

УДК 539.43; 620.16+621.644→622.692.4

А.Н. КОЗИК, В.В. ВОРОБЬЕВ, канд. техн. наук
Гомельтранснефть Дружба, Беларусь

ВЛИЯНИЕ КОРРОЗИОННЫХ ПОВРЕЖДЕНИЙ НА НЕСУЩУЮ СПОСОБНОСТЬ НЕФТЕПРОВОДНЫХ ТРУБ

Установлены характерные виды локального коррозионного повреждения внутренней поверхности труб подводных переходов после длительной (более 35—40 лет) эксплуатации: в виде овала и протяженной полоски; описан механизм их образования. Путем специально поставленных натуральных экспериментов (разрушение нефтепроводных труб при испытании под давлением) показано, что после длительной эксплуатации опасными являются не околошовные зоны продольных сварных соединений, а именно зоны с локальными коррозионными повреждениями. Изложен метод и технология восстановления работоспособности подводных переходов после их длительной эксплуатации; это обеспечивает снижение риска аварий и повышение безопасности

Ключевые слова: нефтепроводные трубы, эксплуатация, коррозионное повреждение, прочностная надежность, испытания, подводные переходы

Введение

Необходимость изучения влияния процессов коррозионного повреждения на прочностную надежность трубопроводов диктует возраст нефтепроводной системы Республики Беларусь: с момента начала строительства прошло уже 50 лет.

Линейная часть магистральных нефтепроводов наиболее капиталоемкая и трудно восстанавливаемая часть нефтепроводной системы. Поддержание ее прочностной надежности в течение последних двадцати лет осуществляется путем устранения локальных дефектов с использованием, преимущественно, ремонтных конструкций. Значительно реже применяется замена труб. Как показали данные внутритрубной дефектоскопии, после эксплуатации 35 и более лет на первый план выходят коррозионные повреждения внутренней поверхности труб, накопленные в результате длительного воздействия потока транспортируемого продукта, в том числе примесей в его составе, на стенки труб нефтепроводов.

Особые условия эксплуатации линейной части нефтепроводов (скопление коррозионных компонентов в пониженных малопроточных зонах, отсутствие доступа с целью инспекции и ремонта и т.д.) действительно способствуют развитию коррозионных повреждений внутренней поверхности труб, что делает проблему особо острой для нефтепроводов с наработкой свыше 35 лет. Аварийные разрушения подводных переходов магистральных продуктопроводов «Унеча—Вентспилс» (март 2007 г. на р. Ула) с попаданием нефтепродуктов в водную акваторию и «Мозырь—Гомель» (февраль 2008 г. пойма

р. Днепр) вызвали общественный резонанс и придали проблеме международный статус.

Перекачка нефти по магистральным нефтепроводам долгое время считалась совершенно безопасной для внутренней полости труб, соответственно очистка проводилась нерегулярно, лишь по мере необходимости, трубопроводы проектировались и строились с непроходными отводами, резервные нитки подводных переходов не эксплуатировались, их промывка велась не регулярно, при монтажных работах по вырезке отрезков труб использовались глина, эмульсия после проведения работ сливалась в резервуары нефтеутечек, откуда попадала в нефтепроводы и т.д.

Действительно, нефть мало коррозионная среда (таблица 1), однако наличие примесей существенно ускоряет накопление коррозионных повреждений в благоприятных условиях. Так, например, известны участки магистральных нефтепроводов, на которых скорость развития внутренних коррозионных повреждений труб достигает 0,2 мм/год [1]. Помимо коррозионного воздействия, движущийся поток нефти, в условиях циклического нагружения внутренним давлением, приводит к деградации рабочих свойств металла труб на внутренней поверхности. Так, для нефтепроводов с наработкой 35 лет, снижение сопротивления усталости металла составляет ~15 % [2—4]. Анализ этих и других подобных данных привел к выводу: система труба/поток нефти под давлением является трибофатической [5].

