

УДК 622.691.4

И.И. Велиюлин<sup>1</sup>; Р.Р. Хасанов<sup>1</sup>, e-mail: hasanov@eksikom.ru

<sup>1</sup> ООО «ЭКSIKOM» (Москва, Россия).

## Влияние разных типов изоляционных покрытий на устойчивость газопроводов к стресс-коррозионным процессам

В статье рассмотрено влияние изоляционных покрытий на стресс-коррозионные процессы и, следовательно, на прочность газопроводов. Известно, что стресс-коррозии подвержены трубы всех производителей, в первую очередь изготовленные из листа, полученного методом контролируемой прокатки. Зачастую производители трубной продукции объясняют стресс-коррозионную повреждаемость трубопроводов плохой защищенностью объектов средствами электрохимзащиты, температурным режимом эксплуатации, а также качеством изоляционных покрытий. Однако исследование показало, что главную роль в зарождении и развитии трещин играет концентрация напряжений, следовательно, ключевым фактором является предельное состояние стенки трубы. При этом изоляционное покрытие за счет сдавливающего воздействия на трубу может сдерживать образование и развитие трещин, продлевая таким образом срок эксплуатации трубопровода. В ходе исследования были рассмотрены три типа изоляционных покрытий (трехслойное экструдированное полиэтиленовое покрытие, полиуретановое двухкомпонентное покрытие и полимерная изоляционная лента), представлены их основные характеристики. Приведен алгоритм расчетов влияния изоляционных материалов на прочность трубы DN 1400 с толщиной стенки 15,7 мм. По результатам расчетов, представленных для наглядности в виде таблицы, можно сделать вывод, что максимальное снижение напряжений в стенке трубы обеспечивает трехслойное полимерное покрытие, повышающее стойкость трубы к стресс-коррозионным процессам на  $9,0 \cdot 10^{-3}$  %.

**Ключевые слова:** изоляционное покрытие, стресс-коррозионный дефект, напряжение, трехслойное экструдированное полиэтиленовое покрытие, полиуретановое двухкомпонентное покрытие, полимерная изоляционная лента.

.....

*I.I. Veliyulin<sup>1</sup>; R.R. Khasanov<sup>1</sup>, e-mail: hasanov@eksikom.ru*

<sup>1</sup> EKSİKOM LLC (Moscow, Russia).

## The Effect of Gas-Line Wrapping Alternatives on Stress-Corrosion Resistance

The article covers the effect of gas-line wrapping alternatives on stress-corrosion processes and, thus, on gas line insulation strength. All pipes of any manufacturers are known to be susceptible to stress-corrosion, particularly those made of sheet metal produced by controlled rolling. Manufacturers of tubular goods often explain stress-corrosion of pipelines by their poor electrochemical protection, temperature operative conditions and their wrapping quality. But the study has shown stress concentration to be most important in crack birth and development, therefore, a key factor is the limiting state of pipe walls. Besides, a pipeline wrapping can keep the crack birth and development in check due to its pipe squeeze force, thus extending the life of a pipeline. The study has analyzed three types of corrosion control coatings (three-layered extruded polyethylene coating, polyurethane two-component coating, polymeric insulation tape) and has presented their essential descriptions.

The algorithm to calculate the effect of insulation materials on pipe resistance to corrosion DN 1400 for 15.7 mm wall thickness is given in the article. The calculation data are shown in form of a table for visualization making it possible to conclude that a maximum stress reduction in pipe walls can be achieved by a three layered polymeric coating, thus increasing pipe resistance to stress-corrosion processes by  $9.0 \cdot 10^{-3}$  %.

**Keywords:** pipeline wrapping, stress-corrosion defect, stress, three-layered extruded polyethylene coating, polyurethane two-component coating, polymeric insulation tape.

Случаи разрушения газопроводов по причине стресс-коррозионного растрескивания под напряжением впервые были зафиксированы во второй половине 1970-х гг., с чего и началось изучение данного явления в газовой промышленности. На сегодняшний день анализ ситуации со стресс-коррозионной повреждаемостью магистральных газопроводов в отечественной и мировой практике показывает, что стресс-коррозии подвержены трубы всех известных производителей трубной продукции, в основном изготовленные из листа, полученного методом контролируемой прокатки. При этом стоит отметить, что стресс-коррозии, как правило, не сопутствует коррозия в виде питтингов, язв, каверн, общая коррозия. К тому же от стресс-коррозии не защищает даже правильно организованная электрохимзащита [1].

