

Влияние термохимических обработок скважин с целью удаления парафиноотложений на коррозию нефтепромыслового оборудования

В.К. Миллер

инженер 1 кат. ОМТП
VKMiller@udmurtneft.ru

Н.С. Булдакова

к.х.н., инженер 2 кат. ОМТП
NSBuldakova@udmurtneft.ru

О.А. Овечкина

заместитель директора по ИД
OAOvchikina@udmurtneft.ru

Л.Г. Тощевиков

Ведущий инженер ГКМ
LGToshevnikov@udmurtneft.ru

ЗАО «Ижевский нефтяной научный центр»,
Ижевск, Российская Федерация

Утяжеленный углеводородный состав нефти (повышенное содержание парафинов, смол и асфальтенов) и обводненность добываемой продукции обуславливают присутствие осложняющего добычу фактора — образование асфальтосмолопарафиновых отложений. С целью удаления отложений в нефтепромысловом оборудовании широко применяются термохимические обработки скважин, для проведения которых используется горячая пресная вода, оказывающая влияние на коррозионные процессы металлического оборудования за счет присутствия повышенного содержания растворенного кислорода.

Длительная эксплуатация нефтяных месторождений, применение системы заводнения пластов пресной и подтоварной водой сопровождаются снижением пластовой температуры, утяжелением углеводородного состава нефти и обводнением продукции скважин. Перечисленные факторы вызывают целый ряд осложнений технологического характера, одним из которых является образование асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) на стенках нефтепромыслового оборудования (НПО) и трубопроводов. Формирование отложений способствует снижению производительности и эффективности работы скважины, приводит к выходу из строя НПО и, соответственно, требует поиска оптимальных методов борьбы с ними.

Применительно к месторождениям ОАО «Удмуртнефть» для удаления уже сформировавшихся парафиноотложений в процессе добычи обводненной нефти, и повышения качества процессов нефтедобычи наиболее широко применяются термохимические обработки (ТХО) скважин, выкидных линий и трубопроводов, основанные на физико-химическом воздействии на АСПО. Особенно эффективен данный вид обработок в случае удаления высокоплавок высокомолекулярных отложений парафинового типа, наиболее характерных для большинства месторождений общества, когда применение углеводородных растворителей не обеспечивает требуемого уровня растворяющей способности [1, 2].

ТХО представляет собой технологическую операцию, в ходе которой применяются водные растворы ПАВ, при этом под воздействием горячей воды осуществляется расплавление АСПО, а специальные моющие реагенты обеспечивают отмыв отложений и создание однородной дисперсии, что препятствует повторному осаждению АСПО на стенках оборудования [3]. Во избежание возможных осложнений, связанных с процессами осадкообразования при контакте подтоварной и пластовой вод, для приготовления рабочего раствора реагента используется пресная вода. При этом последовательность проведения технологической операции по удалению АСПО с помощью ТХО состоит из стадий закачки расчетного объема рабочего раствора в затрубное пространство добывающей скважины при работающем насосе, на минимальной скорости подачи насосного агрегата, и последующей закачки двукратного объема промывочной жидкости (горячей

пресной воды без реагента) [4]. Учитывая тот факт, что данная вода содержит в среднем 4,7–5,8 мг/дм³ растворенного кислорода, являющегося коррозионно-агрессивным компонентом, соответственно, при проведении обработки возможно дополнительное коррозионное воздействие на металл оборудования как рабочим раствором ТХО, так и последующими промывочными жидкостями. Помимо этого осуществляется поступление в систему растворенного кислорода при контакте пресной воды с попутно-добываемой с последующим продвижением кислородсодержащей смеси по системе нефтесбора, поскольку в ходе проведения ТХО отбора и утилизации отработанного раствора и промывочных жидкостей не происходит. Следовательно, в условиях добычи и перекачки коррозионно-агрессивных сред месторождений ОАО «Удмуртнефть», обусловленных присутствием в пластовой воде растворенных газов (H₂S, CO₂) и сульфатоввосстанавливающих бактерий [5], дополнительное появление кислорода может способствовать повышению скорости коррозии стали, увеличивая вероятность предварительного отказа НПО, а также порыва выкидных линий или трубопроводов.

С целью установления возможного влияния ТХО проведен ряд лабораторных экспериментов, моделирующих непосредственный контакт металла с пресной водой и рабочим раствором реагента. Помимо этого имитировалось воздействие сероводородсодержащей пластовой воды, разбавленной пресной водой, поступающей в систему нефтесбора после проведения обработки с итоговым содержанием кислорода 1,7 мг/дм³ (концентрация O₂ в пресной воде до разбавления — 5,1 мг/дм³). В качестве пластовой воды использовалась модельная вода Мишкинского месторождения скв. 744 с содержанием сероводорода 80 мг/дм³ (таб. 1).