Из международной практики показательны сведения о коррозионных повреждениях в 2007 г. внутренней поверхности стенки труб нефтепроводов английской компании «British Petroleum» с месторождения «Prudhoe Bay» на Аляске и нефтепроводе «Баку—Супса» на Кавказе, что

Таблица 1 — Свойства нефти, перекачиваемых по нефтепроводу «Дружба»

Характеристика	Ед. изм.	Белорусская нефть	Российская нефть
1. Плотность при 20 °С	кг/м ³	838,5—847,5	858,5—870,0
2. Массовая доля воды	%	0,03—0,50	0,09—0,50
3. Концентрация хлористых солей	мг/дм ³	5,0—100,0	15,0—100,0
4. Массовая доля мех. примесей	%	0,005—0,05	0,005—0,05
5. Массовая доля серы	%	1,0—1,45	0,3—0,6
6. Давление насыщен. паров	кПа	66,0—72,0	49,0—66,7
7. Вязкость кинематическая при 20 °С	мм ² /с	13,0—20,0	13,5—14,7
8. Массовая доля парафина	%	5,0—8,0	3,5—4,5

явилось, для инженерного персонала компании, полной неожиданностью. Транспортировку нефти по обоим нефтепроводам пришлось временно прекратить до устранения повреждений [5].

Нежелательным компонентом нефти, влияющим на ее коррозионную активность, является вода, сера и механические примеси.

Изначальная недооценка опасности возникновения внутренней коррозии привела к медленному, но непрерывно развивающемуся развитию коррозионных повреждений внутренней поверхности труб. Коррозионные повреждения на внутренней поверхности труб, исходя из опыта эксплуатации, начинают проявляться у нефтепроводов со сроком эксплуатации свыше 20 лет, а после 30 лет эксплуатации, по данным внутритрубной дефектоскопии, они представляют уже серьезную опасность.

Экспериментальные исследования и анализ их результатов

Методами дефектоскопического контроля установлено, что после эксплуатации в течение более 35...40 лет в резервных нитках подводных переходов нефтепровода обнаруживаются два характерных типа локального коррозионного повреждения (ЛКП) — в виде овала (рисунок 1 б, в) и протяженной полоски (см. рисунок 1 г, д). Их образование обусловлено скоплением коррозионных компонентов в пониженных малопроточных зонах труб, при этом ЛКП типа полоски преимущественно развиваются на наклонных участках подводного перехода, тогда как ЛКП овального типа обнаруживаются на самых низких — донных участках. Показано, что для ЛКП овального типа характерна так называемая ручейковая коррозия (рисунок 2 а, б), сосредоточенная на дне овала. А для ЛКП типа протяженной полоски характерны линейные цепочки осповидных повреждений, скопление которых образуется по берегам полоски (рисунок 3 а, б, в). И ручейковые и осповидные коррозионные повреждения представляются как местные концентраторы напряжений, в зоне которых появляется и растет магистральная разрушающая трещина (см. рисунок 2 б и рисунок 3 б).

Для оценки влияния ЛКП на процессы разрушения разработаны методика и технология испытания натур-

