

10

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

Методологические основы разработки технических требований к качеству полимерного покрытия наружной и внутренней поверхностей нефтегазопроводов

Опыт длительной эксплуатации подземных трубопроводов с полимерными покрытиями позволил выявить основные причины нарушения противокоррозионного действия покрытия, обуславливающие ограниченный срок его службы.

Причины нарушения противокоррозионного действия полимерного покрытия наружной поверхности подземных трубопроводов

Растрескивание (нарушение диэлектрической сплошности) вследствие:

а) при строительстве трубопровода

- изгиба труб
- ударных нагрузок
- ультрафиолетового облучения

б) при эксплуатации трубопровода

- термоциклического воздействия
- контактных нагрузок
- статической усталости в эксплуатационной среде
- циклической усталости в эксплуатационной среде

Изменение адгезионной прочности при эксплуатации трубопровода свыше допустимой величины или отслаивание вследствие:

- термоциклического воздействия
- статической усталости в эксплуатационной среде
- циклической усталости в эксплуатационной среде
- катодной поляризации

Изменение толщины при эксплуатации трубопровода свыше допустимой величины вследствие:

- ползучести под действием контактной нагрузки и сдвига
- под действием сил трения

Изменение проницаемости по отношению к окружающей среде при эксплуатации трубопровода свыше допустимой величины вследствие:

- изменения химического состава и структуры материала покрытия под воздействием эксплуатационных факторов
- межслойного расслаивания
- сдвига под действием сил трения

Высокие требования к качеству наружного и внутреннего полимерного покрытия подземных трубопроводов обуславливают необходимость создания методологических основ выбора конструкции покрытия труб с требуемым комплексом свойств и заданным сроком службы для конкретных условий эксплуатации трубопровода и разработки на основе этой методологии соответствующих стандартов.

Основное назначение полимерного покрытия наружной и внутренней поверхности нефтегазопроводов - защита металла труб от коррозии в течение заданного срока службы.

Абсолютно непроницаемых полимерных покрытий по отношению к эксплуатационным средам не существует, и в этом нет необходимости.

Требуется только обеспечить следующее условие

$$V_M^{ПК} \leq [V_M^{ПК}]$$

где $[V_M^{ПК}]$ - допустимая скорость коррозии металла с полимерным покрытием,

$V_M^{ПК}$ - фактическая скорость коррозии металла с полимерным покрытием.

Допустимая скорость коррозии металла с полимерным покрытием, определяемая требуемым противокоррозионным действием покрытия на заданной базе времени, может быть представлена выражением:

$$1 \quad [V_M^{ПК}] = \frac{\Delta \delta_M}{\tau}$$

где $\Delta \delta_M$ - допустимое изменение толщины металла трубы; τ - срок службы.

Указанное выражение справедливо для равномерной подпленочной коррозии стали и не учитывает локальную коррозию вследствие отслаивания покрытия на отдельных участках. Локальное отслаивание покрытия не присуще его природе, т.к. распределение активных функциональных групп, обеспечивающих образование адгезионных связей покрытия с металлом, статистически равномерное по всей защищаемой поверхности металла. Наблю-

даемое на практике локальное отслаивание покрытия обычно связано с несоблюдением технологий подготовки поверхности труб и нанесения покрытия, подготовки лакокрасочных материалов к применению, а также с отсутствием методов и средств неразрушающего контроля адгезии сформированного покрытия на поверхности защищаемой стали.

Скорость процесса коррозии стали с полимерным покрытием может быть представлена известным уравнением Аррениуса в виде

$$2 \quad V_M^{ПК} = V_0 e^{-\frac{U_M^{ПК}}{RT}}$$

где $U_M^{ПК}$ - энергия активации процесса коррозии металла с покрытием, V_0 - постоянная процесса коррозии стали в эксплуатационной среде, для стали 20 в грунтовой воде $V_0 = 0,5 \cdot 10^{-6}$ кз/(м²·с); R - газовая постоянная, T - абсолютная температура.

При этом

$$3 \quad U_M^{ПК} = U_K^M + \Delta U_{ПК}$$

где U_K^M - энергия активации процесса коррозии металла без покрытия; $\Delta U_{ПК}$ - приращение энергии активации процесса коррозии металла, обусловливаемое защитным действием покрытия;

$$\Delta U_{ПК} = \Delta U_{ПМ} + \Delta U_{ИН} + \Delta U_{ПР}$$

где $\Delta U_{ПМ}$, $\Delta U_{ИН}$, $\Delta U_{ПР}$ - приращение энергии активации процесса коррозии металла за счет соответственно защитного действия полимерной матрицы, ингибитора коррозии, пигмента протекторного действия.

