

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ НОВОГО РЕАГЕНТА НА КОРРОЗИЮ ОТ СЕРОВОДОРОДА

Г. Р. ГУРБАНОВ, ZHANG Yu Xin

Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности,
Баку, Азербайджан

В настоящее время быстрые темпы развития нефтяной промышленности требуют повышения эффективности эксплуатации скважин. В этом отношении актуальной задачей остаётся защита внутренней поверхности внутримысловых трубопроводов от электрохимических процессов коррозии, вызванных воздействием агрессивной среды, с целью стабилизации добычи нефти и увеличения эксплуатационной эффективности скважин. Известно, что для стабилизации и повышения добычи нефти в большинстве случаев осуществляются различные технические и технологические мероприятия, в том числе закачка воды и газа в пласт, изменение режима эксплуатации скважин, переход на штанговые и глубиннонасосные методы, тепловое воздействие на пласт, закачка химических реагентов и другие меры. В результате подобных мероприятий нефтяные месторождения обогащаются веществами, способствующими формированию агрессивных сред, резко увеличивается содержание кислорода, углекислого и сероводородного газов, что, в свою очередь, приводит к ускорению процессов внутренней коррозии труб [1–7]. Исследования показывают, что основной причиной коррозии внутренней поверхности внутримыловых трубопроводов является присутствие в составе пластовых вод, добываемых вместе с нефтью, элементов, создающих агрессивную среду. К ним относятся сернистые и кислородсодержащие соединения, сероводород, углекислый газ, а также растворённые в пластовых водах минеральные соли. В целом, эксплуатационные скважины по характеру агрессивной среды подразделяются на две категории – нейтральные и кислые. К первой категории относятся скважины, в продукции которых отсутствует сероводород, ко второй – скважины, в продукции которых он присутствует. Кроме того, каждая категория скважин может подразделяться на отдельные подтипы: содержащие кислород и не содержащие его, а также скважины с участием или без участия углекислого газа. Следует отметить, что на степень коррозионной агрессивности влияет не только химический состав пластовой воды, но и условия эксплуатации [8–12].

Впервые исследовано влияние **органического реагента хлоропрен** на скорость коррозии в пластовых водах с содержанием сероводорода, отобранных из скважин №2646, 33151, 4012, 31193 и 33016 НГДУ «Балаханынефть». В опытах, продолжавшихся **6 и 24 часа**, использовались образцы марок **Ст-3 и Р-105**. При этом установлено, что **расход хлоропрена составлял 30 мг/л**.

Для образцов марок **Ст-3 и Р-105** в пластовых водах указанных скважин при концентрации реагента **10–30 мг/л** в течение **6 часов** **эффективность защиты хлоропреном** составила соответственно: **74–94 %, 76–96 %, 75–97 %, 72–92 %, 76–98 %, 73–95 %, 72–94 %, 70–90 %, 68–87 % и 72–96 %**.

ЛИТЕРАТУРА

1. Хуршудов А. Г. и др. «Эффективность ингибирирование углекислотной коррозии в условиях образования вторичных осадков» Э4 сер. Борьба с коррозией и защита окружающей среды. – 1988. – № 2. – С. 1–4.
2. Иванов Е. С., Идиятуллина Л. С. «Новые ингибиторы для защиты от коррозии нефтегазодобывающего оборудования», Нефтяное Хозяйство, № 3, 2005, с. 8–10.

3. Гоник А. А. Динамика и предупреждение нарастания коррозивности сульфатсодержащей пластовой жидкости в ходе разработки нефтяных месторождений. Защита металлов, 1998. т.34, № 6, 656–660 с.
4. Гоник А. А., Гетманский М. Д., Низамов К. Р. и др. Исследование структуры защитных слоев и тормозящего действия ингибиторов коррозии коллоидного типа в системе нефть-вода. Нефтяное хозяйство. 1976. № 7. 62–64 с.
5. Иофа З.А. О механизме стимулирующего действия сероводорода и ингибиторов на коррозию железа в кислых растворах. Защита металлов. 1980, Т 16. № 3, 295–300 с.
6. Розенфельд И. Л., Богомолов Д. Б., Городецкий А. Е. и др. Формирование защитных пленок на железе под действием ингибитора ИФХАНГАЗ-1 в водном растворе, насыщенном сероводородом. Защита металлов. 1982. Т. 18. № 2. 163–168 с.
7. Панов М. К., Гетманский М. Д., Еникеев Е. Х. и др. Исследование слоев. Формирующихся на поверхности считали в ингибируемой сероводородсодержащей среде методом фотоэлектронной спектроскопии. Защита металлов. 1989. Т. 25. № 4. 555–561 с.
8. Подабаев Н. И., Лященко Л. Ф., Гетманский М. Д. Коррозионное и электрохимическое поведение стали 20 в сероводородсодержащей воде нефтепромыслов. Нефтяная промышленность. Серия «Коррозия и защита в нефтегазовой промышленности». М.: ВНИИОЭНГ. 1982. № 2. 2–3 с.
9. Каримов Н. А., Агаев Н. М., Саттар-Заде И. С., Талыбы А. К. Влияние сульфатвосстановливающих бактерий на коррозию стали при добыче нефти. РНТС Коррозия и защита в нефтегазовой промышленности – 1972. № 10. 3–5 с.
10. Бару Р. Л., Старосветская Ж. О., Тимонин В. А. Механизм биокоррозии низкоколегированной стали в среде тионовых бактерий. Защита металлов. 1985. Т. 21. № 6. 962–965 с.
11. Кравчук В. Н., Удод В. М., Гвоздяк П. И. Микроорганизмы нефтяных месторождений и их роль в разрушении неоиногенных ПАВ // Химия и технология воды. 1987. Т.9. № 2. 162–165 с.
12. О влиянии свойств поверхности металла на процессы биокоррозии в нефтепромысловых водах / В. В. Леонов, Т. М. Вахитов, К. Р. Уразанов, А. Г. Телин // НТЖ Нефтепром. дело. М.: ВНИИОЭНГ, 2000. № 7. 34–37 с.