

## **АНАЛИЗ РАБОТОСПОСОБНОСТИ КОРРОЗИОННОСТОЙКИХ ТРУБОПРОВОДОВ**

*Г.Л. Гребенькова<sup>1</sup>, Е.Н. Сафонов<sup>2</sup>, Р.Р. Терезулов<sup>2</sup>, В.И. Агапчев<sup>3</sup>*

*<sup>1</sup>ДООО «Геопроект», г. Уфа*

*<sup>2</sup>ГУП «Башгипронефтехим», г. Уфа*

*<sup>3</sup>Уфимский государственный нефтяной технический университет*

Наиболее прогрессивным средством обеспечения высокой надежности трубопроводных систем нефтегазовых промыслов является применение труб в коррозионностойком исполнении [1]. Это трубы нового поколения или так называемые комбинированные трубы высокого давления.

Высокая коррозионная стойкость этих труб обеспечивается тем, что их рабочие поверхности выполнены из полиэтилена. К комбинированным трубам относятся гибкие полимерно-металлические трубы, металлопластовые и бипластмассовые трубы, а также стальные трубы, футерованные полиэтиленом [2,3].

В начале 90-х гг. ОАО «АНК «Башнефть», осуществляя внедрение коррозионно-стойких труб, остановила свой выбор на полимерных армированных трубах (гибких полимерно-металлических и металлопластовых) и стальных трехтрубных секциях, футерованных полиэтиленом. В настоящее время коррозионно-стойкие трубы успешно производятся и эксплуатируются на предприятиях Компании, составляя третью часть от действующего парка трубопроводов (рисунок 1). Их внедрение позволило значительно повысить надежность трубопроводных систем, например, показатель удельной аварийности снизился более чем в семь раз (рисунок 2).

Согласно отраслевым нормативным документам, срок службы коррозионно-стойких трубопроводов должен быть не менее 20 лет. Однако ряд объективных и субъективных факторов влияет на прогнозируемую работоспособность труб. Анализ отказов коррозионно-стойких трубопроводов на предприятиях Компании выявил различные причины, которые можно объединить в две группы – конструктивные недостатки и нарушение технологических процессов.

Специалисты, осуществляющие надзор за внедрением коррозионно-стойких труб, систематически ведут централизованный сбор и анализ информации о производстве, эксплуатации и аварийности трубопроводов. По всем случаям порывов и отказов коррозионно-стойких трубопроводов проводятся технические расследования: изучение и анализ технической документации, опрос должностных лиц, осмотр места отказов, отбор и отправка на исследование образцов, лабораторные исследования, анализ информации о характере и причинах разрушений.

В начале 2003 года произошло семь отказов на высоконапорных водоводах системы ППД, построенных из секций стальных труб диаметром 114x8 мм, футерованных полиэтиленом (СФП) по причине выхода из строя