Стресс-коррозии подвержены отдельные локальные участки трубной поверхности, так называемые плато, с аномальным содержанием неметаллических включений. Располагаются такие «плато» преимущественно на нижней образующей трубы на расстоянии 50–300 мм от продольного заводского шва (для двухшовных труб), причем с одной его стороны, что объясняется технологической последовательностью производства труб из цельного листа. После продольной разрезки листа, гнутья обечаек, их соединения для сварки с одной из сторон оказывается металл осевой части слитка, повышенная загрязненность которого обусловлена ликвационными процессами в слитке металла трубного листа. Крупные мировые металлургические центры зачастую объясняют проблему стресс-коррозии плохой защищенностью газопроводов средствами электрохимзащиты (ЭХЗ), качеством изоляционных покрытий и температурным режимом эксплуатации газопроводов, что с позиций сегодняшнего уровня познаний в области коррозионных процессов воспринимается как попытка защиты своей

продукции. Действительно, внешний слой трубы наиболее ослаблен. Однако изоляционное покрытие за счет сдавливающего воздействия на трубу может являться фактором, сдерживающим образование трещин. Рассмотрим подробнее, какое влияние изоляционные покрытия оказывают на протекание стресс-коррозионных процессов.

### ВЛИЯНИЕ ИЗОЛЯЦИОННЫХ ПОКРЫТИЙ НА ПРОЦЕССЫ СТРЕСС-КОРРОЗИИ

Физический процесс деструкции трубопровода можно описать следующим образом. Первичный элемент стенки трубы приходит в предельное состояние, когда эквивалентное напряжение в объеме элемента достигает предела прочности. Так зарождаются микротрещины. Неизбежные дальнейшие изменения напряженного состояния приводят к развитию макротрещин и последующему образованию сквозных трещин, вплоть до полного нарушения работоспособности трубы, то есть до отказа. В зарождении и развитии трещин главную роль играет концентрация напряжений.

Представление о предельном состоянии стенки трубы как об основополагающем факторе, обуславливающем зарождение трещин, полностью согласуется с данными статистики отказов. Отказы происходят при рабочем давлении газа, но всегда начинаются с образования трещин. Исключение составляют аварии в результате потери устойчивости. На рис. 1 представлена расчетная схема трубопровода, на рис. 2 – схема воздействия внешнего и внутреннего давления. В основу расчета прочности трубопровода с учетом совместного действия внутреннего давления и внешних нагрузок (веса и давления грунта, собственного веса и пригрузов, выталкивающей силы воды и температурных воздействий) по традиции положена методика расчета со оружений по предельным состояниям, разработанная советскими учеными

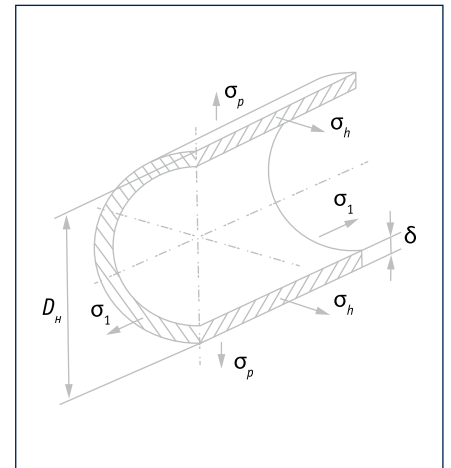


Рис. 1. Расчетная схема нагружения трубопровода:

$\sigma_h$  – кольцевые напряжения от расчетного давления, МПа;  $D_n$  – внешний диаметр трубы, мм;  $\sigma_1$  – продольные напряжения под действием внутреннего давления, МПа;  $\sigma_p$  – радиальные напряжения, МПа;  $\delta$  – толщина стенки трубы, мм

Fig. 1. Pipeline stressing design diagram:  $\sigma_h$  – hoop stress from pressure rating, MPa;  $D_n$  – outer pipe diameter, mm;  $\sigma_1$  – longitudinal stress under internal pressure, MPa;  $\sigma_p$  – radial stresses, MPa;  $\delta$  – pipe wall thickness, mm

