

ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ разработки нормативной документации, определяющей требуемое качество внутреннего полимерного покрытия нефтегазопроводных труб КОНКРЕТНОГО НАЗНАЧЕНИЯ

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

Проведенный анализ разрабатываемой отраслевыми институтами нефтегазовой отрасли нормативно-технической документации, определяющей требуемое качество противокоррозионных полимерных покрытий нефтегазопроводных труб, показал, что в ней содержатся гарантируемые изготовителем характеристики однослойных и многослойных покрытий из конкретных материалов, обусловленные характеристиками этих материалов [1].

10

Подобное содержание нормативной документации, разрабатываемой отраслевыми институтами нефтегазовой отрасли, недопустимо. Назначение покрытия, а не характеристики используемых материалов, обуславливает его требуемое качество. При этом под назначением покрытия следует понимать функции, которые должно выполнять покрытие, показатели выполнения этих функций, условия применения и регламентированный срок службы.

Прежде чем обсуждать методологию формулирования требуемого качества покрытия нефтегазопроводных труб, необходимо уточнить сущность самого понятия «качество».

Согласно ГОСТ Р ISO 9000-2001 «качество – степень соответствия присущих характеристик требованиям», где «требование – потребность или ожидание, которое установлено, обычно предполагается или является обязательным». Данное определение относится к каче-

ству процесса, а не к результату этого процесса. Например, если характеристики выпускаемой продукции соответствуют предъявляемым требованиям (даже если эти требования неграмотные и не обуславливают требуемое качество данной продукции в соответствии с ее назначением), то процесс производства обладает требуемым качеством. Но данное упрощенное определение качества процесса не выражает сущность самого понятия «качество».

По мнению автора статьи, качество объекта – потребительская сущность объекта (продукции, процесса, услуги), определяемая его назначением и выражаемая комплексом свойств этого объекта, показателей свойств и норм на них, обуславливающих способность объекта выполнять свое назначение. На рис. 1 приведена структурная схема описания качества объекта, реализуемая в нормативной документации в виде комплекса технических требований к рассматриваемому объекту.

В соответствии с предложенным определением понятия «качество объекта» автором статьи рассмотрены основные принципы разработки нормативной документации, определяющей требуемое качество внутреннего полимерного покрытия нефтегазопроводных труб на конкретном месторождении.

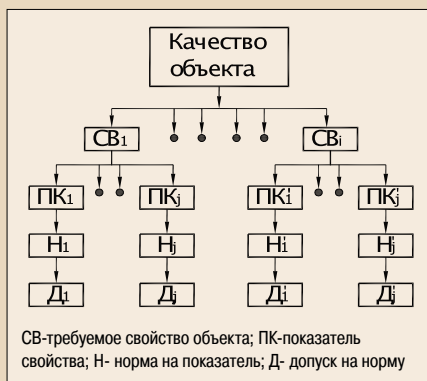


Рис. 1. Структурная схема описания качества объекта

Основу подобной нормативной документации составляют технические требования, которые описывают требуемое качество покрытия в соответствии с его назначением в виде совокупности требуемых свойств, показателей свойств и норм на показатели в условиях, моделирующих реальные воздействия на покрытие на различных стадиях его жизненного цикла.

Разработка технических требований должна выполняться в следующей последовательности.

ПЕРВЫЙ ЭТАП

На первом этапе выявляют требуемые функции внутреннего покрытия трубопровода на конкретном месторождении,

ориентируясь на приведенный в таблице 1 перечень функций, которые может выполнять внутреннее полимерное покрытие труб в различных условиях эксплуатации.

ВТОРОЙ ЭТАП

На втором этапе выбирают из данных, приведенных в таблице 2, свойства покрытия, определяющие его способность выполнять требуемые функции.

ТРЕТИЙ ЭТАП

На третьем этапе выбирают из данных, приведенных в таблице 3, показатели по каждому из требуемых свойств покрытия.

ЧЕТВЕРТЫЙ ЭТАП

На четвертом этапе выбирают из данных, приведенных в таблице 4, виды внешних воздействий на нефтегазопроводные трубы с внутренним покрытием применительно к рассматриваемому месторождению, моделирующие их виды воздействия при испытаниях покрытия в лабораторных условиях и свойства покрытия, которые могут изменяться под влиянием этих воздействий.

