

# ОБ ОБЪЕКТИВНОСТИ ОПУБЛИКОВАННЫХ В ОТКРЫТОЙ ПЕЧАТИ РЕЗУЛЬТАТОВ СЕРТИФИКАЦИИ ЗАЩИТНЫХ ПОКРЫТИЙ ЕМКОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ И НЕФТЕГАЗОПРОВОДНЫХ ТРУБ И О ДОПУСТИМОСТИ ПОДОБНЫХ ПУБЛИКАЦИЙ

**В.Н. Протасов**, профессор, руководитель лаборатории конструирования полимерных покрытий нефтегазового оборудования и сооружений РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

В журнале «Коррозия «Территории НЕФТЕГАЗ» № 1(21), март 2012 г., опубликована статья «Опыт применения лакокрасочных материалов для противокоррозионной защиты нефтепромыслового оборудования ОАО АНК «Башнефть» (авторы – Г.Л. Агафонова, А.В. Кожаева, ООО «БашНИПИнефть»). Авторы статьи взяли на себя смелость рекомендовать читателям, к числу которых относятся нефтегазовые компании РФ, перечень защитных покрытий наружной и внутренней поверхностей емкостного оборудования и внутренней поверхности нефтегазопроводных труб, используемых для строительства промышленных трубопроводов.

Перечень защитных покрытий наружной и внутренней поверхностей емкостного оборудования включает покрытия только из зарубежных материалов, как будто бы в РФ отсутствуют отечественные материалы с требуемым комплексом свойств. Автору данной статьи было бы обидно за отечественную лакокрасочную промышленность, если бы это действительно было так. Однако в перечне покрытий, рекомендованном ОАО «ВНИИСТ» для емкостного оборудования, содержатся конструкции защитных покрытий как из зарубежных, так и из отечественных лакокрасочных материалов, что позволяет нефтегазовым компаниям выбирать наиболее эффективные материалы, позволяющие обеспечить требуемое качество покрытия при минимальных затратах на его применение.

Качество покрытий, содержащихся в перечне, рекомендуемом ООО «БашНИПИнефть» для противокоррозионной защиты емкостного оборудования, оценить невозможно, т.к. отсутствуют их фактические характеристики и не

указаны технические требования, в соответствии с которыми проводились испытания.

Подобные рекомендации в открытой печати, не подтверждаемые результатами испытаний, вызывают сомнения в их объективности.

В отличие от перечня защитных покрытий для емкостного оборудования в перечне защитных покрытий для внутренней поверхности нефтегазопроводных труб рекомендовано для температуры эксплуатации до 80 °С двухслойное покрытие с покрывным слоем из отечественной эпоксидной краски П-ЭП-585 производства ОАО НПК «Пигмент» и грунтовочным слоем из следующих эпоксифенольных праймеров: ТК-8007, поставляемого фирмой «Тьюбоскоп Ветко Москоу» (США), и EP-10 Praimer, поставляемого фирмой «ЗМ» (США).

Конструкция двухслойного покрытия с покрывным слоем из эпоксидной порошковой краски П-ЭП-585 и грунтовочным слоем из праймера ТК-8007 давно освоена УпоРТ (г. Нижневартовск) с участием автора статьи. Про-

веденные ОАО «НижневартовскНИПИнефть» испытания в течение 15 лет на байпасе подтвердили высокое качество этого покрытия при соответствующем качестве порошковой краски.

Однако автор статьи считает необходимым предупредить нефтегазовые компании, что в последние годы качество эпоксидной порошковой краски П-ЭП-585 существенно снизилось. Она проигрывает как по качеству, так и по стоимости другим аналогичным краскам отечественного и зарубежного производств. Низкое качество краски П-ЭП-585 в настоящее время достаточно убедительно подтверждается опытом ее применения на ряде заводов по внутренней изоляции труб, в частности в ООО «ЛАНКОР». Согласно Акту о совместной проверке качества поставки эпоксидной краски П-ЭП-585 производства ОАО «НПК Пигмент» от 08.06.11 г., подписанному представителем ООО «ЛАНКОР» – инженером-технологом Тукач И.Н. и представителем производителя краски ОАО НПК «Пигмент» – заместите-

