

Таблица 2. Коррозионная стойкость стали 15X5M после термической обработки

Термическая обработка	K_{1ssc} , МПа·м ^{1/2}	σ_{th} , относительно $\sigma_{0,2}$	Скорость коррозии, мм/год, в средах	
			H ₂ S	CO ₂
Нормализация + отпуск 690°C	16,0	0,55	-	-
Нормализация + отпуск 710°C	21,0	0,6	-	-
Нормализация + отпуск 730°C	20,0	0,6	0,30	0,48
Нормализация + отпуск 770°C	29,0	0,75	0,30	0,45
Нормализация + отпуск 790°C	30,3	0,8	0,30	0,30
Нормализация + отпуск 790°C + отпуск 670°C	31,2	0,8	0,20	0,2
Сталь 20	-	-	0,50	1,68

После термической обработки по режиму: нормализация + отпуск 790° + отпуск 670 ° прочностные свойства повысились и соответствовали группе L80 стандарта API 5CT, также повысились и коррозионные свойства (табл. 2). Сформировалась структура, состоящая из рекристаллизованных зерен феррита и карбидов типа Me₂₃C₆ и Mo₂C. Карбиды Me₂₃C₆ размером ~0,1-0,3 мкм имеют зернистую и стержневидную форму. Карбиды Mo₂C имеют гексагональную решетку и представляют собой плоские иглы длиной ~0,15 мкм и толщиной 0,05 мкм. Карбиды равномерно расположены в ферритных зернах. Наличие карбидов Mo₂C привело к повышению прочностных свойств и стойкости стали к СКРН. Дисперсные карбиды Mo₂C являются дополнительными ловушками водорода, снижающими его локальную концентрацию.

Насосно-компрессорные трубы из стали 15X5M после термической обработки по разработанному режиму (нормализация 900°C + отпуск 790°C + отпуск 670°C) поставлены на натурные испытания.

Работа выполнена при поддержке Государственного контракта П2316 ФЦП «Кадры».

ОСОБЕННОСТИ РАЗВИТИЯ КОРРОЗИОННОЙ ПОВРЕЖДАЕМОСТИ НЕФТЕПРОВОДНЫХ ТРУБ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ В УСЛОВИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Иоффе А. В., Выбойщик М. А.*, Тетюева Т. В., Борисенкова Е. А., Князькин С. А.

ООО «Самарский научно-технический центр»

** Тольяттинский государственный университет, Россия,*

motom@yandex.ru

Перед нефтяными компаниями остро стоит задача выбора марок сталей труб, обладающих повышенной долговечностью в определенных условиях. Это связано с постоянным ростом воздействия коррозионно-активных компонентов перекачиваемых сред с увеличением их обводненности, содержания CO₂ (углекислого газа), H₂S (сероводорода) и СВБ (сульфат восстанавливающих бактерий). Выбрать материал для эксплуатации в жестких условиях системы нефтевыброса без проведения предварительных полноценных испытаний весьма сложно. Наиболее доступным и достоверным способом определения коррозионной стойкости и долговечности труб в реальных промысловых условиях является проведение испытаний катушек-имитаторов, смонтированных

ных в действующий трубопровод. В качестве объектов исследования использовались образцы, изготовленные из сталей марок 13ХФА, 08ХМФЧА, 20КСХ и 20. Все трубы были установлены на одном опытно-экспериментальном участке, в составе одного нефтесборного коллектора таким образом, чтобы не нарушать ламинарного потока среды и предупредить возникновение электрохимической коррозии между сталями с различным содержанием углерода. Транспортируемая среда содержала растворенные коррозионно-активные газы в следующих количествах: CO_2 – 75,9 мг/л; H_2S – 2,0 мг/л. Сроки испытаний составили 221, 283, и 515 суток.

При оценке коррозионной стойкости труб учитывали воздействие как общей, так и локальной составляющих коррозионного процесса. Суммарная скорость коррозионного поражения определена путем их сложения:

– 13ХФА (221 сут.)	0,69 мм/год;
– 13ХФА (515 сут.)	0,46 мм/год;
– 08ХМФЧА – 1 (283 сут.)	0,58 мм/год;
– 08ХМФЧА – 2 (283 сут.)	0,56 мм/год;
– 20КСХ (283 сут.)	0,83 мм/год;
– 20 (283 сут.)	0,89 мм/год.

Фазовый рентгеноструктурный анализ продуктов коррозии выявил наличие карбонатов кальция (CaCO_3), карбонатов железа (FeCO_3) и оксидов (Fe_3O_4). Фазовый состав продуктов коррозии свидетельствует о том, что механизм коррозии на данном нефтесборном коллекторе преимущественно карбонатный.