ПЯТЫЙ ЭТАП

На пятом этапе выбирают из данных, приведенных в таблице 5, нормы на

Таблица 1. Функции внутреннего покрытия промысловых трубопроводов различного назначения

№	ФУНКЦИИ ПОКРЫТИЯ	ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ	
		НЕФТЕСБОРНЫЕ КОЛЛЕКТОРЫ	ТРУБОПРОВОДЫ СИСТЕМЫ ППД
1.	Защита металла труб от коррозии	+	+
2.	Защита металла труб от сульфидного растрескивания в сероводородсодержащих средах	+	+
3.	Защита труб от образования значительных отложений АСП и минеральных солей	+	
4.	Снижение гидравлического сопротивления труб	+	+
5.	Защита металла труб от гидробразивного износа	+	

Таблица 2. Свойства внутреннего покрытия нефтегазопроводных труб, определяющие его способность выполнять различные функции

N	СВОЙСТВА ПОКРЫТИЯ, ОПРЕДЕЛЯЮЩИЕ ЕГО СПОСОБНОСТЬ ВЫПОЛНЯТЬ РАЗЛИЧНЫЕ ФУНКЦИИ	ФУНКЦИИ ВНУТРЕННЕГО ПОКРЫТИЯ ТРУБ				
		ЗАЩИТА МЕТАЛЛА ТРУБ ОТ КОРРОЗИИ	ЗАЩИТА МЕТАЛЛА ТРУБ ОТ СУЛЬФИДНОГО РАСТРЕСКИВАНИЯ	ЗАЩИТА ТРУБ ОТ ОТЛОЖЕНИЙ	СНИЖЕНИЕ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ ТРУБ	ЗАЩИТА МЕТАЛЛА ТРУБ ОТ ГИДРОБРАЗИВНОГО ИЗНОСА
1	Дефектность внешняя	+	+	+	+	+
2	Диэлектрическая сплошность	+	+	+	+	+
3	Адгезия к стали и межслойная адгезия	+	+	+	+	+
4	Геометрические размеры	+	+	+	+	+
5	Торможение коррозии стали в электрохимически активных средах	+				
6	Торможение охрупчивания стали в сероводородсодержащей водной среде		+			
7	Адгезия к твердым отложениям АСП и минеральных солей			+		
8	Шероховатость				+	
9	Сопротивление гидробразивному износу					+

НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Таблица 3. Показатели требуемых свойств внутреннего покрытия нефтегазопроводных труб различного назначения

ТРЕБУЕМЫЕ СВОЙСТВА ПОКРЫТИЯ	ПОКАЗАТЕЛИ СВОЙСТВ								
	ВНЕШНИЙ ВИД	ОТСУТСТВИЕ СКВОЗНЫХ ДЕФЕКТОВ	ХАРАКТЕР РАЗРУШЕНИЯ ПРИ ОТРЫВЕ В ИСХОДНОМ СОСТОЯНИИ И ОТНОСИТЕЛЬНОЕ ИЗМЕНЕНИЕ АДГЕЗИОННОЙ ПРОЧНОСТИ НА ДВУХ БАЗАХ ВРЕМЕНИ ИСПЫТАНИЙ	ТОЛЩИНА	СКОРОСТЬ ПОДПЛЕЧНОЙ КОРРОЗИИ СТАЛИ С ПОКРЫТИЕМ	ОТНОСИТЕЛЬНОЕ ИЗМЕНЕНИЕ ПЛАСТИЧЕСКИХ СВОЙСТВ СТАЛИ С ПОКРЫТИЕМ НА ЗАДАННОЙ БАЗЕ ВРЕМЕНИ ИСПЫТАНИЙ	СРЕДНЯЯ ВЫСОТА МИКРОЕРОВНОСТЕЙ	УДЕЛЬНОЕ УСИЛИЕ СДВИГА ОТЛОЖЕНИЙ ОТНОСИТЕЛЬНО ПОКРЫТИЯ	СКОРОСТЬ ИЗНАШИВАНИЯ
Дефектность внешняя	+								
Диэлектрическая сплошность		+							
Адгезия к стали и межслойная			+						
Геометрические размеры				+					
Торможение коррозии стали в электрохимически активной среде					+				
Торможение охрупчивания стали в сероводородсодержащей среде						+			
Шероховатость							+		
Адгезия к твердым отложениям АСП и минеральных солей								+	
Сопротивление гидроабразивному износу									+

