

УДК 622.276.04

А.В. Бриков¹, e-mail: Alexander.Brikov@sakhalinenergy.ru; А.Н. Маркин²¹ Филиал компании «Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд.» в г. Южно-Сахалинске (Южно-Сахалинск, Россия).² Институт химии Дальневосточного отделения Российской академии наук (Владивосток, Россия).

Использование реагентов нефтепромысловой химии в условиях морских нефтегазодобывающих объектов

При подготовке нефти и воды для поддержания пластового давления (ППД) на морских объектах добычи нефти и газа предприятия сталкиваются с рядом проблем, таких как образование устойчивых водонефтяных эмульсий, отложение солей в системах подготовки нефти и воды ППД, микробиологическая коррозия оборудования, вызываемая деятельностью различных бактерий, в том числе сульфатовосстанавливающих (СВБ). Еще одним фактором жизнедеятельности бактерий, в значительной степени влияющим на процесс подготовки нефти и воды ППД, является образование биопленки. Образование биопленки приводит к закупориванию фильтров на линии всасывания насосов, массообменных тарелок деаэрационных колонн, а также, накапливаясь в сепараторах, может затруднить процесс подготовки нефти из-за образования межфазного слоя, препятствующего отделению нефти от воды.

Эти проблемы могут быть эффективно решены применением реагентов нефтепромысловой химии. Так, проблемы образования водонефтяных эмульсий эффективно решаются применением демульгаторов, скорость отложения солей в значительной степени замедляется при использовании ингибиторов солеотложений, а снижение количества бактерий в оборудовании достигается путем проведения регулярных биоцидных обработок.

Для предотвращения кислородной коррозии оборудования системы ППД на морских объектах добычи нефти и газа эффективно применяются поглотители кислорода, а для замедления закисления пластов, часто наблюдающегося при использовании технологии заводнения с применением морской воды, в воду ППД добавляется нитрат кальция. Одним из важнейших факторов в обеспечении эффективности применения реагентов нефтепромысловой химии является соблюдение установленных норм закачки. Для достижения заданных норм рекомендовано проведение ряда мероприятий, направленных на улучшение процесса закачки реагентов.

Ключевые слова: нефть, газ, морская платформа, реагенты, нефтепромысловая химия.

.....

A.V. Brikov¹, e-mail: Alexander.Brikov@sakhalinenergy.ru; A.N. Markin²

¹ Sakhalin Energy Investment Company, Ltd. Yuzhno-Sakhalinsk Branch (Yuzhno-Sakhalinsk, Russia).

² Institute of Chemistry, FEB RAS (Vladivostok, Russia).

Use of production chemicals at offshore oil and gas platforms

During crude oil processing and injection water treatment at offshore platforms operators often encounter issues such as: stable oil and water emulsions, mineral scale deposition in crude oil processing and water injection systems, corrosion induced by different types of bacteria including sulfate reducing bacteria (SRB). One more aspect of bacterial activity significantly impacting crude oil processing and injection water treatment is biofilm generation. The biofilm causes blockage of pumps suction strainers, mass-transfer plates of deaeration columns. Also biofilm accumulating in separators at oil/water interface hampers separation.

Problems mentioned could be effectively resolved by application of production chemicals. Thus, oil/water emulsion could be broken by injection of demulsifiers, scale deposition could be inhibited by special reagents called scale inhibitors, bacterial population could be controlled by regular biocide treatment.

In order to prevent oxygen corrosion of injection water system equipment at offshore oil and gas platforms oxygen scavengers are effectively applied. For delaying of reservoir souring which is commonly observed at fields where waterflooding is applied as improved oil recovery technique calcium nitrate is injected into water.

One of the main factors in maintaining of production chemicals efficacy is obeying established injection rates. In order to reach injection targets it is recommended to conduct number of actions for chemicals injection process improvement.

Keywords: oil, gas, offshore platform, chemicals, production chemistry.

Пильтун-Астохское нефтяное месторождение было открыто в 1986 г. По величине запасов месторождение относится к крупным, имеет протяженность около 35 км и ширину порядка 5–10 км. Месторождение расположено на северо-восточном шельфе о-ва Сахалин, на широте южного окончания залива Астох, на расстоянии 11–14 км от береговой линии к востоку от южной оконечности Пильтунского залива между месторождением Одопту-море на севере и месторождением Аркутун-Даги на юге. Разработка месторождения ведется в рамках проекта «Сахалин-2» [1].

