

ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ ТРУБОПРОВОДОВ, ПОДВЕРЖЕННЫХ ЛОКАЛЬНОЙ КОРРОЗИИ

УДК 620.197.3

И.С. Сивоконь, к.т.н., советник генерального директора по нефтепромышленным объектам, ООО «Трансэнергострой»

Анализируется зависимость частоты порывов (ЧП) нефтепромышленных трубопроводов (НПТ), связанных с локальной коррозией, от времени их эксплуатации. Теоретически показано, что аварийность НПТ сначала возрастает, а после достижения некоторого максимума снижается. Правомочность этого заключения иллюстрируется данными по аварийности различных типов НПТ. На основании анализа зависимости ЧП от коррозии и срока эксплуатации приведены практические рекомендации по снижению ЧП и продлению срока эксплуатации НПТ.

Ключевые слова: трубопроводы, коррозия, аварийность, надежность.

ВВЕДЕНИЕ

Нарушение целостности НПТ из-за внутренней, внешней коррозии или коррозионно-эрозионного износа – частая причина аварий [1]. Эффективность мер защиты, без которых масштабная добыча, транспортировка и переработка углеводородного сырья невозможны, в конечном итоге оценивается частотой так называемых порывов (ЧП), т.е. фактов разгерметизации НПТ из-за сквозных коррозионных повреждений. Подразумевается, что от года к году в отсутствие мер защиты эта характеристика возрастает: т.е. чем старше труба, тем выше ЧП. Снижение или стабилизацию ЧП на НПТ определенного типа принято считать результатом мер по его защите или снижения коррозионности среды. Между тем ключевым показателем эффективности (КПЭ) мер по защите от коррозии отнюдь не является ЧП. В работе [2] показано, что основными КПЭ мер по защите от коррозии являются увеличение срока до первого ремонта (СПР) и критического срока эксплуатации (КСЭ), когда наступает момент необходимости замены НПТ и меры по дальнейшему ремонту и защите от коррозии уже не имеют экономического смысла. ЧП может

служить лишь вспомогательным КПЭ для мер по защите от коррозии.

Цель данной работы – анализ правомочности таких заключений и разработка рекомендаций по повышению надежности и сокращению аварийности НПТ.

АНАЛИЗ ЗАВИСИМОСТИ ЧП ОТ КОРРОЗИИ И СРОКА ЭКСПЛУАТАЦИИ НПТ

Теоретические основы для анализа зависимости ЧП от срока эксплуатации НПТ и сравнение с промышленными данными опубликованы в [3]. Основные положения работы [3] очень важны для дальнейшего изложения, поэтому они приведены в данном разделе.

Несложно показать, что интуитивно ясное монотонное возрастание ЧП трубы во времени в реальных условиях не соблюдается.

Рассмотрим корродирующую поверхность металлической трубы как совокупность участков, характеризующихся (в силу различий в составе жидкости, режимах эксплуатации, металлургической неоднородности и др.) различными скоростями внутренней или внешней коррозии (К). Отметим, что участки бесконечно

высокой К, обеспечивающей мгновенную перфорацию трубы, среди них отсутствуют. Действительно, какое-то, пусть небольшое время после начала эксплуатации целостность трубы сохраняется.

Отсутствуют также участки с $K = 0$. Несмотря на то что К отдельных участков очень мала, она все же отлична от нуля*. Коррозии с различной скоростью подвержены вся внутренняя и внешняя поверхности трубы.

Между бесконечно высокой и бесконечно малой скоростями коррозии лежат значения К, характеризующие участки, ответственные за аварийность НПТ. Таким образом, распределение числа участков по скоростям коррозии имеет экстремальный характер с по крайней мере одним максимумом.

На рисунке 1 показаны возможные варианты распределения количества участков с разной скоростью коррозии и для нескольких видов коррозионных повреждений. Точка максимума соответствует наибольшему количеству участков внутренней или внешней поверхности трубопровода в зависимости от механизма коррозии с некоторой величиной скорости коррозии, которая, очевидно, нахо-

* Для участков поверхности с изоляционным внутренним или внешним покрытием коррозия может быть нулевой до тех пор, пока покрытие сохраняет свою целостность. При наличии катодной или ингибиторной защиты коррозия все равно не может быть равна нулю.