Таблица 4. Виды внешних воздействий на внутреннее покрытие нефтегазопроводных труб на различных стадиях их жизненного цикла, моделирующие их воздействия при испытаниях в лабораторных условиях и свойства покрытия, которые могут изменяться под влиянием этих воздействий

N	ВИДЫ ВНЕШНИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ТРУБЫ С ВНУТРЕННИМ ПОКРЫТИЕМ, СПОСОБНЫЕ ВЫЗВАТЬ ИЗМЕНЕНИЕ ТРЕБУЕМЫХ СВОЙСТВ ПОКРЫТИЯ	МОДЕЛИРУЮЩИЕ ВИДЫ ВОЗДЕЙСТВИЙ В ЛАБОРАТОРНЫХ УСЛОВИЯХ	СВОЙСТВА ПОКРЫТИЯ, КОТОРЫЕ МОГУТ ИЗМЕНЯТЬСЯ ПОД ВЛИЯНИЕМ ВНЕШНИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ			
			ДЕФЕКТНОСТЬ ВНЕШНЯЯ	ДИЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СПЛОШНОСТЬ	АДГЕЗИЯ К СТАЛИ И МЕЖСЛОЙНАЯ	ГЕОМЕТРИЧЕСКИЕ РАЗМЕРЫ
1	На стадии хранения: • отрицательная температура $T_{мин}^{TP}, ^\circ C$ ¹⁾ • циклическое изменение температуры от минус $T_{мин}^{TP}, ^\circ C$ до плюс $T_{макс}^{TP}, ^\circ C$ ²⁾ в течение суток	$T_{мин}^{TP}, ^\circ C$ От $T_{мин}^{TP}$ до до плюс $20^\circ C$ не менее 10 циклов	+			
2	На стадии транспортирования, погрузки и разгрузки: • поперечный изгиб в сочетании с отрицательной температурой $T_{мин}^{TP}$ ³⁾	Поперечный изгиб с заданной стрелой прогиба в сочетании с отрицательной температурой $T_{мин}^{TP}$		+		
3	На стадии строительства трубопровода: • поперечный изгиб в сочетании с отрицательной температурой $T_{мин}^{TP}$ ⁴⁾	Поперечный изгиб с заданной стрелой прогиба в сочетании с отрицательной температурой $T_{мин}^{TP}$		+		
4	На стадии эксплуатации трубопровода: • нефть при температуре $T_{макс}^{ЭКС}$ ⁵⁾ и давлении $P_{макс}^{ЭКС}$ ⁶⁾ • вода минерализованная при температуре $T_{макс}^{ЭКС}$ и давлении $P_{макс}^{ЭКС}$ • комплексное воздействие воды минерализованной при температуре $T_{макс}^{ЭКС}$ и давлении $P_{макс}^{ЭКС}$ и поперечного изгиба ⁷⁾ • свободный углеводородный газ ⁹⁾ при температуре $T_{макс}^{ЭКС}$ и давлении $P_{макс}^{ЭКС}$ • водный раствор сероводорода ¹⁰⁾ при температуре $T_{макс}^{ЭКС}$ и давлении $P_{макс}^{ЭКС}$ • механические примеси в потоке жидкости ¹¹⁾	Обезвоженная нефть при $T_{макс}^{ЭКС}$ и $P_{макс}^{ЭКС}$ 3%-ный водный раствор NaCl при $T_{макс}^{ЭКС}$ и $P_{макс}^{ЭКС}$ Комплексное воздействие 3%-ного водного раствора NaCl при $T_{макс}^{ЭКС}$ и $P_{макс}^{ЭКС}$ и поперечного изгиба с заданной стрелой прогиба ⁸⁾ Смесь керосина с толуолом в соотношении 1:1 при $T_{макс}^{ЭКС}$ и $P_{макс}^{ЭКС}$ с последующей декомпрессией Сероводородсодержащая водная среда NACE при $T_{макс}^{ЭКС}$ и $P_{макс}^{ЭКС}$ с последующей декомпрессией Вода, содержащая 10% кварцевого песка	+		+	