В целях оптимальной разработки на месторождении выделено два участка: Астохский и Пильтунский. На Астохском участке установлена платформа «Пильтун-Астохская-А» (ПА-А), на Пильтунском – «Пильтун-Астохская-Б» (ПА-Б) [2].

Платформа ПА-Б представляет собой буровую и добывающую платформу гравитационного типа, на которой добывают, подготавливают и отгружают нефть и попутный газ Пильтунского участка месторождения на береговой технологический комплекс (БТК).

Принципиальная схема подготовки нефти, подтоварной воды и воды для поддержания пластового давления (ППД) приведена на рисунке 1. Продукция добывающих скважин поступает в трехфазный сепаратор 1, предназначенный для отделения основного количества газа и воды. Далее поток, проходя через теплообменник 2, нагревается до 60 °С и подается в двухфазный сепаратор 3 низкого давления для удаления растворенных газов. Удаление воды из нефти для получения нефти товарного качества (концентрация $H_2O < 0,5\%$ объемн.) осуществляется в электродегидраторе 4 (ЭДГ).

Подтоварная вода из сепаратора 1 и ЭДГ 4 подается в двухфазный сепаратор 5 для удаления остатков углеводородов и растворенного газа. Из сепаратора 5 вода, смешиваясь с подготовленной морской водой, подается во всасываю-

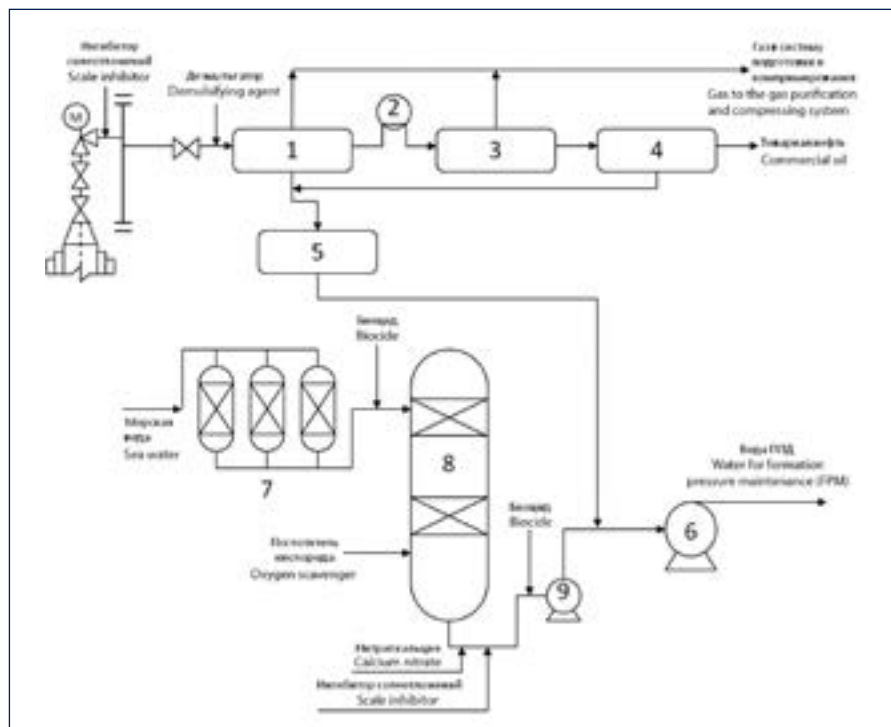


Рис. 1. Принципиальная схема технологического процесса платформы ПА-Б
Fig. 1. Schematic diagram of the platform "Piltun-Astokhskaya-B" (PA-B) process

щую линию насоса высокого давления 6 заправки воды ППД.

Для подготовки воды ППД морская вода проходит через систему фильтров 7 с послойной загрузкой активированного угля и пиролюзита, где происходит удаление 96% частиц размером >10 мкм. Подготовленная вода подается в деаэрационную колонну 8, где для снижения скорости кислородной коррозии кислород удаляют до концентрации <10 мг/л. После этого вода направляется во всасывающую линию дожимного насоса 9, который служит для обеспечения достаточного давления на всасывающей линии насоса высокого давления 6. Для обеспечения качества подготавливаемой нефти, подтоварной воды и воды ППД, а также для поддержания надежной эксплуатации различных элементов производства на платформе применяют реагенты нефтепромысловой химии, а именно: деэмульгатор, ингибитор солеотложений, биоцид, поглотитель кислорода и нитрат кальция.

При добыче нефти одной из наиболее часто встречающихся проблем является образование устойчивых эмульсий, приводящее к увеличению как содержания воды в товарной нефти, так и содержания нефти в подтоварной воде. Еще более остро проблема образования водонефтяных эмульсий стоит при морской добыче и подготовке нефти, где общее время сепарации редко превышает 15–20 минут.

