

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

## О ПРОЦЕССАХ, ВЫЗЫВАЮЩИХ ПОВРЕЖДЕНИЯ И ОТКАЗЫ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ, И СООТВЕТСТВИИ НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ, ОПРЕДЕЛЯЮЩЕЙ КАЧЕСТВО ЭТИХ ТРУБ, ИХ НАЗНАЧЕНИЮ

*Колонны насосно-компрессорных труб (НКТ) в добывающих скважинах, помимо основной функции-подъема на поверхность отбираемой из пласта жидкости, газа или их смеси, выполняют ряд других не менее важных функций: транспортирование в скважину технологических сред, подвеска в скважине оборудования, проведение в скважине ремонтных работ.*

Опыт длительной эксплуатации колонн НКТ при различных способах добычи нефти и газа, закачке в пласт сточных вод для поддержания пластового давления позволил выявить основные причины их низкой эффективности и ограниченного срока службы.

Низкая эффективность колонн НКТ независимо от способа добычи нефти и газа обусловлена:

- образованием твердых отложений смолпарафинов и минеральных солей на внутренней поверхности НКТ, что приводит к уменьшению их проходного сечения, а, следовательно, к существенному возрастанию гидравлического сопротивления; в результате резко увеличиваются энергозатраты на подъем продукции скважины.
- недостаточная исходная герметич-

ность резьбовых соединений НКТ труб и ее снижение при эксплуатации, что приводит к значительным утечкам транспортируемой среды.

Причины ограниченного срока службы колонн НКТ существенно зависят от способа добычи нефти и газа.

В газовых скважинах и скважинах, эксплуатируемых фонтанным и газлифтными способами, установками скважинных штанговых насосов (СШНУ), центробежных (УЭЦН) и винтовых (УЭВН) электронасосов, а также в нагнетательных скважинах основными причинами ограниченного срока службы колонн НКТ являются:

- электрохимическая коррозия стали (общая или локальная), приводящая к уменьшению толщины стенки;
- статическая усталость в сорбционно-активной продукции скважин, в

частности, в сероводородсодержащей среде;

- фреттинг-коррозия в резьбовых соединениях, приводящая к разрушению сопряженных резьбовых поверхностей;

Преобладание того или иного процесса определяется составом продукции скважины и режимом ее работы.

Гидроабразивный и газоабразивный износ НКТ в газовых, фонтанных и нагнетательных скважинах, а также в скважинах, эксплуатируемых вышеуказанными механизированными способами добычи нефти, практически отсутствует. Это обусловлено ограниченной скоростью движения потока жидкости или газа, содержащего твердые механические примеси, т.е. в газовых скважинах до 11 м/с, фонтанных до

1,1 м/с, скважинах эксплуатируемых СШНУ до 1,2 м/с и УЭЦН до 1,53 м/с.

При указанных скоростях движения потока роль эрозионного фактора со стороны потока жидкости незначительна и сводится главным образом к удалению потоком с поверхности металла газообразных и легкоразрушающихся продуктов, что приводит к активации процесса коррозии.

В скважинах, эксплуатируемых установками скважинных штанговых насосов, причинами ограниченного срока службы являются:

- электрохимическая коррозия (общая или локальная), приводящая к уменьшению толщины стенки НКТ;
- циклическая и статическая усталость стали в коррозионно-активной и сорбционно-активной продукции скважин, приводящая к излому НКТ;
- фреттинг-коррозия в резьбовых соединениях, приводящая к разруше-

нию сопряженных резьбовых поверхностей;

- коррозионно-механическое изнашивание внутренней поверхности НКТ вследствие трения штанговых муфт и центраторов колонны насосных штанг о поверхность НКТ, что приводит к уменьшению толщины стенки и, как следствие, к излому тела трубы. При этом ведущим процессом разрушения НКТ при эксплуатации скважин СШНУ в большинстве случаев является коррозионно-механическое изнашивание, особенно в наклонно-направленных скважинах. Возникновение и интенсивность протекания вышеуказанных процессов разрушения элементов колонны НКТ, а также процессов, вызывающих снижение эффективности ее работы, в значительной мере определяются несоответствием фактического качества внутренней поверхности НКТ и сопряжен-

ных резьбовых поверхностей, требуемому качеству, определяемому их назначением.

