

АНТИКОРРОЗИОННАЯ ЗАЩИТА НЕФТЕПРОМЫСЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ

К. С. Карсеко

*Учреждение образования «Гомельский государственный технический
университет имени П. О. Сухого», Беларусь*

Научный руководитель Н. Г. Журавель

Одним из наиболее широко распространенных и обеспечивающих основную часть добычи нефти видов оборудования являются установки электроприводных центробежных насосов (УЭЦН). Среди основных факторов, приводящих к отказам УЭЦН при небольших наработках, преобладают солеотложение и засорение механическими примесями. Однако для скважин с длительным сроком работы оборудования возрастает доля отказов УЭЦН по причине коррозии оборудования. Коррозия оборудования связана с воздействием сразу нескольких факторов – повышением об-

водненности продукции скважин, увеличением выноса солей и механических примесей, повышением скорости движения пластовой жидкости, увеличением токов и напряжений в кабельных линиях и погружных электродвигателях. Поэтому повышение ресурса скважинного оборудования, в том числе УЭЦН, невозможно без защиты оборудования от коррозии. Однако для обоснования выбора методов защиты оборудования необходимо применение научных подходов при изучении видов и причин коррозии.

Коррозия приводит к миллиардным убыткам каждый год, и разрешение этой проблемы является важной задачей. Основной ущерб, причиняемый коррозией, заключается не в потере металла как такового, а в огромной стоимости изделий, разрушаемых коррозией, и стоимости проведения восстановительных операций. Еще больший ущерб могут составить косвенные потери: простой скважин, потери в добыче нефти и газа, нарушение в системе разработки месторождения.

Коррозионные процессы отличаются широким распространением и разнообразием условий и сред, в которых они протекают. Поэтому пока нет единой и всеобъемлющей классификации встречающихся случаев коррозии, хотя многие научные школы и различные фирмы используют различные классификаторы коррозионных поражений. В частности, по типу агрессивных сред, в которых протекает процесс разрушения, коррозию можно отнести к следующим типам: газовая коррозия, атмосферная коррозия, коррозия в неэлектролитах, коррозия в электролитах, подземная коррозия, биокоррозия, коррозия блуждающим током [1], [2].

По условиям протекания коррозионного процесса различаются следующие виды:

- контактная коррозия;
- щелевая коррозия;
- коррозия при неполном погружении;
- коррозия при полном погружении;
- коррозия при переменном погружении;
- коррозия при трении;
- межкристаллитная коррозия;
- коррозия под напряжением.

В соответствии с мировой практикой основными критериями оценки коррозионной агрессивности продукции скважин и закачиваемой в нефтяные пласты воды являются концентрация и парциальное давление кислых газов (углекислый, сероводород), концентрация растворенных солей, абразивных взвешенных частиц, тип водонефтяной эмульсии. Единой классификации коррозионной агрессивности сред в зависимости от конкретных значений этих критериев не разработано, но принято считать, что при парциальном давлении сероводорода до 0,0003 МПа и углекислого газа до 0,05 МПа среды являются безопасными для углеродистых сталей. В отсутствие растворенных газов агрессивность определяется содержанием анионов хлора, нитрата, сульфата.

Проблема коррозии составных частей погружного насосного агрегата в наших эксплуатационных скважинах, характеризующихся значительным содержанием высокоминерализованной пластовой воды, существует уже давно. Однако в последние годы она встала особенно остро, когда средняя наработка УЭЦН в скважине достигла, а затем превысила 1000 суток. Если раньше, при существенно меньших наработках, основными факторами приводящими к отказу УЭЦН были солеотложение и засорение механическими примесями, то с ростом наработки доля отказов УЭЦН по причине коррозии насосного оборудования неуклонно возрастает. При анализе базы подъемов подземного оборудования ШГН и ЭЦН за 2000–2015 гг. было замечено, что в 12 % случаев на различных частях оборудования присутствовала коррозия в той или иной степени.

Коррозия оборудования связана с воздействием сразу нескольких факторов:

- повышением обводненности продукции скважин;
- увеличением выноса солей и механических примесей;
- повышением скорости движения откачиваемой жидкости;
- увеличением токов и напряжений в кабельных линиях и погружных электродвигателях.

Анализ области коррозионного поражения показал, что вопреки расхожему заблуждению о том, будто коррозией поражается исключительно хвостовик ПЭД, коррозии может подвергаться как ПЭД целиком, так и отдельные его части. Так на скважине 52 Мармовичского месторождения был зафиксирован случай глубокой коррозии как верхней, так и хвостовой части ПЭД, в то время как центральная часть корпуса практически не подверглась коррозии.

Проблема коррозии скважинного нефтепромыслового оборудования в последнее время стала весьма актуальной и для ведущих нефтедобывающих компаний России. В связи с этим появилось много публикаций, посвященных анализу коррозионного износа УЭЦН и выявлению наиболее важных факторов такого износа.