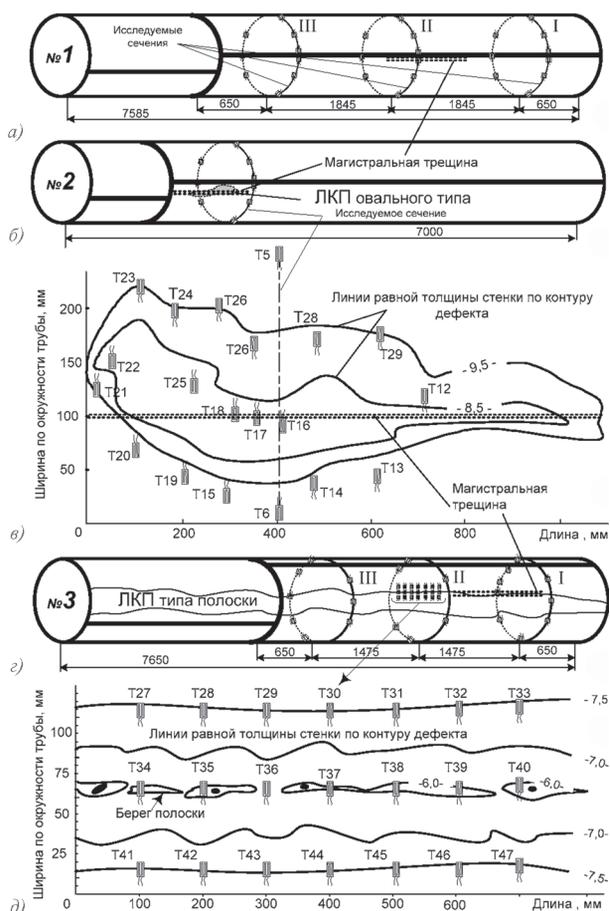


Рисунок 1 — Испытуемые плиты (а, б, г) с ЛКП овального типа (в) и типа полоски (д)

ных длинноразмерных плит нефтесепараторных труб большого диаметра с ЛКП и без них, изложенная в стандарте Беларуси «Трубы нефтесепараторные. Метод испытания внутренним давлением до разрушения» [7].

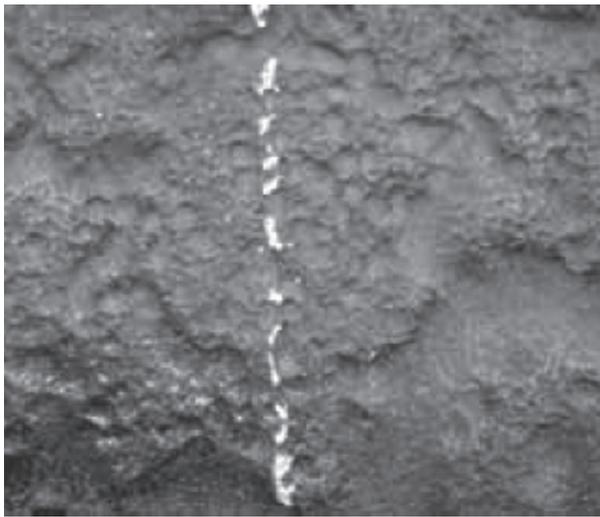
Для испытаний были отобраны и подготовлены три плиты из труб подводных переходов нефтепровода Мозырь—Брест диаметром 630 мм (таблица 2) и рабочим давлением 6,4 МПа. Первая без ЛКП, вторая — с овальным ЛКП на внутренней поверхности трубы по нижней образующей, площадью ~0,25 м², третья — с ЛКП типа полоски шириной 530 мм, по всей длине плиты вдоль нижней образующей. Длина плит, как правило, в 10 раз превышала диаметр трубы; это обеспечивало устранение влияния концевых эффектов на результаты испытаний.

Общий вид разрушения всех плит (рисунок 4) — вдоль образующей, что типично для нефтепроводов (более 90 % отказов). Однако разрушение плит с ЛКП произошло нетипично: не вдоль сварного шва, что наблюдалось при разрушении плиты без ЛКП (см. рисунок 4 а), а по внутренним коррозионным повреждениям (см. рисунки 1, 2 и таблицу 2).

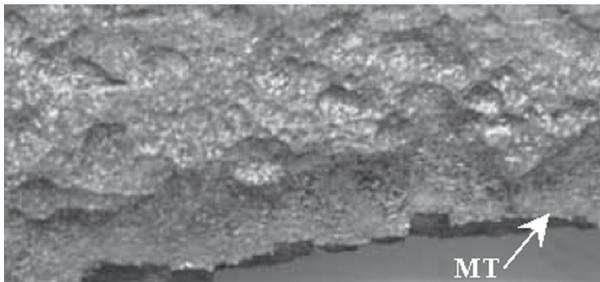
По изложенным данным можно сделать следующие заключения.

