

- даже при минимальном расходе масла коэффициент пропускания очищенного продукта не достигает 100% при использовании силикагеля;
- наиболее эффективным сорбентом является активированная глина: коэффициент пропускания очищенного продукта сохраняется в пределах 100% даже при соотношении более 6.

Вывод: Перколяционная очистка базовых гидрокрекинговых масел позволяет значительно улучшить их цвет, а следовательно, понизить содержание нежелательных примесей, что приведет к уменьшению склонности к образованию отложений, улучшению фильтруемости, повышению эффективности антиокислительных присадок.

Литература

1. Сафонов, А.С. Химмотология горюче-смазочных материалов./ А.С.Сафонов, А.И.Ушаков, В.В. Гришин – Санкт-Петербург, НПИКЦ, 2007. – 488 с.
2. Свойства и перспективные направления переработки остаточного продукта процесса «Юникрекинг»/ А.А. Ермак, И.В. Бурая, С.В. Покровская, Е.В. Сюзарева, А.В. Завадский // Вестник Полоцкого государственного университета. Серия В. Промышленность. Прикладные науки. –2015. – №11. – с. 115-120
3. Технология и маркетинг гидрокрекинговых базовых масел./ Автомобильные масла и смазки. Масла ConocoPhillips [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://masla55.ru/3>. – Дата доступа: 26.11.2020 г.
4. Petro-Canada Lubricants Handbook 2017. Industry-leading products for improved business performance. Petro-Canada Lubricants Inc. Mississauga, Ontario, Canada. 2017. p. 228.

УДК 620.193

В.О. Кученёв

(РУП «Производственное объединение «Белоруснефть
БелНИПИнефть»)

СРАВНЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ИСПЫТАНИЙ КОРРОЗИОННОЙ СТОЙКОСТИ ОТДЕЛЬНЫХ МАРОК СТАЛИ НЕФТЕГАЗОПРОВОДНЫХ ТРУБ ДЛЯ УСЛОВИЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ РУП «ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОЕ ОБЪЕДИНЕНИЕ «БЕЛОРУСНЕФТЬ»

Добываемая продукция нефтяных месторождений РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» имеет различные

физико-химические свойства. Продукция эксплуатационных скважин содержит воду, представляющую собой, как правило, рассолы хлоркальциевого типа, высокой минерализации. Обводненность добываемой продукции в среднем составляет 70%. Попутно-добываемая вода является коррозионно-агрессивной, так как содержат ионы растворенных солей, растворенные агрессивные газы сероводород и углекислый газ, имеет низкие значения pH. В составе попутного нефтяного газа (ПНГ) также имеются источники коррозионной агрессивности - углекислый газ и сероводород.

Общая протяженность трубопроводов составляет 2541 км. Статистические данные о количестве порывов трубопроводов в РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» свидетельствуют о том, что при общем ежегодном количестве порывов на уровне 139-243 единиц, основная доля порывов трубопроводов (как водоводов, так и нефтегазопроводов), приходится на порывы по причине внутренней коррозии (134-237 единиц), обусловленной агрессивностью перекачиваемых промысловых сред.

Поэтому, выбор стали, обеспечивающей требуемую долговечность и надежность трубопроводов в конкретных условиях эксплуатации, является актуальной задачей. Поставленная задача чрезвычайно сложна, поскольку факторов, определяющих коррозию материалов в конкретных производственных условиях много.

Для стендовых коррозионных исследований были выбраны новые образцы сталей, применяемых для строительства нефтегазопроводных трубопроводов: стали марки 13ХФА, 20КТ, 09Г2С, 20А, 12ХНЗА, 40Х, 40ХН, 13Сг, 08 ХМФЧА. Все стендовые исследования носили сравнительный характер, базовой сталью, применяемой в настоящее время для строительства трубопроводов РУП «Производственное объединение «Белоруснефть», является сталь 20.

Исследования коррозионной стойкости новых образцов сталей проведены на стендовой установке «АА-КОНКОР» разработки БелНИПИнефть, позволяющем фактически условия эксплуатации трубопроводов.