Для снижения негативного влияния пресной воды дополнительно была оценена возможность применения антикоррозионной химии как добавки к воде и рабочему раствору ТХО. В качестве реагентов были протестированы применяемые на месторождениях ОАО «Удмуртнефть» ингибитор коррозии-бактерицид СНПХ-1004Р, ингибитор коррозии АЛЬ-ПАН и поглотитель кислорода СОНОКС-1601. Концентрации ингибиторов выбраны в соответствии с используемыми рабочими дозировками реагентов на нефтяных месторождениях компании, концентрация поглотителя кислорода рассчитывалась согласно содержанию растворенного кислорода в рабочей пробе.

Критерием оценки являлось определение скорости коррозии гравиметрическим методом с использованием металлических образцов и расчет эффективности используемых реагентов [6].

Компонентный состав, мг/дм³

Mg ²⁺	Na ⁺	Ca ²⁺	Cl ⁻	HCO ₃ ⁻	SO ₄ ²⁺
901	14167	2600	28415	644	485

Таб. 1 — Модель пластовой воды Мишкинского месторождения скв. 744

В статье рассматривается оказываемое воздействие применяемой пресной воды на скорость коррозии при моделировании непосредственной обработки скважины, так и последующего контакта оборудования системы нефтесбора с кислородсодержащей пластовой водой. На основании полученных результатов предложена оптимизация проведения термохимических обработок для снижения коррозионного воздействия пресной воды.

Материалы и методы

Гравиметрический метод определения защитного действия ингибиторов коррозии.

Ключевые слова

осложнения при добыче нефти, асфальтосмолопарафиновые отложения, термохимические обработки скважин, коррозия, ингибитор коррозии, поглотитель кислорода, антикоррозионная защита оборудования

Скорость коррозии ($V_{кор}$) в мм/год вычисляли по формуле:

$$V_{кор} = \frac{m_1 - m_2}{S \cdot \tau} \cdot 1,12$$

где m_1 — масса образца до испытания, г; m_2 — масса образца после испытания, г; S — площадь поверхности образца, м²; τ — время испытания, ч.

Эффективность (Z) в процентах рассчитывали по формуле:

$$Z = \frac{m_1 - m_2}{m_3} \cdot 100$$

где m_1 — потеря массы образца после испытания в неингибированной среде, г; m_2 — потеря массы образца после испытания в ингибированной среде, г; m_3 — потеря массы образца после травления и обработки, г.

Полученные результаты лабораторных испытаний представлены в таб. 2.

Горячая пресная вода демонстрирует высокую скорость коррозионного разрушения металла, за счет протекающей кислородной коррозии, полученные значения практически в 2,7 раза превышают скорость коррозии стали в условиях добычи и перекачки минерализованной сероводородсодержащей пластовой воды. При контакте попутно-добываемой воды с пресной, сопровождающимся насыщением первой растворенным кислородом, наблюдается увеличение скорости коррозии.

Добавление в пресную воду антикоррозионной химии позволяет снизить оказываемое негативное воздействие, причем наибольшая ингибиторная защита наблюдается в случае применения поглотителя кислорода.

Ингибирование кислородсодержащей агрессивной промысловой жидкости с рабочей дозировкой ИК СНПХ-1004Р 25 мг/дм³, установленной для бескислородных сред,

недостаточно эффективно и позволяет снизить скорость коррозии только до уровня скорости коррозии исходной пластовой воды (0,110 мм/год). Введение в систему ингибитора кислородной коррозии марки АЛЬПАН в концентрации 50 мг/дм³ оказывает незначительное влияние на снижение скорости коррозии металлических образцов. Применение поглотителя кислорода СОНОКС-1601 позволяет снизить скорость коррозии стальных образцов, но эффективность реагента составляет всего лишь 66,7%.

Одновременное введение в систему с пресной водой поглотителя кислорода СОНОКС-1601 и ингибитора коррозии СНПХ-1004Р позволяет достичь приемлемого уровня эффективности защиты (более 90%).

Дальнейшие экспериментальные исследования проводились с целью оптимального подбора технологических операций и выдачи рекомендаций по проведению ТХО нефтяных скважин. В качестве рабочего раствора ТХО использовался 7% раствор ингибитора парафиноотложений марки НРХ в пресной воде, применяемый на текущий момент на промысле для проведения данного вида работ. На I этапе рабочий раствор реагента предварительно нагревали до 80°С в закрытой емкости без доступа кислорода и вводили расчетное количество поглотителя кислорода СОНОКС-1601 в товарной форме. Металлические пластины погружали в полученную систему и выдерживали при температуре 55°С при постоянном перемешивании в течение 1 часа, тем самым имитируя термохимическую обработку скважины. На II этапе образцы доставали из раствора ТХО с последующим погружением их в горячую пресную воду, предварительно нагретую до 80°С. Дозировали необходимое количество реагентов СНПХ-1004Р и СОНОКС-1601 и термостатировали при 55°С в течение 1 часа, моделируя последующее воздействие на глубинно-насосное оборудование промысловых жидкостей. На III этапе металлические пластины погружали на 6 часов в модельную пластовую воду, имитируя последующее после обработки продвижение по внутрискважинному оборудованию добываемой жидкости. Сравнительные эксперименты проводили при варьировании последовательности введения реагентов и их сочетания, в каждом случае определяли скорость коррозии металлического образца, полученные данные представлены в таб. 3.