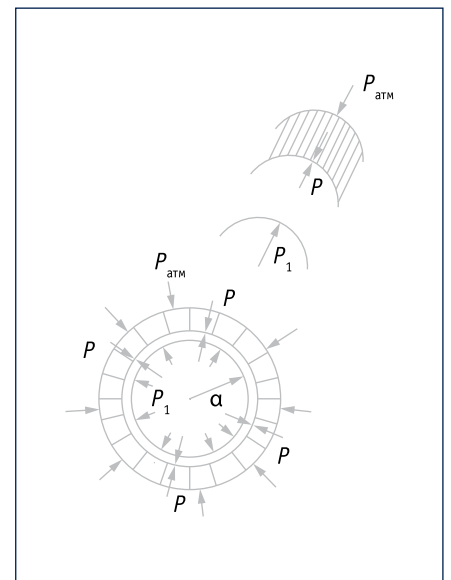


Рис. 2. Схема действия на трубу внутреннего и внешнего давления

Fig. 2. Flow pattern of pipe exerted internal and ambient pressures

Ссылка для цитирования (for citation):

Велиюлин И.И., Хасанов Р.Р. Влияние разных типов изоляционных покрытий на устойчивость газопроводов к стресс-коррозионным процессам // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2019. № 1–2. С. 52–56.

Veliyulin I.I., Khasanov R.R. The Effect of Gas-Line Wrapping Alternatives on Stress-Corrosion Resistance. Territorija "NEFTEGAS" = Oil and Gas Territory, 2019, No. 1–2, P. 52–56. (In Russian)

Таблица 1. Конструкция защитного покрытия на основе термостойкого рулонного армированного мастичного материала «ДЕКОМ-РАМ» (ТУ 5774-015-32989231-2013)  
 Table 1. Protective coating structure based on thermal-resistant reinforced plastic sheet DEKOM-RAM (Technical Specifications (TU) 5774-015-32989231-2013)

Наименование слоев конструкции покрытия Description of coating structure layers	Толщина слоя, мм, не менее Thickness of a layer, mm, minimum
Слой термостойкой битумно-полимерной грунтовки «ДЕКОМ-ГАЗ» (ТУ 2313-011-32989231-2013) A layer of thermal-resistant bituminous-polymeric primer DEKOM-GAZ (Technical Specifications (TU) 2313-011-32989231-2013)	0,1
Два слоя материала термостойкого рулонного армированного мастичного «ДЕКОМ-РАМ» (ТУ-5774-015-32989231-2013) Two layers of thermal-resistant reinforced plastic sheet DEKOM-RAM (Technical Specifications (TU) 5774-015-32989231-2013)	3,0
Слой обертки – лента термостойкая радиационно-модифицированная мастичная «ДЕКОМ-КОР» (ТУ 2245-014-32989231-2013) A wrapping layer – plastic heat-resistant radiation-modified tape DEKOM-KOR (Technical Specifications (TU) 2245-014-32989231-2013)	1,5
Общая толщина покрытия Total wrapping thickness	4,6
Коэффициент температурного расширения изоляционного покрытия $\alpha_{зп}$ , $K^{-1}$ Coefficient of thermal wrapping expansion $\alpha_{зп}$ , $K^{-1}$	0,00003
Модуль Юнга изоляционного покрытия $E_{зп}$ , МПа Young modulus of wrapping $E_{зп}$ , МПа	$10^{-3}$
Процентная составляющая упрочнения от рулонного армированного мастичного материала «ДЕКОМ-РАМ», % Percentage of a reinforcement component in reinforced plastic sheet DEKOM-RAM, %	0,01
Усилие намотки, Н Wrapping force, N	15

во главе с Н.С. Стрелецким [2]. Согласно этой теории в качестве расчетных показателей принимают временное сопротивление и предел текучести материала труб с учетом коэффициентов надежности в соответствии с [3]. В то же время практически не исследовался вопрос влияния изоляционного покрытия на прочность трубопровода. Кажется, что оно ничтожно, однако результаты аналитических и экспериментальных исследований эффективности упрочнения дефектных труб композиционными бандажами из гибкого анизотропного рулонированного стеклопластика (ГАРС) производства НПО «Стеклопластик» показывают, что при определенных условиях покрытие все же может оказать определенное влияние [4].