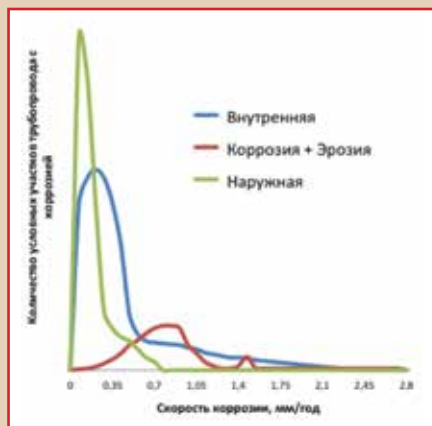


Рис. 1. Пример распределения количества участков внутренней и внешней поверхности по мере возрастания скорости коррозии трубопровода при разных механизмах коррозии

дится в интервале между K_{\min} и K_{\max} , где K_{\min} – минимально возможная в данных условиях скорость коррозии и, соответственно, K_{\max} – максимальная. Участки, подверженные локальной коррозии, как правило, немногочисленны, и они на рисунке 1 соответствуют участкам кривых вблизи максимально возможной скорости коррозии. На рисунке 1 в качестве максимальной скорости коррозии для примера взято значение 2,8 мм/год. Это высокий показатель – достаточно отметить, что при таких скоростях локальной коррозии сквозные коррозионные повреждения на трубопроводах систем нефтесбора и выкидных линиях скважин могут быть уже через 2–3 года с начала эксплуатации. Такие факты встречаются достаточно часто, поэтому данный пример отнюдь не является гипотетическим.

Количество участков с K в интервале от K_1 до K_2 , выраженных в мм/год, характеризует число перфораций трубы толщиной L мм за время от L/K_1 до L/K_2 лет, т.е. ЧП.

Функция распределения количества участков от скорости коррозии $N(K)$, где K – скорость коррозии, имеет по меньшей мере один максимум при определенной скорости коррозии K_x , т.е. производная $dN/dK = 0$ при $K = K_x$. Зависимость количества сквозных коррозионных поражений (перфораций) от времени может быть описана функцией:

$$M(t) = N(K = L/t),$$

где t – срок эксплуатации трубопровода.

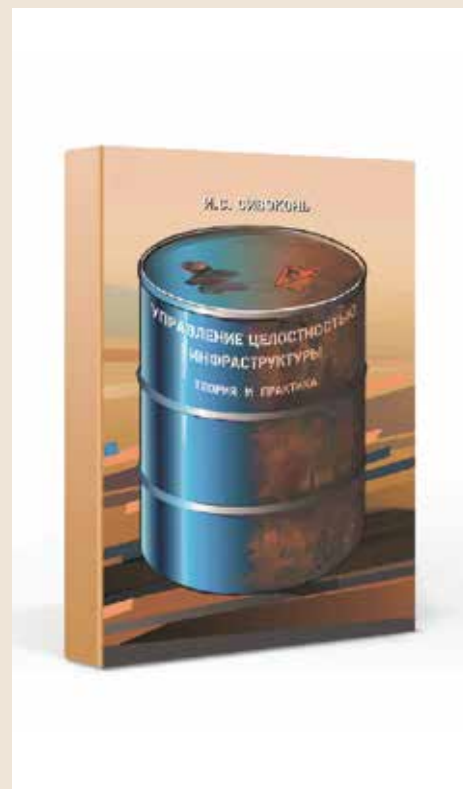
Тогда и функция $M(t)$ имеет точку максимума при сроке эксплуатации трубопровода $t = L/K_x$. Данное утверждение несложно показать:

$$dM/dt = dN(L/t)/dt = dN/dK \cdot dK/dt = (-1) \cdot dN/dK \cdot L/t^2.$$

При $K = K_x$ производная $M(t)$ будет равна нулю, т.к. $dN/dK_x = 0$ и, соответственно, тренд роста ЧП при $t = L/K_x$ сменится с роста ЧП на снижение. На основании вышеизложенного функционального анализа следует вывод, что наблюдаемая ЧП на трубопроводах является суммой ЧП от имеющихся в наличии механизмов коррозии: например, локальной внутренней, локальной внешней и т.п. ЧП по каждому механизму коррозии может иметь один или несколько максимумов в разные промежутки срока эксплуатации. Для функций $N(K)$, приведенных на рисунке 1, рассчитана зависимость ЧП от срока эксплуатации условного трубопровода с толщиной стенки 6 мм (рис. 2). При расчете не учитывалась вероятность того, что на одном и том же участке могут реализоваться максимальные значения коррозии по более чем одному механизму коррозии, т.е. использован принцип «непопадания снаряда в одну воронку дважды».

Полученные расчетные зависимости ЧП от срока эксплуатации показывают возможность наличия локальных максимумов ЧП в интервале сроков эксплуатации условного трубопровода от 5 до 12 лет для разных механизмов коррозии, а общий максимум ЧП, связанный с наиболее многочисленными участками поверхности трубопровода с общей коррозией 0,1–0,3 мм/год, находится за пределами графика на рисунке 2. Данный пример позволяет сделать следующий вывод:

снижение ЧП связано с наличием локальных максимумов в функции распределения количества участков от скорости коррозии и обязательным* ремонтом, который обычно сводится к удалению поврежденного участка трубы, вместо которого вваривается новый участок или «катушка».



