



DOI 10.22363/2312-8143-2017-18-2-174-181

УДК 622.323

КОРРОЗИЯ НЕФТЕПРОМЫСЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ И МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРОТИВОКОРРОЗИОННОЙ ЗАЩИТЕ НА НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ КАРАКУДУК (ЗАПАДНЫЙ КАЗАХСТАН)

А.Н. Серебряков, И.С. Мотузов

Российский университет дружбы народов
ул. Миклухо-Маклая, 6, Москва, Россия, 117198

Статья посвящена актуальной проблеме коррозии нефтепромыслового оборудования и борьбы с ней. Перед авторами статьи стояла цель обобщить накопившиеся сведения и данные о проблемах и перспективах применения различных противокоррозионных методов и средств, а также проанализировать имеющийся фактологический материал о противокоррозионной защите на нефтяном месторождении Каракудук.

На примере многолетней работы нефтепромысла нефтяного месторождения Каракудук, промышленная разработка которого началась в 1998 году согласно технологической схеме разработки, составленной институтом НИПИМунайгаз (город Актау, Республика Казахстан) в 1996 году, выполнен краткий обзор первостепенных причин коррозии нефтепромыслового оборудования и перечислен ряд существенных осложнений в работе нефтепромыслового оборудования, обусловленных коррозией. Рассмотрены наиболее значимые и действенные применяемые методы борьбы с коррозией. Последовательно приведены сведения об особенностях противокоррозионных мероприятий, проводимых на нефтяном месторождении Каракудук и нацеленных на предупреждение и уменьшение влияния коррозионных процессов на состояние ключевого нефтепромыслового оборудования различных систем: системы поддержания пластового давления, системы добычи, системы сбора и системы подготовки нефти. Описан порядок осуществления коррозионного контроля. Сделаны качественные выводы об эффективности мероприятий по противокоррозионной защите и даны рекомендации касательно выбора противокоррозионных методов и приемов.

Ключевые слова: коррозия, нефтепромысловое оборудование, система ППД, герметичность, защитное покрытие, солеотложение, ингибитор

Коррозия оборудования системы поддержания пластового давления (ППД)

Система ППД месторождения Каракудук основана на использовании альб-сеноманской воды, выкачиваемой из водозаборных скважин альб-сеноманского водоносного горизонта и затем закачиваемой в разрабатываемые нефтяные пласты с помощью нагнетательных скважин. На месторождении Каракудук альб-сеноманская вода — вода хлоркальциевого типа с минерализацией около 124 г/л и $\text{pH} = 6$ [1].

Промысловая практика применения альб-сеноманских вод в системе ППД на месторождении Каракудук, Узень, Кумколь, западносибирские нефтяные регионы и др. показала, что альб-сеноманские воды весьма агрессивны. Первые порывы начинают возникать на низконапорных водоводах спустя 1—2 года с введения этих водоводов в работу. Коррозия на внутренней поверхности труб носит локальный характер. Скорость коррозии, при отсутствии защитных мероприятий, доходит до 5 мм/год (согласно фактическим данным о сроках службы водоводов до появления первых порывов).

Основные факторы, вызывающие коррозию в системе ППД, следующие:

- 1) кислород, поступающий из воздуха;
- 2) песок, выносимый из водозаборных скважин;
- 3) соль, содержащаяся в воде системы ППД.

Кислород из воздуха попадает во внутреннее пространство труб различными путями: во-первых, вследствие негерметичности самой системы сбора и передачи воды; во-вторых, в результате захвата воздуха центробежными насосами при падении уровня воды в водозаборных скважинах; в-третьих, из-за неритмичной работы системы сбора и передачи воды.