Впервые установлено, что несущая способность (прочность) труб с ЛКП лимитируется именно ими, а не сварными соединениями. Снижение предела прочности металла труб с ЛКП составляет, по данным эксперимента, 8—12 %.

Главный вывод из результатов этих испытаний состоит в том, что после длительной (более 35 лет) эксплу-



а)



б)

Рисунок 2 — ЛКП овального типа: (а) — характерная картина ручейковой коррозии; (б) — развитие магистральной трещины (МТ) по дну одного из ручейков

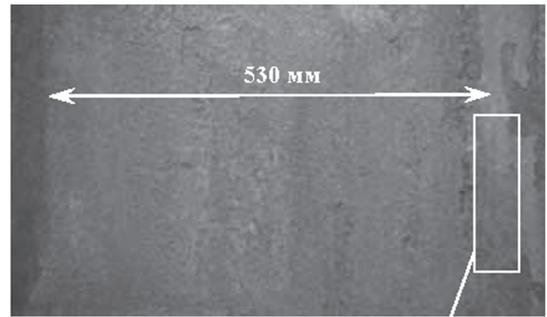
атации опасными являются не околошовные зоны продольных сварных соединений, а зоны с ЛКП. Поэтому прогнозирование остаточного ресурса труб подводных переходов следует вести не по критерию прочности сварных соединений, а по другому критерию — коррозионно-механической прочности, в том числе и по коррозионно-механической усталости, поскольку признано, что расчеты эксплуатации нефтепроводных труб обуславливают повторно-переменный процесс их нагруженности.

Исследованные ЛКП хотя и привели к снижению несущей способности труб подводных переходов после 35 лет эксплуатации, но не исчерпали ее: коэффициенты запаса прочности для них составляют 1,5...1,6. Это означает, что правомерно ставить и решать задачу по обеспечению дальнейшей безопасной эксплуатации труб по критерию коррозионного повреждения.

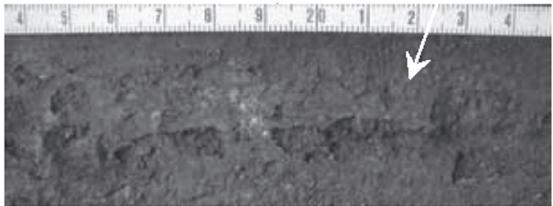
Были изучены процессы деформирования труб диаметром 630 мм с ЛКП и без них, при испытаниях внутренним давлением. Установлено также, что в ограниченной области ЛКП (рисунок 5) наблюдается локализация напряженно-деформированного состояния в наиболее слабых точках: здесь деформации возрастают в несколько раз по сравнению с величиной общей деформации.

Метод и технология восстановления надежности подводных переходов после их длительной эксплуатации

Проведенные экспериментальные исследования коррозионно-механической прочности нефтепроводных труб



а)



б)



в)

Рисунок 3 — ЛКП типа полоски: (а) — характерная картина повреждения, (б) — фрагмент берега полоски: линейная цепочка осевых повреждений; (в) — развитие магистральной трещины (МТ) по цепочке повреждений

явились основанием для постановки и решения важной практической проблемы — реконструкции подводных переходов на сети «Дружба» с целью обеспечения их требуемой эксплуатационной надежности и безопасности.

Разработаны метод и технология восстановления эксплуатационной надежности подводных переходов, включающие следующие технические решения.

Резервные нитки подводных переходов нефтепроводов при перекачке не запираются, как этого требовали правила технической эксплуатации, а постоянно находятся в работе в качестве лупингов к линейной части. Это ведет к соответствующему продлению их срока службы ввиду исключения условий для образования и развития ЛКП, снижающих коррозионно-механическую прочность труб и снижению затрат на перекачку.