На платформе ПА-Б деэмульгатор подают перед сепаратором 1 (рис. 1). Об эффективности применения реагента судят по результатам анализа проб товарной нефти на концентрацию воды. Дополнительно, по данным уровнемеров, контролируют уровень эмульсионного слоя в сепараторах и ЭДГ. Недостаточная концентрация деэмульгатора приводит к увеличению концентрации воды в товарной нефти, а также к увеличению концентрации нефти в подтоварной воде до уровней выше 200 мг/л. Передозировка деэмульгатора обычно

Ссылка для цитирования (for citation):

Бриков А.В., Маркин А.Н. Использование реагентов нефтепромысловой химии в условиях морских нефтегазодобывающих объектов // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2016. № 7–8. С. 52–56.

Brikov A.V., Markin A.N. Use of production chemicals at offshore oil and gas platforms (In Russ.). Territorija «NEFTEGAZ» = Oil and Gas Territory, 2016, No. 7–8, pp. 52–56.



Рис. 2. Солеотложения в насосе высокого давления системы ППД платформы ПА-Б
Fig. 2. Scaling the high-pressure pump of FPM system of PA-B platform



Рис. 3. Солеотложения в клапане трубопровода системы подтоварной воды платформы ПА-Б
Fig. 3. Scaling in the pipeline valve of produced water system at PA-B platform

не представляет серьезной угрозы, если только фактическая его концентрация не превышает указанную в 10 раз или более. При большой передозировке деэмульгатор может стабилизировать или создать эмульсию и, таким образом, увеличить концентрацию воды в товарной нефти.

На основании данных об ионном составе водной фазы продукции добывающих скважин с использованием программного обеспечения OLI Analyzer Studio, Version 3 был проведен расчет тенденции к солеотложению для подтоварной воды месторождения. Расчет

показал, что в системе подготовки нефти и ППД возможно образование солей $BaSO_4$, $CaSO_4$ и $CaCO_3$. Данные расчета нашли подтверждение при проведении ремонтных работ на насосе высокого давления 6 системы ППД (рис. 1) и клапане, установленном на линии системы подтоварной воды. Внутренние части насоса (рис. 2) и клапана (рис. 3) были покрыты отложениями, состоящими в основном из $CaCO_3$ и $BaSO_4$.

Поскольку положительный прогноз образования солеотложений был подтвержден реальными наблюдениями, на платформе ПА-Б была начата закачка

ингибитора солеотложений (ИС) как в систему ППД, так и в систему подготовки нефти для предотвращения образования отложений в поверхностном оборудовании. Точка ввода ИС в систему ППД находится после деаэрационной колонны 8 (рис. 1), а в систему подготовки нефти ИС вводится на устье добывающих скважин. Эффективность применения реагента оценивают на основании результатов инспекций внутренних поверхностей трубопроводов и оборудования, а также на основании анализа причин отказов оборудования. Недостаточное дозирование ИС приведет к увеличению скорости солеотложений.

Природные воды, используемые для ППД, являются источником аэробных и анаэробных бактерий, включая сульфатовосстанавливающие бактерии (СВБ). При ненадлежащем контроле численность бактерий растет, что может привести к ряду проблем, связанных с подготовкой нефти, подтоварной воды и обеспечением бесперебойной эксплуатации. Основной причиной таких проблем является образование сероводорода, являющегося одним из продуктов жизнедеятельности СВБ. Образование сероводорода приводит к усиленной коррозии промышленного оборудования, а также к увеличению вероятности закисления (образования сероводорода как продукта жизнедеятельности СВБ) продуктивного пласта. Необходимо отметить, что биопленка, образующаяся в результате жизнедеятельности бактерий, может привести к закупориванию фильтров на линии всасывания насосов, массообменных тарелок деаэрационной колонны, что приводит к существенному ухудшению процесса удаления кислорода из воды. Биопленка, накапливаясь в сепараторах, может значительно затруднить процесс подготовки нефти из-за образования межфазного слоя, препятствующего отделению нефти от воды. Для контроля микробиологической активности, а также предотвращения биообрастания, микробиологической коррозии и закисления пласта в воду системы ППД на периодической основе с высокими концентрациями подают биоцид, что позволяет предотвратить развитие колоний бактерий, а также