лем генерального директора по производству Носыко К.Л. в процессе просеивания порошковой краски через сито 0,6–0,7 мм установлено следующее:

1. В краске присутствуют посторонние включения в виде крупинки порошка диаметром до 2 мм. Дата выпуска – февраль-март 2011 г.
2. На установленном магните в барботажном баке после его очистки и осмотра имелись прилипшие частицы в виде металлической пыли и небольших сгустков краски.
3. При просеивании через сито поступившей партии краски, произведенной в мае 2011 г., также наблюдались посторонние частицы в виде крупинки диаметром до 2 мм.
4. В партиях № 268-271 – новая поставка май 2011 г. – при просеивании наблюдалось меньшее количество посторонних частиц из просеянной партии.
5. На полимеризованном покрытии наблюдались вкрапления в виде точек белого цвета.

В Акте отмечается, что, учитывая поставку краски П-ЭП-585 ОАО НПК «Пигмент» с посторонними частицами (металлическая пыль, крупные частицы краски), необходимо:

1. ОАО НПК «Пигмент» поставить в адрес ООО «ЛАНКОР» механический набор сит для просеивания краски П-ЭП-585 около 50 т, предварительно согласовав с ООО «ЛАНКОР» срок поставки – июнь 2011 г.
2. ОАО НПК «Пигмент» поставить в адрес ООО «ЛАНКОР» магнитные ловушки для удаления из порошковой краски П-ЭП-585 металлических частиц и пыли, предварительно согласовав с ООО «Ланкор» срок поставки – июнь 2011 г.
3. ОАО НПК «Пигмент» предоставить ответ о наличии в краске темных и белых вкраплений. Срок – июнь 2011 г.

ОАО НПК «Пигмент» исключить дальнейшую поставку некачественной краски в адрес ООО «ЛАНКОР» с посторонними частицами и металлической пылью. Срок – постоянно.

Из приведенных данных видно, что из-за низкого качества краски П-ЭП-585 и жестких требований ряда нефтегазовых компаний, в частности ОАО «Сургутнефтегаз», изолировать поставляемые им трубы именно этой краской заводы по изоляции труб вынуждены создавать специальное про-

изводство для исправления брака производителя этой краски с целью обеспечения требуемого качества покрытия. В результате возрастает стоимость труб с покрытием из краски П-ЭП-585, что наносит значительный материальный ущерб нефтегазовым компаниям, требующим покрытия именно из этой краски.

В последние годы отечественной промышленностью разработаны для внутреннего покрытия нефтегазопроводных труб новые эффективные эпоксидные порошковые краски, используемые в сочетании с грунтовочным слоем из праймера ТК-8007. В частности, эпоксидные порошковые краски производства ООО «Ярославский завод порошковых красок» следующих марок: П-ЭП-7120 для температуры эксплуатации до 80 °С и П-ЭП-7150Л для температуры эксплуатации до 110 °С. Изоляция внутренней поверхности труб двухслойными покрытиями из эпоксидных порошковых красок П-ЭП-7120 и П-ЭП-7150 в сочетании с праймером ТК-8007 освоена УпоРТ (г. Нижневартовск) и ООО «ЛАНКОР» (г. Лангепас). Двухслойные покрытия с покрывным слоем из указанных эпоксидных порошковых красок успешно прошли периодические испытания в специализированных лабораториях на соответствие требованиям ТУ 1390-003-52534308-08 при температурах эксплуатации соответственно до 80 °С и до 110 °С.

