

УДК 620.19

О.О. Штырев¹, e-mail: olegshtyr91@gmail.com

¹ Лаборатория конструирования и испытания полимерных покрытий нефтегазового оборудования и сооружений РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина (Москва, Россия).

Методические основы выбора критериев работоспособности бурильных труб с внутренним защитным покрытием в заданных условиях эксплуатации в течение нормированного срока службы

В данной статье указываются преимущества бурильных труб с внутренним защитным покрытием. Отмечается их широкое использование за рубежом и отсутствие опыта применения в отечественной нефтегазовой отрасли. Основная причина этого – отсутствие нормативной документации, определяющей критерии работоспособности внутреннего защитного покрытия бурильных труб.

Рассматриваются недостатки существующего понятия «критерии работоспособности технического объекта» как совокупности требуемых свойств объекта, определяющих его работоспособность, а также предлагается уточненное понятие: критерии работоспособности технического объекта – это совокупность его требуемых свойств, показателей этих свойств в исходном состоянии и после внешних воздействий на него на различных стадиях жизненного цикла, норм на показатели, определяющих способность этого объекта выполнять требуемые функции с заданными характеристиками в конкретных условиях эксплуатации в течение нормированного ресурса или срока службы.

Предлагается алгоритм выбора критериев работоспособности внутреннего покрытия бурильных труб в заданных условиях эксплуатации в течение нормированного срока службы. Для реализации этого алгоритма при выборе внутреннего покрытия бурильных труб систематизированы функции, которые должно выполнять это покрытие, и требуемые свойства покрытия, обеспечивающие выполнение этих функций; виды опасных внешних воздействий на внутреннее покрытие бурильных труб на различных стадиях их жизненного цикла и моделирующие их воздействия при периодических испытаниях образцов бурильных труб с покрытием в лабораторных условиях.

На основании проведенной систематизации представлены в виде технических требований к внутреннему защитному покрытию бурильных труб критерии работоспособности этого покрытия.

Ключевые слова: бурильные трубы, внутреннее защитное покрытие, критерии работоспособности покрытия, алгоритм выбора критериев, требуемые свойства покрытия, показатели требуемых свойств, показатели в исходном состоянии, показатели после воздействий, нормы на показатели.

.....

О.О. Штырев¹, e-mail: olegshtyr91@gmail.com

¹ Laboratory of polymer coatings design and testing for oil and gas equipment and facilities Gubkin Russian State University of Oil and Gas (Moscow, Russia).

Methodological bases of selecting the drilling pipes efficiency criteria with inner protective coating under specified operating conditions within rated service life

This article specifies the advantages of drilling pipes with inner protective coating. Their widespread use abroad and lack of application experience in domestic oil and gas industry is marked. The main cause – absence of regulatory documents defining the performance criteria of the internal protective coating of drilling pipe.

Drawbacks of existing concept "technical object performance criteria" as a combination of the desired properties of the object, determining its serviceability are considered, as well as refined concept is proposed: technical object performance criteria – is a set of its desired properties, performances of these properties in the initial state and after the external effects at different stages of life cycle, performance standards that determine the ability of this object to perform the required functions with the specified characteristics under specific operating conditions within rated operation life or service life.

The algorithm of efficiency criteria selection for the drilling pipes internal coating serviceability under specified operating conditions within rated operation life is proposed. To implement this algorithm during the drilling pipe internal coating selection the functions of this coating and the required properties of the coating that provide fulfillment of these functions

are systematized; hazardous types of external effects on the drilling pipes internal coating at various stages of their life cycle and their impact simulation during periodic tests on drilling pipes samples coated in laboratory conditions. On the basis of systematic organization the performance criteria of the coating are presented in the form of technical requirements for the internal protective coating of drilling pipes.

Keywords: drilling pipes, internal protective coating, coating performance criteria, criteria selection algorithm, required coating properties, required properties values, initial state values, and values after the impact, values rates.

В настоящее время бурильные трубы с внутренним защитным покрытием находят все более широкое применение за рубежом. Полимерные покрытия позволяют существенно повысить надежность бурильных труб в течение нормированного срока службы в разнообразных условиях эксплуатации. В то же время в отечественной нефтегазовой отрасли они до сих пор практически не применяются, что объясняется в первую очередь отсутствием нормативной документации, определяющей критерии работоспособности бурильных труб с внутренним защитным покрытием.

Бурильная труба с внутренним защитным покрытием в поперечном сечении представляет собой многослойную конструкцию, состоящую из стальной сердцевины, назначением которой является обеспечение ее несущей способности при значительных механических воздействиях на нее, и внутреннего полимерного покрытия, обеспечивающего защиту стальной основы от разрушения при воздействии коррозионно-активных и сорбционно-активных сред, абразивосодержащего потока бурового раствора, транспортируемого по колонне бурильных труб.