удалить биопленку с внутренней поверхности оборудования. На платформе ПА-Б закачку биоцида осуществляют перед и после деаэрационной колонны 8 и перед сепаратором 1 (рис. 1). Эффективность применения биоцида оценивают на основании результатов мониторинга концентрации СВБ в подтоварной воде и воде ППД. Мониторинг осуществляется в соответствии с [3]. Недостаточная закачка биоцида приводит к тому, что значительная часть бактерий не будет удалена. В свою очередь это увеличит скорость микробиологической коррозии, а также вероятность закисления пласта. Передозировка биоцидов может приводить к образованию пены, особенно при обработке деаэрационных колонн. Это связано с тем, что для улучшения отмывающих свойств в состав биоцидов вводят поверхностно-активные вещества. Снижение концентрации кислорода в воде ППД осуществляют для предотвращения кислородной коррозии. Удаление растворенного кислорода осуществляют в деаэрационной колонне. Основную часть растворенного кислорода удаляют

отдувкой воды попутным природным газом/азотом или вакуумной деаэрацией. При этом концентрация кислорода в воде снижается с 5–8 мг/л до 50 мкг/л. На следующем этапе деаэрации для снижения концентрации растворенного кислорода до <10 мкг/л в деаэрационную колонну 8 (рис. 1) подают поглотитель кислорода. На платформе ПА-Б в качестве поглотителя кислорода используют водный раствор бисульфита аммония (БСА). БСА реагирует с O_2 , при этом общее уравнение реакции можно записать следующим образом: $O_2 + 2NH_4HSO_3 \rightarrow (NH_4)_2SO_4 + H_2SO_4$ (1). При недостаточной дозировке реагента остаточный кислород будет вызывать кислородную коррозию, рост численности аэробных бактерий, что может привести к локальной микробиологической коррозии. При передозировке реагента оставшийся после реакции с кислородом БСА может прореагировать с биоцидом, вводимым на следующем этапе, таким образом, снижая эффективность последнего и/или образуя продукты реакции с повышенной вязкостью. Также остаточные сульфит-ионы, наряду с сульфат-иона-

ми, являются акцепторами электронов в процессе метаболизма СВБ, тем самым повышая активность данных бактерий, что способствует закислению пласта. Эффективность применения реагента отслеживают по данным потоковых анализаторов кислорода, показания которых проверяют аналитическими методами определения растворенного кислорода. В целях недопущения передозировки реагента остаточную концентрацию сульфит-ионов контролируют с помощью регулярного проведения экспресс-анализов по данному показателю. Одной из проблем, связанных с использованием технологии заводнения с применением морской воды в качестве метода повышения нефтеотдачи, является значительное увеличение вероятности закисления резервуара. Высокая (2000–4000 мг/л) концентрация сульфат-ионов и наличие СВБ в морской воде, а также последующее удаление кислорода являются главными факторами, обуславливающими тот факт, что закисление пластов наблюдается в 80% случаев применения морской воды для повышения нефтеотдачи.

30 лет
ЭКСПО-ВОЛГА
создаем события

X МЕЖДУНАРОДНАЯ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА



Нефтедобыча. Нефтепереработка. Химия.

ВСЕ ВОЗМОЖНОСТИ ОТРАСЛИ

Внимание! Сроки выставки были изменены!

19-21 ОКТЯБРЯ 2016

ул. Мичурина, 23а
тел.: (846) 207-11-45
www.expo-volga.ru

Авторы [4, 5] показали, что добавление нитрата кальция в воду ППД способствует росту бактерий, использующих нитраты (нитратвосстанавливающие бактерии – НВБ). В свою очередь НВБ препятствуют продуцированию сероводорода СВБ тремя способами:

- НВБ конкурируют с СВБ за питательные вещества, таким образом снижая количество питательных веществ, доступных для продуцирования сероводорода;
- некоторые из НВБ окисляют сульфиды за счет нитратов, препятствуя завершению процесса образования сероводорода. Такие бактерии называют нитратвосстанавливающими сульфидокисляющими бактериями (НВСОБ). Они окисляют сульфиды до сульфатов;
- НВБ также включают бактерии, превращающие нитраты в нитриты и оксид азота, что мешает протеканию метаболических реакций СВБ с выделением сероводорода.