Так как в материалах полимерного покрытия труб отсутствуют пигменты протекторного действия и ингибиторы коррозии, т.е. $\Delta U_{ПР} = 0$, $\Delta U_{ИН} = 0$ то

$$\Delta U_{ПК} = \Delta U_{ПМ}$$

Исследования показали, что

$$4 \quad \Delta U_{ПМ} = \lambda_0 \left(\frac{\delta(\tau)}{\delta_0} \right)^n \cdot \exp \left[\beta \frac{\sigma^{\omega}(\tau)}{\sigma_0^{\omega}} / \left(\frac{P}{P_0} \right)^{\alpha} \right]$$

где λ_0 , δ_0 , σ_0^{ω} , P_0 - константы, $\lambda_0 = 1$ кДж/моль, $\delta_0 = 10^{-2}$ м, $\sigma_0^{\omega} = 1$ кН/м, $\sigma_0^{\omega} = 1$ (кг·м)/(м²·с), α ,

β , n - постоянные, $\alpha = 0,5$, $\beta = 0,34$, $n = 2$; $\delta(\tau)$ - толщина покрытия, зависящая от времени эксплуатации трубопровода, $\sigma^{\omega}(\tau)$ - адгезионная прочность покрытия в эксплуатационной среде на заданной базе времени τ ; P - коэффициент проницаемости покрытия по отношению к эксплуатационной среде.

Подставив (3) и (4) в (2), получим обобщенную математическую модель процесса коррозии стали с полимерным покрытием, устанавливающую взаимосвязь между скоростью подпленочной коррозии защищаемой стали и характеристиками применяемого покрытия: адгезионной прочностью σ^{ω} , коэффициентом проницаемости по отношению к эксплуатационной среде P и толщиной δ [1].

$$5 \quad V_M^{ПК}(\tau) = V_0 \cdot \exp \left\{ - \left[U_K^M + \lambda_0 \left(\frac{\delta(\tau)}{\delta_0} \right)^n \cdot \exp \left(\beta \frac{\sigma^{\omega}(\tau)}{\sigma_0^{\omega}} \right) / \left(\frac{P}{P_0} \right)^{\alpha} \right] / RT \right\}$$

Кинетика изменения в эксплуатационных условиях характеристик покрытия, определяющих скорость коррозии защищаемого металла, описывается следующими уравнениями [1]

$$6 \quad \sigma^{\omega}(\tau) = \sigma_{\kappa}^{\omega} \left[1 - \left(\frac{\tau}{\tau_{\text{пр}}} \right)^{0,033} \right]$$

$$7 \quad \delta^{\text{ПК}}(\tau) = \delta_0^{\text{ПК}} \left\{ 1 - \left[\frac{\Delta \delta_{\text{ПК}}}{\delta_0^{\text{ПК}}} + \left(\varepsilon^* \cdot e^{-\frac{U_{\text{ПК}} \cdot \gamma_{\text{ПК}}}{RT}} \right) \cdot \tau \right] \right\}$$

где,

$$\tau_{\text{пр}}^{\omega} = \tau_0 e^{\frac{U^{\omega}}{RT}} = \tau_0 e^{\frac{\sigma_{\kappa}^{\omega} \cdot \gamma^{\omega}}{RT}}$$

$\sigma^{\omega}(\tau)$ - адгезионная прочность полимерного покрытия в эксплуатационной среде на заданной базе времени τ ; σ_{κ}^{ω} - критическая (предельно возможная) прочность адгезионных связей в водной среде; $\tau_{\text{пр}}$ - время до полного отслаивания покрытия в эксплуатационной среде; τ - продолжительность эксплуатации трубопровода; τ_0 - постоянная, численно близкая к периоду колебания атомов, $\tau_0 = 10^{-12}$ с; U^{ω} - энергия активации процесса разрушения адгезионных свя-

адгезионных связей; $\delta_0^{\text{ПК}}$ - исходная толщина покрытия; $\Delta \delta_{\text{ПК}}$ - начальное изменение толщины покрытия вследствие упругой и высокоэластической деформации при контактном нагружении;

$\varepsilon^* = \frac{1}{\tau_0}$ - постоянная, $\varepsilon^* = 10^{12}$ с⁻¹; U_n - энергия активации процесса ползучести; γ_n - структурно-чувствительный коэффициент; σ - напряжения в покрытии при контактном нагружении.