И.С. СИВОКОНЬ

УПРАВЛЕНИЕ ЦЕЛОСТНОСТЬЮ ИНФРАСТРУКТУРЫ. ТЕОРИЯ И ПРАКТИКА

**М.: Издательский дом «НЕДРА»
271 с.: илл.
ISBN 978-5-8365-0417-5**

Книга посвящена проблематике надежности и безопасного функционирования инфраструктурных объектов.

Даны основные определения и методы управления поддержанием инфраструктуры нефтяных месторождений в безопасном состоянии.

Книга адресована инженерам-нефтяникам, занимающимся проектированием и эксплуатацией наземных нефтепромысловых и других инфраструктурных объектов, а также специалистам в области промышленной безопасности и охраны окружающей среды.

* Трубопровод не может эксплуатироваться в негерметичном состоянии, поэтому все участки с сквозной коррозией ремонтируются.

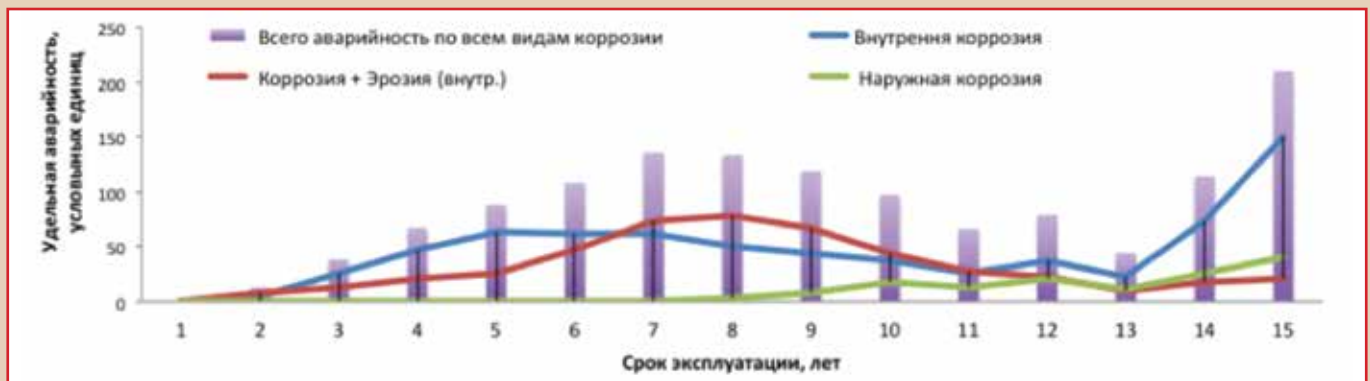


Рис. 2. Расчетная ЧП для трубопровода, выраженная в условных единицах для распределения коррозии по участкам поверхности трубопровода в соответствии с рисунком 1

С точки зрения практики это означает, что по мере выявления сквозных коррозионных поражений на трубопроводе адресно заменяются участки поверхности, подверженные локальным повреждениям, и по истечении определенного времени на трубопроводе остаются лишь участки, характеризующиеся более низкими скоростями коррозии, и потому ЧП трубопровода начинает снижаться и такое снижение не связано с изменением коррозионной агрессивности транспортируемых по трубопроводу флюидов.

Указанный характер зависимости ЧП от времени с обязательным наличием максимума в определенном интервале срока эксплуатации НПТ в более ранних публикациях, посвященных проблеме прогнозирования аварийности

или вероятности отказов, не был выявлен или интерпретировался не как закономерное следствие неравномерного распределения коррозии на участках поверхности НПТ, а как результат сложения динамики ЧП на трубопроводах с различными условиями эксплуатации. Так, например, в работе [4] рассчитано монотонное снижение вероятности безотказной работы НПТ с ростом срока эксплуатации, а приведенная фактическая аварийность НПТ на одном из месторождений в Западной Сибири с ярко выраженными двумя максимумами на 3-й и 6-й годы эксплуатации объясняется динамикой ЧП для трубопроводов с различным эксплуатационным давлением – более 2 МПа и менее 2 МПа. В работе [5] выполнен расчет вероятности безотказной работы (ВБР)

с применением теории катастроф [6–9], и также получено монотонное снижение ВБР с увеличением срока эксплуатации НПТ. В работе [10], посвященной анализу риска аварийности НПТ Нижневартовского района, на основании расчетов показан монотонный рост вероятности числа отказов, т.е. снижение ВБР. В работе [11] на примере анализа аварийности НПТ Оленьего месторождения сделан вывод:

в целом прослеживается характерная тенденция роста аварийности трубопроводов, находящихся в длительной эксплуатации. Количество аварийных ситуаций имеет прямую пропорциональную зависимость от срока эксплуатации.

Зависимость ЧП НПТ от времени соответствует рассматриваемому в теории надежности случаю показателей надежности восстанавливаемых изделий при отказах [12]. Следствием того, что изделие при отказе подлежит восстановлению, является зависимость частоты отказов от времени с локальными максимумами.

