

ИНГИБИТОРЫ СЕРОВОДОРОДНОЙ КОРРОЗИИ ДЛЯ ЗАЩИТЫ ОТ РАЗРУШЕНИЯ ГАЗОТРАНСПОРТНОГО И ПРОМЫСЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ

32

Природные, попутные газы, газоконденсаты многих месторождений содержат коррозионно-агрессивные примеси сероводорода, меркаптанов, углекислого газа, воды и др. Наиболее высоким содержанием сероводорода и меркаптанов характеризуются природные газы и газоконденсаты месторождений Астрахани, Оренбурга (Россия), Карачаганак (Казахстан), Техаса (США), газы морских месторождений Новой Зеландии, Индии, Омана и другие.

Д.т.н., проф. **В.Г. Спиркин**, д.т.н., проф. **Б.П. Тонконогов**, д.т.н., проф. **М.А. Силин**, к.т.н. **И.Р. Татур** (РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина), к.т.н. **Р.К. Ваганов** (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»), к.т.н. **И.Ю. Ребров** (ОАО «Газпром»), **Е.Н. Попов** (ООО «Новые технологии»)

Воздействие этих примесей на газотранспортное оборудование вызывает различные повреждения (таблица 1): коррозию, наводороживание, водородное охрупчивание и растрескивание стали [1]. Мониторинг чрезвычайных ситуаций в ОАО «Газпром» показывает, что среди причин аварий трубопроводов 7% связано с коррозией труб.

Изготовленное из углеродистых и малолегированных сталей без использования других специальных мер защиты (покрытий, ингибирования или др.) оборудование подвергается сероводородной коррозии со скоростью до 2 мм/год (допустимая скорость коррозии – не более 0,1 мм/год).

Замена углеродистой стали на легированную не решает проблемы сероводородной коррозии газотранспортного оборудования. Нами было установлено [2], что скорость сероводородной коррозии легированной стали 25Х1МФ в турбинном масле Т-22с без присадок на 30% превышала скорость коррозии углеродистой стали в аналогичных условиях. По-видимому, структурная неоднородность легированной стали (наличие элементов с различными электродами потенциалами) являлась при-

чиной протекания комбинированного процесса электрохимической и химической коррозии в среде «масло-сероводород-электролит».

Для защиты оборудования при добыче, первичной обработке и транспортировании сероводородсодержащего газа, газоконденсата и нефти применяют методы, приведенные в таблице 2. Для впрыска в трубопроводы, поршневого оборудования применяют ряд ингибиторов: отечественный ИНКОРГАЗ-21Т, импортные Додиген 4482-1 (Германия), Cl F (компания Clariant) и др.

Нами исследовалась возможность защиты от коррозионно-механического износа деталей маслосистем газовых

компрессоров. Сероводород хорошо растворяется в турбинном масле: в одном объеме масла типа Тп-22с при давлении 5 МПа и температуре 20°C растворяется до 200 объемов сероводорода. Скорость общей коррозии стали в масле Тп-22с в присутствии сероводорода достигает 0,623 мм/год и в несколько раз превышает допустимую величину (не более 0,1 мм/год). Одновременно наблюдается потеря прочности деталей компрессоров за счет коррозионно-механического износа и наводороживания стали. В то же время в отсутствие сероводорода и воды скорость общей коррозии стали составляет лишь 0,01 мм/год.

Таблица 1. Виды коррозионных повреждений газотранспортного оборудования Оренбургского газохимического комплекса

№	ВИД КОРРОЗИИ	КОРРОЗИОННЫЕ ПОВРЕЖДЕНИЯ, %		
		оборудования	трубопроводов	деталей
1.	Сплошная (общая)	1,5	23,1	0,8
2.	Язвенная	13,3	61,5	0,2
3.	Газовая	74,3	-	30,3
4.	Фреттинг	10,7	-	4,2
5.	Водородное растрескивание	0,2	15,4	64,5

В РГУ нефти и газа им.И.М.Губкина на основе растительного масла разработан ингибитор аминного типа марки НХ-1, испытания которого во ВНИИГАЗе показали, что он соответствует по защитным и технологическим свойствам требованиям СТО Газпром 029-2007.

Согласно этому нормативному документу защитные свойства ингибитора от общей коррозии проверяются по ГОСТ 9.506, а от наводороживания по ГОСТ 1579 и Методическим указаниям по испытанию ингибиторов коррозии (ВНИИГАЗ, 1996). Защитные свойства должны быть не менее 85%, а от наводороживания не менее 70%.

При испытании ингибитора НХ-1 для моделирования коррозионной среды применяли эмульсию, состоящую из 5 частей электролита и 1 части углеводорода. В качестве углеводородной составляющей эмульсии использовали керосин, а водной составляющей являлся электролит (3%-ный раствор хлорида натрия, подкисленный до pH=3,5 уксусной кислотой концентрации 250 мг/л). При проведении испытаний температура модельных сред составляла $20 \pm 2^\circ\text{C}$ и $80 \pm 2^\circ\text{C}$. Продолжительность каждого опыта - 5 часов. На протяжении всего времени испытания рабочие среды насыщали сероводородом (концентрация сероводорода - до 3000 мг/л). Защитные свойства ингибитора сероводородной коррозии приведены в таблице 3.