Условие работоспособности покрытия

$$8 \quad \{V_M^{ПК}(\tau)\}_{CP} < [V_M^{ПК}]$$

Одной из причин нарушения противокоррозионного действия покрытия является растрескивание полимерного слоя, определяемое длительной коге-

зионной прочностью покрытия. Длительная когезионная прочность полимерного слоя описывается уравнением [1]

$$9 \quad \sigma^{\text{ког}}(\tau) = \sigma_{\kappa}^{\text{ког}} \left[1 - \left(\frac{\tau}{\tau_{\text{пр}}} \right)^{0,033} \right]$$

где $\sigma^{\text{ког}}(\tau)$ - когезионная прочность полимерного покрытия в

эксплуатационной среде на заданной базе времени τ ; $\tau_{\text{пр}}$ - критическая (предельно возможная) прочность когезионных связей в водной среде; - время до полного растрескивания покрытия в эксплуатационной среде,

$$\tau_{\text{пр}}^{\text{ког}} = \tau_0 e^{\frac{U^{\text{ког}}}{RT}} = \tau_0 e^{\frac{\sigma_{\kappa}^{\text{ког}} \cdot \gamma^{\text{ког}}}{RT}}$$

$U^{\text{ког}}$ - энергия активации процесса разрушения когезионных связей в эксплуатационной среде; $\gamma^{\text{ког}}$ - коэффициент, характеризующий перенапряжения на когезионных связях.

Уравнение (9) позволяет определить время до растрескивания покрытия, т.е. когда $\sigma^{\text{ког}}(\tau) = 0$.

Комплексным показателем сопротивления полимерного покрытия отслаиванию, расслаиванию и растрескиванию служит энергия активации процесса разрушения полимерного покрытия.

Требуемая величина энергии активации рассчитывается исходя из известной зависимости, описывающей температурно-временную зависимость прочности твердых тел [1]

$$10 \tau_{np} = \tau_0 \cdot \exp(U/RT) \quad c,$$

В данном случае τ_{np} – срок службы покрытия.

Из уравнения (10) находим норму на энергию активации

$$11 U \geq R \cdot T \cdot \ln \left(\frac{\tau_{np}}{\tau_0} \right) \quad \text{Дж/моль}$$

Следовательно, для того чтобы полимерное покрытие нефтегазопровода выполняло свое назначение, оно должно обладать требуемым качеством.

Требуемое качество полимерного покрытия нефтегазопровода обеспечивается на стадии его формирования и должно сохраняться на заданном уровне на стадиях строительства и эксплуатации нефтегазопровода.

Под качеством наружного противокоррозионного полимерного покрытия нефтегазопровода понимают совокупность свойств этого покрытия, показателей качества по каждому свойству и норм на эти показатели, определяющих способность покрытия ограничивать скорость подпленочной коррозии защищаемого металла труб до величины, не превышающей допустимой скорости коррозии, в течение заданного срока службы нефтегазопровода.

Аналитические и экспериментальные исследования, проведенные в лабораториях строительства полимерных покрытий нефтегазового оборудования РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, показали, что основными показателями качества полимерных покрытий нефтегазопроводов, определяющими их противокоррозионное действие, являются прочность сцепления покрытия с защищаемым металлом (адгезионный механизм защитного действия), проницаемость полимерного покрытия и его толщина (барьерный механизм защитного действия). Каждая из этих характеристик покрытия вносит свою долю в суммарный эффект тор-

можения процесса коррозии защищаемого металла труб, что определяется, как видно из уравнения (5), соответствующей функциональной зависимостью скорости подпленочной коррозии стали с покрытием от указанных характеристик покрытия.

В процессе строительства и эксплуатации нефтегазопроводов указанные характеристики покрытия, определяющие его качество, могут значительно изменяться под воздействием различных внешних факторов, что может вызвать нарушение защитного действия наружного полимерного покрытия нефтегазопроводов.

Выбор материалов и конструкции покрытия может быть правильным только тогда, когда учитываются все изменения, которые могут возникнуть в покрытии в процессе хранения труб с наружной изоляцией, при транспортировке этих труб, при строительстве и эксплуатации нефтегазопровода.

При этом важно учитывать влияние не только отдельных эксплуатационных факторов, но и их совокупности, так как при этом в покрытии могут протекать качественно иные процессы, которые могут влиять на его способность выполнять свои функции.