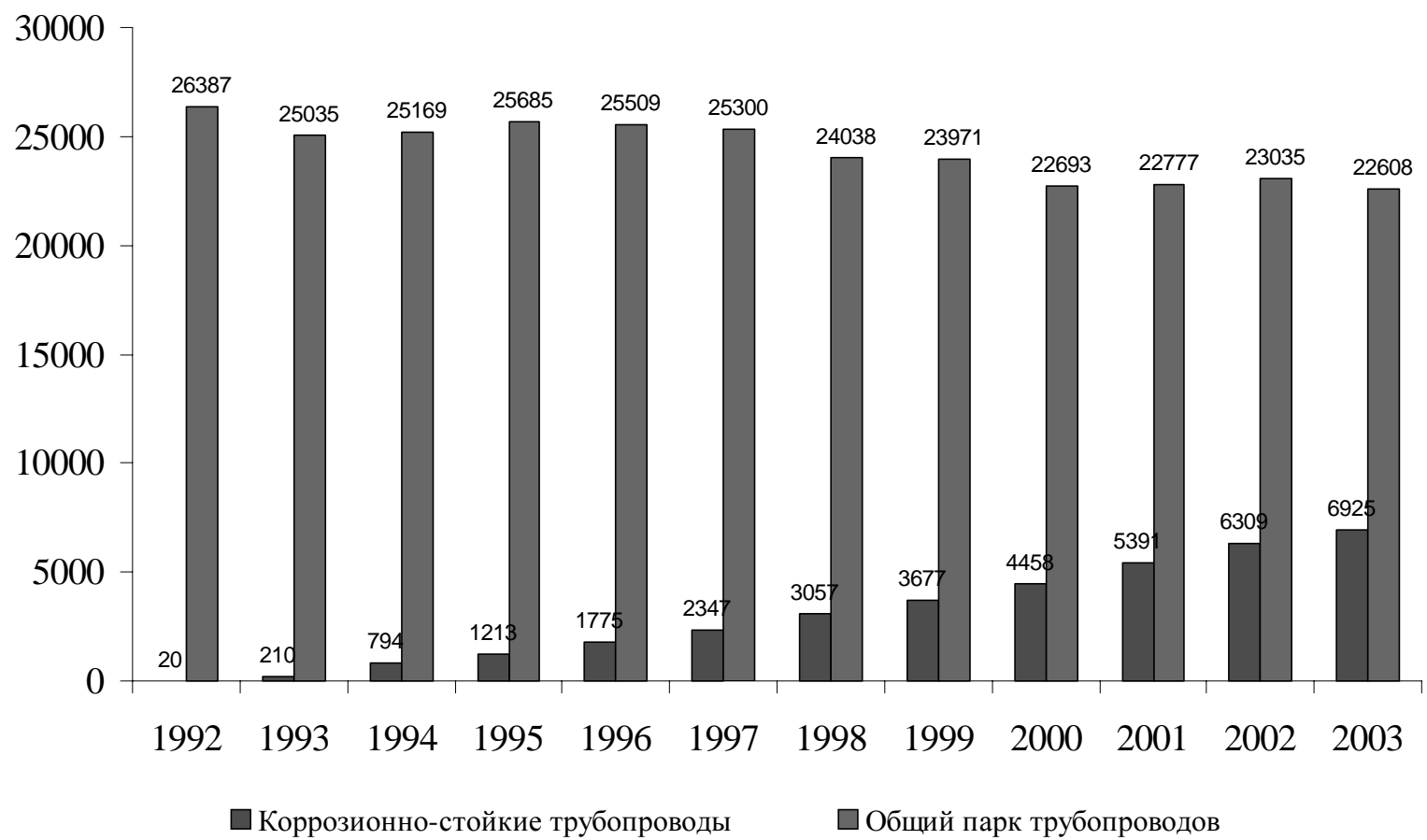


Рисунок 1 - Динамика внедрения коррозионно-стойких трубопроводов

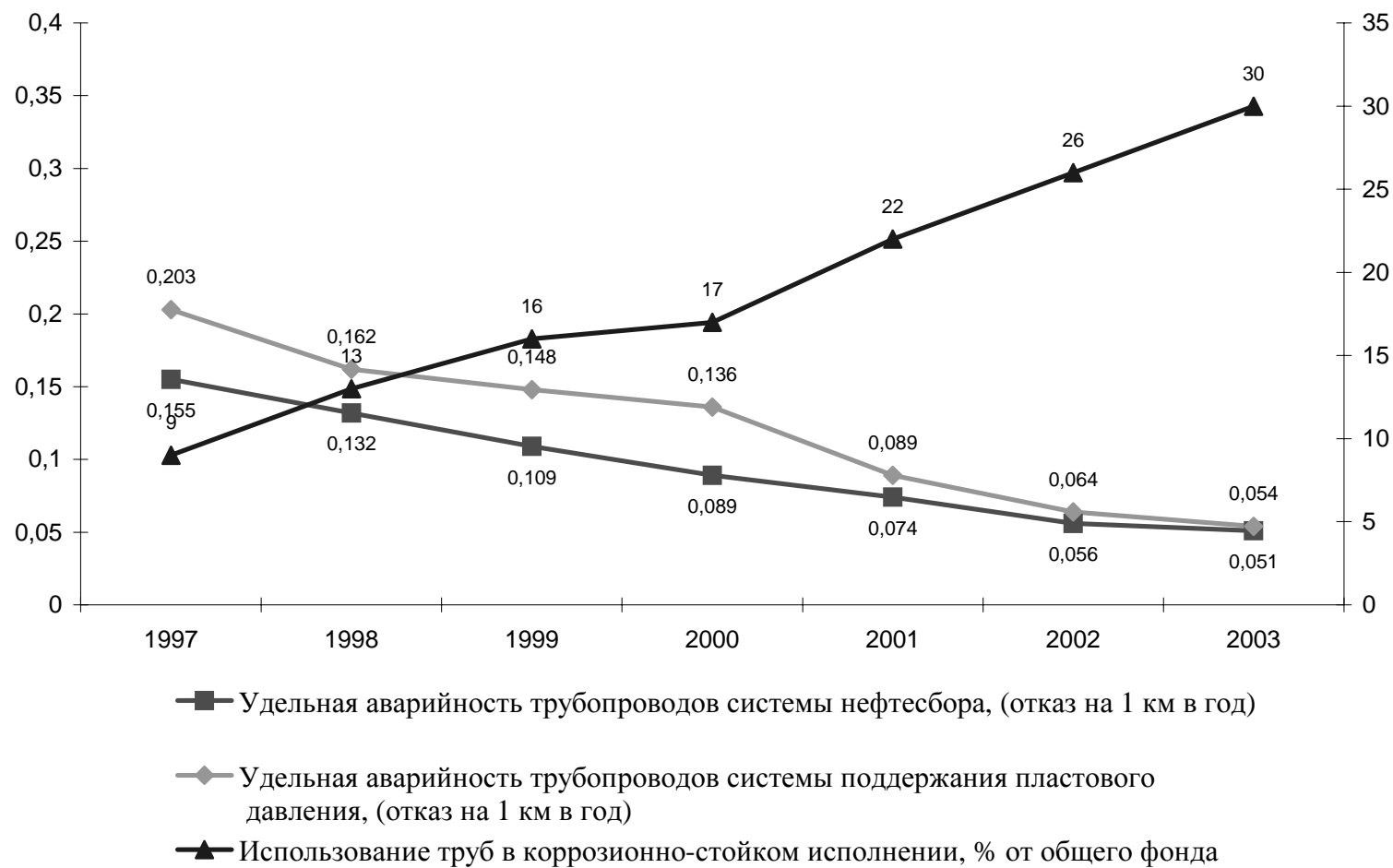


Рисунок 2 - Анализ аварийности трубопроводной системы ОАО "АНК "Башнефть"

© Нефтегазовое дело, 2004

протекторов. Нарботка трубопроводов составила от 4 до 15 мес. Рабочие давления от 13,2 до 15,1МПа. Глубина залегания от 0,6 до 1,5 м. Все случаи повреждений СФП идентичны и представляют собой разрыв тела стальной трубы по образующей в калиброванной части законцовки на расстоянии 230 - 380 мм от стыка. Ширина разлома от 10 до 50мм.

В ходе расследования рассматривалось несоблюдение требований к строительству и эксплуатации СФП. Здесь налицо несоответствующее минимальной норме заглубление трубопроводов, испытывающих механические нагрузки при неравномерных деформациях грунта. Возможно, имело место предварительное напряжение трубопровода (упругий изгиб по заданному профилю); излом трубопровода при укладке в траншею; провисание трубопровода из-за неровного дна траншеи и последующее разрушение под собственным весом и весом грунта. Определенно, трубопроводы испытывали циклическое нагружение при достаточно высоком внутреннем давлении.