В настоящее время качество НКТ в РФ определяется ГОСТом Р 52203-2004 «Трубы насосно-компрессорные и муфты к ним», а зарубежом стандарт API SPEC 5CT. В табл. 1 приведены содержащиеся в этих стандартах технические требования к НКТ без учета резьбовых поверхностей.

Проведенный анализ требований, содержащихся в отечественном стандарте, позволил выявить следующие существенные недостатки:

- отсутствуют показатели качества НКТ и нормы на них, обуславливающие сопротивление коррозионному разрушению, статической и циклической усталости в эксплуатационной среде, коррозионно-механическому изнашиванию, образованию на внутренней поверхности НКТ твердых отло-



Возможно изготовление труб с прорезями под ключ и без

**Трубы бурильные с приварными замками для ремонта нефтегазодобывающих скважин**

О Т К Р Ы Т О Е   А К Ц И О Н Е Р Н О Е   О Б Щ Е С Т В О

## ЗАВОД БУРОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ

г. Оренбург, пр. Победы, 118  
e-mail: zbo@pochta.ru

тел.: +7 (3532) 75-42-67, 75-68-14  
факс: +7 (3532) 75-42-73, 75-68-19

**www.zbo.ru**

**Трубы бурильные с приварными замками для геофизических изысканий при поиске и разведке нефти и газа; для бурения разведочных скважин на воду и твердые полезные ископаемые**



жений смолопарафинов в течение их регламентированного срока службы;

- в ряде случаев показатели качества НКТ подменяются показателями качества сталей, используемых для их изготовления. Такой показатель качества, как содержание вредных при-

месей в стали (серы и фосфора), является показателем качества не НКТ, а материала, используемого для его изготовления.

В рассматриваемом стандарте в разделе «указания по эксплуатации НКТ» нормируются допускаемые значения

газового фактора, абсолютного давления, парциального давления сероводорода и его концентрация при эксплуатации НКТ в сероводородсодержащих скважинах. Однако, отсутствует взаимосвязь этих эмпирических показателей с регламентированным сроком

**Табл. 1. Технические требования к НКТ без учета резьбовых поверхностей, приведенные в ГОСТ Р 52203-2004 и API SPEC 5CT**

Свойства	Показатели качества	ГОСТ Р 52203-2004	API SPEC 5CT		
Геометрические размеры	Наружный диаметр, мм	ГОСТ Р 52203-2004	API SPEC 5CT		
	Предельное отклонение наружного диаметра, мм				
	Длина, м				
	Предельное отклонение длины, %				
	Толщина стенки, мм				
Масса	Предельное отклонение толщины стенки, %	ГОСТ Р 52203-2004	API SPEC 5CT		
	Масса 1 м, кг				
Дефектность	<ul style="list-style-type: none"> <li>• наружной и внутренней поверхностей труб</li> <li>• наружной и внутренней поверхности электросварных труб</li> </ul>	Количество дефектов поверхности (плены, раковины, закаты, расслоения, трещины, песочины)	0	API SPEC 5CT	
		Высота внутреннего грата, мм, не более	0,30		
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• внутренней поверхности высаженных наружу концов труб с муфтами</li> <li>• наружной и внутренней поверхностей высаженных наружу концов безмуфтовых труб</li> </ul>	Наружный грат	Отсутствие		
		Количество дефектов поверхности (незаполнение металлом, ремонт дефектов), не более	3		
		Количество дефектов	<ul style="list-style-type: none"> <li>• плены, раковины, закаты, расслоения, трещины, песочины)</li> </ul>		0
			<ul style="list-style-type: none"> <li>• незаполнение металлом, ремонт дефектов</li> </ul>		3
Сопrotивление сплющиванию	Расстояние между параллельными плоскостями	ГОСТ Р 52203-2004	API SPEC 5CT		
Сплошность стенки трубы	Отсутствие течи при давлении, МПа, не менее	19,7-126,6	20,7-68,9		
Изогнутость	Отношение стрелы прогиба к расстоянию от места измерения до ближайшего конца трубы, мм /м, не более	1,0	-		
	Кривизна на середине труб $\varnothing 114$ мм, не более	1/2000 длины трубы	-		
	Высота хорды, мм, не более	-	20% от длины трубы		
Овальность	Разность диаметров резьбы, мм, не более	0,1-0,15	Отсутствует		
Содержание вредных примесей в стали	Количество серы, %, не более	0,015-0,025	0,01-0,03		
	Количество фосфора, %, не более	0,020-0,025	0,02-0,03		
Прочность	Группа прочности	ГОСТ Р 52203-2004	API SPEC 5CT		
	Группа труб				
Твердость	Число твердости по Виккерсу HV, не более	ГОСТ Р 52203-2004	-		
	по Роквеллу, не более	-	API SPEC 5CT		
	по Бринеллю, не более	-	API SPEC 5CT		
Сопrotивление удару	Ударная вязкость, Дж, не менее	-	15-70		
Сопrotивление сульфидному растрескиванию	Абсолютное минимальное пороговое напряжение, Н/мм, не менее	-	API SPEC 5CT		
Микроструктура стали	Величина исходного аустенитного зерна, не более, балл	-	5		