Испытаний коррозионной стойкости различных материалов проводились в условиях транспорта продукции скважины 191 Южно-Осташковичского месторождения и скважины 48 Вишанского месторождения. Они являются типичной водой, добываемой совместно с нефтью на нефтяных месторождениях Республики Беларусь. По классификации Сулина относятся к хлоркальциевому типу, в продукции содержится агрессивный кислый углекислый газ 22 мг/л и 30 мг/л, сероводород отсутствует и 19 мг/л, водородный показатель равен 6,1

и 5,9, минерализация составляет 204,4 г/л и 189,1 г/л соответственно. Физико-химические свойства воды приведены в таблице 2.

Коррозионные испытания проводились при следующих условиях для скважины 191 Южно-Осташковичского месторождения скорость потока - 0,25 м/с, давление - 1,1 МПа; температура потока - 30°С. Для скважины 48 Вишанского месторождения: скорость потока - 0,25 м/с, давление – 3,0 МПа; температура потока - 30°С. Время испытаний составляло 6 сут.

Таблица 2 – Физико-химические свойства воды

Нефтяные месторождения	Содержание компонентов: мг/л; мг-зкв/л; %-экв								
	Cl ⁻	HCO ₃ ⁻	SO ₄ ²⁻	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Na ⁺ +K ⁺	H ₂ S	Fe ²⁺	CO ₂
Скв. 191 Ю-Осташкович.	120564	112,2	386	16032	2733,8	54839,4	0	0,5	22
Скв. 48 Вишанскоеого	117018	117,1	517	17535	2430	51465,9	19,1	0,96	24,6

Испытания проводились на трёх образцах-свидетелях, установленных на горизонтальном участке циркуляционного контура. После соответствующей подготовки образцы устанавливались в ячейки испытательной установки с последующим полным погружением в рабочую среду с заданными параметрами. Скорость коррозии оценивалось гравиметрическим методом. Полученные результаты представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Результаты определения скорости коррозии

Нефтяные месторождения	Средняя скорость коррозии марок стали, г/м ² час									
	20	20А	20КТ	13 ХФА	09 Г2С	13Cr	08 ХМФЧА	12 ХН3А	40Х	40ХН
191 Ю.Осташков.	0,24	0,16	0,46	0,64	0,07	0,09	0,25	0,42	0,45	0,46
48 Вишанская	0,49	0,39	0,28	0,45	0,09	0,13	0,25	-	-	-

По результатам полученных данных был построен график скорости коррозии труб различных марок стали, представлен на Рисунке 1.

На основании полученных данных четко прослеживается разница коррозионной стойкости сталей различного материального исполнения и характер коррозионных повреждений при различных условиях.

По результатам стендовых исследований рост коррозионной стойкости сталей установлен в следующей последовательности. Для скважины 191 Южно-Осташковичского месторождения: 09Г2С→13Cr→20А→20→08ХМФЧА→12ХН3А→40Х→40ХН→20КТ→13ХФА. Для скважины 48 Вишанского месторождения: 09Г2С→13Cr→08ХМФЧА→20КТ→20А→13ХФА→20КТ. Характер коррозионных повреждений – равномерная сплошная коррозия для всех марок сталей кроме марки 09Г2С

