

Протасов В.Н.,  
профессор РГУ нефти и газа  
им. И.М.Губкина

# 16

## Предлагаемые методы и технические средства контроля показателей качества полимерного покрытия наружной и внутренней поверхности нефтегазопроводов

Проведенный анализ национальных стандартов, спецификаций и технических условий на наружные и внутренние полимерные покрытия нефтегазопроводов показал, что содержащиеся в них показатели качества и нормы на эти показатели требуют существенной корректировки, т. к. не определяют необходимое качество указанных покрытий.

В связи с этим был научно обоснован и предложен для применения ряд новых показателей, определяющих требуемое качество наружных и внутренних покрытий нефтегазопроводов как в исходном состоянии, так и в течение планируемого срока их службы.

При транспортировании труб с заводским покрытием к месту строительства нефтегазопровода, при их погрузке и разгрузке, при укладке нефтегазопровода с покрытием в траншею, а также при эксплуатации нефтегазопровода, особенно на болотистой местности и на водных переходах, происходит поперечный изгиб труб, что вызывает возникновение значительных напряжений в металле, обуславливающих его деформацию и аналогичную деформацию покрытия трубы. Если величина фактической деформации покрытия превышает предельно допустимую, определяемую соответствующими деформационными характеристиками используемых материалов и толщиной покрытия, происходит растрескивание этого покрытия.

Следовательно, одним из показателей качества покрытия наружной и внутренней поверхности нефтегазопровода, определяющим его сопротивление растрескиванию при поперечном изгибе труб на стадиях строительства и эксплуатации нефтегазопровода, является сохранение покрытием диэлектрической сплошности при наибольшей в реальных условиях стреле прогиба труб, обуславливающей максимальные напряжения в металле труб, а следовательно, наибольшую деформацию металла и покрытия на его поверхности.

Производить поперечный изгиб труб с покрытием до максимально возможной на практике стрелы прогиба с целью проверки способности покрытия из выбранных материалов сохранять диэлектрическую сплошность часто технически сложно, т.к. для этого необходимы достаточно мощные средства для деформирования трубы, и в этом нет необходимости.

Подобные испытания на поперечный изгиб можно проводить на образце в виде стальной пластины или полосы, вырезанной из трубы, создавая в образце при изгибе напряжения, соответствующие максимальным напряжениям в трубе, и получая соответствующую деформацию металла образца и покрытия на его поверхности.

На рис.1 приведена схема приспособления для контроля способности покрытия сохранять диэлектрическую сплошность при стреле прогиба, вызывающей напряжения в металле стальной пластины с покрытием соответствующие максимальным напряжениям в металле трубы при строительстве и эксплуатации нефтегазопровода.

Необходимая величина стрелы прогиба образца определяется выражением

$$f_{max} = \frac{\sigma_{max}}{3E} \cdot \frac{l_o^2}{h}$$

где:  $\sigma_{max}$  – максимальное напряжение, возникающее в металле труб на стадиях строительства и эксплуатации нефтегазопровода;  $l_o$  - половина расстояния между точками опоры образца в приспособлении;  $E$  – модуль упругости металла образца;  $E = 2 \cdot 10^5$  МПа;  $h$  – толщина образца с покрытием.

Перед установкой образца в приспособление проверяется в исходном состоянии диэлектрическая сплошность покрытия известными методами, рекомендованными для покрытия труб. Затем производится поперечный изгиб образца нажимным винтом 1 до заданной стрелы прогиба, фиксируемой индикатором, после чего вновь проверяется диэлектрическая сплошность покрытия. Покрытие соответствует требованиям по данному показателю качества при сохранении диэлектрической сплошности после изгиба до заданной стрелы прогиба.

Аналогичный показатель качества рекомендуется для оценки сопротивления наружного покрытия ультрафиолетовому облучению. В этом случае покрытие образца, проверенное на диэлектрическую сплошность, подвергается ультрафиолетовому облучению по известным методикам, а затем производится поперечный изгиб образца по методике, рассмотренной выше, с последующей проверкой сохранения покрытием диэлектрической сплошности.

Показателем качества наружного покрытия нефтегазопровода, определяющим его сопротивление разрушению при контактом нагружении, является сохранение покрытием диэлектрической сплошности при наибольшей в реальных условиях величине контактного давления на покрытие подземного нефтегазопровода.

На рис. 2 приведена схема установки для контроля диэлектрической сплошности покрытия при заданной величине контактного давления.