В соответствии с ГОСТ Р 53480-2009 [1], работоспособность технических объектов, в том числе бурильных труб с внутренним защитным покрытием, – это состояние объекта, при котором значения всех параметров, характеризующих его способность выполнять заданные функции, соответствует требованиям нормативно-технической и (или) конструкторской (проектной) документации. Работоспособное состояние технического объекта характеризуют критериями работоспособности. Критериями работоспособности технических

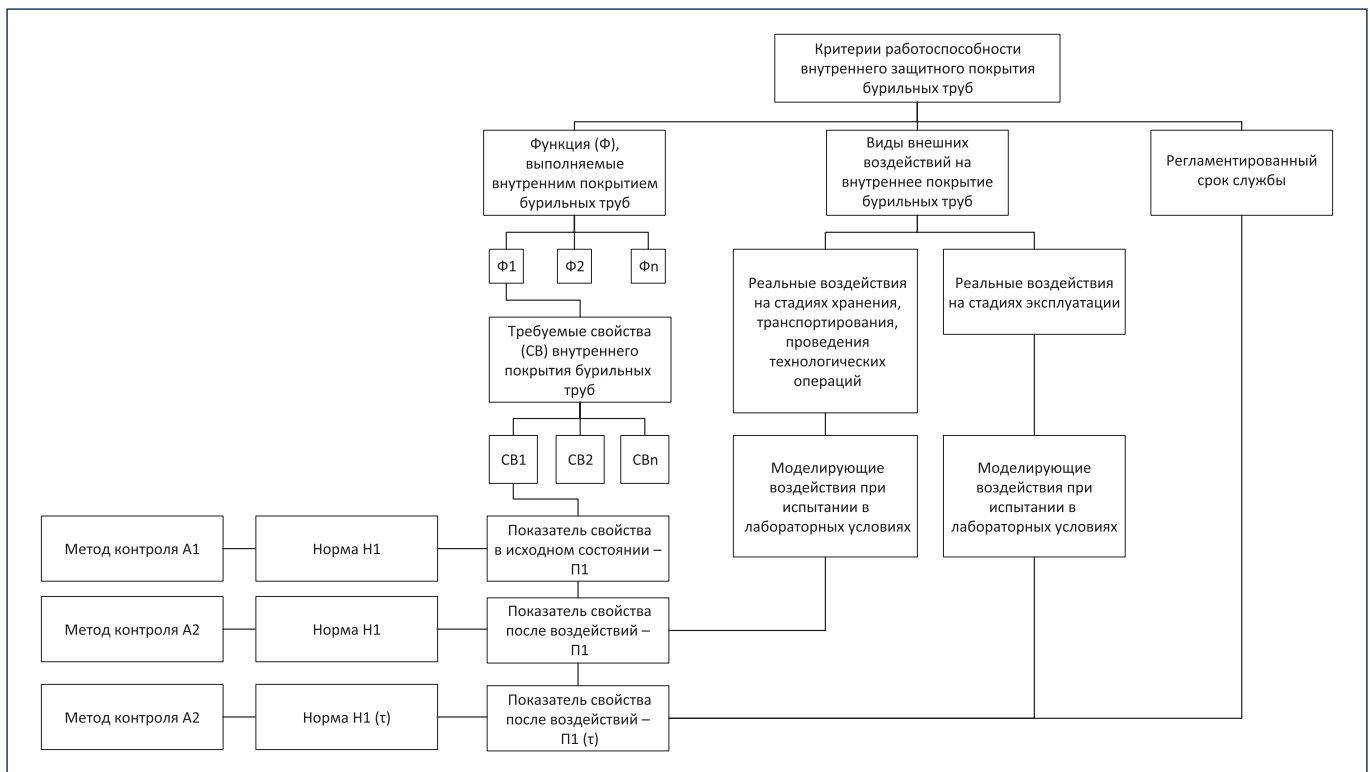


Рис. Алгоритм выбора критериев работоспособности внутреннего покрытия бурильных труб

Fig. Efficiency criteria selection algorithm for drilling pipes internal coating

Ссылка для цитирования (for references):

Штырев О.О. Методические основы выбора критериев работоспособности бурильных труб с внутренним защитным покрытием в заданных условиях эксплуатации в течение нормированного срока службы // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2015. № 11. С. 78–85.

Shtyrev O.O. Methodological bases of selecting the drilling pipes efficiency criteria with inner protective coating under specified operating conditions within rated service life (In Russ.). *Territorija «NEFTEGAZ» = Oil and Gas Territory*, 2015, No. 11. P. 78–85.