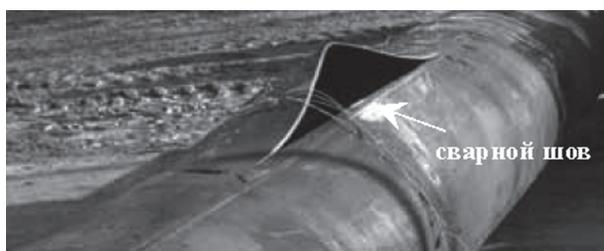
Реконструкция подводных переходов с установкой камер пуска-приема позволяет проводить их внутритрубную диагностику и очистку с необходимой периодичностью, что повышает их надежность за счет контроля технического состояния и удаления скопленных примесей. Это ведет к снижению экологического риска при эксплуатации подводных переходов, поскольку позволяет предотвращать возможные выбросы нефти в водную акваторию вследствие разрушения труб.

Для многониточных подводных переходов уменьшается число резервных ниток, например, путем строительства одного резервного перехода для двух ниток. Это приводит к значительному экономическому эффекту.

Таблица 2 — Характеристика испытываемых плетей и параметры разрыва

Наименование	Плеть № 1	Плеть № 2	Плеть № 3
Подводный переход	р. Припять, основная нитка	р. Ствига, резервная нитка	оз. Глинницкое, резервная нитка
Марка стали	18Г2А	18Г2А	14ХГС
Толщина стенки, мм	9	10	8
Срок эксплуатации, лет	43	43	40
Давление разрушения, МПа	12,2	14,1	11,2
Зона и параметры разрыва (длина × ширина трещины в месте максимального раскрытия, мм)	Вдоль сварного шва 1780×212	ЛКП овального типа 1340×174	ЛКП типа полоски 1470×154
Напряжение разрушения σ_r , МПа:			
- по сертификату	520	520	520
- по испытаниям	466	428	427
Коэффициент запаса прочности труб $\sigma_r/\sigma_{раб}$	2,2	2,2	1,8

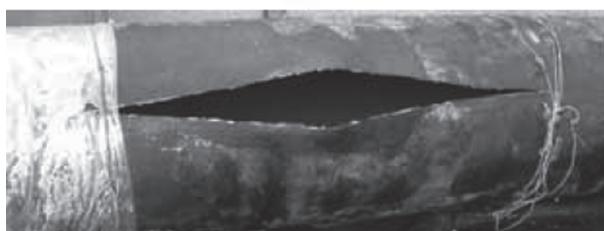
Технологический процесс прокладки подводных переходов базируется не на траншейном методе, а с использованием метода горизонтально-наклонного бурения, что ведет к уменьшению объемов строительно-монтажных работ, снижению затрат на 20...30 % и не нарушается экологии водной акватории. В качестве примера на рисунке 6 представлена технологическая схема подводного перехода нефтепровода «Мозырь—Брест» через р. Ствига до и после реконструкции, в ходе



а)



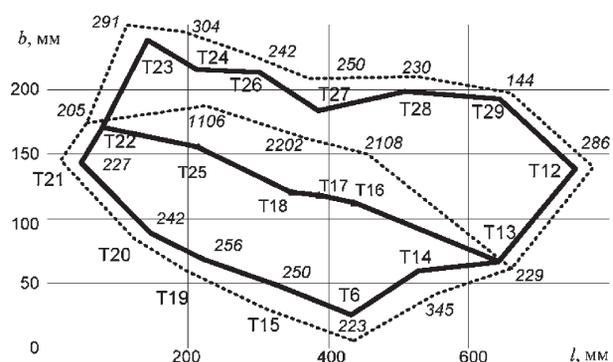
б)



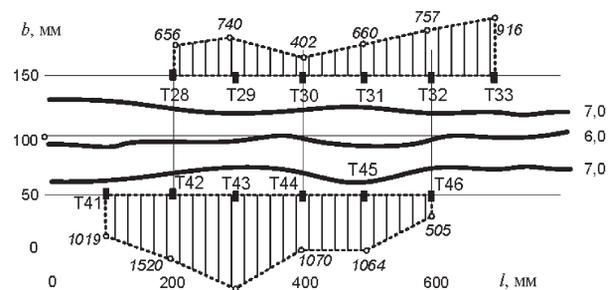
в)