Комплексное применение поглотителя кислорода в сочетании с ингибитором коррозии позволяет значительно снизить скорость коррозии стали, по сравнению с неингибируемыми растворами. Использование только поглотителя кислорода СОНОКС-1601 позволяет получить удовлетворительный результат, снизив скорость коррозии в 2 раза. Однако совместное использование двух реагентов нам представляется более рациональным, с той точки зрения, что ингибитор сероводородной коррозии обеспечивает пролонгированную защиту оборудования, что позволяет в одной обработке сочетать две различные технологические операции, и сократить последующие периодические механизированные антикоррозионные обработки скважин.

На основании установленных закономерностей, была определена последовательность технологических операций, позволяющая повысить эффективность антикоррозионной

Наименование пробы	Дозировка реагента, мг/дм ³			Скорость коррозии, мм/год	Эффективность, %
	Ингибитор коррозии-бактерицид СНПХ-1004Р	Ингибитор коррозии АЛЬПАН	Поглотитель кислорода СОНОКС-1601		
Горячая пресная вода	-	-	-	0,295	-
	25	-	-	0,138	53,2
	-	50	-	0,273	7,45
	-	-	65	0,057	80,7
Модель пластовой воды	-	-	-	0,110	-
	25	-	-	0,011	90,0
	-	50	-	0,087	20,9
Модель пластовой воды, разбавленная пресной водой в соотношении 2:1	-	-	-	0,240	-
	25	-	-	0,110	54,2
	-	-	20	0,080	66,7
	25	-	20	0,014	94,2
-	50	-	0,188	24,5	

Таб. 2 — Влияние горячей пресной воды на скорость коррозии металлических образцов и эффективность антикоррозионной защиты при проведении ТХО

Предварительная подготовка пластин		Скорость коррозии, мм/год
I этап (1 час, температура 60°С)	II этап (1 час, температура 60°С)	
Раствор ТХО	Пресная вода	0,545
Раствор ТХО	Пресная вода + СНПХ-1004Р (100 мг/дм ³)	0,514
Раствор ТХО + СОНОКС-1601 (15,1 мг/дм ³)	Пресная вода + СОНОКС-1601 (65 мг/дм ³)	0,263
Раствор ТХО + СОНОКС-1601 (15,1 мг/дм ³)	Пресная вода + СНПХ-1004Р (100 мг/дм ³) + СОНОКС-1601 (65 мг/дм ³)	0,300

Таб. 3 — Моделирование коррозионного процесса

защиты глубинно-насосного оборудования при проведении ТХО скважин для удаления парафиноотложений:

- осуществлять подачу поглотителя кислорода с концентрацией 65–70 г/м³ в чистую пресную воду, до приготовления рабочего раствора ТХО;
- добавлять в последнюю промывочную жидкость ингибитор коррозии с концентрацией 100 г/м³;

Таким образом, на основании проведенных экспериментов установлено, что одни технологические операции, для борьбы с осложняющими добычу факторами могут способствовать усилению негативного влияния других видов осложнений. Поэтому, применение в подобных случаях комплексных технологий и использование полифункциональных технологических жидкостей позволит в рамках проведения одного вида обработки достигнуть целого спектра положительных результатов.

Итоги

Предложена последовательность технологических операций, позволяющая повысить

эффективность антикоррозионной защиты глубинно-насосного оборудования при проведении термохимических обработок скважин для удаления парафиноотложений.

Выводы

1. При проведении термохимических обработок скважин с целью удаления парафиноотложений резко возрастает скорость коррозии нефтепромыслового оборудования.
2. Использование поглотителя кислорода в процессе термохимических обработок позволяет понизить агрессивность подаваемой жидкости.
3. Совместное применение поглотителя кислорода и ингибитора сероводородной коррозии снижает коррозионные процессы и обеспечивает пролонгированную защиту нефтепромыслового оборудования.

Список литературы

1. Иванова Л.В., Миллер В.К., Кошелев В.Н. Целенаправленный выбор эффективных удалителей асфальтосмолопарафиновых отложений из высоковязких нефтей

Удмуртии // Технологии нефти и газа. 2012. №6 (83). С. 8–12.