Таблица 1. Функции и потребительские свойства, обуславливающие выполнение этих функций

Table 1. Functions and application performances that provide for these functions fulfillment

№ No.	Потребительские свойства внутреннего защитного покрытия буровых труб Application performances of drilling pipes internal protective coating	Функции внутреннего защитного покрытия буровых труб Functions of drilling pipes internal protective coating		
		Защита буровых труб от разрушения вследствие коррозии, коррозионного растрескивания, коррозионной усталости стали Protection of drilling pipes from destruction due to corrosion, stress corrosion cracking, corrosion fatigue of steel	Защита буровых труб от разрушения вследствие сульфидного растрескивания стали Protection of drilling pipes from destruction due to steel sulfide stress cracking	Защита внутренней поверхности буровых труб от разрушения при воздействии потока транспортируемой среды с высоким содержанием механических примесей Protection of drilling pipes inner surface from destruction when exposed to flow of transported medium with high solids
1	Дефектность внешняя External defects	+	+	+
2	Адгезия Adhesion	+	+	+
3	Диэлектрическая сплошность Dielectric continuity	+	+	
4	Геометрические свойства Geometric properties	+	+	+
5	Электропроводность Conductivity	+		
6	Проницаемость по отношению к ионам хлора Permeability to chloride ions	+		
7	Проницаемость по отношению к молекулам сероводорода Permeability to molecules of hydrogen sulfide		+	

объектов, в том числе буровых труб с внутренним защитным покрытием [2], являются свойства этих объектов, обуславливающие их способность выполнять требуемые функции.

Необходимо уточнить данное определение критериев работоспособности. Требуемые свойства буровых труб с внутренним защитным покрытием – только одна из составляющих критериев их работоспособности. Не менее важными составляющими являются показатели требуемых свойств и их значения. Только сочетание трех составляющих – требуемых свойств, показателей этих свойств и их значений – определяют соответствующие критерии работоспособности буровых труб с внутренним защитным покрытием.

В настоящее время отсутствует стандартизированная или хотя бы корпоративная нормативная документация, содержащая критерии работоспособности буровых труб с внутренним защитным полимерным покрытием в виде технических требований к ним. Технические требования к телу буровых труб с внутренним защитным поли-

мерным покрытием должны содержать технические требования к их стальной основе, представляющей стандартную конструкцию тела буровой трубы и к внутреннему защитному полимерному покрытию.

В существующих стандартах (ГОСТ Р 50278-92, ГОСТ Р 54383-2011) достаточно полно и обоснованно представлены критерии работоспособности стальной основы буровых труб, подлежащей изоляции внутренним защитным покрытием.

На рисунке представлен алгоритм выбора критериев работоспособности внутреннего защитного покрытия буровых труб в заданных условиях эксплуатации в течение нормированного срока службы.

В таблице 1 систематизированы функции, выполняемые внутренним покрытием буровых труб, и свойства покрытия, обеспечивающие выполнение этих функций.

Разнообразные виды опасных внешних воздействий на внутреннее защитное покрытие буровых труб на стадиях их хранения, транспортирования, мон-

тажа и эксплуатации можно разделить на следующие группы:

- тепловые воздействия;
- механические воздействия;
- физико-химические воздействия эксплуатационной среды и ее отдельных компонентов.

Стадии жизненного цикла могут быть разделены на следующие группы:

- Х – хранение;
- Т – транспортирование;
- МД – монтаж/демонтаж;
- Э – эксплуатация;
- ОТ – операции технологические.

На различных стадиях жизненного цикла буровых труб испытывает одновременно несколько видов воздействий. При этом степень влияния каждого из указанных видов внешних воздействий на механизм разрушения покрытия и интенсивность изменения фактических значений показателей его свойств в значительной степени обуславливается не только видом конкретного воздействия, но и его численным значением. Буквенно-цифровая комбинация характеризует конкретный вид воздействия

Таблица 2. Потребительские свойства покрытия, реальные опасные воздействия на него и моделирующие их воздействия
 Table 2. Application performances of the coating, actual adverse effects on it and their impact simulation

