

Брусов Дмитрий Сергеевич, магистрант
ОГУ им. В.А. БОНДАРЕНКО
Brusov Dmitry Sergeevich
OSU named after V.A. Bondarenko

**ВЛИЯНИЕ СЕРОВОДОРОДА НА РАБОТОСПОСОБНОСТЬ ЗАПОРНО-РЕГУЛИРУЮЩЕЙ АРМАТУРЫ ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ПУНКТОВ (ГРП)
INFLUENCE OF HYDROGEN SULFIDE ON THE PERFORMANCE OF SHUT-OFF AND CONTROL VALVES AT GAS DISTRIBUTION STATIONS (GDS)**

Аннотация. Рассмотрены механизмы деградации запорно-регулирующей арматуры ГРП под воздействием сероводорода: коррозия, сульфидное растрескивание и водородное охрупчивание. Приведена статистика отказов на Оренбургском НГКМ. Предложены инженерные методы повышения надёжности, включая выбор материалов по NACE MR0175 и контроль твёрдости.

Abstract. The paper discusses degradation mechanisms of GDS shut-off and control valves under hydrogen sulfide impact. Corrosion, sulfide stress cracking and hydrogen embrittlement are analyzed. Failure statistics at the Orenburg field are presented and engineering reliability methods (material selection per NACE MR0175, hardness control) are proposed.

Ключевые слова: Газораспределительный пункт, запорная арматура, сероводород, коррозия, сульфидное растрескивание, водородное охрупчивание.

Keywords: Gas distribution station, shut-off valves, hydrogen sulfide, corrosion, sulfide stress cracking, hydrogen embrittlement.

1 Основные механизмы деградации арматуры в среде H₂S

Условия работы арматуры в ГРП отличаются от линейной части трубопроводов наличием местных гидравлических сопротивлений, турбулентности и застойных зон, что ускоряет развитие дефектов. Основные виды повреждений приведены в таблице 1.

Таблица 1

Основные механизмы повреждений арматуры в H₂S-среде

Механизм	Описание	Уязвимые элементы
Равномерная и язвенная коррозия	Электрохимическое растворение металла, образование сульфидных плёнок	Корпуса, крышки, внутренние полости, седла
Питтинговая коррозия	Локальное образование глубоких кратеров, часто под отложениями	Проточные каналы, фланцевые поверхности
Сульфидное коррозионное растрескивание под напряжением (SSC)	Хрупкое разрушение при совместном действии растягивающих напряжений и H ₂ S	Шпиндели, резьбовые соединения, штоки, пружины ПЗК
Водородное растрескивание (НИС)	Внутренние трещины из-за диффузии атомарного водорода в зонах неметаллических включений	Толстостенные детали, сварные швы
Эрозионно-коррозионный износ	Совместное механическое и химическое воздействие потока с твёрдыми частицами	Седла шаровых кранов, клапанные тарелки
Деградация уплотнительных материалов	Набухание, потеря эластичности, растрескивание полимеров под действием H ₂ S и углеводородов	Сальниковые уплотнения, мембраны регуляторов



По данным обследований на ОНГКМ [2, с. 45–47], до 60–70 % внутренних коррозионных повреждений корпусов сосредоточено в зонах седел и проточных каналов, где возникают застойные участки. Глубина язв может достигать 2–3 мм уже через 5–7 лет эксплуатации, что требует замены арматуры. Особую опасность представляет SSC, развивающееся при напряжениях ниже предела текучести; излом шпинделя имеет хрупкий характер без пластической деформации [3].

2. Анализ отказов арматуры на объектах ОНГКМ (адаптация для ГРП)

Хотя основная статистика относится к магистральным трубопроводам, она корректно отражает тенденции для арматуры ГРП. В таблице 2 обобщены данные по отказам запорной арматуры (краны, задвижки, регуляторы) за период 2010–2023 гг [4, 5].

Таблица 2

Распределение отказов арматуры по видам повреждений

Вид повреждения	Доля от общего числа отказов, %	Средний срок до отказа, лет
Утечки по сальниковым уплотнениям	30–40	5–8
Коррозионное истончение корпуса, свищи	25–30	10–15
SSC трещины штоков и шпинделей	15–20	8–12
Эрозионный износ седел и затворов	10–15	6–10
Деградация полимерных уплотнений клапанов	10–12	5–7

До 40 % отказов связаны с уплотнительными узлами, что особенно критично для предохранительно-запорных клапанов, где даже незначительная утечка может привести к ложным срабатываниям [6].