В анализируемой статье специалистов лаборатории конструкционных полимеров и защитных покрытий ООО «БашНИПНефть» приводятся результаты проведенных ими ускоренных испытаний двухслойной системы покрытия с покрывным слоем из эпоксидной порошковой краски ЭП-7150Л и грунтовочным слоем из эпоксифенольного праймера ТК 8007. Отмечается, что данное покрытие проявило нестабильность защитных свойств, качество образцов покрытия после испытаний не соответствует нормативным требованиям к защитным покрытиям внутренней поверхности стальных труб, разработанным с их участием. Автор данной статьи ознакомился с Актом испытаний, подписанным заведующей лабораторией конструкционных полимеров и защитных покрытий ООО «БашНИПНефть» Гребенковой Г.Л. (в настоящее время – Агафонова Г.Л.) и ведущим инженером Ахметгалиевым Р.Р. Со-

гласно этому Акту, испытания покрытия проводили на образцах типа «пластин» в дистиллированной воде при температуре 90 °С на базах времени 500 ч. и 1000 ч. Подготовку пластин под покрытие и нанесение покрытия осуществляли специалисты ООО «НЗНО» (Нижнекамский завод нефтепромышленного оборудования), г. Нижнекамск.

Испытания проводили в соответствии с техническими требованиями, представленными в таблице 1.

Проведенный автором данной статьи анализ этих требований позволил выявить их следующие существенные недостатки, обуславливающие недопустимость их использования в нефтегазовых компаниях:

1. Внешний вид покрытия недостаточно оценивать только после воздействия водной среды. В продукции скважин содержится нерастворенный углеводородный газ, который под давлением транспортируемой среды проникает через слой покрытия к поверхности раздела «покрытие – металл» и создает там значительное осмотическое давление. При отключении трубопровода, т.е. при сбросе в нем внутреннего давления, часто происходит локальное вспучивание покрытия под действием осмотического давления, вследствие недостаточной прочности его адгезионных связей со сталью на отдельных участках. Поэтому одной из важных характеристик внутреннего покрытия нефтегазопроводных труб является его внешний вид после испытаний в газожидкостной смеси на заданной базе времени при значениях температуры и давления, соответствующих максимальным при эксплуатации, с последующей декомпрессией, т.е. быстрым сбросом давления в автоклавной установке.

Подобные испытания должны также проводиться в сероводородсодержащей водной среде для выявления сопротивления адгезионных связей покрытия со сталью осмотическому давлению водорода, образующегося при контакте подобной среды со сталью. При отключениях и включениях трубопровода происходит значительное циклическое изменение температуры, а следовательно, циклическое изменение внутренних напряжений в покрытии, особенно в зимнее время. Это может вызвать отслаивание от стали концевых участков покрытия,

Таблица 1.

Показатель	Норма	Фактически		
		Исх.	500 ч.	1000 ч.
Внешний вид	Ровная, гладкая поверхность серого цвета, без пор и включений	Соответствует норме	Изменения цвета не произошло. Точки коррозии. Сыпь	Изменения цвета не произошло. Точки коррозии. Сыпь
Состояние металла под покрытием	Металл под покрытием чистый, без следов коррозии	Соответствует норме	Соответствует норме	Металл под покрытием темный
Толщина покрытия, мкм	300–500	210–387 Средняя – 305		
Диэлектрическая сплошность, кВ, не менее	2,0	20,0	15,0	10,0
Адгезия методом решетчатых надрезов, балл, не более	1	1	1	4
Адгезия методом отрыва, МПа, не менее Характер разрушения	Не нормируется. Рекомендуется 4,0 Когезионный	16,6 Смешанный	13,1 Адгезионный	8,2 Адгезионный
Прочность при прямом ударе, Дж, не менее	6,0	27,0	27,0	27,0
Прочность при обратном ударе, Дж, не менее	6,0	27,0	27,0	18,0
Стойкость к царапанию, Н, не менее	4,0	5,0	5,0	5,0
Эластичность пленки при изгибе, мм, не более	20,0	10,0	-	-
Водопоглощение, %, не более	3,0	0,7	-	-
Стойкость к абразивному износу, мг, не более	160,0	55,7	-	-

характеризующихся значительной концентрацией напряжений. Поэтому необходим контроль внешнего вида покрытия после циклического изменения температуры при заданном числе циклов.