На хромосодержащих сталях 13ХФА и 08ХМФЧА (обоих вариантов модифицирования) в продуктах коррозии можно условно выделить три слоя. Наружный слой состоит из сульфидов. Средний слой из отложений в виде карбонатов кальция и железа. Внутренний слой, непосредственно прилегающий к металлу трубы, имеет трещиноватую структуру и состоит из смеси карбонатов и оксидов железа. Максимальное обогащение хромом наблюдается во внутреннем трещиноватом слое продуктов коррозии. Хромом также обогащены продукты коррозии в полости неглубоких язв с пологими берегами. Наблюдается насыщение средних слоев продуктов коррозии хлором из транспортируемой среды. Однако на границе металл – продукты коррозии хлор не выявлен, что по видимому, связано с благоприятным влиянием хрома, максимально содержание которого в продуктах коррозии при большом сроке эксплуатации труб может быть достаточно высоким. На момент проведения исследований содержание хрома в коррозионных отложениях на внутренней поверхности образцов труб из сталей 13ХФА и 08ХМФЧА составило:

– 13ХФА (221 сут.)	2,5%;
– 13ХФА (515 сут.)	4,5%;
– 08ХМФЧА (150 кг Се, 283 сут.)	3,7%;
– 08ХМФЧА (250 кг Се, 283 сут.)	3,6%.

–

Стали 20КСХ и 20 не легированы хромом. В результате, основной фазой, образующейся при их коррозии, является карбонат железа FeCO_3 . В данных условиях эксплуатации чистые карбонаты не обладают достаточными защитными свойствами. Кроме того, из-за изменений состава среды отложения в виде карбонатов кальция и сульфидов разрыхляют и разрушают слой карбонатов железа. Имеет место диффузия хлора на границу раздела металл – продукты коррозии, что ускоряет локальные коррозионные процессы под слоем карбонатов. В локальных областях карбонаты отслаиваются, что приводит к язвенной коррозии.

Выводы по работе

1. В хромсодержащих марках стали скорость коррозии зависит от процентного содержания хрома в продуктах коррозии. С увеличением его содержания скорость коррозии падает.
2. С увеличением срока эксплуатации хромсодержащих сталей количество хрома в коррозионных отложениях на их поверхности повышается, а скорость коррозии снижается.
3. Коррозионные отложения на всех исследованных трубах содержат хлориды. На трубах из стали 20 и 20КСХ наибольшее количество хлоридов содержится в слое продуктов коррозии, непосредственно прилегающем к поверхности трубы, на хромсодержащих марках (13ХФА и 08ХМФЧА) накопление хлоридов у поверхности не наблюдается. По-видимому, это связано со свойствами хромсодержащих продуктов коррозии, обладающих ионоселективностью, что замедляет диффузию хлоридов к поверхности трубы.

ИЗМЕНЕНИЕ СОСТАВА, ФОРМЫ И РАСПРЕДЕЛЕНИЯ НЕМЕТАЛЛИЧЕСКИХ ВКЛЮЧЕНИЙ ПРИ МОДИФИЦИРОВАНИИ РЗМ НИЗКОУГЛЕРОДИСТЫХ СТАЛЕЙ

Иоффе А. В., Тетюева Т. В., Денисова Т. В., Зырянов А. О.

*ООО «Самарский научно-технический центр», Самара, Россия,
motom@yandex.ru*

Одним из основных факторов, определяющих зарождение и скорость развития коррозии нефтяных труб из низкоуглеродистых и низколегированных сталей в H_2S и CO_2 -содержащих средах являются неметаллические включения, в частности их количество, состав, размер, форма и распределение. Наиболее эффективным способом воздействия на неметаллические включения является внепечная обработка стали комплексными модификаторами, содержащими Са и РЗМ.

Целью работы является повышение коррозионной стойкости нефтепроводных труб на основе воздействия модифицирования церием на состав, размеры и форму неметаллических включений.

В качестве объектов исследования использованы образцы металла бесшовных труб, изготовленных из стали 13ХФА (С-0,14%, Cr-0,53%, Si-0,34%, V-0,052%) 4 различных плавки. Плавки отличаются количеством вводимой церийсодержащей проволоки (порошковая проволока с наполнением комплексным модификатором, содержащим Са и РЗМ).

Плавка № 1 – металл, подвергнут обработке кальцийсодержащей проволокой. В качестве модификатора использовался алюминат кальция (AlCa). Масса модификатора – 147кг.

Плавки № 2, № 3, № 4 – металл, подвергнут обработке церийсодержащей проволокой в количестве 700, 900 и 1000 метров, что соответственно составляет 0,215; 0,260; 0,282 кг/т по РЗМ. В качестве модификатора использовался ферроцерий (FeCe – проволока).

В настоящей работе рассматриваются факторы, обусловившие изменение количества, формы, размера и состава неметаллических включений, значительное повышение коррозионной стойкости труб из стали 13ХФА (данные приведены в предшествующей статье).