Прочностные характеристики при совместной работе трубы и нанесенного бандажа были определены с учетом сопоставления теоретических и экспериментальных данных по разрушающему давлению на поврежденных трубах. Расчеты позволили для широкого спектра условий определить возможный уровень упрочнения дефектного



участка в зависимости от параметров повреждения, технических характеристик металла трубы, бандажа и технологии ремонта.

### ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПРОЧНОСТНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ТРУБЫ С ИЗОЛЯЦИОННЫМ ПОКРЫТИЕМ

Напряжение, возникающее в трубе с изоляционным покрытием, можно оценить по формуле:

$$\sigma_{кц} = \frac{D_n(p - p_{зп})}{2\delta} - p, \quad (1)$$

где  $\delta$  – толщина стенки трубы, мм;  $D_n$  – внешний диаметр трубы, мм;  $p$  – давление в трубопроводе, МПа;  $p_{зп}$  – абсолютная величина давления на трубу

одного слоя изоляционного покрытия, МПа, которая рассчитывается как:

$$p_{зп} = \frac{\sigma_{зп} \cdot D_n}{2t}, \quad (2)$$

где  $t$  – толщина слоя изоляционного покрытия, мм;  $\sigma_{зп}$  – напряжение от изоляционного покрытия, МПа, которое рассчитывается как:

$$\sigma_{зп} = \alpha_{зп} \cdot E_{зп} \cdot \Delta T + F \cdot \cos\beta / t \cdot h, \quad (3)$$

где  $\alpha_{зп}$  – коэффициент температурного расширения изоляционного покрытия,  $K^{-1}$ ;  $E_{зп}$  – модуль Юнга изоляционного покрытия, МПа;  $\Delta T$  – разница температуры нанесения (затвердевания) и температуры эксплуатации,  $^{\circ}C$ ;  $F$  – усилие намотки, Н;  $\beta$  – угол намотки изоляции,  $^{\circ}$ ;  $h$  – ширина ленты, мм.

Расчет производился для трубы DN 1400 с толщиной стенки  $\delta$ , равной 15,7 мм. При этом в расчетах учитывалось возможное влияние трехслойного экструдированного полиэтиленового покрытия, полиуретанового двухкомпонентного покрытия и полимерной изоляционной ленты.

Исследования показали, что трехслойные экструдированные полиэтиленовые покрытия позволяют обеспечить защиту от стресс-коррозионных процессов. Однако, когда речь идет о протяженных участках трубопроводов, слабым звеном в цепи защиты участка от коррозии становится зона сварного стыкового соединения, поскольку работы ведутся в трассовых условиях, где, как известно, многое зависит от культуры производителя работ и результатов проверки качества представителями строительного контроля. Опыт показывает, что дефекты в металле труб на газопроводах с трехслойным полиэтиленом проявляются именно в зонах нанесения термоусаживающихся манжет (ТУМ). В рамках представленного исследования в качестве примера трехслойного покрытия выбрана продукция АО «Делан» (табл. 1).

Применение покрытий на основе полиуретановых мастик началось в мировой практике с 1980-х гг. Эти материалы могут наноситься как в заводских, так и в трассовых условиях. Отличительной особенностью полиуретановых мастик являются жесткие требования к подготовке поверхности перед их нанесением (ее шероховатость должна составлять около 60–120 мкм) и температуре окружающей среды (5–40 °С). Важными преимуществами полиуретановых мастик являются длительное обеспечение защитных свойств (30–35 лет) и возможность создания единой защитной оболочки на протяженном трубопроводе, включая трубы и сварные соединения. При нанесении полиуретановых мастик в трассовых условиях важным аспектом является достижение покрытием рабочего состояния до отлипа за короткий промежуток времени (2–10 мин), что позволяет без нанесения повреждений на покрытиях сохранять высокий темп полного цикла строительства от сварки до засыпки трубопровода.