Одной из причин нарушения противокоррозионного действия наружного покрытия труб при их хранении на открытой площадке является ультрафиолетовое облучение, способное вызвать фотоокислительную деструкцию ряда материалов покрытия, в частности полиэтилена, и как результат этого его охрупчивание и последующее растрескивание.

Для повышения сопротивления полиэтиленового покрытия фотоокислительной деструкции применяют для внешнего слоя покрытия светостабилизированные полиэтилены.

Причиной нарушения противокоррозионного действия наружного покрытия труб при их хранении является также неправильное складирование труб. При больших контактных нагрузках на покрытие трубы может возникнуть его значительная необратимая деформация, приводящая к существенному локальному уменьшению толщины покрытия больше допустимой величины, как

следствие этого возрастание – его проницаемости по отношению к эксплуатационной среде.

Для предотвращения развития подобной деформации рядом фирм разработаны определенные правила складирования, нарушение которых недопустимо.

Характерными причинами повреждения наружного покрытия труб, т.е. нарушения его диэлектрической сплошности, при складировании на хранение, при погрузке и разгрузке в процессе транспортирования на место строительства трубопровода и при укладке трубопровода в траншею являются использование неспециализированных захватов в грузоподъемных механизмах и ударные воздействия на покрытие. Необходимо применять в этом случае специальные мягкие полотенца для захвата труб. Разработаны определенные рекомендации по конструкции захватов для грузоподъемных устройств, используемых для перемещения труб с наружным покрытием, нарушение которых недопустимо.

Причиной нарушения диэлектрической сплошности наружного покрытия труб при их транспортировании, погрузке и разгрузке, при строительстве и эксплуатации нефтегазопровода также является поперечный изгиб труб, приводящий к растрескиванию покрытия.

На стадии строительства трубопровода трубы с покрытием подвергаются кратковременному воздействию УФ радиации, изгибу при укладке труб в траншею и удару при последующей засыпке траншеи грунтом, что приводит к нарушению диэлектрической сплошности.

На стадии эксплуатации трубопровод подвергается комплексному воздействию эксплуатационной среды, механических нагрузок и температуры. Действие переменных температур приводит к отслаиванию покрытия от защищаемого металла труб. Контактные нагрузки, обусловленные действием грунта и массы трубы на покрытие, приводят к уменьшению толщины покрытия и как следствие этого возрастанию его проницаемости по отношению к эксплуатационной среде. Кроме того, контактные нагрузки могут вызвать растрескивание или отслаивание покрытия.

Причинами нарушения противокоррозионного действия наружного покрытия труб при строительстве трубопровода также являются термоокислительная деструкция покрытия при газовой врезке боковых отводов в трубу с покрытием растрескивание покрытия вследствие деформации металла при гнутье труб для изменения направления трубопровода и при укладке трубопровода в траншею.

Для устранения повреждений покрытия трубы, возникающих при газовой врезке боковых отводов, накладывают в трассовых условиях дополнительное покрытие, перекрывающее сварочный шов и поврежденное покрытие трубы на участках, прилегающих к сварочному шву.

Для предотвращения растрескивания наружного покрытия при гнутье труб в процессе строительства трубопровода разработаны рекомендации по допустимому радиусу изгиба труб с различными покрытиями и обеспечивается необходимое сопротивление самого покрытия растрескиванию при изгибе за счет выбора соответствующих материалов и конструкции покрытия.

Проведенный анализ причин нарушения противокоррозионного действия наружного покрытия подземного нефтегазопровода показывает, что их можно разделить на две группы: причины, обусловленные нарушением нормативно-технической документации на складирование труб с наружным покрытием, на их транспортировку, на строительство трубопровода из труб с покрытием, и причины, обусловленные неправильным выбором материалов и конструкции покрытия.

Для устранения причин первой группы необходима правильная организация труда при проведении работ по подготовке и строительству нефтегазопроводов с наружным противокоррозионным покрытием.

Устранение причин второй группы неразрывно связано с обеспечением требуемого качества самого покрытия.

В соответствии с проведенным анализом особенностей строительства и эксплуатации нефтегазопроводов с наружным противокоррозионным полимерным покрытием был выявлен комплекс свойств и показа-

телей, определяющих требуемое качество этого покрытия как в исходном состоянии, так и в течение заданного срока службы (табл. 1).