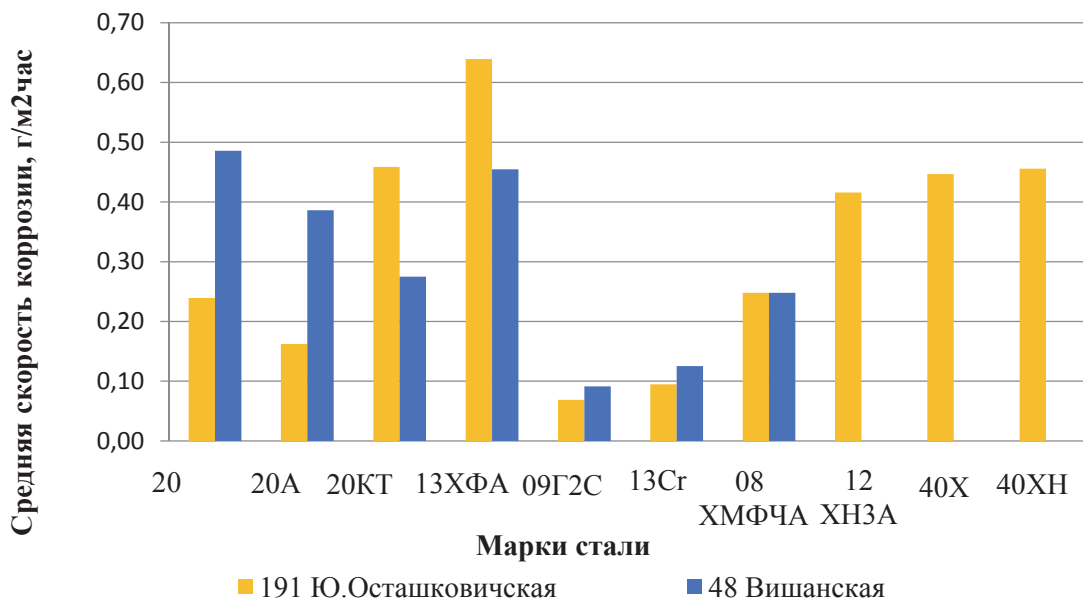


Рисунок 1. Скорость коррозии труб различных марок стали марки

Язвенные коррозионные повреждения на поверхности пластин из стали марки 09Г2С не позволяют рекомендовать ее к использованию в промышленных условиях, не смотря на низкие значения общей скорости коррозии. По-видимому, развитие язвенной коррозии данной стали объясняется в первую очередь структурой металла (полосчатость 3 балла, структура перлитно-ферритная, размер зерна 8 баллов, отдельных зерен 7 баллов), та как повышенная полосчатость создает определенную неравномерность строения, гетерогенность металла. Скопления неметаллических включений на границах зерен (а в их число может входить активный сульфид марганца) являются участками повышенной термодинамической неустойчивости, которые легко растворяются в коррозионной среде (с образованием сероводорода, который затем локально воздействует на металл), из-за чего происходит развитие питтинговой коррозии. Также развитие коррозии сталей легированных марганцем может происходить по механизму, когда марганец, обладая более высокой активностью чем железо при реагировании

с коррозионной средой, образует рыхлые (по структуре кристаллической решетки) продукты коррозии (оксиды и сульфиды марганца), которые делают доступными проникновение к основному металлу агрессивных коррозионных компонентов [2].

По сравнению с типичными, применяемыми в настоящее время трубопроводами из стали марки 20, при условии применения трубопроводов из стали марки 13Cr их срок эксплуатации может быть увеличен в два раза. Следует продолжить эксперименты по исследованию коррозионной стойкости сталей, чтобы подобрать наилучший материал для изготовления труб с целью применению на месторождениях Беларуси.

Окончательный выбор по ранжированию сталей и сплавов может быть сделан только после проведения опытно-промысловых испытаний.

Литература

1. Коррозия в многофазных средах, содержащих небольшие количества H₂S Corrosion in multiphase flow containing small amounts of H₂S. - Bruce Brown, Kun-Lin Lee, Srdjan Nesic. - Institute for Corrosion and Multiphase Technology Ohio University Athens, Ohio 45701 – 24c.

2. А.В. Иоффе, А.В. Ревякин, Е.А. Борисенкова, С.А. Князькин Особенности коррозионного разрушения нефтегазопроводных труб в условиях эксплуатации Коми и Западной Сибири // Вектор науки ТГУ : сб. науч. ст. / ООО «Самарский инженерно-технологический центр». – Самара, 2010. – С.50-54.

3. Н.А. Кичигина Результаты ОПИ труб из сталей повышенной эксплуатационной надежности на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» // Инженерная практика. – 2016. – №9. – С. 8-15.

4. Б.А. Ерехинский, В.И. Чернухин, К.А. Попов, А.Г. Ширяев, С.А. Рекин, С.Г. Четвериков Трубы нефтяного сортамента, стойкие против углекислотной коррозии // Коррозия территория нефтегаз : сб. науч. ст. / ПАО «Газпром», ООО «Газпром добыча Надым», ПАО «ТМК». – 2016. – С. 14–17.