Потребительские свойства внутреннего покрытия буровых труб Application performances of drilling pipes internal coating	Код Code	Реальные опасные воздействия на внутреннее покрытие буровых труб Actual adverse effects on drilling pipes internal coating	Моделирующие воздействия на внутреннее покрытие буровых труб при лабораторных испытаниях Simulation effects on the drilling pipes internal coating during laboratory testing
Дефектность внешняя External defects	МД.Т.1	Циклическое изменение температуры от максимально возможной положительной температуры бурового раствора при бурении до минимально возможной отрицательной атмосферной температуры $\Delta T_{цикл.г}$, °C Temperature cycling from maximum possible positive temperature of drilling mud to the minimum possible negative atmospheric temperature $\Delta T_{цикл.г}$, °C	Циклическое изменение температуры ($\Delta T_{цикл.г}$, °C, и число циклов, не менее 10 Temperature cycling ($\Delta T_{цикл.г}$, °C, and number of cycles, not less than 10
	Э.С.1	Буровой раствор с pH от 2 до 8 Drilling mud pH from 2 to 8	Воздействие 3%-ного водного раствора NaCl при температуре ($T_{н.экс.макс.г}$, °C, и давлении ($p_{н.экс.г}$, МПа, в течение 100 сут.: pH = 8; pH = 2 Exposure to 3% aqueous solution NaCl at temperature ($T_{н.экс.макс.г}$, °C, and under pressure ($p_{н.экс.г}$, МПа during 100 days: pH = 8; pH = 2
	Э.Т.1	Максимальная положительная температура бурового раствора $T_{экс.макс.г}$, °C Maximum positive temperature of drilling mud $T_{экс.макс.г}$, °C	
	Э.М.1	Максимальное давление бурового раствора, $p_{экс.г}$ МПа Maximum pressure of drilling mud, $p_{экс.г}$ МПа	
	Э.С.2	Дизельное топливо в буровом растворе Diesel fuel in drilling mud	Выдержка 1000 ч при температуре ($T_{н.экс.макс.г}$, °C, в модельных средах: 10% NaOH; дизельное топливо Ageing 1000 h at temperature ($T_{н.экс.макс.г}$, °C, in simulation media: 10% NaOH; diesel fuel
	Э.Т.1	Максимальная положительная температура бурового раствора $T_{экс.макс.г}$, °C Maximum positive temperature of drilling mud $T_{экс.макс.г}$, °C	
Э.С.3	NaOH в буровом растворе NaOH in drilling mud		
Э.Т.1	Максимальная положительная температура бурового раствора $T_{экс.макс.г}$, °C Maximum positive temperature of drilling mud $T_{экс.макс.г}$, °C		
Дефектность внешняя External defects	ОТ.С.1	HCl при проведении кислотных ванн при прихвате бурового инструмента HCl during the acid baths at drilling tools sticking	Выдержка 1000 ч при температуре ($T_{н.экс.макс.г}$, °C, в модельных средах: 33% HCl; 30% HCl + 3% HF Ageing 1000 h at temperature ($T_{н.экс.макс.г}$, °C, in simulation media: 33% HCl; 30% HCl + 3% HF
	Э.Т.1	Максимальная положительная температура бурового раствора $T_{экс.макс.г}$, °C Maximum positive temperature of drilling mud $T_{экс.макс.г}$, °C	
	ОТ.С.2	HCl+HF при проведении кислотных ванн при прихвате бурового инструмента HCl+HF during the acid baths at drilling tools sticking	
	Э.Т.1	Максимальная положительная температура бурового раствора $T_{экс.макс.г}$, °C Maximum positive temperature of drilling mud $T_{экс.макс.г}$, °C	
Геометрические размеры Geometrical dimensions	Э.С.1	Буровой раствор с pH от 2 до 8 Drilling mud with pH from 2 to 8	Воздействие потока водной среды с заданной скоростью и концентрацией механических примесей после предварительной выдержки 40 суток в 3%-ном водном растворе NaCl при ($T_{н.экс.макс.г}$, °C, и ($p_{н.экс.г}$, МПа, с пересчетом экспериментально установленной скорости изменения толщины покрытия при заданных режимах испытаний на износ на реальную скорость изменения толщины покрытия при максимальных реальных значениях скорости потока и концентрации механических примесей Exposure to the aqueous medium flow at specified rate and solids concentration after preliminary exposure for 40 days in a 3% aqueous NaCl solution at ($T_{н.экс.макс.г}$, °C, and ($p_{н.экс.г}$, МПа, with conversion of experimentally established flow speed of the coating thickness change at specified wear test conditions to the actual rate of the coating thickness change at the maximum actual values of the flow speed and solids concentration
	Э.Т.1	Максимальная положительная температура бурового раствора $T_{экс.макс.г}$, °C Maximum positive temperature of drilling mud $T_{экс.макс.г}$, °C	
	Э.М.1	Максимальное давление бурового раствора, $p_{экс.г}$ МПа Maximum pressure of drilling mud, $p_{экс.г}$ МПа	
	Э.М.2	Максимально допустимая концентрация механических примесей, К, мг/дм ³ Maximum allowable solids concentration, К, mg/dm ³	
	Э.М.3	Максимальная скорость бурового раствора, V, м/с Maximum flow speed of drilling mud V, m/sec	

Продолжение на стр. 82
 To be continued at the page 82

Таблица 2. Потребительские свойства покрытия, реальные опасные воздействия на него и моделирующие их воздействия (продолжение)

Table 2. Application performances of the coating, actual adverse effects on it and their impact simulation (continuence)