Приведенная в таблице 1 норма на внешний вид покрытия в исходном состоянии не учитывает ряда недопустимых дефектов, в частности непрокрасы, подтеки, пузыри, трещины, волнистость, локальные отслоения на концевых участках. Нормы на внешний вид покрытия при вышеуказанных внешних воздействиях на него в технических требованиях к внутреннему покрытию труб, разработанных ООО «БашНИПинефть», вообще отсутствуют.

2. При контроле состояния поверхности металла под покрытием после воздействия минерализованной водной среды, содержащейся в продукции скважин, специалисты лаборатории конструкционных полимеров и защитных покрытий ООО «БашНИПинефть» использовали в качестве модельной среды дистиллированную воду, не являющуюся электролитом. В указанной модельной среде они оценивали отсутствие коррозионного разрушения стали под покрытием при визуальном осмотре, что совершенно не согласуется со стандартизированными методами контроля защитных свойств противокоррозионных покрытий из лакокрасочных

материалов в минерализованной водной среде.

3. Норма на толщину покрытия не обоснована. Она должна назначаться поставщиком материала и обеспечивать выполнение технических требований к покрытию. В процессе эксплуатации трубопровода покрытие подвергается гидроабразивному износу, что может вызывать уменьшение его толщины во времени. Для выполнения покрытием своих функций необходимо назначать норму как на исходную толщину покрытия, так и на скорость изменения толщины покрытия при воздействии потока жидкости, содержащей механические примеси. Норма на скорость изменения толщины покрытия при гидроабразивном изнашивании должна назначаться исходя из регламентированного срока службы покрытия.

4. Диэлектрическая сплошность – это не показатель, а свойство. Показателем диэлектрической сплошности покрытия является отсутствие электрического пробоя при заданной величине напряжения, которая, согласно таблице 1, должна быть не менее 2 кВ.

5. Адгезия – это свойство, а не показатель. Согласно норме, приведенной в таблице 1, показателем адгезии при методе контроля решетчатым надрезом является характер разрушения покрытия, выражаемый в баллах. При методе контроля адгезии

методом отрыва грибка используются два показателя: адгезионная прочность и характер разрушения покрытия при отрыве.

Специалисты лаборатории полимерных полимеров и защитных покрытий ООО «БашНИПинефть» обязаны знать, что, согласно действующим стандартам, метод решетчатых надрезов можно применять при толщине покрытия не более 250 мкм. При норме на испытываемое покрытие 300–500 мкм данный метод неприменим. Незнание этого положение свидетельствует о низкой квалификации специалистов ООО «БашНИПинефть», разрабатывающих требования к защитному покрытию труб и проверяющих соответствие конкретного покрытия этим требованиям.

Это заявление автора данной статьи подтверждает также проведенный им анализ содержания ТУ 1390-210-00135645-2006 «Секции труб и детали трубопроводов стальные с внутренним и наружным покрытиями», разработанных ООО «БашНИПинефть» для ОАО «АНК» Башнефть».

В таблице 1 указывается, что норма на адгезионную прочность покрытия при нормальном отрыве не нормируется. Рекомендуется 4,0 МПа при когезионном характере разрушения. Подобное трактование нормы в технических требованиях недопустимо. Следует различать норму на адгезионную прочность покрытия в исходном

состоянии и норму на относительное изменение адгезионной прочности на двух заданных базах времени при воздействии эксплуатационной среды. Норма на исходную адгезионную прочность при максимальной температуре эксплуатации действительно достаточна на уровне 4,0 МПа при методе отрыва грибка. Она должна свидетельствовать о наличии адгезионных связей сформированного покрытия с изолируемой поверхностью трубы. При различных видах внешнего воздействия на покрытие, в частности минерализованной водной среды, необходимо устанавливать норму на относительное изменение адгезионной прочности на двух заданных базах времени при значениях давления и температуры, соответствующих максимальным при эксплуатации. Численное значение этой нормы обуславливается регламентированным сроком службы покрытия.

