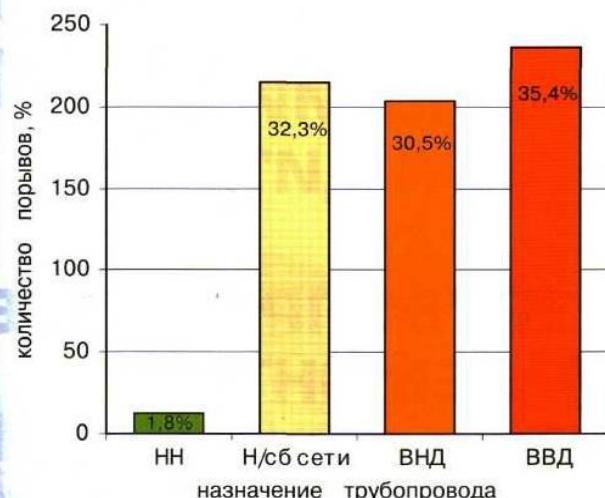


Рисунок 6. Изменение возраста трубопроводного парка ООО «РН-ЮНГ» в 2002 и 2005 гг.



**НН – напорные нефтепроводы; Н/сб сети – нефтеоборудование; ВНД – водоводы низкого давления линий УПСВ-КНС; ВВД – водоводы высокого давления линий КНС-нагнетательная скважина**

**Рисунок 7. Доля аварий на трубопроводах различного назначения в 2005 г. Мамонтовский регион**

раза меньше, чем в 2002 г. (рис. 9), что ведет почти к 50 %-ному снижению затрат на закупку реагентов.

Применение комплексных реагентов дает возможность решения нескольких проблем – защита от электрохимической и бактериальной коррозии как наземных объектов и трубопроводов, так и подземных сооружений. При этом достигается не только максимальное ингибирующее действие и подавление сульфатредукции благодаря насыщению реагентом подтоварной воды и циркуляции его в системе, но и увеличение нефтеотдачи, когда бактерицид через систему ППД переносится к призабойной зоне пласта нагнетательных

скважин, где, продолжая подавление СВБ в зоне нагнетания, освобождает от продуктов жизнедеятельности бактерий нефтеносные капилляры.

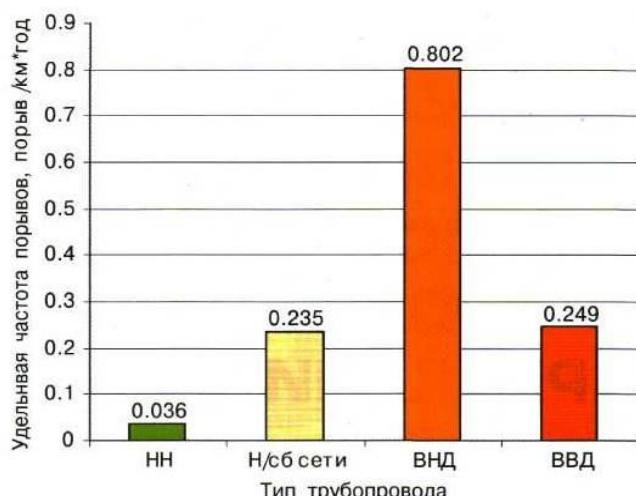
#### ВЫВОДЫ

На месторождениях в средней и поздней стадии разработки необходимо использование высокоеффективных ингибиторов-бактерицидов, так как их промысловые среды обладают наиболее опасным сочетанием коррозионно-опасных факторов, включая и микробиологический.

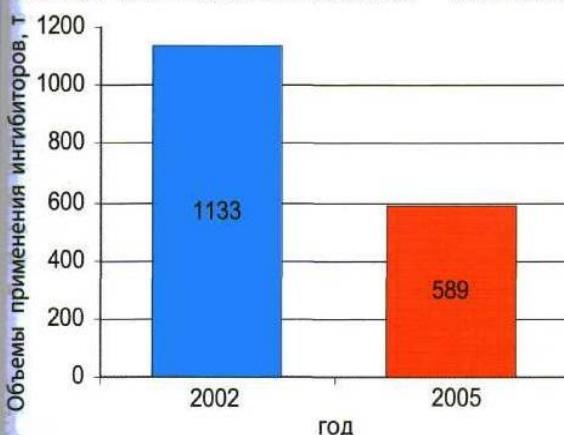
Использование ингибитора коррозии-бактерицида СНПХ-1004 позволяет достичь высокого технологического эф-

фекта по снижению аварий по причине внутренней коррозии и подавлению СВБ.

Комплексный подход в борьбе с коррозией НПО экономически оправдан и при правильной организации мероприятий позволяет минимизировать затраты на каждом этапе – от снижения номенклатуры применяемых реагентов до прямых потерь нефти при авариях трубопроводов.



**Рисунок 8. Удельная частота отказов на трубопроводах различного назначения в 2005 г. Мамонтовский регион**



**Рисунок 9. Объемы применения ингибиторов коррозии по Мамонтовскому региону в 2002 и 2005 гг.**

#### ЛИТЕРАТУРА

- Мухаметшин Р. Р. «Федорино горе» промысловика. Повышение надежности трубопроводов – организация работ по техническому надзору, при СМР, очистке внутренней полости трубопроводов ОАО «ЮНГ», ОАО «НК Роснефть» // Нефтегазовая вертикаль, 2006, № 9-10, с. 139-141.
  - Шкандратов В., Ким С. Антикоррозионная защита // Нефтегазовая вертикаль, 2006, № 9-10, с. 158-162.
  - Тимонин В. А. Состояние и технико-экономические перспективы противокоррозионной защиты // Коррозия территории Нефтегаз, 2006, № 4, с. 42-44.
  - Пантелейева А. Р., Тишанкина Р. Ф., Кудрявцев Д. Б., Улахович С. В. Методология создания реагентов для комплексной защиты от коррозии нефтепромыслового оборудования и практика их применения для снижения коррозионных рисков // Коррозия территории нефтегаз, 2006, № 4, с. 46-51.
  - Даминов А., Рагулин В., Гуров С., Мамлеева Л., Смолянец Е. Биокоррозия нефтепромыслового оборудования и технология ее подавления // Научно-технический вестник ЮКОСа, 2003, № 8, с. 48-51.
  - Пантелейева А. Р., Улахович С. В., Тишанкина Р. Ф., Кузнецов А. В. Защита от коррозии реагентами комплексного действия в условиях зараженности нефтепромысловых систем сульфатостанавливающими бактериями // Нефтяное хозяйство, 2004, № 8, с. 106-107.
- При подготовке данной работы использовались отчеты по НИР и ОПИ НК, а также материалы предприятий, осуществляющих мониторинг коррозии.



**ОАО «НАПОР»**

420045, г. Казань, ул. Н. Ершова, 29  
тел./факс: (843)238-90-48  
e-mail: napor@inbox.ru