Испытания на сопротивление покрытия разрушению при контактом нагружении проводятся на образце в виде стального диска с покрытием на торцевой поверхности. На поверхности покрытия образца создается требуемая величина контактного давления.

Величина нагрузки, необходимой для создания требуемой величины контактного давления на покрытие, определяется зависимостью

$$P = q_{max} S$$

где  $q_{max}$  – максимальное контактное давление на покрытие нефтегазопровода;

$S$  – площадь торца пуансона, соприкасающегося с покрытием.

Контактное нагружение образца производится по схеме плоскость - плоскость. Образец устанавливается в ванночке с электролитом (3%-ный водный раствор NaCl). Нагружение осуществляется индентором, рабочим элементом которого является наконечник с плоским торцом.

При отсутствии сквозных пор в испытываемом полимерном слое электролит не контактирует с поверхностью металла опорного диска и в электрической цепи сохраняется высокое сопротивление, т.к. нагружаемое покрытие обладает свойствами диэлектрика. При нарушении диэлектрической сплошности покрытия, вследствие его разрушения при контактом нагружении, возникает контакт электролита с металлом опорного диска и сопротивление в цепи резко падает.

Величина нагрузки, соответствующая этому моменту, принимается за разрушающую. В качестве измерительного устройства используется вольтметр.

Перед установкой образца на опорный диск проверяется в исходном состоянии диэлектрическая сплошность покрытия известными методами, рекомендованными для покрытия труб. Затем производится нагружение образца пуансоном до заданной величины контактного давления, после чего вновь проверяется диэлектрическая сплошность покрытия. Покрытие соответствует требованиям по данному показателю качества при сохранении диэлектрической сплошности после нагружения до заданной величины контактного давления.

Показателем качества наружного и внутреннего покрытия нефтегазопроводов, определяющим сопротивление покрытия растрескиванию, отслаиванию и расслаиванию на заданной базе времени, является энергия активации указанных процессов разрушения, норма на которую устанавливается исходя из планируемого срока службы покрытия в соответствии с выражением [1]

$$1 \quad U \geq R \cdot T \cdot \ln \left( \frac{\tau_{np}}{\tau_0} \right),$$

где  $\tau_{np}$  – планируемый срок службы покрытия, с;  $\tau_0$  – постоянная, численно близкая к периоду колебания атомов,  $\tau_0 = 10^{-12}$  с;  $R$  – газовая постоянная;  $T$  – абсолютная температура, К.

Определение фактической энергии активации процесса разрушения выбранного покрытия (отслаивания, растрескивания) с целью сравнения ее с установленной нормой выполняются в следующей последовательности.

Образец в виде стальной пластины с нанесенным на ее поверхность полимерным покрытием выдерживают в модельной среде на базе времени  $\tau_1$ .

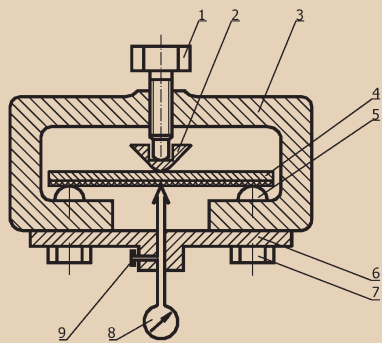
Затем определяют известными методами (рис. 3, 4, 5) удельное усилие нормального отрыва или отслаивания покрытия и одновременно характер разрушения, т.е. когезионный (по материалу покрытия), адгезионный (отслаивание от металла или межслойное расслаивание) или смешанный (частично когезионное и частично адгезионное разрушение). Нормальное отрыв или отслаивание покрытия производят при температуре, соответствующей температуре выдержки в среде.

Аналогично испытывают другой образец в тех же условиях на базе времени  $\tau_2$ , после чего определяют удельное усилие нормального отрыва или отслаивания и характер разрушения.

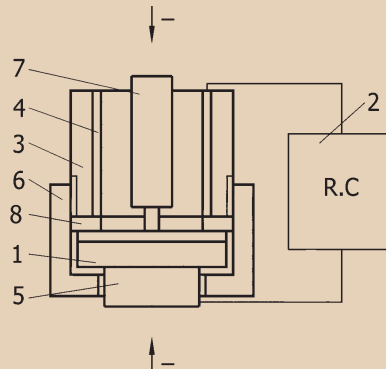
Если характер разрушения покрытия при нормальном отрыве или отслаивании после испытаний на базах времени  $\tau_1$  и  $\tau_2$  существенно изменяется, т.е. после первого этапа испытаний разрушение имеет когезионный характер, а после второго – адгезионный, то база времени первого этапа испытаний  $\tau_1$  была недостаточной для объективной оценки энергии активации процесса разрушения. В этом случае базу времени следует принять  $\tau_2$  за  $\tau_1$ , а продолжительность второго этапа испытаний соответственно увеличить.