Наличие максимумов в зависимости ЧП от срока эксплуатации хорошо согласуется с опытом. Рассмотрим данные по аварийности основных типов НПТ производственной единицы (ПЕ) «Центр» и «Юг» бизнес-единицы (БЕ) «Оренбург – Саратов» ТНК-ВР за 2004 г. В таблицах 1 и 2

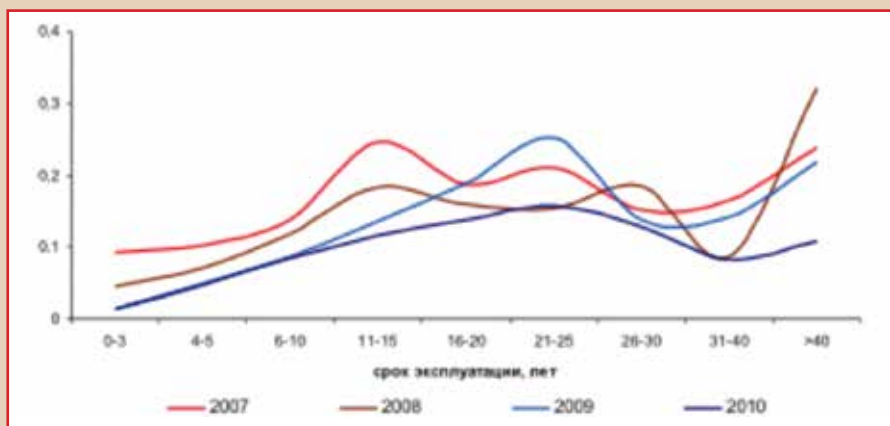


Рис. 3. Зависимость ЧП от срока эксплуатации НПТ ТНК-ВР в 2007–2010 гг.

Таблица 1. Данные по аварийности основных типов НПТ ПЕ «Центр» БЕ «Оренбург – Саратов» ТНК-ВР за 2004 г.

Тип НПТ	ЧП (шт·км/год) НПТ для труб со сроками эксплуатации, лет				
	До 5	От 5 до 10	От 10 до 15	От 15 до 20	Свыше 20
Нефтеборные сети	0,23	1,23	2,65	0,28	0,60
Напорные нефтепроводы	0,01	0,21	0,07	0,01	0,17
Водоводы низкого давления	0,06	0	0,17	0	0,47
Водоводы высокого давления	0,33	0,27	0,35	0,50	0,23
Выкидные линии	0,57	0,64	0,48	0,36	0,39



Рис. 4. Изменение динамики ЧП в связи с внедрением ингибиторной защиты с 6-го и 9-го года эксплуатации

представлены величины ЧП (шт·км/год) нефтесборных сетей, напорных нефтепроводов, водоводов низкого и высокого давления, а также выкидных линий для труб различных сроков эксплуатации. Существенно, что до 2004 г. какие-либо существенные и эффективные мероприятия по защите труб от внутренней и внешней коррозии на анализируемых НПТ не проводились.

Можно видеть, что в процессе эксплуатации труб ЧП сначала возрастает, а потом заметно снижается. Например, число «порывов» нефтесборных сетей ПЕ «Центр» для

труб со сроками эксплуатации до 5 лет составляло в 2004 г. 0,23 на 1 км протяженности трубы. С ростом продолжительности эксплуатации труб до 5–10 лет и 10–15 лет аварийность возрастала до 1,23 и 2,65 порывов на 1 км соответственно, т.е. более чем в 10 раз. Дальнейшее увеличение срока эксплуатации сопровождалось снижением ЧП.

Для напорных нефтепроводов и выкидных линий пик аварийности приходился на 5–10 лет эксплуатации трубы, для водоводов высокого давления – на 15–20 лет. Более длительная эксплуатация этих НПТ, как и

в случае нефтесборных сетей, приводила к снижению аварийности.

Аналогичные зависимости с максимумами характерны и для НПТ ПЕ «Юг». Снижение аварийности почти в 3 раза после максимума для труб, эксплуатируемых 5–15 лет, зафиксировано для выкидных линий. Еще более резкий спад ЧП наблюдался на нефтесборных сетях.

Аналогичная зависимость ЧП от срока эксплуатации трубопроводов наблюдалась на НПТ ТНК-ВР (рис. 3). На рисунке 3 хорошо прослеживается динамика изменений зависимости ЧП от срока эксплуатации НПТ в связи с



ООО «ЛИНИЯ»
изоляция стальных труб

ООО «Линия» производит наружную изоляцию стальных труб различных диаметров от 57 до 1420 мм двух- и трехслойным полиэтиленовым покрытием.

Наружное антикоррозионное полиэтиленовое покрытие производится в соответствии с ТУ 1390-006-21042669-2010 «Трубы стальные с наружным антикоррозионным полиэтиленовым покрытием для газопроводов» и ТУ 1390-005-21042669-05 «Наружное трехслойное антикоррозионное полиэтиленовое покрытие газопроводных труб диаметром 530-1420». Данные технические условия согласованы с Постоянно действующей комиссией ОАО «Газпром» по приемке новых видов трубной продукции.