На основе ингибитора НХ-1 разработано ингибированное турбинное масло Тп-32Р, содержащее композицию присадок, с улучшенными антиокислительными, противоизносными и защитными свойствами, которое эффективно защищает от сероводородной коррозии маслосистемы компрессоров, а образующийся газо-масляный туман - внутренние поверхности газопроводов на расстоянии в несколько километров. Турбинное масло Тп-32Р содержит ингибитор сероводородной коррозии НХ-1 в оптимальной концентрации 0,05-0,10% масс. (см. рисунок), снижающий скорость коррозии (V_k) стали в турбинном масле (ТМ) в 5-7 раз.

Механизм защитного действия ингибированного турбинного масла включает нейтрализацию сероводорода и создание на металле защитной плёнки. Подобные ингибированные масла не производят ни российские, ни зарубежные нефтяные компании.

Таблица 3. Защитные свойства ингибитора сероводородной коррозии НХ-1

КОНЦЕНТРАЦИЯ ИНГИБИТОРА, МГ/Л	ЗАЩИТНЫЙ ЭФФЕКТ, %:			
	От общей коррозии		От наводороживания	
	20°C	80°C	20°C	80°C
200	88	97	70	90

Таблица 2. Защита оборудования на различных стадиях добычи, транспортирования и обработки газа, газоконденсата и нефти

№	УЧАСТКИ	МЕТОДЫ ЗАЩИТЫ
1.	Скважины	Периодическая обработка ингибиторами
2.	Аппараты и трубопроводы установок комплексной переработки газа (УКПГ)	Впрыск ингибиторов в трубопроводы
3.	Аппараты и трубопроводы дожимных компрессорных станций	Впрыск ингибиторов в трубопроводы
4.	Соединительные газопроводы УКПГ-ГПЗ	Поршневание, распыление ингибиторов

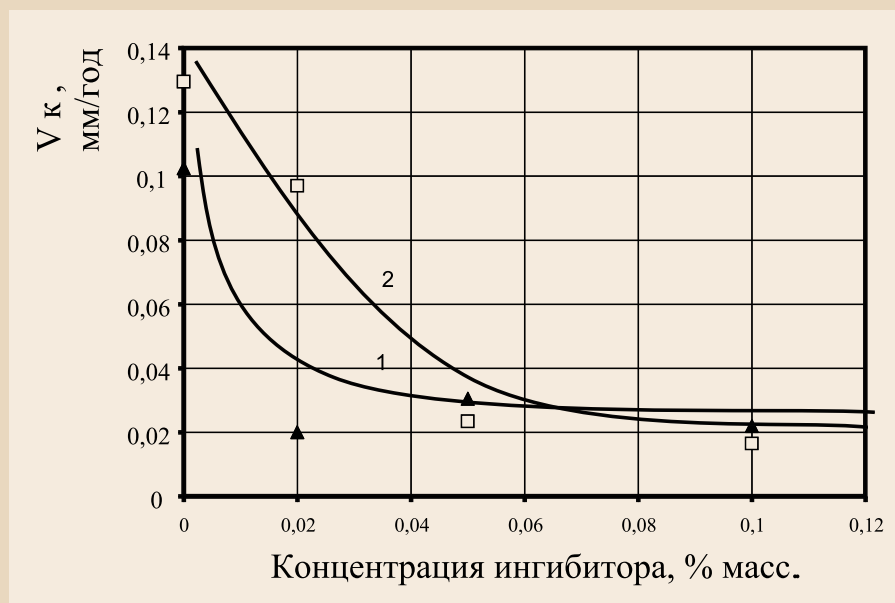


Рисунок. Коррозионные свойства турбинного масла с ингибитором: 1 – ТМ + НХ – 1, 2 – ТМ + ПИ присадка + НХ – 1

Ингибированное турбинное масло Тп-32Р (ТУ 0253-001-85622387-2008) прошло испытания по Комплексу методов квалификационной оценки и во ВНИИГАЗ на соответствие внутренне установленным требованиям ОАО «Газпрома» (СТО Газпром 2-2.4-134-2007. Методика оценки эксплуатационных свойств смазочных масел).

Использование ингибированного турбинного масла Тп-32Р позволит решить экологические проблемы: исключит дегазацию масла и выбросы сероводорода, увеличит срок службы масла и значительно сократит объемы отработанного масла. Будет получен экономический эффект за счет сокращения расходов на ремонт компрессоров и закупку свежего масла.

Таким образом, для защиты от разрушения нефтегазотранспортного оборудования, перекачивающего газ, газо-

конденсат с высоким содержанием коррозионно-агрессивных примесей сероводорода, меркаптанов, углекислого газа, воды разработано ингибированное турбинное масло Тп-32Р, которое обладает улучшенными антиокислительными, деэмульгирующими, антипенными, противоизносными свойствами. Ингибитор НХ-1 сероводородной коррозии, входящий в состав турбинного масла Тп-32Р, может найти применение в качестве реагента для впрыска в газопроводы наряду с ныне применяемыми ингибиторами сероводородной коррозии.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Николаев В.В., Спиркин В.Г. Повышение эффективности работы оборудования и технологических процессов переработки сернистых природных и попутных газов. Обз. инф., вып. 1-2, М.: ЦНИИТЭнефтехим, 1996. 104 с.
2. Спиркин В.Г. Эксплуатационные свойства смазочных масел, работающих в контакте с сероводородсодержащими природным и попутными газами. М.: ЦНИИТЭнефтехим, 1994. 80 с.