6. Прочность покрытия при прямом и обратном ударах является неграмотной формулировкой показателя диэлектрической сплошности покрытия – отсутствие электрического про-

боя при заданной величине напряжения после прямого и обратного ударов с заданной энергией, которая, согласно таблице 1, должна быть не менее 6,0 Дж. При этом отсутствует обоснование прямого удара на внутреннее покрытие труб, равенство энергий прямого и обратного ударов, значения нормы на энергию удара, что ставит под сомнение обоснованность этих требований.

7. Стойкость к царапанию является не показателем, а свойством покрытия, необходимость которого ничем не обоснована.

8. Эластичность пленки, водопоглощение и стойкость к абразивному износу являются свойствами лакокрасочных материалов, используемых для формирования покрытия. Приведенные в таблице 1 нормы на показатели этих свойств обуславливаются нормами на следующие показатели соответствующих свойств покрытия: отсутствие электрического пробоя при заданной величине напряжения после поперечного изгиба с заданной стрелой прогиба, переходное сопротивление после испытаний в модельной среде при макси-

мальной температуре эксплуатации на заданной базе времени, скорость относительного изменения толщины покрытия при воздействии потока жидкости с заданными значениями скорости течения и концентрации механических примесей. Данные важные показатели и нормы на них, к сожалению, отсутствуют в требованиях, приведенных в таблице 1.

9. В технических требованиях, разработанных лабораторией конструктивных полимеров и защитных покрытий ООО «БашНИПинефть», отсутствует ряд других, не менее важных потребительских свойств внутреннего покрытия нефтегазопроводных труб, в частности способность защищать сталь от сульфидного растрескивания в сероводородсодержащей водной среде, способность сопротивляться статической усталости в эксплуатационной среде и др.

10. Контроль влияния эксплуатационной среды на контролируемые показатели требуемых свойств внутреннего покрытия труб необходимо проводить при значениях давления среды и температуры, соответствующих максимальным при эксплуатации, что

## НАДЕЖНОСТЬ. КАЧЕСТВО. РЕШЕНИЯ.

Производство антикоррозионных материалов для изоляции и ремонта покрытий нефте-, газопроводов.

- Изоляционные ленты и обертки типа «ПОЛИЛЕН»
- Праймер НК-50
- Термоусаживающаяся манжета «Новорад-СТ 60»
- Термоусаживающаяся обертка «Политерм»
- ремонтные материалы
- Адгезивы для трубных заводов
- Полимерно-битумные ленты



**СИБУР** БИАКСПЛЕН

ООО «БИАКСПЛЕН НК»  
446201, Самарская обл., г. Новокуйбышевск,  
пр. Железнодорожный, д. 1  
Тел.: +7 (84635) 5-55-50, 7-10-66, 3-94-49, 3-95-02, 3-95-32  
e-mail: Info@biaxplen-nk.ru  
www.biaxplen.ru



**ИЗОЛЯЦИОННЫЕ  
МАТЕРИАЛЫ**



обуславливает необходимость проведения испытаний в автоклавной установке. В технических требованиях ООО «БашНИПИнефть» данное требование отсутствует.

Наряду с анализом технических требований ООО «БашНИПИнефть» к внутреннему покрытию труб, были проанализированы приведенные в той же статье результаты выполненных ООО «БашНИПИнефть» лабораторных испытаний внутреннего двухслойного покрытия труб с покрывным слоем из эпоксидной порошковой краски П-ЭП-7150Л производства Ярославского завода порошковых красок и грунтовочным слоем из эпоксифенольного праймера ТК-8007 фирмы «Тьюбоскоп Ветко Москоу» на образцах типа «пластин».

Из данных, приведенных в Акте испытаний, составленном ООО «БашНИПИнефть» (таблица 1), видно, что после испытаний покрытия в дистиллированной водной среде при температуре +90 °С в течение 1000 ч. произошли следующие изменения показателей свойств покрытия, характеризующих его противокоррозионное действие:

- при визуальном контроле на поверхности покрытия обнаружены точки коррозии и сыпь, что не соответствует норме;
- металл под покрытием приобрел черный цвет, что не соответствует норме;
- напряжение, при котором не происходит электрический пробой покрытия (показатель диэлектрической сплошности) снизилось в 2 раза, но в 5 раз превышает норму;
- адгезионная прочность, характеризуемая удельным усилием отрыва грибка, снизилась в 2 раза, но при этом в 2 раза превышает норму. Изменился характер разрушения покрытия при отрыве грибка: в исходном состоянии – когезионное разрушение, после воздействия водной среды – адгезионное разрушение.

