



УДК 622.276

ИССЛЕДОВАНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИНГИБИТОРОВ АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ

THE STUDY OF THE EFFECTIVENES OF INHIBITORS ASPHALT-RESIN-PARAFIN DEPOSITS

Гайсин Антон Валерьевич

магистрант,
Уфимский государственный нефтяной
технический университет
gaysin-gaysin@mail.ru

Фаресов Александр Викторович

заместитель Генерального директора по маркетингу,
АО «Опытный завод Нефтехим»
faresov@gmail.com

Аннотация. В данной работе был произведен подбор реагента против АСПО для МЛСП «Приразломная», также в лабораторных условиях был проведен сравнительный анализ подобранного реагента с реагентом, который используется на данной платформе.

Ключевые слова: реагент, МЛСП «Приразломная», АСПО, ингибитор.

Gaysin Anton Valeryevich

Graduate Student,
Ufa State Petroleum Technological University
gaysin-gaysin@mail.ru

Faresov Alexander Viktorovich

Deputy general director for Marketing,
SC «Pilot plant Neftehim»
faresov@gmail.com

Annotation. In this work was computed reagent selection against asphalt-resin-parafin deposit for Offshore Ice-resistant Fixed Platform «Prirazlomnaya», also in the laboratory a comparative analysis was carried out of selected reagent with reagent which is used on this platform.

Keywords: reagent, Offshore Ice-resistant Fixed Platform «Prirazlomnaya», asphalt-resin-parafin deposit, inhibitor.

Асфальтосмолопарафиновые отложения (АСПО) – одна из самых серьезных проблем при добыче нефти. АСПО представляют собой тяжелые компоненты нефти, отлагающиеся на внутренней поверхности нефтепромыслового оборудования и затрудняющие её добычу, транспорт и хранение [1]. Основными компонентами АСПО являются парафино-нафтенновые и реже парафино-нафтенно-ароматические углеводороды, конденсированные в асфальтеновых кластерах, образующие в присутствии смол асфальтеновые коллоиды. Асфальтеновые ассоциаты существенно влияют на парафинизацию скважин, так как с одной стороны не позволяют парафино-нафтенам кристаллизоваться и выпадать из потока, а с другой стороны сами являются инициаторами парафинизации, образуя крупные ассоциаты, которые затем коагулируют и выпадают на поверхности труб [2].

АСПО, осаждающиеся на внутренней поверхности магистральных трубопроводов, часто имеют отличный компонентный состав и кристаллическую структуру. Это связано с тем, что при температурах ниже 20 °С начинается дезактивация смолисто-асфальтеновых веществ как поверхностно-активных веществ и все парафино-нафтенновые углеводороды, которые при более высоких температурах были связаны смолисто-асфальтеновой оболочкой и имели собственные температуры кристаллизации выше 20 °С, начинают выпадать, вызывая тем самым обвальную парафинизацию трубопроводов.

Экспериментальная часть

Лабораторные эксперименты по проверке эффективности рекомендуемого реагента против АСПО проводились в испытательной лаборатории МЛСП «Приразломная» в соответствии с действующими ГОСТами и методиками испытаний.

Сравнивались РАО 82003 и ингибитор АСПО СОНПАР-5403 марка В при различных дозировках по методике оценки коэффициента флокуляции. Оценка эффективности ингибиторов АСПО проводилась по методике оценки коэффициента флокуляции потому, что данная нефть является битуминозной, так как содержит большое количество смол и асфальтенов.

Методика предназначена для определения эффективности ингибирования асфальтеновых соединений, содержащихся в нефти, с помощью оценки коэффициента флокуляции. Коэффициент флокуляции K_f является величиной, характеризующей в каком состоянии в момент измерения в объеме нефти находятся её высокомолекулярные компоненты – асфальтены и смолы. Метод применим только для анализа безводных нефтей.

Согласно методике определения коэффициента флокуляции, чем выше коэффициент флокуляции асфальтенов и смол в нефти, тем больше асфальтены и смолы соответствуют грубодисперс-



ным (суспензированным) системам и тем выше устойчивость эмульсии. При этом в объём нефти следует добавлять небольшое количество осадителя (н-гептана), чтобы на фильтровальной бумаге обнаружилось гетерогенное пятно.

Возможность контроля дисперсного состояния высокомолекулярных компонентов нефти (асфальтенов и смол) по коэффициенту флокуляции позволяет оценить его изменение в зависимости от углеводородного состава системы. Это дает основания для правильного подбора ингибиторов асфальтосмолопарафиновых отложений при подготовке нефтей высокой плотности. При этом можно оценить степень сфлокулированности асфальтенов и смол, сгруппировать ингибиторы по характеру влияния на состояние асфальтенов и смол, определить количество ингибитора, необходимого для перехода асфальтенов и смол из сфлокулированного в пептизированное состояние.