2. Миллер В.К., Иванова Л.В., Михайлова О.Л. Исследование состава и путей использования асфальтосмолопарафиновых отложений – твердых нефтяных отходов добычи нефти // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. 2014. №6. С. 16–22.
3. Каменщиков Ф.А. Тепловая депарафинизация скважин М.-Ижевск: Регулярная и хаотическая динамика, 2005. 254 с.
4. Технический Регламент «По борьбе со скважинными осложнениями». Ижевск: Удмуртнефть, 2014. 119 с.
5. Тоцевиков Л.Г., Миллер В.К., Садюков Э.Е., Назаров Д.А. Решение проблемы коррозии ГНО малодобитного фонда скважин // Экспозиция Нефть Газ. 2015. №5 (44). С. 39–42.
6. ФР.1.31.2005.01710. МВИ Ингибиторы коррозии. Определение защитного действия гравиметрическим методом. Казань: Напор, 2005. 13 с.

Influence of thermo-chemical treatment of wells to remove paraffin corrosion of oilfield equipment

UDC 622.276

Authors:

Veronika K. Miller — 1 category engineer; VKMiller@udmurtneft.ru

Nadezhda S. Buldakova — Ph.D., 2 category engineer; NSBuldakova@udmurtneft.ru

Olga A. Ovechkina — deputy director for production engineering; OAOvechkina@udmurtneft.ru

Lev G. Toshevnikov — lead engineer; LGToshevnikov@udmurtneft.ru

JSC «Izhevsk Oil Research Center», Izhevsk, Russian Federation

Abstract

Weighted hydrocarbon composition of oil (high content of waxes, resins and asphaltenes) and water cut due to the presence complicates the production factor — the formation of asphaltene deposits. In order to remove deposits in the oilfield equipment widely used thermo-chemical treatment of wells, which is used for hot fresh water, influence the corrosion processes metal equipment by the presence of high dissolved oxygen. The article discusses the impact is applied fresh water on the corrosion rate in modeling the immediate processing of the well, and subsequently contacting the oil gathering system equipment with oxygen-containing formation water. Based on the results of the proposed optimization

thermochemical treatments to reduce the corrosive effect of fresh water.

Materials and methods

Gravimetric method for determining the protective action of corrosion inhibitors.

Results

A sequence of process steps allowing increasing the effectiveness of corrosion protection of downhole pumping equipment during the thermochemical treatment of wells to remove paraffin.

Conclusions

1. In carrying out the thermochemical treatment of wells to remove paraffin

dramatically increases the rate of corrosion of oilfield equipment.

2. The use of an oxygen scavenger during the thermochemical treatment allows to reduce the aggressiveness of the liquid medium.
3. The combined use of an oxygen scavenger and corrosion inhibitor reduces the hydrogen sulfide corrosion processes and provides prolonged protection of oilfield equipment.

Keywords

complications for oil, asphaltene deposits, wells thermochemical processing, corrosion, corrosion inhibitor, oxygen scavenger, corrosion protection equipment

References

1. Ivanova L.V., Miller V.K., Koshelev V.N. *Tselenapravlenyy vybor effektivnykh udaliteley asfal'tosmoloparafinovyykh otlozheniy iz vysokov'yazkikh neftey Udmurtii* [Selection of an efficient asphaltene-resin-paraffin deposits removal agent in relation to udmurtian high-viscous crudes]. Oil and gas technologies, 2012, issue 6 (83), pp. 8–12.
2. Miller V.K., Ivanova L.V., Mikhaylova O.L. *Issledovanie sostava i putey ispol'zovaniya asfal'tosmoloparafinovyykh otlozheniy – tverdyykh neftyanykh otkhodov dobychi nefi*

[Research into composition and methods of application of APPD - oil production solid petroleum waste]. *Zashhita okruzhajushhej sredy v neftegazovom komplekse*, 2014, issue 6, pp. 16–22.

3. Kamenshnikov F.A. *Teplovaya deparafinizacija skvazhin* [Heat paraffin removal of wells]. Moscow-Izhevsk: *Reguljarnaja i haoticheskaja dinamika*, 2005, 254 p.
4. Technical regulations. *Po bor'be so skvazhinnyimi oslozhenijami* [In the struggle with downhole complications]. Izhevsk: *Udmurtneft'*, 2014, 119 p.

5. Tshchevnikov L.G., Miller V.K., Sadiokov E.E., Nazarov D.A. *Reshenie problemy korrozii GNO malodebitnogo fonda skvazhin* [The solution on corrosion problem of downhole pumping equipment marginal wells]. Exposition Oil Gas, 2015, issue 5(44), pp. 39–42.
6. ФР.1.31.2005.01710. *MVI Ingibitory korrozii. Opredelenie zashhitnogo dejstvija gравиметрическим методом* [Corrosion inhibitors. Determination of the protective action of the gravimetric method] Kazan': *Napor*, 2005, 13 p.