В системе ППД планируется в качестве нагнетательной жидкости, помимо альб-сеноманской воды, использовать сточную воду нефтепромысла, количество которой будет возрастать по мере увеличения количества добываемой нефти [1; 2]. Пока трудно определить, чем будет ограничиваться коррозионная способность сточной воды, но следует ожидать, что присутствие растворенных газов в сточной воде, например, таких как сероводород, кислород или двуоксид углерода, усилит коррозионную активность сточной воды по отношению к металлу. Кроме того, возрастанию коррозионной активности способствует высокая температура.

Коррозия оборудования системы добычи, системы сбора и системы подготовки нефти

Каракудукские нефти легкие (плотность от 808 до 866 кг/м³), высокопарафинистые (от 4,2 до 22,3%, с температурой застывания от 8 до 29 °С), малосернистые (от 0,03 до 0,49%). По групповому углеводородному составу относятся к нафтеново-метановым. Температура нефтей в пластовых условиях заключена в пределах от 78 до 111 °С. Газонасыщенность имеет значения от 107 до 300 м³/т [1].

Пластовые воды высокоминерализованные (от 140 до 230 г/л), хлоркальциевого типа, с пластовой температурой от 104 до 110 °С. Плотность пластовых вод характеризуется значениями от 1055 до 1155 кг/м³. Значение рН пластовых вод находится в пределах от 4 до 6 [1].

Промысловой практикой установлено, что коррозия подземного оборудования добывающих скважин проявляется в первую очередь на насосно-компрессорных трубах (НКТ) и обсадных колоннах (ОК) [3]. Главные причины коррозии оборудования добывающих скважин такие:

- 1) значительная минерализация пластовой воды, добываемой попутно с нефтью (от 140 до 230 г/л);
- 2) механические примеси (преимущественно в виде песчинок);
- 3) высокая температура добываемой смеси флюидов (около 105 °С).

В ряду отрицательных последствий коррозии числятся:

1) потеря герметичности НКТ, что, в свою очередь, приводит к бесполезной энергозатратной внутрискважинной циркуляции добываемой смеси флюидов и, в особо тяжелых случаях, к обрыву колонны НКТ;

2) потеря герметичности обсадных колонн, способствующая крайне нежелательным перетокам между изначально разобщенными пластами;

3) порывы промысловых нефтепроводов, приводящие к образованию утечек жидких углеводородов и загрязнению окружающей среды.

Следует отметить, что многократные спускоподъемные операции (СПО) насосно-компрессорных труб (например, при проведении текущего и капитального ремонтов скважин) приводят к износу резьбовых соединений и, как следствие, к потере герметичности в местах соединения НКТ.

В ходе разработки месторождения могут возникать осложнения, связанные с отложениями неорганических солей. Отложения неорганических солей могут стать причиной нарушения стабильного режима добычи нефти. Наиболее подвержены осложнениям следующие технологические участки трех основных систем: в системе добычи нефти — призабойная зона пласта, НКТ, глубинные насосы, устьевая арматура; в системе внутринефтепромыслового сбора и передачи нефти — замерные устройства, запорная арматура, выкидные линии; в системе подготовки нефти и утилизации сточных вод — печи подогрева водонефтяных эмульсий, замерные устройства, перекачивающие насосы, водоводы. Отложения неорганических солей в нефтепромысловом оборудовании обусловлены рассолами, т.е. возникающими в пластовых условиях перенасыщенными растворами труднорастворимых солей, выпадающих в осадок при соответствующем изменении термобарических условий и гидрохимической обстановки.

В составе солевых отложений могут быть, в различных соотношениях, сульфаты и карбонаты кальция и магния. Химический анализ пластовой воды на выявление ионов бария не проводился, однако в водах многих месторождений Мангышлака отмечено наличие этого иона. В случае присутствия его в пластовой воде месторождения Каракудук, вероятно выпадение солей сульфата бария.

Мероприятия по противокоррозионной защите

Примеров нарушения герметичности обсадных колонн в зацементированных зонах существенно меньше, чем в незацементированных зонах, т.е. цементное кольцо хорошо предохраняет металл от коррозионного разрушения. Поэтому рекомендуется с самого начала строительства скважин поднимать уровень цементного раствора до устья и качественно выполнять цементаж.