Адрес: 352120, Россия, Краснодарский край, г. Тихорецк, ул. Федосеева, 45
Телефон: +7 (86196) 74203, 74210.
Факс: +7 (86196) 74207, 74209
e-mail: liniya_23@mail.ru

Таблица 2. Данные по аварийности основных типов НПТ ПЕ «Юг» БЕ «Оренбург – Саратов» ТНК-ВР за 2004 г.

Тип НПТ	ЧП (шт·км/год) НПТ для труб со сроками эксплуатации, лет				
	До 5	От 5 до 10	От 10 до 15	От 15 до 20	Свыше 20
Нефтеоборные сети	0	0,63	4,25	0,59	0,43
Напорные нефтепроводы	0,10	0	–	1,47	0,07
Водоводы низкого давления	0	0	0,99	0,70	0,65
Водоводы высокого давления	0,01	0,54	0,70	0,31	0,31
Выкидные линии	0,51	0,67	0,67	0,23	0,60

* С 2007 по 2010 г. протяженность НПТ, обеспеченных защитой от внутренней и внешней коррозии, возросла более чем 2 раза.

** Более чем 3-кратное увеличение объемов работ по адресному ремонту НПТ по результатам диагностирования и восстановления аварийных участков НПТ произошло в 2009 г., и благодаря наличию ремонта профиль ЧП реальных НПТ стал соответствовать теоретическому профилю ЧП, показанному на рисунке 2.

увеличением объемов работ по защите от коррозии* и ремонту**:

- в 2008 г. по сравнению с 2007 г. снизилась общая аварийность благодаря увеличению ингибирования и катодной защиты, немалую роль также оказала замена аварийных трубопроводов в 2006–2007 гг. в объеме около 7% от общей протяженности НПТ. Локальный максимум аварийности НПТ со сроком эксплуатации 21–25 лет сместился в интервал 26–30 лет;
- в 2009 г. произошел кратный рост объемов работ по ремонту дефектных и аварийных участков трубопроводов. В результате профиль ЧП потерял локальный максимум в районе 26–30 лет, а максимум ЧП сместился с интервала 11–15 лет в интервал 21–25 лет;
- в 2010 г. благодаря наращиванию мер по защите от коррозии и ремонту ЧП снизилось.

Не нулевая аварийность НПТ в течение первых 3–5 лет эксплуатации чаще всего связана не со сквозными

коррозионными повреждениями, а с так называемой ранней аварийностью, обусловленной ошибками в проектных решениях, строительным браком, в т.ч. использованием труб с дефектами и материалов ненадлежащего качества [2, 4].

Таким образом, представленные выше данные свидетельствуют о четко выраженной закономерности: по мере эксплуатации НПТ в отсутствие специальных мер по защите от коррозии аварийность на них сначала возрастает, а затем заметно снижается. Это обстоятельство необходимо учитывать при оценке эффективности мероприятий по защите НПТ от коррозии. Снижение ЧП, даже значительное, далеко не всегда является их следствием.

Причинами снижения ЧП с ростом срока эксплуатации являются два фактора:

1. Локальный характер коррозионных повреждений, из-за чего на трубопроводах реализуется конечное число

мест, подверженных локальной коррозии. Эти места при относительно стабильных гидродинамических режимах эксплуатации не подвержены миграции. Также можно предположить, что «новые» места локализации коррозии образуются в минимальных количествах.

2. Благодаря ремонтным работам по герметизации трубопроводов (установка «хомутов», например, см. фото 1) в местах «порывов» и/или врезке «катушек» или участков трубопроводов, с течением времени количество проблемных участков трубопроводов с локальной коррозией сокращается. Из вышесказанного следует несколько важных с практической точки зрения рекомендаций.

1. ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕР ПО ЗАЩИТЕ ОТ КОРРОЗИИ И КЛЮЧЕВЫЕ КПЭ

Для расчетной динамики ЧП на рисунке 2 выполнен расчет влияния ингибиторной защиты от коррозии внутренней поверхности трубопровода с защитным действием 80% для внутренней коррозии и защитным действием 50% для коррозионно-эрозийного износа* по двум вариантам: ингибирование начато через 6 и 9 лет с начала эксплуатации, т.е. на восходящем тренде ЧП и на нисходящем. Результаты показаны на рисунке 4. При старте ингибирования с 6-го года эксплуатации эффект снижения «порывов» составит 36% по сравнению с уровнем предыдущего года, тогда как при начале ингибирования с 9-го года такой эффект составит 50%. Заметим, такие существенные отличия в эффекте получены при идентичном



Фото 1. «Хомут» для герметизации аварийного трубопровода на одном из нефтяных месторождений в Удмуртии

* Известно, что воздействие механических примесей или больших скоростей потока, приводящих к большим сдвиговым напряжениям, существенно снижает эффективность защитного действия ингибиторов коррозии [13].