Рисунок 4 — Характер и зона разрушения плетей: (а) — плеть № 1; МТ — вдоль сварного шва (см. также рисунок 1 а); (б) — плеть № 2; МТ — через по дну ручейков ЛКП овального типа (см. также рисунок 1 в); (в) — плеть № 3; МТ — по линейному скоплению оспообразных повреждений на одном из берегов ЛКП типа полоски (см. также рисунок 1 д)

которой была ликвидирована резервная нитка диаметром 630 мм, на резервную нитку диаметром 820 мм, установлены стационарные камеры приема-пуска внутритрубных устройств.



а)



б)

Рисунок 5 — Распределение деформаций по длине l и ширине b ЛКП овального типа (а) и типа полоски (б) при давлении 10 МПа (цифры означают: деформация $\epsilon \cdot 10^{-6}$ в характерных точках ЛКП, T1, T2, ... — номер тензодатчиков, $h=6,0$ и $7,0$ — толщина стенки трубопровода после эксплуатации)

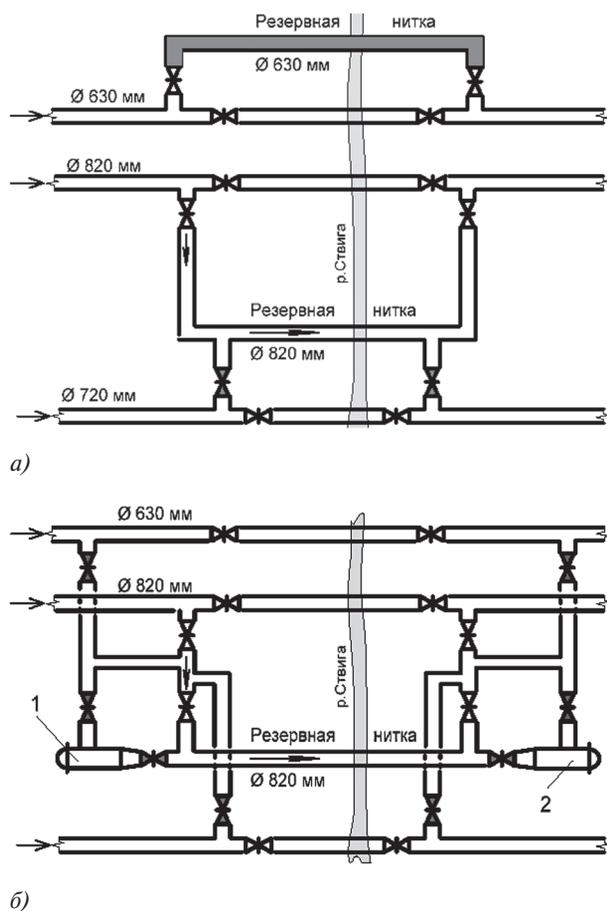


Рисунок 6 — Технологическая схема подводного перехода нефтепровода «Мозырь—Брест» через р. Ствига: до (а) и после (б) реконструкции (закрашена ликвидированная нитка; 1 и 2 — камеры пуска и приема устройств внутритрубной диагностики)

Заключение

Установлены особенности коррозионного повреждения труб подводных переходов после длительной (более 35—40 лет) эксплуатации — по сравнению с общей (сплошной) коррозией труб линейной части нефтепровода; здесь обнаруживаются два типа локальных коррозионных повреждений — в виде овала и протяженной полоски. Установлено, что их образование обусловлено скоплением коррозионных компонентов в пониженных малопроточных зонах труб, при этом ЛКП типа полоски преимущественно развиваются на наклонных участках подводного перехода, тогда как ЛКП овального типа обнаруживается на самых низких — донных участках. В зонах ЛКП обнаруживается локализация и местная концентрация напряжений, что и приводит к образованию разрушающей трещины.