	МД.Т.2	Минимальная отрицательная температура $T_{м/д.мин.}$ °С Minimum negative temperature $T_{м/д.мин.}$ °С	Обратный удар с заданной энергией, Дж, при температуре $(T_{н/м/д.мин.})$ °С Back impact with specified energy, J, at temperature $(T_{н/м/д.мин.})$ °С
	МД.М.1	Обратный удар с максимально возможной энергией $E_{м/д.}$ Дж Back impact with the greatest possible energy $E_{м/д.}$ J	Растяжение С-образного образца с покрытием при напряжении растяжения $\sigma_p = 0,95\sigma_t$ (σ_t – предел текучести металла трубы) и температуре $(T_{н/м/д.мин.})$ °С Stretch of C-shaped sample, coated under tensile stress $\sigma_p = 0,95\sigma_t$ (σ_t – yield strength of the tube metal) and temperature of $(T_{н/м/д.мин.})$ °С
	МД.М.2	Поперечный изгиб с максимально возможной величиной стрелой прогиба $f_{н.}$ мм Lateral bending with the maximum possible value of deflection $f_{н.}$ mm	
	Диэлектрическая сплошность Dielectric continuity	Э.С.1	Буровой раствор с pH от 2 до 8 Drilling mud with pH from 2 to 8
Э.М.1		Максимальное давление бурового раствора, $p_{экс.}$ МПа Maximum pressure of drilling mud, $p_{экс.}$ МПа	
Э.Т.1		Максимальная положительная температура бурового раствора $T_{экс.макс.}$ °С Maximum positive temperature of drilling mud $T_{экс.макс.}$ °С	
Э.М.4		Деформация при воздействии максимально допустимой растягивающей нагрузки от веса буровой колонны Deformation when exposed to the maximum permissible tensile load of the drill string weight	
	Э.С.1	Буровой раствор с pH от 2 до 8 Drilling mud with pH from 2 to 8	Воздействие 3%-ного водного раствора NaCl при $(T_{н/экс.макс.})$ °С, при циклическом нагружении С-образного образца с покрытием при заданных значениях частоты, амплитуды и среднего напряжения цикла в течение 100 сут. Exposure to 3% aqueous solution NaCl at $(T_{н/экс.макс.})$ °С, under cyclic loading of coated C-shaped sample under given values of frequency, amplitude and average cycle stress during the 100 days
	Э.Т.1	Максимальная положительная температура бурового раствора $T_{экс.макс.}$ °С Maximum positive temperature of drilling mud $T_{экс.макс.}$ °С	
	Э.М.5	Циклическая деформация при воздействии циклической нагрузки на буровую трубу при максимально допустимых значениях напряжений цикла The cyclic deformation under impact of cyclic load of the drilling pipe at the maximum permissible values of the cycle stress	
Адегзия Adhesion	Э.С.1	Буровой раствор с pH от 2 до 8 Drilling mud with pH from 2 to 8	Воздействие 3%-ного водного раствора NaCl на С-образный образец с покрытием при напряжении растяжения $\sigma_p = 0,95\sigma_t$ (σ_t – предел текучести металла трубы) при температуре $(T_{н/экс.макс.})$ °С, и давлении $(p_{н/экс.})$ МПа, на двух базах времени 70 сут. и 100 сут. Exposure to 3% aqueous solution NaCl C-shaped sample, coated under tensile stress $\sigma_p = 0,95\sigma_t$ (σ_t – yield strength of the tube metal) at temperature $(T_{н/экс.макс.})$ °С, and under pressure $(p_{н/экс.})$ МПа, for two time bases 70 days and 100 days
	Э.М.1	Максимальное давление бурового раствора, $p_{экс.}$ МПа Maximum pressure of drilling mud, $p_{экс.}$ МПа	
	Э.Т.1	Максимальная положительная температура бурового раствора $T_{экс.макс.}$ °С Maximum positive temperature of drilling mud $T_{экс.макс.}$ °С	
	Э.М.4	Деформация при воздействии максимально допустимой растягивающей нагрузки от веса буровой колонны Deformation when exposed to the maximum permissible tensile load of the drill string weight	
Электропроводность Conductivity	Э.С.1	Буровой раствор с pH от 2 до 8 Drilling mud with pH from 2 to 8	Воздействие 3%-ного водного раствора NaCl на С-образный образец с покрытием при напряжении растяжения $\sigma_p = 0,95\sigma_t$ (σ_t – предел текучести металла трубы) при температуре $(T_{н/экс.макс.})$ °С, и давлении $(p_{н/экс.})$ МПа, в течение 100 сут. Exposure to 3% aqueous solution NaCl on C-shaped sample, coated under tensile stress $\sigma_p = 0,95\sigma_t$ (σ_t – yield strength of the tube metal) at temperature $(T_{н/экс.макс.})$ °С, and under pressure $(p_{н/экс.})$ МПа, during 100 days
	Э.М.1	Максимальное давление бурового раствора, $p_{экс.}$ МПа Maximum pressure of drilling mud, $p_{экс.}$ МПа	
	Э.Т.1	Максимальная положительная температура бурового раствора $T_{экс.макс.}$ °С Maximum positive temperature of drilling mud $T_{экс.макс.}$ °С	
	Э.М.4	Деформация при воздействии максимально допустимой растягивающей нагрузки от веса буровой колонны Deformation when exposed to the maximum permissible tensile load of the drill string weight	
	Э.С.1	Буровой раствор с pH от 2 до 8 Drilling mud with pH from 2 to 8	
Э.Т.1	Максимальная положительная температура бурового раствора $T_{экс.макс.}$ °С Maximum positive temperature of drilling mud $T_{экс.макс.}$ °С	Воздействие 3%-ного водного раствора NaCl при $(T_{н/экс.макс.})$ °С, при циклическом нагружении С-образного образца с покрытием при заданных значениях частоты, амплитуды и среднего напряжения цикла в течение 100 сут. Exposure to 3% aqueous solution NaCl at $(T_{н/экс.макс.})$ °С, under cyclic loading of coated C-shaped sample under given values of frequency, amplitude and average cycle stress during the 100 days	
Э.М.5	Циклическая деформация при воздействии циклической нагрузки на буровую трубу при максимально допустимых значениях напряжений цикла The cyclic deformation under impact of cyclic load of the drilling pipe at the maximum permissible values of the cycle stress		