*Примечания. 1) $T_{мин}^{TP}$ - наиболее низкая температура при хранении труб с покрытием; 2) $T_{мин}^{TP}$ и $T_{макс}^{TP}$ - максимальные пределы колебаний температуры при хранении труб с покрытием; 3) $T_{мин}^{TP}$ - наиболее низкая температура при транспортировании труб с покрытием; 4) $T_{мин}^{TP}$ - наиболее низкая температура при строительстве трубопровода; 5) $T_{макс}^{ЭКС}$ - максимальная температура эксплуатации трубопровода; 6) $P_{макс}^{ЭКС}$ - максимальное давление в трубопроводе; 7) При прокладке трубопровода на болотистой местности или на водных переходах; 8) Требуемая стрела прогиба $f_{макс}$ при поперечном изгибе трубы с внутренним покрытием рассчитывают с помощью выражения

$$f_{макс} = \frac{5l^3 \gamma}{3ED^2}, \text{ где } l - \text{длина трубы; } \gamma - \text{плотность металла трубы; } E - \text{модуль упругости металла трубы; } D - \text{наружный диаметр трубы;}$$

9) При наличии свободного газа в транспортируемой жидкости; 10) При содержании сероводорода в продукции скважин более 5%;

11) При содержании механических примесей в транспортируемой жидкости более 3%.

Таблица 5. Нормы на показатели требуемых свойств внутреннего покрытия нефтегазопроводных труб в исходном состоянии и после различных видов внешних воздействий в лабораторных условиях

N	СВОЙСТВО ПОКРЫТИЯ	ПОКАЗАТЕЛЬ СВОЙСТВА	НОРМА
1	Дефектность внешняя • в исходном состоянии • после выдержки 1000 ч. в 3%-ном водном растворе NaCl при $T_{\text{макс}}^{\text{исп}}$ и $P_{\text{макс}}^{\text{исп}}$ • после выдержки 1000 ч. в обезвоженной нефти при $T_{\text{макс}}^{\text{исп}}$ и $P_{\text{макс}}^{\text{исп}}$ • после декомпрессии с предварительной выдержкой 1000 ч. в смеси керосина и толуола в соотношении 1:1 при $T_{\text{макс}}^{\text{исп}}$ и $P_{\text{макс}}^{\text{исп}}$ • после декомпрессии с предварительной выдержкой 1000 ч. в сероводородсодержащей среде NACE при $T_{\text{макс}}^{\text{исп}}$ и $P_{\text{макс}}^{\text{исп}}$ • после циклического изменения температуры от минус $T_{\text{мин}}^{\text{исп}}$ °C до плюс 20°C в течение 10 циклов	Внешний вид	Не допускаются локальные вздутия, значительные подтеки, шагрень, трещины, раковины Отсутствие вздутий, шелушения, значительного изменения цвета, размягчения, шагрени, размягчения, значительного изменения цвета Отсутствие локальных вздутий Отсутствие локальных вздутий Отсутствие отслоений на концевых участках
2	Адгезия к стали при 20°C • в исходном состоянии • после выдержки 100 сут. в 3%-ном водном растворе NaCl при $T_{\text{макс}}^{\text{исп}}$ и $P_{\text{макс}}^{\text{исп}}$	Характер разрушения при X-образном надрезе Относительное изменение адгезионной прочности после воздействия среды на двух базах времени $\tau_1 = 70$ сут. и $\tau_2 = 100$ сут., $\frac{\sigma^{\text{ад}}(\tau_2)}{\sigma^{\text{ад}}(\tau_1)}$, не менее	5A по стандарту ASTM D 3359 $\frac{1 - \left(\frac{\tau_2}{\tau_p}\right)}{1 - \left(\frac{\tau_1}{\tau_p}\right)}$ где τ_1 и τ_2 - базы времени испытаний; τ_p - регламентированный срок службы покрытия
3	Геометрические размеры в исходном состоянии	Толщина, $\delta^{\text{исп}}$ мкм	Рекомендации поставщиков и обеспечение заданных норм на требуемые показатели покрытия
4	Диэлектрическая сплошность • в исходном состоянии • при температуре $T_{\text{мин}}^{\text{исп}}$ °C • после поперечного изгиба с заданной стрелой прогиба при температуре - плюс 20°C - $T_{\text{мин}}^{\text{исп}}$ °C • после комплексного воздействия 3%-ного водного раствора NaCl при $T_{\text{макс}}^{\text{исп}}$ и $P_{\text{макс}}^{\text{исп}}$ и поперечного изгиба с заданной стрелой прогиба	Отсутствие сквозных дефектов	Отсутствие электрического пробоя при величине напряжения не менее • 67,5 В при толщине покрытия до 250 мкм • 4,0 кВ/мм при толщине покрытия более 250 мкм
5	Торможение коррозии стали в электрохимически активных средах при $T_{\text{макс}}^{\text{исп}}$ и $P_{\text{макс}}^{\text{исп}}$	Скорость подпленочной коррозии стали с покрытием, $v_{\text{исп}}^{\text{исп}}$ мкм/ч, не более	$\frac{\Delta \delta^{\text{исп}}}{\tau_p}$
6	Торможение охрупчивания стали в сероводородсодержащей водной среде при $T_{\text{макс}}^{\text{исп}}$ и $P_{\text{макс}}^{\text{исп}}$	Относительное изменение пластических свойств стали с покрытием при одноосном растяжении на заданной базе времени 1000 ч. при $\sigma_p = 0,95 \sigma_{\text{т}}$, $\frac{\epsilon_p^{\text{исп}}}{\epsilon_p^{\text{исп}}}$, не менее	0,85
7	Шероховатость поверхности	Средняя высота микронеровностей R_z , мкм, не более	$\sqrt{\frac{vL}{v_0}}$ где v - кинематическая вязкость транспортируемой жидкости; L - внутренний радиус трубы; v - скорость потока жидкости
8	Адгезия по отношению к твердым отложениям АСП и минеральных солей ¹⁾	Удельное усилие сдвига $q_{\text{сдв}}$, МПа, не более	$\frac{\lambda}{8} \rho v^2$ где λ - коэффициент гидравлического сопротивления; ρ - плотность транспортируемой жидкости; v - скорость потока жидкости
9	Сопротивление гидроабразивному износу ²⁾	Скорость изнашивания $I_{\text{из}}$, мкм/ч, не более	$\frac{\Delta \delta^{\text{исп}}}{\tau_p}$ где $\Delta \delta^{\text{исп}}$ - допустимое изменение толщины покрытия вследствие износа; τ_p - регламентированный срок службы покрытия