защитном действии ингибиторов коррозии. Поэтому формально, если оценивать эффективность мер по защите от коррозии по сокращению ЧП, получится, что в первом случае сокращение ЧП в 36% может показаться неприемлемо низким и послужить поводом для отказа от ингибирования, а во втором случае 50% сокращения ЧП покажется достаточно убедительным для продолжения финансирования ингибиторной защиты.

Для организаций, начинающих ингибиторную защиту на нисходящем тренде ЧП (т.е. на старых трубопроводах), задача получения высокой эффективности более легко выполнима. Пример такой высокой эффективности был получен в ОАО «ТНК-Нягань» в 2004–2005 гг. [14] и в ОАО «Оренбургнефть» в 2007–2011 гг. [15]. Нисходящий тренд ЧП обусловлен тем, что исторический пик аварийности в «ТНК-Нягань» был зафиксирован в 2003 г., а в ОАО «Оренбургнефть» в 2004–2005 гг. При этом стабилизация аварийности не была связана ни с увеличением замены или ремонта, ни с расширением мероприятий по защите от коррозии.



Фото 2. Локализованная внутренняя коррозия по нижней образующей НПТ

Зависимость ЧП от срока эксплуатации, показанная на рисунке 2, имеет 2 максимума. Первый максимум, достигаемый в нашем случае на 7–8-й годы эксплуатации, связан с фактическим КСЭ [2]. Трубопровод на возрастающем тренде ЧП зачастую подлежит замене или реконструкции. На практике причиной отказа от дальнейшей эксплуатации служит все возрастающая аварийность и потребность в ремонте, а альтернатива, заключающаяся в полной замене, кажется экономически обоснованной. В действительности мало кто занимается серьезным экономическим обоснованием таких затрат, а реальная перспектива, как

показывает анализ, достаточно скорой смены тренда и снижения аварийности доказывает, что к вопросу экономического обоснования затрат на замену необходимо подходить более основательно и не принимать в расчет страшилки все возрастающих аварий и затрат на ремонт.

Второй максимум связан с тем, что аварийность трубопровода начинает расти из-за коррозии основного количества участков, на которых скорости коррозии минимальны. Этот максимум соответствует теоретически достижимому КСЭ трубопровода. Очевидно, теоретически достижимый КСЭ значительно больше, чем фактический, и так же очевидно (рис. 4), что снижение коррозии, т.е. реализация мероприятий по защите от коррозии, увеличивает и СПР, и фактический и максимальный КСЭ. Простая оценка показывает, что при снижении коррозии всего в 2 раза все эти показатели увеличиваются также в 2 раза. Однако необходимо отметить, что, когда мы говорим о снижении коррозии в 2 раза, надо это применять ко ВСЕМ существующим на трубопроводе механизмам коррозии, особенно лока-

ООО «ЗАВОД ИЗОЛИРОВАННЫХ ТРУБ»

Покрyтия стальных труб и элементов трубопровода диаметром 57–530 мм:

- Нанесение двух- и трехслойного наружного антикоррозионного покрытия на основе экструдированного полиэтилена;
- Нанесение одно- и двухслойного наружного порошкового эпоксидного покрытия (ЭПП);
- Нанесение внутренних покрытий на основе эпоксидных эмалей с дополнительным металлизационным покрытием концов для защиты внутренней части сварного стыка;
- Нанесение наружной теплогидроизоляции ППУ, оснащенной системой обогрева, в полиэтиленовой (ПЭ), оцинкованной (ОЦ) или металлополимерной (МП) оболочках.

Стальные теплоизолированные трубы в металлополимерной оболочке (ППУ-МП)

Для подземной прокладки трубопроводов в теплогидроизоляции применяют трубы с ППУ покрытием в полиэтиленовой оболочке, обеспечивающей полную влагонепроницаемость. Но согласно ГОСТ 30732-2006 погрузку и разгрузку таких труб можно производить при температуре не ниже -18°C .

Решением проблемы стало нанесение ППУ изоляции в стальной оболочке с дополнительным наружным покрытием на основе экструдированного полиэтилена – ППУ-МП (металлополимерная оболочка). Стальная оболочка придает покрытию устойчивость к внешним воздействиям во время монтажа трубопровода при температурах до -50°C , а полимерный слой обеспечивает надежную гидроизоляцию.



456770, Челябинская обл., г. Снежинск, ул. Широкая, д. 76
Представительство в г. Екатеринбург:
Тел./факс: +7 (343) 376-26-41
mail@ooozit.ru www.ooozit.ru



Фото 3. Перфорации НПТ из-за локализованной внутренней коррозии

лизованной. Наличие аварийности на трубопроводах с ингибиторной защитой со сроком эксплуатации 3,5–10 лет [16] показывает, что применяемые ингибиторы далеко не во всех случаях снижают коррозию.