Окончание на стр. 83

The end at the page 83

Таблица 2. Потребительские свойства покрытия, реальные опасные воздействия на него и моделирующие их воздействия (окончание)

Table 2. Application performances of the coating, actual adverse effects on it and their impact simulation (the end)

Проницаемость по отношению к H ₂ S Permeability to H ₂ S	Э.С.1 Э.С.4	Буровой раствор с pH от 2 до 8 Drilling mud with pH from 2 to 8 H ₂ S	Воздействие среды NACE раствор «В» по NACE 0284-2011, насыщенной H ₂ S, при температуре 20 °С в течение 720 часов Exposure to NACE medium solution "B" according to NACE 0284-2011, saturated H ₂ S, at temperature 20 °C during 720 hours
Проницаемость по отношению к ионам хлора Permeability to chloride ions	Э.С.1 Э.Т.1 Э.М.1 Э.М.4	Буровой раствор с pH от 2 до 8 Drilling mud with pH from 2 to 8 Максимальная положительная температура бурового раствора T _{экс.макс.} °С Maximum positive temperature of drilling mud T _{экс.макс.} °С Максимальное давление бурового раствора, p _{экс.} МПа Maximum pressure of drilling mud, p _{экс.} МПа Деформация при воздействии максимально допустимой растягивающей нагрузки от веса бурильной колонны Deformation when exposed to the maximum permissible tensile load of the drill string weight	Воздействие 3%-ного водного раствора NaCl на С-образный образец с покрытием при напряжении растяжения σ _р =0,95σ _т (σ _т – предел текучести металла трубы) на базе времени испытаний 100 суток при (T _н) _{экс.макс.} °С, и (p _н) _{экс.} МПа Exposure to 3% aqueous solution NaCl on C-shaped sample, coated under tensile stress σ _р =0,95σ _т (σ _т – yield strength of the tube metal) based on the test period 100 days at (T _н) _{экс.макс.} °C, and (p _н) _{экс.} МПа

Таблица 3. Потребительские свойства покрытия, условия их контроля, показатели потребительских свойств и нормы на показатели

Table 3. Application performances of the coating, test conditions, application performances values and values rates

Потребительские свойства Application performances	Условия контроля потребительских свойств Application performances test conditions	Показатели потребительских свойств Application performances values	Нормы на показатели Values rates
Дефектность внешняя External defects	В исходном состоянии при температуре плюс (20±5) °С In the initial state, at temperature plus (20 ± 5) °C	Внешний вид Appearance	Отсутствие пропусков, подтеков, пузырей, вздутий, отслоений No gaps, streaks, bubbles, blistering, peeling
	Циклическое изменение температуры (ΔT _н) _{цикл.} °С, и числе циклов не менее 10 Temperature cycling (ΔT _н) _{цикл.} °C, and the number of cycles of not less than 10	Внешний вид Appearance	Отсутствие отслаивания на краевых участках No peeling at the edge areas
	Воздействие 3%-ного водного раствора NaCl при температуре (T _н) _{экс.макс.} °С, и давлении (p _н) _{экс.} МПа, в течение 100 сут.: pH = 8; pH = 2 Exposure to 3% aqueous solution NaCl at temperature (T _н) _{экс.макс.} °C, and under pressure (p _н) _{экс.} МПа, during 100 days: pH = 8; pH = 2	Внешний вид Appearance	Отсутствие пузырей, вздутий, отслоений, размягчения No bubbles, blistering, peeling, softening
	Выдержка 1000 ч при температуре (T _н) _{экс.макс.} в модельных средах: 10% NaOH; дизельное топливо; 33% HCl; 30% HCl + 3% HF Ageing 1000 h at temperature (T _н) _{экс.макс.} in simulation media: 10% NaOH; diesel fuel; 33% HCl; 30% HCl + 3% HF	Внешний вид Appearance	Отсутствие пузырей, вздутий, отслоений, размягчения, значительного изменения цвета No bubbles, blistering, peeling, softening, substantial color change

Продолжение на стр. 84

To be continued at the page 84

на определенной стадии жизненного цикла. К примеру:

- Х.Т.1, Х.Т.2, Х.Т.3 – виды различных тепловых воздействий на стадии хранения/складирования буровых труб;
- Т.М.1, Т.М.2, Т.М.3 – виды различных механических воздействий на стадии транспортирования буровых труб;
- Э.С.1, Э.С.2, Э.С.3 – виды воздействий различных сред или их компонентов на стадии эксплуатации буровой колонны;

- ОТ.С.1, ОТ.С.2, ОТ.С.3 – виды воздействий различных сред или их компонентов на стадии проведения технологических операций.