Однако, внешние и внутренние нагрузки и воздействия, возникающие при строительстве и эксплуатации трубопроводов, являются в данном случае не основным, а дополнительным фактором при низком запасе прочности калиброванной части стальной трубы. Лабораторные анализы показали, что воздействие на законцовку при ее калибровании приводит к охрупчиванию металла стальной трубы. В процессе калибрования законцовка подвергается значительным радиальным нагрузкам, а непропорциональное соотношение «диаметр – толщина стенки» приводит к возникновению микротрещин в теле стальной трубы. На основании техрасследования был проведен прочностной расчет толщины стенки стального трубопровода и принято решение производить футерованные трубы диаметром 114 мм с толщиной стенки 6,5 мм. Помимо устранения конструктивных недостатков, был достигнут значительный экономический эффект от снижения металлоемкости стальных труб.

Расследование следующего отказа футерованного нефтепровода протяженностью 2670м диаметром 273x8 мм выявило недостатки технологии монтажа. При пуске в эксплуатацию была обнаружена низкая пропускная способность трубопровода, диагностическое обследование показало штуцирование потока в трех секциях трубопровода. При осмотре вырезанных секций обнаружены кольцевые вздутия полиэтиленовой оболочки. В межтрубном пространстве присутствует рабочая жидкость, что указывает на нарушение целостности полиэтиленовой оболочки, при этом качество заземления удовлетворительное.