Из вышесказанного можно сделать следующие обобщения:

- 1. Объективными КПЭ мер по защите от коррозии в соответствии с выводами, изложенными в [2], являются СПР и КСЭ (фактический и теоретически достижимый). ЧП может быть только вспомогательным КПЭ, т.к. не отражает реальной эффективности борьбы с коррозией.**
- 2. Меры по защите от коррозии и контрольные процедуры должны быть ориентированы на снижение локальной коррозии.**

2. СПОСОБ СОКРАЩЕНИЯ ЧП ПУТЕМ ПОВЫШЕНИЯ АДРЕСНОСТИ РЕМОНТА ТРУБОПРОВОДОВ

Локализованная коррозия, которая образуется на ограниченном количестве участков внутренней и внешней поверхностей трубопровода, имеет

свойство группироваться на отдельных секциях трубопроводов. На фото 2 и 3 приведены примеры группирования локализованной коррозии по нижней образующей трубопровода из-за коррозионно-эрозионного износа, обусловленного воздействием механических частиц.

Участки поверхности трубопровода с минимальными скоростями коррозии, напротив, многочисленны и занимают основную часть поверхности, возможно 90% и более. На фото 4 показана внутренняя поверхность газопровода влажного попутного газа со сроком эксплуатации более 20 лет. Видны многочисленные локализованные участки с незначительной коррозией, не более 0,2 мм/год, распространенные по всей поверхности, и остальная поверхность с равномерными коррозионным износом. Потеря герметичности трубопровода, фрагмент которого показан на фото 4, не была связана с видимыми на фото коррозионными повреждениями.

Нарушение герметичности НПТ, хотя и приводит к авариям и инцидентам и сопровождается загрязнением окружающей среды, потерями в добыче



Фото 4. Фрагмент стального газопровода попутного газа в Западной Сибири после аварии с полным разрушением и возгоранием (диаметр 820 мм, толщина стенки 10 мм)

нефти и газа и существенным затратам на ремонт, является полезным с точки зрения выявления мест локализации коррозии, и важно эту пользу максимально использовать.

Имеется несколько вариантов проведения восстановительного ремонта:

- установить «хомут», и в этом случае будет ликвидирован только один участок с локальной коррозией, а ценная информация по месту локализации коррозии будет просто проигнорирована;
- врезать катушку или установить «бандаж» длиной 1 м, например, и в этом случае будет устранено несколько потенциальных мест с локальной коррозией, но, как и в случае установки «хомута», информация о локализации коррозии не будет востребована;
- провести сканирование коррозионного состояния всей поверхности участка аварийного трубопровода и выявить дефекты в разные стороны и на той протяженности, пока не будет установлено, что опасных коррозионных повреждений, из-за которых в течение ближайших 2–3 лет могут быть аварии и инциденты, нет. В плановом порядке заменить аварийный участок на протяженности, на которой выявлены дефекты, связанные с локальной коррозией.

При проведении ремонта путем установки «бандажа» или врезки «катушки» мультипликативный эффект устранения потенциальных будущих аварий и инцидентов составит не более 10, т.е. при вынужденном ремонте мы устраняем до 10 будущих аварий. Если провести полноценное диагностирование аварийного участка и последующую его замену, то мультипликативный эффект может быть в десятки раз большим. При диагностировании современными методами неразрушающего контроля [17, 18] участка трубопровода в одной точке доступа (место проведения ремонтных работ) могут быть выявлены дефекты на расстоянии до 10–12 м в обе стороны. Соответственно, по результатам диагностики может быть принято решение о ремонте не 1 м протяженности трубопровода, а, к примеру, 20–25 м. В этом случае скорость устранения участков трубопровода с большими скоростями коррозиикратно увеличится и так же кратно снизится ЧП.

Обобщением по 2-й рекомендации могут служить выводы:

Обобщением по 2-й рекомендации могут служить выводы:

1. Место нарушения герметичности трубопровода – ценная информация о локализации коррозии, и ее необходимо использовать для повышения надежности эксплуатации трубопроводов.

2. Современные методы диагностирования и организации ремонтных работ по восстановлению работоспособности трубопроводов позволяют без существенных дополнительных затрат сократить ЧП и продлить срок эксплуатации трубопроводов за счет своевременного адресного ремонта.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проблема обеспечения надежности эксплуатации трубопроводов, подверженных локальной коррозии, в т.ч. одновременно по нескольким механизмам, не имеет простого решения.