В таблице 2 приведены потребительские свойства внутреннего защитного покрытия буровых труб, реальные опасные воздействия на покрытие на разных стадиях жизненного цикла буровых труб, способные изменить их потребительские свойства, и моделирующие воздействия, имитирующие ре-

альные при периодических испытаниях в лабораторных условиях.

Характеристиками потребительских свойств внутреннего защитного покрытия являются показатели этих свойств в исходном состоянии при различных опасных внешних воздействиях на покрытие на разных стадиях жизненного цикла буровых труб с установленными количественными или качественными нормами на эти показатели.

Таблица 3. Потребительские свойства покрытия, условия их контроля, показатели потребительских свойств и нормы на показатели (продолжение)
 Table 3. Application performances of the coating, test conditions, application performances values and values rates (continence)

<p>Геометрические размеры Geometrical dimensions</p>	<p>В исходном состоянии In the initial state</p>	<p>Толщина, δ, мкм Thickness, δ, μm</p>	<p>$\delta \geq \delta_{\text{min}} + v_{\text{из}} \cdot \tau$, где δ_{min} – рекомендуемая поставщиком минимальная толщина покрытия, $v_{\text{из}}$ – скорость уменьшения толщины покрытия при максимальных значениях скорости потока и концентрации механических примесей, заданном угле атаки в реальных условиях эксплуатации, τ – нормированный срок службы покрытия. $\delta \leq \delta_{\text{пр.}}$, где $\delta_{\text{пр.}}$ – технически достижимое и экономически целесообразная толщина покрытия из используемых материалов $\delta \geq \delta_{\text{min}} + v_{\text{из}} \cdot \tau$, where δ_{min} – recommended by the supplier minimum thickness of the coating, $v_{\text{из}}$ – the rate of the coating thickness reduction at the maximum flow rate and solids concentration, specified angle of attack under actual operation conditions – flow speed service life of the coating. $\delta \leq \delta_{\text{pr.}}$ where $\delta_{\text{pr.}}$ – technically achievable and cost-effective coating thickness of the materials used</p>
<p>Диэлектрическая сплошность Dielectric continuity</p>	<p>В исходном состоянии In the initial state</p> <p>Обратный удар с заданной энергией, Дж, при температуре $(T)_{\text{н/м/д, мин.}}$, °C Back impact with specified energy, J, at temperature $(T)_{\text{н/м/д, мин.}}$, °C</p> <p>Растяжение С-образного образца с покрытием при напряжении растяжения $\sigma_p = 0,95\sigma_t$ (σ_t – предел текучести металла трубы) и температуре $(T)_{\text{н/м/д, мин.}}$, °C Stretch of C-shaped sample, coated under tensile stress $\sigma_p = 0,95\sigma_t$ (σ_t – yield strength of the tube metal) and temperature $(T)_{\text{н/м/д, мин.}}$, °C</p> <p>Воздействие 3%-ного водного раствора NaCl на С-образный образец с покрытием при напряжении растяжения $\sigma_p = 0,95\sigma_t$ (σ_t – предел текучести металла трубы) при температуре $(T)_{\text{н/экс. макс.}}$, °C, и давлении $(p)_{\text{н/экс.}}$, МПа, в течение 100 сут. Exposure to 3% aqueous solution NaCl on C-shaped sample, coated under tensile stress $\sigma_p = 0,95\sigma_t$ (σ_t – yield strength of the tube metal) at temperature $(T)_{\text{н/экс. макс.}}$, °C, and under pressure $(p)_{\text{н/экс.}}$, MPa, during 100 days</p> <p>Воздействие 3%-ного водного раствора NaCl при $(T)_{\text{н/экс. макс.}}$, °C, при циклическом нагружении С-образного образца с покрытием при заданных значениях частоты, амплитуды и среднего напряжения цикла в течение 100 сут. Exposure to 3% aqueous solution NaCl at $(T)_{\text{н/экс. макс.}}$, °C, under cyclic loading of coated C-shaped sample for specified values of frequency, amplitude and mean stress cycle during 100 days</p>	<p>Отсутствие электрического пробоя при напряжении, В/мкм, не менее No electrical breakdown under the stress, V/μm, min</p>	<p>5,0 5.0</p>

Окончание на стр. 85

The end at the page 85

Таблица 3. Потребительские свойства покрытия, условия их контроля, показатели потребительских свойств и нормы на показатели (окончание)
 Table 3. Application performances of the coating, test conditions, application performances values and values rates (the end)