Основной причиной отказа нефтепровода является деформация полиэтиленовой оболочки в период монтажа трубопровода.

В 2003 году был зафиксирован первый случай отказа СФП в результате разрушения стальной трубы по месту сварного стыка. Причина повреждения – отработавший раньше амортизационного срока протектор, что по-

влекло коррозионное разрушение наконечника, проникновение агрессивной транспортируемой среды в межтрубное пространство и последующее разрушение стальной трубы. Данное явление – результат конструктивных недостатков СФП.

Отказы гибких полимерно-металлических трубопроводов происходят, как правило, в тех случаях, когда они смонтированы из труб, выпущенных до 1998 года. Тогда внутренняя камера ГПМТ изготавливалась из полиэтилена высокого давления. Лабораторные обследования образцов внутренней камеры ГПМТ свидетельствуют об ухудшении механических свойств материала на 30 - 50% по сравнению с исходными значениями.

Данные трубопроводы требуют повышенного внимания со стороны эксплуатационных служб. Для контроля перепадов рабочего давления рекомендуется устанавливать на устьях скважин контрольную аппаратуру (электроконтактные манометры). С апреля 1998 года налажено производство ГПМТ с внутренней камерой из полиэтилена низкого давления, и с тех пор не отмечено ни одного отказа труб этого выпуска, если не считать повреждений труб в процессе строительного-монтажных работ.

Расследование порывов и отказов металлопластовых труб выявило несколько причин аварийности. Во-первых, заводской брак, когда имеют место нарушения технологических режимов изготовления труб: недостаточная прочность проволочного каркаса в результате несоблюдения шага навивки; пережог проволоки каркаса; присутствие в полимерном материале трубы посторонних включений; некачественная приварка законцовок к телу трубы. Во-вторых, строительный брак, когда при укладке смонтированного трубопровода не соблюдается допустимый радиус изгиба, что приводит к нарушению герметичности в месте соединения труб. И в-третьих, это несоблюдение правил транспортирования труб – выявлены дефекты в виде надразов и вмятин на внешней поверхности трубы.

Анализируя причины отказов коррозионно-стойких трубопроводов, можно сделать следующие выводы. Такие явления, как отработка протектора ранее амортизационного срока всей трубы и деформация полиэтиленовой оболочки СФП, а также разрушение внутренней камеры ГПМТ из полиэтилена высокого давления, относятся к конструктивным недостаткам изделий. Исключить указанные недостатки из конструкции труб не представляется возможным. Здесь требуется рассмотреть альтернативные варианты замены недоработанных узлов, что и было сделано в случае с ГПМТ.

Нарушение технологии производства, транспортирования, хранения, строительства и эксплуатации коррозионно-стойких трубопроводов являются субъективными факторами, которые должны быть исключены из производственного процесса или максимально снижены.

Коль скоро мы имеем дело с материалами, свойства которых принципиально отличаются от свойств традиционно применяемых металлов, необходимо учитывать эти различия на всех этапах - от изготовления полимерных труб до их последующей эксплуатации. При этом необходимо по

возможности исключить из технологического процесса такое понятие как «человеческий фактор»; ввести на производстве поэтапную систему контроля качества; организовать входной контроль на предприятиях; неукоснительно выполнять требования нормативно-технической документации при монтаже и эксплуатации; вести систематическую работу по улучшению конструкционных и технологических характеристик изделий.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Пермяков Н.Г., Агапчев В.И. Применение пластмассовых труб на нефтепромыслах. – М.: Нефтяное хозяйство, №9, 1995.
2. Агапчев В.И., Виноградов Д.А., Абдуллин В.М. Трубопроводные системы из композиционных материалов в нефтегазовом строительстве. – Нефть и газ, №5, 2003.
3. Сафронов Е.Н., Гребенькова Г.Л., Тергулов Р.Р., Агапчев В.И. Контроль качества коррозионностойких труб, применяемых на нефтепромыслах Башкирии // Проблемы строительного комплекса России: Материалы VIII международной научно-технической конференции. – Уфа, УГНТУ, 2004.