Кинетика изменения удельного усилия нормального отрыва методом «грибка» или отслаивания покрытия описывается уравнением [1].

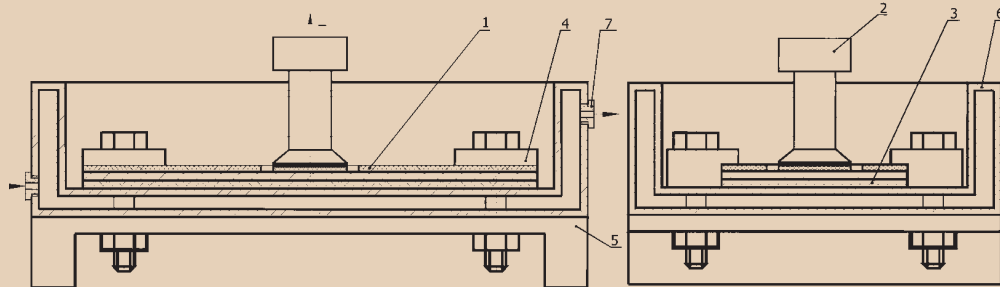
$$2 \quad \sigma(\tau) = \sigma_{\kappa} \left[ 1 - \left( \frac{\tau}{\tau_{np}} \right)^{0,083} \right],$$



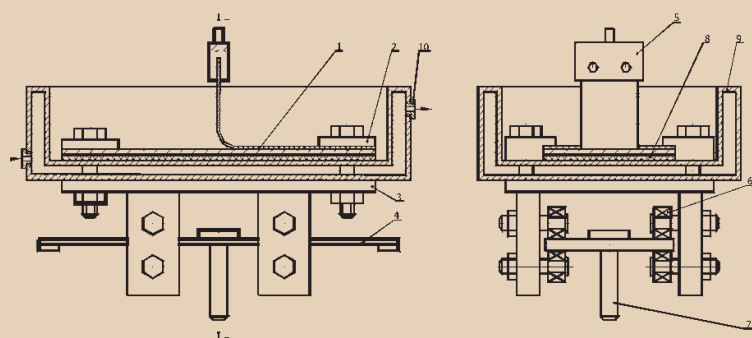
**Рис.1.**  
**Приспособление для поперечного изгиба образца**  
 1 – винт нажимной; 2 – пуансон; 3 – скоба; 4 – образец с покрытием; 5 – опора; 6 – державка индикатора; 7 – винт крепежный; 8 – индикатор; 9 – винт стопорный



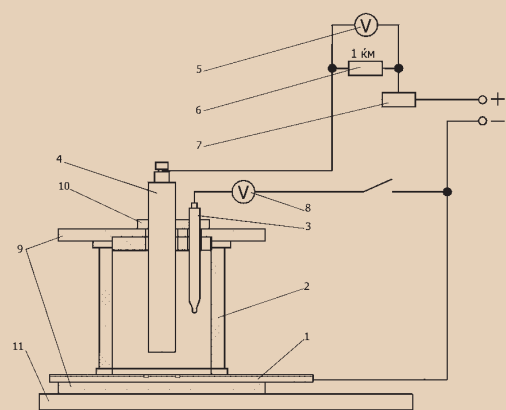
**Рис. 2.**  
**Схема установки для контроля диэлектрической сплошности покрытия при контактной нагрузке.**  
 1 – образец с покрытием; 2 – вольтметр; 3 – ванночка с электролитом; 4 – электрод; 5 – опорный диск; 6 – гайка; 7 – пуансон; 8 – прокладка



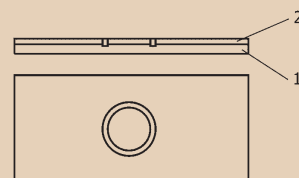
**Рис.3.**  
**Приспособление для нормального отрыва покрытия от стальной пластины**  
 1 – образец; 2 – грибок; 3 – прокладка; 4 – прихват; 5 – корпус; 6 – камера для модельной среды; 7 – штуцер