Результаты испытаний внутренним давлением до разрушения, с применением разработанной методики и технологии испытаний, впервые показали, что несущая способность (прочность) труб с ЛКП лимитируется указанными дефектами, тогда как несущая способность трубы, не имеющей ЛКП, лимитируется, как обычно, прочностью сварных соединений. Проведенные экспериментальные исследования напряженно-деформированного состояния труб с ЛКП и без них подтвердили, что в дефектных зонах, при повышении внутреннего давления, повреждаемость металла резко интенсифицируется: здесь деформации (напряжения) в 3—5 и более раз выше, чем в зонах без дефектов (при одинаковом давлении). При этом предельное напряжение для труб с ЛКП на 8—12 % ниже, чем для труб без них (в условиях опыта).

Главный вывод из результатов этих испытаний состоит в том, что после длительной эксплуатации опасными являются не околошовные зоны продольных сварных соединений, а зоны с ЛКП. Поэтому прогнозирование остаточного ресурса труб следует вести не по критерию прочности сварных соединений, а по другому критерию — по коррозионно-механической прочности (в том числе и по коррозионно-механической усталости).

Результаты проведенных исследований и принятая технология работы подводных переходов позволяют существенно снизить риск возникновения аварийных ситуаций и свести к минимуму попадание нефти в водные акватории.

Список литературы

- Штин, И.В. Анализ внутренней коррозии нефтепровода «Александровское — Анжеро-Судженск» на основе результатов диагностики / И.В. Штин, В.И. Хижняков // Трубопровод. трансп. нефти. — 1998. — № 11. — С. 26—28.
- Сосновский, Л.А. Живучесть труб нефтепроводов / Л.А. Сосновский, А.В. Богданович, А.М. Бордовский. — Гомель: НПО ТРИБОФАТИКА, 2004. — 112 с.
- Бордовский, А.М. Прочностная надежность линейной части магистральных нефтепроводов / А.М. Бордовский, В.В. Воробьев, Л.А. Сосновский. — Гомель: НПО ТРИБОФАТИКА, 2004. — 114 с.
- Воробьев, В.В. Особенности эксплуатационной нагруженности и повреждения линейных участков нефтепровода: автореф. дис. ... канд. техн. наук / В.В. Воробьев. — Гомель: БелГУТ, 2002. — 20 с.
- Методы и результаты экспериментальных исследований линейного участка нефтепровода как трибофатической системы / С.В. Сосновский [и др.]; редкол.: М.А. Журавков (пред.) [и др.]. // Тр. VI Междунар. симпоз. по трибофатике (ISTF 2010), 25 окт.—1 нояб. 2010 г., Минск, Беларусь. — Минск: БГУ, 2010. — Т. 1. — С. 351—360.
- Каждый год система транспорта нефти на Аляске дает утечки // Нефть и капитал. — 2006. — № 8. — С. 92—94.
- Трубы нефтепроводные. Метод испытания внутренним давлением до разрушения: СТБ 2162-2011. — Минск: ГОССТАНДАРТ, 2011. — 34 с.
- Костюченко, А.А. Коррозионно-механическая прочность нефтепроводных труб: методика испытаний / А.А. Костюченко // Материалы. Технологии. Инструмент. — 2008. — Т. 13; № 1. — С. 92—97.

Kozik A.N., Vorobyov V.V.

Influence of corrosion damages on carrying ability of oil pipelines

Characteristic kinds of local corrosion damage of an internal surface of pipes of underwater transitions after long (more than 35—40 years) operation are established: in the form of an oval and an extended strip; the mechanism of their formation is described. By specially put natural experiments (destruction of petrowire pipes at test under pressure) is shown that after long operation zones with local corrosion damages are dangerous not zones of longitudinal welded connections, namely. The method and technology of restoration of working capacity of underwater transitions after their long operation is stated; it provides decrease in risk of failures and safety increase.

Поступила в редакцию 17.03.2011