Адгезия к стали Adhesion to steel	В исходном состоянии при температуре: $+(20\pm 5)^\circ\text{C}$; плюс $T_{\text{экс}}^\circ\text{C}$ In the initial state, at temperature: $+(20\pm 5)^\circ\text{C}$; plus $T_{\text{экс}}^\circ\text{C}$	Характер разрушения при отрыве «грибка» The nature of destruction at the separation of «test dolly»	Отсутствие отслаивания от стали No steel peeling
	Воздействие 3%-ного водного раствора NaCl на С-образный образец с покрытием при напряжении растяжения $\sigma_p=0,95\sigma_t$ (σ_t – предел текучести металла трубы) при температуре ($T_{\text{н,экс,макс}}^\circ\text{C}$, и давлении ($p_{\text{н,экс}}$, МПа, на двух базах времени 70 сут. и 100 сут. Exposure to 3% aqueous solution NaCl on C-shaped sample, coated under tensile stress $\sigma_p=0,95\sigma_t$ (σ_t – yield strength of the tube metal) at temperature ($T_{\text{н,экс,макс}}^\circ\text{C}$, and under pressure ($p_{\text{н,экс}}$, MPa, for two time bases 70 days and 100 days	Соотношение адгезионной прочности на базах времени t_1 и t_2 при нормальном отрыве «грибка», $K = \sigma(70)/\sigma(100)$, не менее The ratio of adhesive strength on the time bases t_1 and t_2 under normal separation of «test dolly» $K = \sigma(70)/\sigma(100)$, min	0,86 при сроке службы $\tau_p = 2$ года 0.86 at service life $\tau_p = 2$ years
Электропроводность Conductivity	В исходном состоянии при температуре $+(20\pm 5)^\circ\text{C}$ In the initial state, at temperature $+(20\pm 5)^\circ\text{C}$	Переходное сопротивление, не менее Transfer resistance, min	10 ⁸
	Воздействие 3%-ного водного раствора NaCl на С-образный образец с покрытием при напряжении растяжения $\sigma_p=0,95\sigma_t$ (σ_t – предел текучести металла трубы) при температуре ($T_{\text{н,экс,макс}}^\circ\text{C}$, и давлении ($p_{\text{н,экс}}$, МПа, в течение 100 сут. Exposure to 3% aqueous solution NaCl on C-shaped sample, coated under tensile stress $\sigma_p=0,95\sigma_t$ (σ_t – yield strength of the tube metal) at temperature ($T_{\text{н,экс,макс}}^\circ\text{C}$, and under pressure ($p_{\text{н,экс}}$, MPa, during 100 days		10 ⁷
	Воздействие 3%-ного водного раствора NaCl при ($T_{\text{н,экс,макс}}^\circ\text{C}$, при циклическом нагружении С-образного образца с покрытием при заданных значениях частоты, амплитуды и среднего напряжения цикла в течение 100 сут. Exposure to 3% aqueous solution NaCl at ($T_{\text{н,экс,макс}}^\circ\text{C}$, under cyclic loading of coated C-shaped sample for specified values of frequency, amplitude and mean stress cycleduring 100 days	Переходное сопротивление, не менее Transfer resistance, min	
Проницаемость по отношению к сероводород-содержащей водной среде Permeability to hydrogen sulfide-containing aqueous medium	Воздействие среды NACE раствор «В» по NACE 0284-2011, насыщенной H ₂ S, при температуре 20 °C в течение 720 ч. Exposure to NACE medium solution “B” according to NACE 0284-2011, saturated H ₂ S, at temperature 20 °C during 720 h.	Внешний вид поверхности стали под покрытием Appearance of the steel surface under the coating	Отсутствие пленки сульфида железа на поверхности стали No iron sulfide film on the steel surface
Проницаемость по отношению к ионам хлора Permeability to chloride ions	Воздействие 3%-ного водного раствора NaCl на С-образный образец с покрытием при напряжении растяжения $\sigma_p=0,95\sigma_t$ (σ_t – предел текучести металла трубы) на базе времени испытаний 100 суток при ($T_{\text{н,экс,макс}}^\circ\text{C}$ и ($p_{\text{н,экс}}$, МПа Exposure to 3% aqueous solution NaCl on C-shaped sample, coated under tensile stress $\sigma_p=0,95\sigma_t$ (σ_t – yield strength of the tube metal) based on the test period 100 days at ($T_{\text{н,экс,макс}}^\circ\text{C}$ and ($p_{\text{н,экс}}$, MPa	Внешний вид поверхности стали под покрытием Appearance of the steel surface under the coating	Отсутствие следов коррозии No corrosion traces

Норма на показатели свойств внутреннего покрытия бурильных труб должна назначаться исходя из его нормированного срока службы. Потребительские свойства внутреннего защитного покрытия бурильных труб

(табл. 3) в сочетании с соответствующими показателями этих свойств в исходном состоянии, при различных видах опасных внешних воздействий на покрытие на разных стадиях жизненного цикла бурильной трубы и нормами

на эти показатели представляют собой критерии работоспособности внутреннего защитного покрытия бурильных труб в заданных условиях применения в течение нормированного срока службы.

Литература:

- ГОСТ Р 53480-2009 Надежность в технике. Термины и определения.
- Решетов Д.Н. Детали машин: Учебник. М.: Машиностроение, 1989. 496 с.

References:

- GOST R 53480-2009 *Nadezhnost' v tekhnike. Terminy i opredeleniya* [Industrial product dependability. Terms and definitions].
- Reshetov D.N. *Detali mashin* [Machine parts]: Text book. Moscow, Mechanical Engineering, 1989. 496 pp.