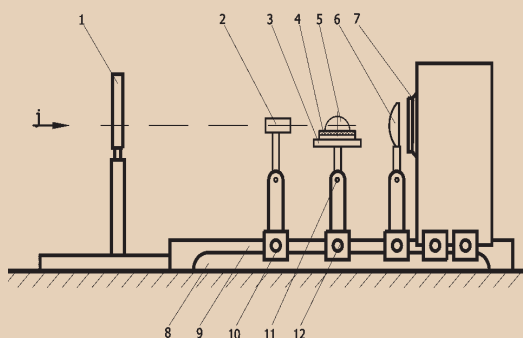
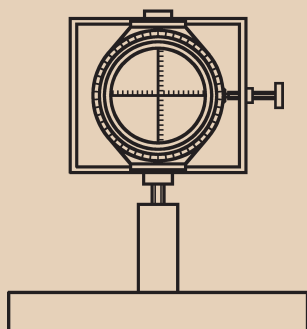
**Рис. 4.**  
**Приспособление для отслаивания покрытия от стальной пластины**  
 1 – образец; 2 – прихват; 3 – плита опорная; 4 – направляющая; 5 – зажим; 6 – подшипник; 7 – хвостовик; 8 – прокладка; 9 – камера для модельной среды; 10 – штуцер



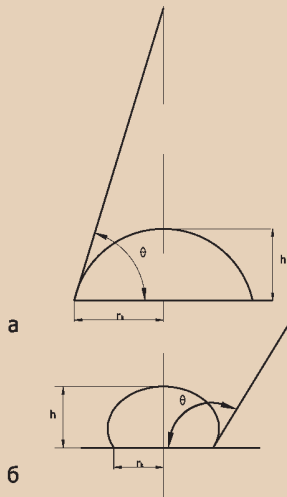
**Рис. 5а.**  
**Приспособление для испытания покрытия на катодное отслаивание с последующим нормальным отрывом по схеме, приведенной на рис.3**  
 1 – образец; 2 – камера рабочая; 3 – электрод сравнения стандартный ГОСТ 17792; 4 – электрод графитовый (анод); 5, 8 – вольтметр; 6 – эталонное сопротивление; 7 – реостат; 9 – фланец; 10 – держатель электрода; 11 – электродплита нагревательная



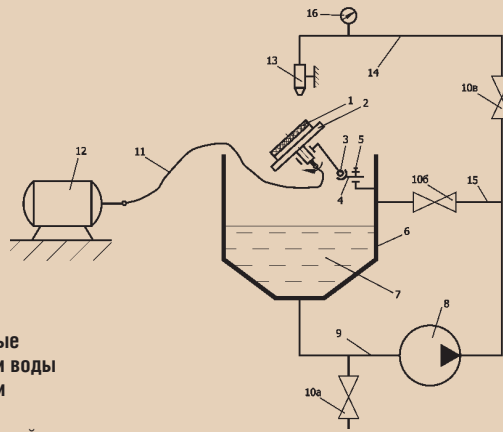
**Рис. 5б.**  
**Образец для испытания покрытия на катодное отслаивание**  
 1 – металлическая пластина; 2 – покрытие



**Рис. 6.**  
**Схема установки для контроля краевого угла смачивания поверхности покрытия водой**  
 1- экран; 2-объектив; 3-столик; 4-образец; 5-капля воды; 6-линза; 7-источник света; 8-направляющая; 9-опорная плита; 10,12-ползун; 11-стойка



**Рис. 7.**  
**Контролируемые размеры капли воды на поверхности покрытия**  
а - острый краевой угол смачивания;  
б - тупой краевой угол смачивания



**Рис. 8.**  
**Установка для испытания покрытия на гидроабразивное изнашивание**  
1 – образец с покрытием;  
2 – столик вращающийся с постоянным магнитом для крепления образца; 3 – шарнирное устройство для изменения угла наклона оси столика к оси сопла;  
4 – державка столика для его перемещения относительно оси сопла; 5 – винт стопорный; 6 – бак; 7 – модельная абразивная жидкость; 8 – насос;  
9 – трубопровод всасывающий; 10 – задвижка; 11 – гибкий вал; 12 – электродвигатель; 13 – сопло; 14 – трубопровод нагнетательный; 15 – байпасная линия; 16 – манометр