С целью обеспечения источника питательных веществ для роста популяции НВБ и, как следствие, предотвращения продуцирования сероводорода СВБ на платформе ПА-Б используют водный раствор нитрата кальция, который закачивают в воду ППД после деаэрационной колонны 8 (рис. 1) с концентрацией 65 мг/л (в пересчете на нитрат-ион). Косвенно об эффективности применения данного реагента можно судить по соотношению НВБ/СВБ в пробах воды ППД. При эффективном дозировании

раствора нитрата кальция концентрация НВБ должна существенно превышать концентрацию СВБ в пробах воды. Одним из важнейших факторов в обеспечении эффективности применения реагентов нефтепромышленной химии является соблюдение установленных норм закачки. В соответствии с инструкциями компании – оператора проекта «Сахалин-2», применение реагента считается эффективным в том случае, если отклонения в закачке реагента не превышают +10/–5% за день и при этом количество дней, в которые объем закачки был за пределами установленного лимита, не должен превышать 3% от общего количества дней применения реагента. Для достижения данных показателей проведен ряд мероприятий, направленных на улучшение процесса закачки реагентов, а именно:

- 1) разработан процесс учета и прогнозирования потребления, а также планирования поставок. Это позволило сократить случаи снижения объемов закачки реагентов ниже нормативных по причине их отсутствия на борту платформы;
- 2) для увеличения доступности оборудования системы реагентного хозяйства разработаны графики техобслуживания и ремонта. Было обеспечено наличие основных запасных частей системы закачки реагентов на складах компании. Это позволило сократить случаи снижения объемов закачки реагентов ниже нормативных по причине поло-

мок оборудования системы реагентного хозяйства;

3) для каждого реагента разработана программа его применения с указанием периодичности обработок и дозировки. Фактические объемы закачки ежедневно сравнивают с установленными.

ВЫВОДЫ

1. На примере морской нефтегазодобывающей платформы ПА-Б описаны типичные проблемы, возникающие при добыче и подготовке нефти и воды ППД.
2. Проблемы образования эмульсии, солеотложений, бактериологического загрязнения продуктивных пластов и оборудования, а также подготовки воды ППД при морской добыче нефти стоят столь же остро, как и при материковой.
3. Описаны основные реагенты нефтепромышленной химии, используемые при добыче и подготовке нефти и воды ППД.
4. Приведены рекомендации по обеспечению эффективности применения реагентов нефтепромышленной химии на морских нефтегазодобывающих установках.
5. В целом применение реагентов нефтепромышленной химии при морской добыче нефти сходно с материковым, однако основными отличительными чертами применения реагентов на морских нефтегазодобывающих установках являются удаленность объектов и сопутствующие трудности, связанные с их доставкой, а также ограниченность места для хранения реагентов.

Литература:

1. Косяк Д.В., Маркин А.Н. Опыт борьбы с отложениями АСПО в подводных трубопроводах проекта «Сахалин-2» // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2011. № 6. С. 12–18.
2. Тарабарина К.Ю., Суховерхов С.В., Маркин А.Н. и др. Образование твердых отложений в теплообменнике нефтедобывающей платформы «Пилтун-Астохская-Б» (о-в Сахалин) и их удаление // Нефтепромышленное дело. 2013. № 8. С. 51–55.
3. ASTM D 4412–84. Стандартный метод определения сульфат-восстанавливающих бактерий в воде и отложениях, образованных водой.
4. Larsen, J. Downhole Nitrate Applications to Control Sulfate Reducing Bacteria Activity and Reservoir Souring. NACE International. 2002, January 1.
5. Kuijvenhoven, C., Noirot, J.-C., Bostock, A. M., Chappell, D., & Khan, A. Use of Nitrate to Mitigate Reservoir Souring in Bonga Deepwater Development Offshore Nigeria. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/92795-PA, 2006, November 1.

References:

1. Kosyak D.V., Markin A.N. Experience of ARPD deposits control in underwater pipelines of “Sakhalin-2” project. Territorija NEFTEGAZ = Oil and Gas Territory, 2011, No. 6, pp. 12–18. (In Russian)
2. Tarabarina K.Yu., Suhoverkhov S.V., Markin A.N., et. al. Formation of solid deposits in the heat exchanger of oil platform “Piltun-Astokhskaia-B” (Sakhalin Island) and their removal. Neftpromyslovoe delo = Oilfield Engineering, 2013, No. 8, pp. 51–55. (In Russian)
3. ASTM D 4412–84. Standard test method for sulfate-reducing bacteria in the water and deposits formed by water. (In Russian)
4. Larsen, J. Downhole Nitrate Applications to Control Sulfate Reducing Bacteria Activity and Reservoir Souring. NACE International. 2002, January 1.
5. Kuijvenhoven, C., Noirot, J.-C., Bostock, A. M., Chappell, D., & Khan, A. Use of Nitrate to Mitigate Reservoir Souring in Bonga Deepwater Development Offshore Nigeria. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/92795-PA, 2006, November 1.