В рамках исследования был произведен расчет влияния на стресс-коррозионные процессы наружного полиуретанового двухкомпонентного защитного покрытия на основе термореактивных материалов Protegol UR-Coating 32-60, предназначенного для защиты от коррозии труб, соединительных деталей, запорной ар-

Таблица 2. Характеристики полиуретанового двухкомпонентного защитного покрытия на основе термореактивных материалов Protegol UR-Coating 32-60

Table 2. Description of polyurethane two-component protection coating based on termosetting materials Protegol UR-Coating 32-60

Показатель Factor	Значение Value
Плотность, г/см <sup>3</sup> Density, g/cm <sup>3</sup>	1,19–1,21
Наносимая толщина, мм Coating thickness, mm	До 2,5 за операцию на вертикальной поверхности Up to 2.5 for an operation on the vertical surface
Коэффициент температурного расширения изоляционного покрытия $\alpha_{зп}$ , К <sup>-1</sup> Coefficient of thermal wrapping expansion $\alpha_{зп}$ , K <sup>-1</sup>	0,00012
Модуль Юнга изоляционного покрытия $E_{зп}$ , МПа Young modulus of wrapping $E_{зп}$ , MPa	10–5
Процентная составляющая упрочнения от полиуретанового двухкомпонентного защитного покрытия на основе термореактивных материалов Protegol UR-Coating 32-60, % Percentage of a reinforcement component in PUR two-pack protection based on termosetting materials Protegol UR-Coating 32-60, %	9·10 <sup>-4</sup>

Таблица 3. Характеристики полимерной ленты холодного нанесения [6]

Table 3. Description of cold applied polymeric tape coating [6]

Показатель Factor	Значение Value
Прочность при разрыве, Н/см, не менее Tensile strength, N/cm, minimum	50
Относительное удлинение при разрыве ленты, %, не менее Tensile strain in tape breaking, %, minimum	80
Изменение относительного удлинения при разрыве ленты после выдержки при температуре 373 К (100 °С) в воде в течение 1000 ч, % Changes of tensile strain in tape breaking after water storage at the temperature of 373 K (100 °C) within 1000 h, %	10
Адгезия к стали для ленточных покрытий, Н/см, не менее Adhesion to steel for tape coatings, N/cm, minimum	10
Толщина покрытия, мм Covering thickness, mm	3
Коэффициент температурного расширения изоляционного покрытия $\alpha_{зп}$ , К <sup>-1</sup> Coefficient of thermal wrapping expansion $\alpha_{зп}$ , K <sup>-1</sup>	0,00022
Модуль Юнга изоляционного покрытия $E_{зп}$ , МПа Young modulus of wrapping $E_{зп}$ , MPa	100
Процентная составляющая упрочнения от полимерной ленты холодного нанесения, % Percentage of a reinforcement component in cold applied polymeric tape coating, %	5,6·10 <sup>-3</sup> – в первый год, 0 – со второго года 5,6·10 <sup>-3</sup> – first year, 0 – from the second year
Усилие намотки, Н Wrapping force, N	5

матуры и монтажных узлов при строительстве, реконструкции и капитальном ремонте магистральных газопроводов и компрессорных станций с температурой транспортируемого продукта не выше 80 °С. Нанесение данного покры-

тия осуществляется последовательно на предварительно очищенную поверхность участка газопровода или изделия в трассовых условиях при температуре окружающего воздуха не ниже 5 °С и заводских условиях при темпера-

Таблица 4. Результаты расчета

Table 4. Design data

Изоляционное покрытие Pipeline wrapping	Напряжение в трубе с изоляционным покрытием, МПа Stress in a wrapped pipe, MPa	Процентная составляющая упрочнения, % Percentage of a reinforcement component, %
Трехслойное полимерное покрытие АО «Делан» Three-layered polymeric coating produced by Delan JSC	334,618	$9,0 \cdot 10^{-3}$
Полиуретановое двухкомпонентное защитное покрытие Protegol UR-Coating 32-60 Polyurethane two-component protection coating Protegol UR-Coating 32-60	334,646	$9,0 \cdot 10^{-4}$
Полимерная лента холодного нанесения Cold applied polymeric tape coating	334,461	$5,6 \cdot 10^{-3}$

туре окружающего воздуха не ниже 15 °С (по [5]). Основные характеристики покрытия Protegol UR-Coating 32-60 представлены в табл. 2.