На основании полученных данных составляется система уравнений

$$\sigma(\tau_1) = \sigma_k \left[ 1 - \left( \frac{\tau_1}{\tau_{np}} \right)^{0,083} \right] \quad 3$$

$$\sigma(\tau_2) = \sigma_k \left[ 1 - \left( \frac{\tau_2}{\tau_{np}} \right)^{0,083} \right]$$

Разделив первое уравнение на второе и обозначив через «К» отношение  $\sigma(\tau_1)/\sigma(\tau_2)$ , получим выражение для нахождения времени до разрушения покрытия  $\tau_{np}$  в модельной среде при температуре испытаний.

$$\tau_{np} = 0,083 \sqrt{\frac{k\tau_2^{0,083} - \tau_1}{k-1}} \quad 4$$

Подставив найденное значение  $\tau_{np}$  в уравнение (2), получим выражение для нахождения  $\sigma_k$  – предельно возможного удельного усилия нормального отрыва или отслаивания (критическая прочность) исследуемой конструкции покрытия при установившемся характере разрушения.

$$\sigma_k = \sigma(\tau_1) / \left[ 1 - \left( \frac{\tau_1}{\tau_{np}} \right)^{0,083} \right] \quad 5$$

Значение  $\gamma$  (структурно-чувствительного коэффициента) может быть найдено из уравнения (6) при известных значениях  $\tau_{np}$  и  $\sigma_k$

$$\gamma = \left[ RT \left( \frac{\tau_{np}}{\tau_0} \right) \right] / \sigma_k \quad 6$$

При известных численных значениях параметров  $\sigma_k$  и  $\gamma$  определяют энергии активации процесса разрушения покрытия в конкретных условиях эксплуатации

$$U = \sigma_k \gamma \quad 7$$

Покрытие считается соответствующим техническим требованиям, если энергия активации процесса его разрушения в эксплуатационной среде соответствует норме.

При установленном значении энергии активации процесса разрушения покрытия может быть рассчитан срок службы этого покрытия при различных температурах эксплуатации в соответствии с выражением

$$\tau_{np} = \tau_0 \cdot \exp(U/RT) \text{ с} \quad 8$$

Рассмотренная методика может быть использована для оценки остаточного ресурса наружного покрытия на действующем трубопроводе. Определив на двух базах времени эксплуатации нефтегазопровода значения удельного усилия нормального отрыва или отслаивания покрытия и используя уравнения (2)-(7), рассчитывают остаточный срок службы покрытия в соответствии с выражением (8).

Показателем адсорбционной способности внутреннего покрытия нефтегазопровода по отношению к парафинам и водным растворам минеральных солей является краевой угол смачивания  $\theta$  поверхности покрытия водой.

Для предотвращения отложения парафинов на поверхности покрытия краевой угол смачивания должен быть не более 60 град., а для предотвращения отложения минеральных солей не менее 80 град. [1]

На рис. 6 приведена схема установки для определения фактического угла смачивания различных покрытий водой.

При  $\theta < 90^\circ$

$$\theta = 2 \arccos \left( \frac{r_k^2 - h^2}{r_k^2 + h^2} \right)$$

При  $\theta > 90^\circ$

$$\theta = 2 \arccos \left( 1 - \frac{h}{r_k} \right)$$

где  $h$  – высота капли на поверхности покрытия;  $r_k$  – радиус пятна контакта капли с поверхностью покрытия.

На рис. 7 приведена схема измерения краевого угла смачивания на хорошо и плохо смачиваемой водой поверхности покрытия.

Показателем качества внутреннего покрытия нефтегазопровода, характеризующим его сопротивление гидроабразивному или газоабразивному износу, является скорость изнашивания, норма на которую устанавливается исходя из исходной толщины и планируемого срока службы покрытия.

На рис. 8 приведена схема установки для определения фактической скорости гидроабразивного изнашивания покрытия

при регулируемых значениях следующих параметров: скорость струи жидкости, вытекающей из сопла, концентрация абразивных частиц в жидкости, угол атаки струи по отношению к поверхности покрытия.

Образец для испытаний представляет собой стальной диск с покрытием на торцевой поверхности. Перед испытаниями на изнашивание образец выдерживается в модельной среде до равновесной сорбции, характеризующейся стабилизацией его массы.

В процессе испытаний износ покрытия происходит по кольцевой поверхности.

Скорость изнашивания покрытия оценивают по величине потерь массы материала покрытия в единицу времени или по изменению толщины покрытия в единицу времени.

#### Литература

1. Протасов В.Н. Полимерные покрытия нефтепромыслового оборудования. М. Недр. 1994 г.