Анализ зависимости ЧП от срока эксплуатации трубопроводов и сопоставление полученных закономерностей с аварийностью реальных НПТ показал, что при всех сложностях прогнозирования такой коррозии, организации мер по защите, работ по ремонту и обоснованию необходимости замены аварийных объектов существуют понятные и логично вытекающие из природы локальной коррозии выводы и рекомендации:

- акцент на меры по борьбе с разными видами локализованной коррозии, адекватный контроль их эффективности;
- повышение адресности ремонта за счет эффективного использования информации, которую предоставляют случаи аварий и инцидентов;
- экономически обоснованные решения по реализации мер по защите от коррозии с правильной системой КПЭ;

• осознанные, экономически обоснованные решения по замене трубопроводов с учетом того, на каком тренде (восходящем или нисходящем) находится ЧП и насколько корректно рассчитаны альтернативные варианты, связанные с ремонтом, диагностикой и защитой от коррозии.

Разумеется, более правильно эксплуатировать НПТ, не допуская аварий и инцидентов, связанных в т.ч. с разгерметизацией из-за коррозионных повреждений, в соответствии с требованиями промышленной безопасности [19]. В этом случае все вышесказанное может быть применимо, но источником информации о местах локализации коррозии должны служить внутритрубная диагностика или комплексное диагностирование с полным сканированием всей поверхности НПТ, описанное в работах [17, 18].

Литература:

1. Сивоконь И.С. Проблема локальной коррозии и ее влияние на целостность трубопроводов // *Коррозия «Территории «НЕФТЕГАЗ»*. – 2008. – март.
2. Амиров В.Р., Сивоконь И.С. Управление целостностью объектов инфраструктуры месторождений нефти и газа. Показатели эффективности // *Территория «НЕФТЕГАЗ»*. – 2013. – № 10.
3. Sivokon I.S., Andreev N.N. Regularities of oilfield leak rate variation in time // *Int. J. of Corrosion and Scale Inhibition*. – 2014, 3. – № 2. – P. 101–104.
4. Острейковский В.А., Силин Я.В. Статистический анализ надежности нефтепромысловых трубопроводов // *Нефтегазовое дело*. – 2008. – <http://www.ogbus.ru>.
5. Острейковский В.А., Генюш А.О., Силин Я.В. Модели оценки надежности нефтепромысловых трубопроводов с применением теории катастроф. – <http://www.ipdn.ru/rics/pdf/900.pdf> (дата обращения – 18 февраля 2014 г.).
6. Арнольд В.И. Теория катастроф. – 3-е изд., доп. – М.: Наука, 1990. – 128 с.
7. Постон Т., Стюарт И. Теория катастроф и ее приложения. – М.: Мир, 1980. – 607 с.
8. Томпсон Дж.М.Т. Неустойчивости и катастрофы в науке и технике. – М.: Мир, 1985. – 254 с.
9. Гилмор Р. Прикладная теория катастроф: В 2 кн. – М.: Мир, 1984.
10. Азизов Х.Ф., Ходжаева Г.К. Анализ риска аварийности нефтепромысловых трубопроводных систем Нижневартовского района // *Вестник НГГУ*. – 2009. – № 1. – С. 49–52.
11. Косов А.В. Аварийность трубопроводов и экологические последствия, сопряженные с загрязнением естественных территорий (на примере Оленьего месторождения) // *Вестн. Том. гос. ун-та*. – 2009. – № 322. – С. 261–264.
12. Основы теории надежности: учебное пособие / Н.Н. Кокушин, А.А. Тихонов, С.Г. Петров, В.Е. Головкин, И.В. Ключкин. – СПб.: ГОУВПО СПбГТУРП, 2011. – С. 54–59.
13. Webster S., McMahon A.J., Paisley D.M., Harrop D. Corrosion inhibitor test methods. (Detailed test protocols to select corrosion inhibitors for oil and gas production and transportation facilities) // *British Petroleum. – Sunbury Report No. ESR.95. ER.054*. – November 1996.
14. Petersen A.G., Sivokon I.S., Webster S., Lane D. Finding a needle in a rusty hay stack... knowing where to start with 30,000km of pipelines! // *SPE Russian Oil and Gas technical conference and exhibition. – Moscow, 2006*.
15. Управление целостностью в ЦДО «Сорочинскнефть»: и последние станут первыми // «Новатор», журнал ТНК-ВР. – 2011. – Декабрь. – № 45.
16. Sivokon I.S., Andreev N.N. Comparison of the protective efficiency of corrosion inhibitors in oilfield pipelines // *Int. J. of Corrosion and Scale Inhibition*. – 2014. – № 1. – P. 1–11.
17. Вагайцев С.Н., Сивоконь И.С. Диагностика нефтепромысловых трубопроводов с применением современного оборудования для неразрушающего контроля, концепция, лучшая практика, развитие // *Территория «НЕФТЕГАЗ»*. – 2013. – № 8].
18. Галиуллин М.Ф., Шевченко С.Д., Вагайцев С.Н., Левченко А.В., Саража С.В. Внедрение новой концепции диагностики технологических трубопроводов в ОАО «Самотлорнефтегаз» // *В мире неразрушающего контроля*. – 2012. – Сентябрь. – № 3 (57).
19. Федеральный закон № 116-ФЗ от 21.07.1997 (ред. от 18.07.2011) «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».