В отличие от покрытия наружной поверхности нефтегазопроводов, которое должно защищать металл от коррозии и в ряде случаев осуществлять теплоизоляцию трубопровода при транспорте вязких нефтей при низких температурах, полимерное покрытие внутренней поверхности нефтегазопровода должно обеспечивать не только защиту от коррозии, но и предотвращать образование на поверхности труб значительных отложений парафинов и солей, снижать их гидравлическое сопротивление за счет уменьшения шероховатости поверхности, защищать от гидроабразивного или газоабразивного износа.

Показателем адсорбционной способности покрытия по отношению к парафинам и водным растворам минеральных солей является краевой угол смачивания θ поверхности покрытия водой.

Норма на краевой угол смачивания водой: для предотвращения отложений парафинов не более 600, а для предотвращения отложений минеральных солей не менее 800. [1]

Трубопровод с внутренним покрытием является гидравлически гладким при условии

$$\Delta^{ПК} < \delta_m$$

где $\Delta^{ПК}$ – шероховатость поверхности покрытия; δ_m – толщина пограничного ламинарного подслоя.

$$\delta_m = \sqrt{\frac{\nu \cdot r}{v_0}}$$

где r – внутренний радиус трубы; ν_0 – скорость транспортируемой жидкости; ν – вязкость транспортируемой жидкости.

Показателем качества внутреннего покрытия нефтегазопровода, характеризующим его сопротивление гидроабразивному износу, является скорость изнашивания, норма на которую определяется выражением

$$v_{из} = \frac{\Delta \delta_{дон}}{\tau_p}$$

где $\Delta \delta_{дон} = \delta_{исх} - \delta_{дон}$; τ_p – планируемый срок службы покрытия.

В соответствии с проведенным анализом назначения полимерного покрытия внутренней поверхности нефтегазопроводов, особенностей строительства и эксплуатации нефтегазопроводов с внутренним полимерным покрытием был выявлен комплекс показателей, определяющих требуемое качество этого покрытия как в исходном состоянии, так и в течение заданного срока службы, установлены нормы на эти показатели и разработаны методы оценки соответствия фактических значений характеристик применяемых покрытий требуемым нормам (табл. 2).

Разработка оптимальной конструкции покрытия наружной и внутренней поверхности нефтегазопровода, отвечающей техническим требованиям, приведенным в табл. 1 и 2, должна выполняться в три этапа.

На первом этапе производится выбор материалов по каждому показателю качества покрытия отдельно по методикам, ссылки на которые приведены в табл. 1 и 2.

На втором этапе формируются варианты конструкций покрытий с требуемым комплексом свойств из выбранных материалов. Если все требуемые показатели качества покрытия не могут быть обеспечены одним материалом, то для

формирования верхнего слоя в многослойной конструкции используются материалы, характеристики которых определяют требуемые свойства поверхности покрытия, в частности шероховатость, адсорбционную способность, сопротивление износу.

При этом материалы с необходимыми для противокоррозионной защиты характеристиками используются для формирования промежуточного и грунтовочного слоев.

На третьем этапе выполняется выбор оптимальной конструкции покрытия на основании

экономической оценки полученных вариантов по укрупненным нормативным данным: стоимость используемых материалов, их расход и затраты, связанные с формированием конструкции покрытий из этих материалов, отнесенные к единице площади поверхности.

На рис.2 приведена блок-схема выбора оптимальной конструкции покрытия.

Литература

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

Требуемые показатели качества покрытия (ПК)

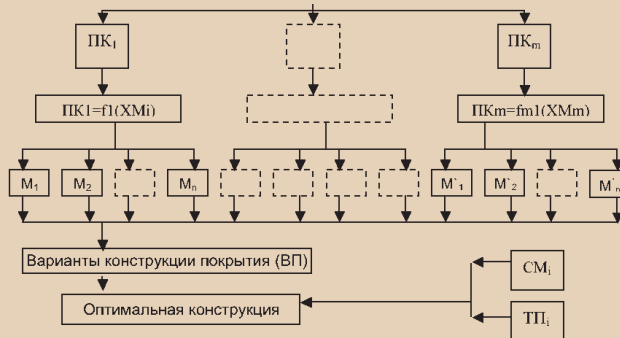


Рис.2. Блок-схема выбора оптимальной конструкции покрытия:
М – материалы, отвечающие требованиям;
ХМ – характеристики материалов, определяющие значения ПК;
СМ₁ – стоимость используемых материалов на 1м² поверхности;
ТП₁ – стоимость нанесения покрытия на 1м² поверхности

ООО «ЛИНИЯ»