Первой и наиболее четко выраженной корреляционной зависимостью является зависимость интенсивности коррозии от скорости газожидкостной откачиваемой смеси (ГЖС). Максимальных значений эта скорость достигает в кольцевом зазоре между стенкой обсадной колонны и корпусом ПЭД. Поэтому чем меньше внутренний диаметр обсадной колонны в зоне подвески насоса, чем больше наружный диаметр ПЭД и выше производительность ЭЦН, тем сильнее коррозионный износ ПЭД при одном и том же составе откачиваемого флюида. Отмечается, что с учетом выделения газов средняя скорость потока ГЖС на некорродирующем фоне не превышает 5 м/с, а на сильно корродирующем достигает 11 м/с.

Вторым значимым фактором, способствующим развитию аномально высокой коррозии подвешенного оборудования, является работа ЭЦН в области давлений ниже давления насыщения. Интенсивное разгазирование скважинных флюидов в зоне подвески ЭЦН приводит к выпадению на поверхности металла карбонатных осадков и их местному стохастическому удалению в результате кавитационных процессов при образовании и схлопывании на поверхности металла газовых пузырьков. Это вызывает образование гальванопар и развитие локальной коррозии с аномально высокими скоростями.

Скорость кавитационного износа прямо пропорциональна квадрату скорости потока, поэтому увеличение скорости ГЖС в два раза приводит к четырехкратному возрастанию скорости кавитационного износа.

Дополнительную коррозионную угрозу представляют отдельные технологические жидкости, применяемые при ГТМ: кислотные составы, тяжелые растворы глушения, содержащие хлорид- и нитрат-ионы. В условиях пластовых давлений и температур, при смешении с пластовыми жидкостями и газами, их коррозионная агрессивность многократно возрастает. Коррозионная агрессивность неингибированных 10–20%-ных растворов соляной кислоты при температурах 80–90 °С может достигать 1000 мм/год и более. Одновременное присутствие нитрат- и хлорид-ионов инициирует питтинговую коррозию. Закачка ингибиторов солеотложений через затруб может привести к электрокоррозии брони кабеля и корпуса НКТ при попадании ИСО между кабелем и НКТ.

Традиционные способы снижения коррозии – это ингибиторная защита, электрохимическая защита, защитные покрытия и коррозионностойкие материалы. Ингибиторная защита, как правило, используется как превентивная мера до внедрения

других способов защиты. Следует отметить, что традиционные технологии ингибиторной защиты скважинного оборудования, такие как закачка ингибитора через затруб или дозирование по капиллярным трубкам, в данном случае малоэффективны. Так, при закачке через затруб ингибитор не сможет достичь и защитить ПЭД, так как он находится ниже уровня приема насоса. При дозировании реагента по капиллярной трубке ее спуск на глубину подвески 2000 м и более по искривленным скважинам с узким кольцевым зазором между корпусом УЭЦН и эксплуатационной колонной несет в себе риск защемления канала или его перетирания с нарушением герметичности. К перспективным ингибиторам можно отнести бинарные, т. е. имеющие две составляющие, которые при смешивании активизируются и образуют защитную пленку. Такие ингибиторы коррозии служат в 2–4 раза дольше по сравнению с обычными нефте- и вододиспергируемыми. Также неплохие результаты дает применение капсулированных ингибиторов коррозии. По сравнению с обычными ингибиторами капсулированный реагент обеспечивает более длительный и плавный вынос из скважины. Так или иначе, ингибиторы коррозии представляются практически безальтернативным и эффективным средством снижения коррозионной агрессивности используемых при ГТМ технологических жидкостей. К примеру, в пластовых условиях при температурах от 50 до 90 °С, коррозионная агрессивность раствора соляной кислоты возрастает в 10–100 раз по сравнению с нормальными условиями (20 °С).

Успешную борьбу с коррозией в связи со сложными и разнообразными запросами современной техники уже невозможно проводить на основе чисто экспериментального подбора новых устойчивых металлических материалов и методов их защиты. Необходимо наряду с чисто практическими мероприятиями по борьбе с коррозией всемерно развивать комплексные научные исследования коррозионных явлений. Несомненно, что только путем изучения основных закономерностей коррозионного процесса можно глубже понять природу многих сложных случаев практической коррозии, прогнозировать коррозионное поведение металлических систем в реальных условиях эксплуатации и разработать наиболее эффективные меры борьбы с коррозионным разрушением [3].

Литература

1. Ивановский, В. Н. Коррозия скважинного оборудования и способы защиты от нее / В. Н. Ивановский // Коррозия ТНГ. – 2011. – № 1.
2. Даминов, А. А. Коррозия подземного оборудования добывающих скважин, оборудованных УЭЦН / А. А. Даминов // Территория Нефтегаз. – 2009. – № 8.
3. Коррозия и защита металлов. Часть 1. Химическая коррозия металлов / Н. А. Азаренков [и др.]. – Харьков : ХНУ, 2007.