По мнению автора данной статьи, наличие точек коррозии на поверхности двухслойного покрытия, черный цвет металла под покрытием и значительное снижение адгезионной прочности покрытия в водной среде могут являться следствием только двух причин – низкой устойчивости адгезионных связей грунтовочного слоя из праймера ТК-8007 с отдробеструенной поверхностью стали или

низким качеством подготовки поверхности стали под грунтовочный слой. Эпоксидная порошковая краска, используемая для покрывного слоя, не имеет к этому никакого отношения. Поэтому заключение лаборатории ООО «БашНИПИнефть» о несоответствии эпоксидной порошковой краски П-ЭП-7150Л требуемому качеству является по меньшей мере неграмотным.

Возможно, что НЗНО плохо подготовил поверхность пластин под покрытие. Но специалисты лаборатории «БашНИПИнефть» при анализе результатов испытаний должны были понять, что причиной отслаивания грунта является плохая подготовка поверхности, т.к. многолетнее использование праймера ТК-8007 под эпоксидные порошковые краски на УпоРТ и опыт его применения на НЗНО достаточно убедительно свидетельствуют о высокой устойчивости его адгезионных связей со сталью в водной среде при повышенной температуре при соблюдении требуемой подготовки поверхности стали в соответствии с ТУ на трубы с покрытием. Но тогда напрашивается вопрос о необходимости проведения независимой экспертной проверки качества производства изоляции труб на НЗНО. Это очень важно для нефтегазовых компаний, приобретающих трубы с покрытием у данного производителя.

Из Акта испытаний, проведенных ООО «БашНИПИнефть» (таблица 1), следует, что фактическая толщина испытанного двухслойного покрытия не соответствует норме. Но ведь фактическую толщину испытываемого покрытия на образцах типа «пластин» должно было обеспечить ООО «НЗНО», выполняющее по заданию лаборатории ООО «БашНИПИнефть» изготовление образцов с покрытием и контролируемое этой лабораторией в области качества производства. Поэтому вышеуказанное несоответствие толщины покрытия норме еще раз подтверждает низкое качество производства ООО «НЗНО» и отсутствие соответствующего контроля со стороны лаборатории «БашНИПИнефть», взявшей на себя право давать заключения о качестве покрытий из материалов различных фирм без проведения соответствующей аттестации лаборатории.

Вызывают недоумение полученные лабораторией «БашНИПИнефть» ре-

зультаты испытаний покрытия на прямой и обратный удары (табл. 1).

При прямом ударе после выдержки покрытия в дистиллированной (стерильно чистой) воде в течение 1000 ч. при температуре +90 °С сопротивление покрытие к удару не изменилось по сравнению с сопротивлением в исходном состоянии, т.е. покрытие сохранило диэлектрическую сплошность при той же энергии удара 27,0 Дж при норме 6,0 Дж.

Зато в более благоприятных условиях при обратном ударе после аналогичных испытаний в водной среде покрытие сохраняло диэлектрическую сплошность только при энергии удара 18,0 Дж, что в 1,5 раза ниже по сравнению с прямым ударом. С точки зрения автора статьи, это уникальные результаты, убедительно свидетельствующие о низком качестве проведенных испытаний.