Внутреннюю поверхность подъемных труб и линий нефтяных скважин защищают противокоррозионные покрытия, которые противостоят агрессивным средам с температурой 50—80 °С. В некоторых случаях, при отсутствии труб с внутренней изоляцией, защита обеспечивается ингибиторами коррозии. С помощью передвижных агрегатов периодически подают ингибитор в нефтяные скважины (в кольцевое пространство между обсадной колонной и подъемной трубой). Для этого между обсадной колонной и трубой (у башмака) предусмотрено пакерующее

устройство (манжета) с небольшим (3–7 мм) отверстием для выхода ингибитора. Поданный в скважину объем ингибитора представляет собой запас на 10–15 дней.

Необходимое количество ингибитора для обработки всей поверхности защищаемого оборудования, включая внутреннюю поверхность эксплуатационной колонны, наружную и внутреннюю поверхность подъемных труб, поверхность штанг, внутреннюю поверхность выкидной линии, рассчитывается по формуле:

$$P = qS,$$

где q — норма расхода ингибитора на 1 м^2 поверхности, $\text{кг}/\text{м}^2$; S — суммарная площадь поверхности защищаемого оборудования, м^2 .

В системе ППД по мере возможности применяют трубы с внутренней изоляцией (на основе полимерных покрытий). Если такой возможности нет, то для защиты используют ингибиторы коррозии.

Опасность коррозии уменьшается с помощью специальной подготовки воды до поступления ее в систему ППД, а именно, благодаря удалению из нее едких агрессивных газов, а также солей и песка. При этом наряду с такой подготовкой воды к закачке, применяют ингибиторы коррозии.

В межтрубном же пространстве водозаборных скважин коррозию предотвращают с помощью пакеров, пространство над которыми подлежит заполнению противокоррозионным раствором.

В интервале перфорации защита обсадных колонн водозаборных скважин обеспечивается или спуском труб из коррозионностойких материалов, или спуском труб с защитными покрытиями, или спуском цементируемых хвостовиков.

Проблема потери герметичности НКТ в местах резьбовых соединений устраняется применением специальных уплотнительных составов-герметиков для улучшения герметизации.

К методам по предотвращению отложений неорганических солей относятся:

1) селективная изоляция и/или ограничение притока воды в добывающих скважинах;

2) ликвидация нарушений в цементном кольце и обсадной колонне;

3) обработка воды ингибиторами солеотложений.

Процесс ингибирования осуществляется двумя способами:

1) постоянным поступлением ингибитора в поток добываемой жидкости;

2) периодической (с интервалом в 3–6 месяцев) поставкой ингибитора в призабойную зону скважин.

Наиболее эффективным и экономичным методом предотвращения отложений неорганических солей является метод ингибирования химическими веществами, небольшие добавки которых (в количестве 0,0005–0,005% от веса добываемой смеси пластовых флюидов) замедляют процесс кристаллизации солей на поверхности оборудования.

В качестве ингибиторов солеотложений наибольшее применение нашли фосфорорганические соединения типа SP-203; СНПХ-5301 (РД 39-0148332-007ВНИИ-86); корексит-7647 (РД 39-1-219-79) — полимер с низким молекулярным весом. Однако могут быть использованы новые, более эффективные, экономически вы-

годные ингибиторы солеотложений успешно прошедшие лабораторные и опытно-промышленные испытания.

Для удаления солеотложений предлагается обработка скважин соляной кислотой. А также удаление солеотложений эмульсиями, успешно прошедшими опытно-промышленные испытания.

Коррозионный контроль

Состояние оборудования и трубопроводных коммуникаций оцениваются на основе технического диагностирования и специальных методов обнаружения коррозии. Исходя из характера коррозии, выбирается набор методов по ее обнаружению. В итоге удается качественно и количественно оценить коррозионные проявления.