Что касается полимерных изоляционных лент, влияние которых на стресс-коррозионные процессы исследовалось в рамках данной работы, то их основу составляют пластифицированный поливинилхлорид (ПВХ) и полиэтилен (ПЭ). ПЭ- и ПВХ-пленки применяются как основное покрытие или иногда в качестве защитной обертки. Полимерные пленки могут защищать трубопроводы от коррозии только при условии сплошности покрытия. Многократные обследования показали, что пленочные покрытия теряют свои свойства в течение первого года эксплуатации. Те же особенности прису-

щи и мастично-битумным изоляционным покрытиям. Пленочные покрытия плохо противостоят стресс-коррозии, ставшей в последние годы основной причиной аварийных разрушений магистральных газопроводов больших диаметров. При старении полимеров ухудшаются механические свойства, покрытия растрескиваются и разрушаются. В последнее время наблюдается тенденция к отказу от применения пленочных материалов трассового нанесения, но при этом обостряется проблема переизоляции действующих трубопроводов, возможности первичной изоляции которых уже исчерпаны. В первую очередь в рамках исследования было рассчитано напряжение от изоляционного покрытия по формуле (3), далее – абсолютная величина

давления от одного слоя изоляционного покрытия на трубу по формуле (2). В табл. 4 сведены результаты расчетов напряжений, рассчитанных по формуле (1), возникающих в трубе с изоляционным покрытием, а также процентная составляющая упрочнения от каждого типа.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Результаты расчетов влияния изоляционных материалов показали, что максимальное снижение напряжений в стенке трубы обеспечивает трехслойное полимерное покрытие. Возможно, с этим связана повышенная стойкость труб с этим покрытием к коррозионному растрескиванию под напряжением. Для уточнения этой гипотезы требуется проведение дополнительных исследований.

## Литература:

1. Отт Карл Ф. Стресс-коррозия на газопроводах ОАО «Газпром». Югорск, 2002. 184 с.
2. Стрелецкий Н.С., Гениев А.Н., Беленя Е.И. и др. Металлические конструкции. М.: Госстройиздат, 1961. 776 с.
3. СНИП 2.05.06-85. Магистральные трубопроводы [Электронный источник]. Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/871001207> (дата обращения: 01.02.2019).
4. Велиулин И.И. Повышение эффективности ремонта магистральных газопроводов: концепция, методы, технические средства: дисс. ... д-ра техн. наук. М.: ВНИИГАЗ, 2007. 355 с.
5. СТО Газпром 9.1-018–2012. Наружные защитные покрытия на основе термореактивных материалов для соединительных деталей, запорной арматуры и монтажных узлов трубопроводов с температурой эксплуатации от –20 до 100° С. М.: ОАО «Газпром», 2014. 21 с.
6. ГОСТ 51164-98. Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии [Электронный источник]. Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200001879> (дата обращения: 01.02.2019).

## References:

1. Ott Karl F. Stress Corrosion on Gas Pipelines of the Gazprom JSC. Yugorsk, 2002. 184 p. (In Russian)
2. Streletskiy N.S., Geniyev A.N., Belenya Ye.I., et al. Metal Structures. Moscow, Gosstroyizdat, 1961, 776 p. (In Russian)
3. Construction Norms and Regulations (SNiP) 2.05.06-85. Gas Mains [Electronic source]. Access mode: <http://docs.cntd.ru/document/871001207> (access date – February 1, 2019). (In Russian)
4. Veliyulin I.I. Enhancement of Gas Main Repair Efficiency: Concept, Techniques, Technology. PhD thesis (Engineering Sciences). Moscow, Russian Research Institute for Natural Gases and Gas Technologies, 2007, 355 p. (In Russian)
5. Company Standard (STO) Gazprom 9.1-018–2012. Outer Corrosion Control Coatings based on Thermosetting Materials for Connections, Stop Valves, and Pipeline Mounting Components with Operation Temperatures Ranging –20 – 100 C. Moscow, Gazprom OJSC, 2014, 21 p. (In Russian)
6. State Standard (GOST) 51164-98. Steel Pipe Mains. General Requirements for Corrosion Protection [Electronic source]. Access mode: <http://docs.cntd.ru/document/1200001879> (access date – February 1, 2019). (In Russian)