Когда-то творческое сотрудничество лаборатории конструкционных полимеров и защитных покрытий ООО «БашНИПИнефть» с ООО «НЗНО» при освоении производства изоляции внутренней поверхности нефтегазопроводных труб непригодным для применения однослойным покрытием из эпоксидной порошковой краски П-ЭП-585 привело к плачевным результатам. При эксплуатации происходило быстрое отслаивание однослойного покрытия от металла трубы. В результате был нанесен значительный ущерб ОАО «АНК «Башнефть», и потребовалась модернизация технологической линии под двухслойное покрытие. При этом автор данной статьи неоднократно предупреждал в статьях и книгах о недопустимости применения подобного однослойного покрытия вследствие низкой устойчивости адгезионных связей эпоксидной порошковой краски с отдробеструенной поверхностью стали. Отмеченные в данной статье существенные недостатки разрабатываемых лабораторией «БашНИПИнефть» технических требований к защитным покрытиям и вызывающие недоумение обоснованные отрицательные результаты испытаний перспективного покрытия для повышенных температур эксплуатации убедительно свидетельствуют о том, что подобные лаборатории, проводящие сертификационные испытания защитных покрытий для нефтегазовой отрасли

при отсутствии специалистов соответствующей квалификации, необходимой экспериментальной базы, стандартизированной нормативной документации и соответствующей аттестации в рассматриваемой области наносят значительный материальный ущерб нефтегазовым компаниям. Но это проблема самих нефтегазовых компаний, и им решать, что целесообразно: использование лабораторий по сертификации защитных покрытий при НИПИ, обслуживающих эти компании, или создание Отраслевого научно-учебно-сертификационного центра по контролю качества защитных покрытий нефтегазового оборудования и сооружений с привлечением ведущих специалистов в этой области. Необоснованное лоббирование эпоксидной порошковой краски П-ЭП-585 производства ОАО НПК «Пигмент» привело к тому, что ряд нефтегазовых компаний требует от заводов по изоляции труб поставку труб только с этой краской. Автор статьи считает необходимым предупредить нефтегазовые компании о необоснован-

ности подобных требований. Качество покрытия обуславливается как качеством используемых лакокрасочных материалов, так и качеством производства покрытия из этих материалов. Поэтому только обоснованные технические требования к покрытию определяют объективный выбор покрытия требуемого качества. Автор статьи неоднократно отмечал, что разработка технических требований к покрытию конкретного изделия является в большинстве случаев достаточно сложной многофакторной задачей, требующей высокой квалификации, логического мышления и системного подхода разработчика этих требований, что обуславливает необходимость привлечения к этой работе соответствующих специалистов. Разработкой технических требований к покрытию конкретного изделия должен заниматься разработчик этого изделия в сотрудничестве с потребителем изделия. В требованиях не должны содержаться конкретные материалы или покрытия на их основе. Производитель внутреннего покрытия труб должен сам выбирать на основе технических требований

наиболее дешевые и технологичные в условиях его производства материалы покрытия.

Автор статьи считает необходимым отметить, что проводить сертификацию покрытий нефтегазопроводных труб и емкостного оборудования в нефтегазовой отрасли имеют юридическое право лаборатории ВНИИГАЗа, аттестованные в Системе «ГАЗПРОМСЕРТ», ВНИИСТА, аттестованные в Системе «Транссерст» и РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, аттестованные в Системе «ТЭКСЕРТ». Указанные лаборатории, занимаясь в течение многих лет периодическими испытаниями наружного и внутреннего покрытий труб из различных лакокрасочных и полимерных материалов с выдачей заключения, никогда не публиковали результаты этих испытаний в открытой печати без разрешения организации, предоставившей испытываемые образцы. Заключение предназначено только для этой организации и необходимо ей для подтверждения потребителю требуемого качества своей продукции или совершенствования производства этой продукции.

**М**<sup>®</sup>  
ЗАКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО  
**Промизоляция**  
www.ruiz.ru

## ВЫСОКОТЕХНОЛОГИЧНЫЕ ИЗОЛЯЦИОННЫЕ МАТЕРИАЛЫ

пластичность  
совместимость с другими видами изоляции  
высокие защитные свойства  
несложная технология нанесения

603058, г. Н. Новгород,  
ул. Новикова-Прибоя, 4  
Тел.: +7 (831) 258-39-58, 258-39-52  
Факс: +7 (831) 258-39-66  
E-mail: promizolyaciya@ruiz.ru