Наблюдение за работой различных трубопроводных коммуникаций (водоводов низкого и высокого давления, газопроводов, нефтепроводов) осуществляется в ходе ревизий, проведение которых регламентируется особым документом — «Правила безопасности при сборе, подготовке и транспортировке нефти и газа на предприятиях нефтяной промышленности».

Методы неразрушающего контроля и порядок их применения выбираются в каждом случае с учетом таких факторов, как возможности средств технической диагностики, разрешающая способность методов контроля, выявляемость дефектов и производительность контроля.

Коррозионный контроль оборудования и трубопроводов выполняется в местах наиболее подверженных коррозионному воздействию. Это зона верхней и нижней образующей, где возможна концентрация влаги и возможно скопление минерализованной водной фазы и шлама; зона раздела фаз «газ-жидкость», где коррозионный процесс развивается достаточно интенсивно и имеет специфическое проявление; места резких поворотов труб, где возможен эрозионно-коррозионный износ [1].

Основные методы контроля состояния внутрипромысловых трубопроводов следующие: техническое освидетельствование; визуально-измерительный контроль (ВИК) с применением оптических и линейно-измерительных приборов; ультразвуковая толщинометрия (УЗТ); радиографический метод (РГМ).

Контроль скорости коррозии подразумевает использование приборов по определению скорости коррозии (коррозионно-индикаторные установки, коррозиметры), а также использование толщиномеров и водородных зондов (при процессах сульфат-редукции). Скорость коррозии контролируется в пунктах наблюдения, оснащенных датчиками и вторичными приборами контроля.

Выводы

Необходимость своевременного проведения противокоррозионных мероприятий подтверждается снижением количества аварийных ситуаций и увеличением срока стабильной работы нефтепромыслового оборудования. Хотя сами противокоррозионные мероприятия образуют немалую статью расходов, отказ от таких мероприятий неизбежно приведет к еще большим расходам, сопряженным с ре-

монтажными работами и заменой оборудования. Для оценки состояния нефтепромыслового оборудования необходимо регулярно выполнять коррозионный контроль. Причем, в целях минимизации расходов, коррозионный контроль должен осуществляться лишь в местах наиболее подверженных коррозионному воздействию.

На нефтяном месторождении Каракудук наибольшую коррозионную опасность представляют такие явления как солеотложение, высокая температура, механические примеси. Наиболее эффективными средствами противокоррозионной защиты оказались специальные защитные покрытия труб и впрыскиваемые ингибиторы коррозии. В качестве ингибиторов солеотложений наибольшее применение нашли фосфорорганические соединения типа SP-203; СНПХ-5301 (РД 39-0148332-007ВНИИ-86); корексит-7647 (РД 39-1-219-79).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- [1] *Шудабаяев Р.К.* Уточненный проект разработки нефтяного месторождения «Каракудук». 2011. ТОО «Каракудукмунай».
- [2] Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых — утверждены постановлением правительства РК от 10.02.2011 № 123.
- [3] *Лиматудинов Ш.К.* Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. М.: Недра, 1983.

© Серебряков А.Н., Мотузов И.С., 2017

История статьи:

Дата поступления в редакцию: 3 марта 2017

Дата принятия к печати: 17 марта 2017

Для цитирования:

Серебряков А.Н., Мотузов И.С. Коррозия нефтепромыслового оборудования и мероприятия по противокоррозионной защите на нефтяном месторождении Каракудук (Западный Казахстан) // Вестник Российского университета дружбы народов. Серия «Инженерные исследования». 2017. Т. 18. № 2. С. 174–181.