*Примечания. 1) Испытания проводят при толщине твердых отложений в трубопроводе более 3 мм; 2) Испытания проводят при концентрации кварцевого песка 10% и скорости потока жидкости 30 м/с с последующим пересчетом на фактические значения концентрации и скорости жидкости в трубопроводе по формуле:

$$v_{\text{из, факт}} = v_{\text{из}} \left(\frac{P_{\text{факт}}}{P_{\text{исп}}} \right) \left(\frac{v_{\text{факт}}}{v_{\text{исп}}} \right)^2$$

где $P_{\text{факт}}$ - фактическая концентрация механических примесей в жидкости транспортируемой по трубопроводу; $P_{\text{исп}}$ - концентрация механических примесей в модельной жидкости при лабораторных испытаниях; $v_{\text{факт}}$ - фактическая скорость течения жидкости, транспортируемой по трубопроводу; $v_{\text{исп}}$ - скорость течения жидкости при лабораторных испытаниях.

показатели требуемых свойств внутреннего покрытия труб в исходном состоянии и после различных видов внешнего воздействия на покрытие в лабораторных условиях на заданных базах времени.

ШЕСТОЙ ЭТАП

На шестом этапе выбирают методы испытаний покрытия на соответствие установленным нормам.

Данные таблиц 1, 2, 3, 4 и 5 представляют собой нормативную базу, определяющую качество внутреннего покрытия нефтегазопроводных труб различного назначения.

Рассмотренная методология позволяет специалистам нефтегазовой отрасли разрабатывать на основе данной нормативной базы достаточно обоснованные технические требования к внутреннему полимерному покрытию нефтега-

зопроводных труб для конкретного месторождения.

Литература:

1. Протасов В.Н. Теория и практика применения полимерных покрытий в оборудовании и сооружениях нефтегазовой отрасли. М.: Недра. 2007 г.