Добавление к нефти ингибиторов АСПО приводит к возрастанию коэффициента флокуляции и повышению устойчивости таких систем.

Данный метод часто используют для контроля за состоянием асфальтенов и смол в различных нефтях. Метод заключается в нанесении капли нефти пипеткой на фильтровальную бумагу, которая способна задерживать крупные дисперсные частицы в центре расплывающейся капли. По виду пятна на бумаге после впитывания капли нефти судят о наличии в ней агрегатов асфальтеновых частиц. Равномерная окраска пятна свидетельствует об отсутствии таких агрегатов, а гетерогенная – об их наличии. По изменению вида пятна при добавлении к нефти различных веществ можно оценивать их действие на асфальтены и смолы.

Определение коэффициента флокуляции

Пробу анализируемой нефти центрифугированием при 2750 об/мин. в течение 30 минут в закрытых пробирках очищают от механических примесей и эмульгированной воды.

Учитывая, что нефти с добавлением н-гептана являются неравновесными системами, определение коэффициента флокуляции необходимо проводить быстро, не допустив «старения» системы свыше 2–3 минут в следующей последовательности.

В мерный цилиндр объёмом 25 или 50 мл с притёртой пробкой наливают в пределах 10–15 мл определённого объёма н-гептана. Затем отмеряют мерным цилиндром 10 мл анализируемой нефти, которая сливается в цилиндр с н-гептаном.

Система в течение 3–5 секунд перемешивается встряхиванием и замечается общий её объём. Поскольку измерить точно объём нефти из-за пены невозможно, то объём взятый для анализа, рассчитывается по разности.

Опустив в раствор кончик пипетки, заполняют её и наносят пятно на фильтровальную бумагу. Для этого кончик пипетки в вертикальном положении прижимают к бумаге и выдерживают до тех пор, пока весь раствор не впитается в бумагу.

Время впитывания, зависящее от вязкости анализируемого раствора нефти, как уже указывалось, не должно превышать 60–180 секунд, что достигается подбором пипетки соответствующей вместимости.

При появлении в анализируемой системе дисперсии ассоциатов высокомолекулярных компонентов в центре пятна чётко просматривается тёмная точка. Отсутствие точки свидетельствует о возможности увеличения объёма н-гептана при приготовлении следующей пробы системы нефти – н-гептан. Таким образом, увеличивая или уменьшая количество н-гептана, вводимого в определённый объём нефти, устанавливают такое соотношение нефть – н-гептан, которое наиболее точно соответствует началу появления дисперсной фазы (ассоциатов) в системе.

При отсутствии у системы гетерогенного пятна опыт повторяют. Для этого вновь берут некоторый объём нефти и добавляют большее количество осадителя н-гептана и вновь проверяют на гетерогенность пятна. Анализ ведут до тех пор, пока после впитывания раствора нефти не будет просматриваться четко выраженная «темная точка» в центре пятна.

По результатам выяснилось, что появление гетерогенного пятна (характеризующего выпадение асфальто-смолистых соединений) у холостой пробы наблюдается при добавлении 22 мл осадителя. При добавлении ингибитора АСПО СОНПАР-5403В с дозировкой от 200 г/т до 160 г/т нефти появление гетерогенного пятна наблюдается при добавлении 34 мл осадителя, с ингибитором АСПО РАО-82003 (базовый реагент) – при добавлении 32 мл осадителя. При более низких дозировках реагентов наблюдается аналогичная зависимость.

Выводы

Сравнительная оценка эффективности реагентов, проведенная в испытательной лаборатории МЛСП «Приразломная», что ингибитор АСПО СОНПАР-5403В более эффективно в сравнении с базовым реагентом ингибирует выпадение асфальтосмолопарафиновых соединений.

Литература:

1. Иванова Л.В., Буров Е.А., Кошелев В.Н. Асфальтосмолопарафиновые отложения в процессах добычи, транспорта и хранения // Электронный научный журнал Нефтегазовое дело. – УГНГУ, 2011. – № 1. – С. 268–284.
2. Mansoori Ali. G. Remediation of asphaltene and other heavy organic deposits in oil wells and pipelines // Socar proceedings. – НИПИ «Нефтегаз», 2010. – № 4. – С. 12–23.

**References:**

1. Ivanova L.V., Burov E. A., Koshelev V.N. Asphaltic and paraffin deposits in the processes of extraction, transport and storage // Electronic scientific journal Oil and gas business. – USPTU, 2011. – № 1. – С. 268–284.
2. Mansoori Ali. G. Remediation of asphaltene and other heavy organic deposits in oil wells and pipelines // Socar proceedings. – NIPИ «Neftegaz», 2010. – № 4. – С. 12–23.