Сведения об авторах:

Серебряков Александр Николаевич, студент магистратуры департамента Геологии, горного и нефтегазового дела инженерной академии Российского университета дружбы народов. *Сфера научных интересов:* нефтегазовая геология, разработка нефтяных и газовых месторождений, полевая разведочная геофизика, аэрогеофизика. *Контактная информация:* e-mail: serebryakov.alexander2013@gmail.com

Мотузов Иван Сергеевич, ассистент департамента «Геологии, горного и нефтегазового дела» инженерной академии Российского университета дружбы народов. *Сфера научных интересов:* геологическое моделирование залежей нефти и газа, проблема образования конденсата на ранних стадиях катагенеза органического вещества, производство и накопление электроэнергии на скважине. *Контактная информация:* e-mail: motuzovis@yandex.ru

CORROSION OF OILFIELD EQUIPMENT AND ANTICORROSION TECHNIQUES APPLIED ON THE KARAKUDUK OILFIELD (WESTERN KAZAKHSTAN)

A.N. Serebryakov, I.S. Motuzov

Peoples' Friendship University of Russia (RUDN University)
Miklukho-Maklaya str., 6, Moscow, Russia, 117198

The article delves into the modern problem of oilfield equipment corrosion and anticorrosion techniques. The authors of the article pursued the goal of generalisation of amassed data and information about problems and perspectives of anticorrosion techniques; and tried to analyse current factual material about anticorrosion protection of the Karakuduk oilfield equipment.

On the basis of multiyear functioning of the Karakuduk oilfield facility, from the beginning of commercial production in 1998, planned by NIPImunaigaz Research Institute (Aktau, the Republic of Kazakhstan) in 1996, a brief overview on primary causes of oilfield equipment corrosion was made and an array of substantial implications in the functioning of oilfield equipment caused by corrosion was pointed out.

The most preeminent and effective applicable anticorrosion techniques were scrutinised. Some information about peculiar features of anticorrosion operations carried out on the Karakuduk oilfield and designed for the anticipation and deflation of the influence of corrosive processes on the key oilfield equipment of various systems: the reservoir pressure maintenance system, the oil production system, the oil gathering system, and the oil treatment system, was sequentially presented. The order of corrosion control was described. Qualitative conclusions about the effectiveness of anticorrosion preemptive measures were made; also some recommendations concerning the choice of anticorrosion techniques were given.

Key words: corrosion, oilfield equipment, reservoir pressure maintenance system, hermeticity, protective cover, scale deposits, inhibitor

REFERENCES

- [1] Shudabaev R.K. Utochnennyi proekt razrabotki neftyanogo mestorozhdeniya «Karakuduk». 2011. TOO «Karakudukmunai». (in Russ.).
- [2] Edinye pravila po ratsional'nomu i kompleksnomu ispol'zovaniyu nedr pri razvedke i dobyche poleznykh iskopaemykh (ordinance № 123 issued by the government of the Republic of Kazakhstan on the 10th of February 2011). (in Russ.).
- [3] Gimatudinov Sh.K. Spravochnoe rukovodstvo po proektirovaniyu razrabotki i ekspluatatsii neftnykh mestorozhdenii. M.: Nedra, 1983. (in Russ.).

Article history:

Received: 3 March 2017

Accepted: 17 March 2017

For citation:

Serebryakov A.N., Motuzov I.S. (2017) Corrosion of oilfield equipment and anticorrosion techniques applied on the Karakuduk oilfield (Western Kazakhstan). *RUDN Journal of Engineering Researches*, 18(2), 174–181.

Bio Note:

Serebryakov Alexandr, Postgraduate Student, Department of Geology, Mining and Petroleum Engineering, Engineering Academy, Peoples' Friendship University of Russia (RUDN University).

Research interests: Petroleum Geology, Oil and Gas Fields Development, Exploration Geophysics, Airborne Geophysics. *Contact information:* e-mail: serebryakov.alexander2013@gmail.com

Motuzov Ivan, Assistant Professor of the Department of Geology, Mining and Petroleum Engineering, Engineering Academy, Peoples' Friendship University of Russia (RUDN University).

Research interests: geological modeling of oil and gas reservoirs, issue on gas-condensate generation at early stage of organic matter catagenesis, energy generation and storage at well site. *Contact information:* e-mail: motuzovis@yandex.ru