3. Конструктивные особенности ГРП, усиливающие воздействие H₂S

В отличие от линейных участков, арматура ГРП работает в условиях, способствующих ускоренной коррозии:

1. наличие застойных зон в полостях корпусов, где конденсат с H₂S задерживается надолго;
2. частые пуски и остановки, вызывающие коррозионную усталость;
3. перепады давления при дросселировании, приводящие к охлаждению и конденсации влаги;
4. требование высокой герметичности (класс «А» по ГОСТ 9544), для достижения которой уплотнительные поверхности должны иметь повышенную твёрдость, однако по NACE MR0175 твёрдость более 229 НВ для сталей в H₂S-среде не допускается из-за риска SSC [7].

4. Выбор материалов и контроль качества

Основным нормативным документом является NACE MR0175 / ISO 15156, который предписывает:

- предел прочности корпусных деталей не выше 620-650 МПа для углеродистых и низколегированных сталей;
- твёрдость металла, контактирующего со средой, не более 22 HRC (≈229 НВ);
- содержание S и P не более 0,005-0,010 %;
- для штоков и уплотнительных пар – применение коррозионно-стойких сплавов (например, 08X20H8M3Д2Г2) или наплавка твёрдыми сплавами на основе никеля [7, 8].

Рекомендуемые материалы для основных деталей арматуры ГРП приведены в таблице 3.



Таблица 3

Рекомендуемые материалы для арматуры ГРП в H₂S-среде

Деталь	Рекомендуемая марка стали	Ограничение по твёрдости
Корпус, крышка	09Г2С, 13ХФА, 17Г1С (контроль S, P)	≤ 220 НВ
Шток, шпindelь	30ХМА (термообработка), 20Х13	≤ 22 HRC
Затвор (шар, диск)	12Х18Н10Т с наплавкой стеллита	≤ 250 НВ (при отсутствии контакта с H ₂ S)
Пружины ПЗК	50ХФА с защитным покрытием	≤ 30 HRC (спец. допуск)
Уплотнения	ПТФЭ, полиэтилен, полиуретан (H ₂ S-стойкие)	–

Входной контроль арматуры должен включать ультразвуковую толщинометрию, твёрдометрию, магнитопорошковый или капиллярный контроль и гидравлические испытания [8].

Инженерные методы повышения надёжности

На основе анализа причин отказов предложен комплекс мероприятий [2, 5, 6]:

- сокращение межремонтных интервалов на 30–50 % по сравнению с работой на «чистом» газе, проведение профилактических осмотров не реже одного раза в год с заменой уплотнений и смазки;
- периодическое ингибирование газового потока перед ГРП дозировкой 20-50 мг/кг с использованием плёнкообразующих ингибиторов;
- замена резиновых прокладок на фторопластовые, паронитовые или металлические с мягким покрытием;
- осушка газа на головных сооружениях или на входе в ГРП для снижения влажности (уменьшает электрохимическую коррозию);
- применение методов неразрушающего контроля без демонтажа (акустическая эмиссия, вибродиагностика, термография);
- для подземной арматуры – организация катодной защиты наружной поверхности.

Заключение

Эксплуатация запорно-регулирующей арматуры ГРП в среде с примесями сероводорода приводит к развитию коррозии, SSC, водородного охрупчивания и деградации уплотнений, сокращая межремонтный ресурс в 1,5–2 раза. Наиболее критичными узлами являются штоки, шпиндели, седла и уплотнительные элементы. Основные пути повышения надёжности: применение материалов по NACE MR0175, контроль твёрдости и химического состава, сокращение сроков технического обслуживания, ингибирование и осушка газа, внедрение современных методов диагностики. Выполнение данных рекомендаций позволит снизить риск аварийных остановок ГРП и повысить безопасность систем газоснабжения.

Список литературы:

1. Белоусов Г.А. Коррозионные процессы при добыче и транспортировке сероводородосодержащего газа. – Уфа, 2010.
2. Будников В.Ф., Доровских И.В. Сероводородное растрескивание трубопроводных сталей. – М.: ВНИИГазпром, 2015. – 180 с.
3. ГОСТ Р ИСО 15156-2–2020. Материалы для применения в средах, содержащих сероводород. – М.: Стандартинформ, 2020.
4. NACE MR0175 / ISO 15156. Materials for Use in H₂S Containing Environments. – Houston, 2019.



5. Панов В.А., Горбунов Е.С. Анализ причин отказов и методов повышения надежности запорной арматуры на газопроводах с агрессивными средами // Вестник Иркутского государственного технического университета. – 2022. – Т. 26. – № 1. – С. 134-142.

6. Черепанов В.А., Кузнецов Р.И. Анализ надежности и безопасности эксплуатации газопроводов Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения // Вестник ОГУ. – 2020. – № 6. – С. 77-83.

7. СТО Газпром 2-2.3-132-2007. Магистральные газопроводы. Требования к неразрушающему контролю. – М., 2007.

8. Отчеты АО «Газпром добыча Оренбург» по мониторингу технического состояния газопроводов ОНГКМ (2010–2023). – Оренбург, 2023