службы НКТ в подобных условиях, что обуславливает необходимость выявления более объективного показателя. Аналогичные недостатки, касающиеся технических требований к НКТ, присущи стандарту API SPEC 5CT. Исключение составляет содержащийся в этом стандарте показатель качества, определяющий сопротивление металла НКТ сульфидному растрескиванию, т.е. статической усталости при наводороживании. В качестве такого показателя используется пороговое напряжение металла. Следует отметить, что данный показатель обуславливает необоснованное увеличение толщины стенки НКТ при заданном регламентированном сроке их службе.

В рассматриваемых стандартах также отсутствуют технические требования, касающиеся сопротивления сопрягаемых поверхностей резьбового соединения НКТ фреттинг-коррозии, а также их сопротивления статической и циклической усталости в сорбционно-активной и коррозионно-активных средах в течение регламентированного срока службы.

В отечественном стандарте имеется указание, что резьбы и уплотнительные конические расточки муфт должны иметь фосфатное, цинковое или другое согласованное с потребителем покрытие толщиной от 6 до 20 мкм. Однако, отсутствие требований к качеству этого покрытия, в частности к его физико-механическим свойствам, делает бессмысленным подобное указание в нормативно-технической документации.

Указанные недостатки проанализированных стандартов обуславливают необходимость их переработки и создания на их основе корпоративных стандартов по качеству НКТ, учитывающих специфику условий работы колонн НКТ на месторождениях различных нефтяных и газовых компаний РФ.

Подтверждением мнения авторов статьи о том, что содержащиеся в действующих стандартах требования не обеспечивают выполнения НКТ своего назначения, являются попытки ряда отечественных предприятий, занимающихся производством, использованием и ремонтом НКТ, наносить на внутреннюю поверхность труб и на их резьбовую поверхность диффузионные цинковые покрытия, полимерные покрытия и др. Однако, успешное применение различных видов покрытий для обеспечения требуемого качества внутренней поверхности НКТ и свинчиваемых резьбовых поверхностей возможно только в том случае, если нормативно-техническая документация на НКТ будут содержать обоснованные показатели качества труб с покрытием и нормы на них.

Этими вопросами в настоящее время занимается лаборатория конструирования полимерных покрытий нефтегазового оборудования и сооружений РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина, приглашающая к сотрудничеству нефтегазовые компании, трубные заводы, отечественные и зарубежные фирмы, специализирующиеся в этом направлении.

[WWW.NEFTEGAS.INFO](http://WWW.NEFTEGAS.INFO)



ПРЕМИЯ ОАО «ГАЗПРОМ» В ОБЛАСТИ НАУКИ И ТЕХНИКИ

# КАТОДНАЯ ЗАЩИТА от коррозии



- Анодные заземлители серии «Менделеевец»
- Диагностика трубопроводов
- Электрометрическое оборудование

[www.ch-s.ru](http://www.ch-s.ru)

*Приглашаем посетить наш стенд  
на выставке!*

**26–29 ИЮНЯ**

**МНОГЕ-2007  
НЕФТЕГАЗ**

*Москва, Экспоцентр на Красной Пресне,  
навильон № 2, зал № 3, стенд № 2392*

Г Р У П П А   К О М П А Н И Й



г. Москва  
(495) 938-22-21  
E-mail: a-complex@mtu-net.ru

г. Новомосковск  
(48762) 2-14-77  
E-mail: adm@ch-s.ru