для водо-газопроводов городского хозяйства,
магистральных нефтегазо-продуктопроводов

ИЗОЛЯЦИЯ СТАЛЬНЫХ ТРУБ
 ЭКСТРУДИРОВАННЫМ ПОЛИЭТИЛЕНОМ

352100, Краснодарский край,
г. Тихорецк, ул. Федосеева, 45
Тел. (86196) 7-42-09, 7-42-10, 7-42-04,
факс (86196) 7-42-07
г. Москва: тел. факс: (095) 365-2118, 741-5984
E-mail: llniya_23@mail.ru

Рекомендуемые технические требования к наружному покрытию нефтегазопроводов

№	Свойства	Показатели	Норма	Метод испытания
1	Внешний вид - в исходном состоянии - после воздействия модельной среды на за заданной базе времени	Отсутствие недопустимых визуально видимых дефектов	По методике РГУ НГ	По методике РГУ НГ
2	Диэлектрическая сплошность - в исходном состоянии - после воздействия ударной нагрузки, контактной нагрузки, поперечного изгиба, ультрафиолетового облучения, термоциклического воздействия	Напряжение электрического пробоя, кВ/мм, не менее	5,0	По методике РГУ НГ
3	Сопротивление сдвигу (для покрытий из мастичных и пленочных низкомолекулярных материалов)	Удельное усилие сдвига, Н/мм ² , не менее	0,05	По методике РГУ НГ
4	Геометрические размеры - в исходном состоянии - после воздействия контактной нагрузки в модельной среде на заданной базе времени	Толщина покрытия, мм, не менее Величина нахлеста для ленточных покрытий, мм, не менее Толщина покрытия, мм, не менее	По ГОСТу Р 51164 По ТУ на ленточный материал 0,7 от исходной толщины покрытия	По ГОСТу Р 51164 По ТУ на ленточный материал По методике РГУ НГ
5	Сопротивление статической усталости (растрескиванию, расслоению и отслаиванию от металла) на заданной базе времени - в модельной среде - при катодной поляризации в модельной среде	Энергия активации процесса разрушения, Дж/моль·К, не менее	По методике РГУ НГ	По методике РГУ НГ
6	Сопротивление отрыву - в исходном состоянии - после термоциклического воздействия	Удельное усилие отрыва при отслаивании (для термопластов), Н/см, не менее Удельное усилие отрыва методом «грибка» (для реактопластов), МПа, не менее	По методике РГУ НГ По методике РГУ НГ	По методике РГУ НГ По методике РГУ НГ
7	Противокоррозионное действие на заданной базе времени	Скорость подпленочной коррозии, кг/м ² ч, не более	По методике РГУ НГ	По методике РГУ НГ

Рекомендуемые технические требования к полимерному покрытию внутренней поверхности нефтегазопроводов

№	Свойства	Показатели качества	Норма	Метод испытания
1	Внешний вид -в исходном состоянии -после воздействия модельной среды на заданной базе времени	Визуально видимые дефекты покрытия	По методике РГУ НГ	По методике РГУ НГ
2	Диэлектрическая сплошность -в исходном состоянии -после воздействия ударной нагрузки, поперечного изгиба, термоциклического воздействия	Отсутствие электрического пробоя при напряжении, В, не менее	67,5	По методике РГУ НГ
3	Шероховатость	Средняя высота микронеровностей, мкм, не более	По методике РГУ НГ	По методике РГУ НГ
4	Адсорбционная способность по отношению к компонентам среды: - парафины -минеральные соли	Краевой угол смачивания водой, град	< 60 > 80	По методике РГУ НГ
5	Сопротивление статической усталости (растрескиванию, расслоению и отслаиванию от металла) на заданной базе времени в модельной среде	Энергия активации процесса разрушения, Дж/моль·К, не менее	По методике РГУ НГ	По методике РГУ НГ
6	Сопротивление отрыву - в исходном состоянии - после термоциклического воздействия	Удельное усилие отрыва методом «грибка», МПа, не менее	По методике РГУ НГ	По методике РГУ НГ
7	Сопротивление гидро- или газоабразивному износу	Скорость изнашивания, кг/м ² ·ч,	По методике РГУ НГ	По методике РГУ НГ
8	Геометрические размеры	Толщина, мкм, не менее	300-400	По методике РГУ НГ
9	Противокоррозионное действие на заданной базе времени	Скорость подпленочной коррозии, кг/м ² ч, не более	По методике РГУ НГ	По методике РГУ НГ