

ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССА ДЕЭМУЛЬСАЦИИ ОБВОДНЁННОЙ НЕФТИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ МУРАДХАНЛЫ

А. В. ГАСЫМЗАДЕ, Р. Р. ХАЛИЛЗАДЕ

Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности,
Баку, Азербайджан

Образование водонефтяных эмульсий в процессах добычи и переработки нефти является одной из наиболее актуальных технологических проблем современной нефтяной промышленности. Такие эмульсии оказывают отрицательное влияние на стабильную работу технологического оборудования, снижают качество продукции и уменьшают надёжность систем транспортировки. Особенно интенсивно этот процесс проявляется при эксплуатации высоковязких и обводнённых нефтей. Природные поверхностно-активные вещества, содержащиеся в нефти – смолы, асфальтены и высокомолекулярные парафины – адсорбируются на поверхности водяных капель, стабилизируя их и способствуя долговременному существованию эмульсии. В результате отделение воды затрудняется, увеличиваются эксплуатационные расходы и снижается общая эффективность технологического процесса [1–6].

Нефть месторождения Мурадханлы характеризуется высокой степенью обводнённости и устойчивостью эмульсий, что придаёт процессу деэмульсации особое научное и практическое значение. В современной промышленной практике эффективность деэмульсации определяется, прежде всего, химической природой выбранного реагента, его дозировкой и температурой обработки. Испытание индивидуальных реагентов позволяет оценить влияние указанных факторов и определить наиболее рациональные технологические параметры [7–8].

Целью данного исследования является экспериментальная оценка влияния различных промышленных деэмульгаторов на процесс деэмульсации 35%-й обводнённой нефти месторождения Мурадханлы. Для этого в лабораторных условиях была применена методика бутылочного теста (bottle test). На основе опытов, проведённых при различных температурах и концентрациях реагентов, определялась степень отделения воды. Полученные результаты позволили сравнить эффективность индивидуальных реагентов и сформировать научные основы для оптимизации процесса деэмульсации при высокой степени обводнённости нефти [9–11].

Экспериментальные исследования на начальном этапе были направлены на оценку эффективности деэмульсации под воздействием индивидуальных реагентов в лабораторных условиях. Испытания проводились при температуре 40 °C в течение 120 минут при дозировках реагентов 150, 300 и 500 г/т.

Известно, что устойчивые водонефтяные эмульсии не могут быть эффективно разрушены только за счёт повышения температуры, поскольку наличие природных поверхностно-активных веществ – смол, асфальтенов и парафиновых соединений – значительно повышает межфазную стабильность диспергированных капель воды. Поэтому данное исследование было основано на систематической оценке химического воздействия деэмульгаторов на процесс разделения фаз.

По результатам экспериментов были определены объёмы как балластной, так и остаточной воды. Проведённый сравнительный анализ показал, что эффективность деэмульсации существенно зависит от химической природы реагента и его концентрации. Повышение температуры и оптимизация дозировки ускоряют процесс разделения фаз и увеличивают степень выделения воды.

Повышение температуры до 50 °С сопровождалось значительным снижением содержания как балластной, так и остаточной воды для всех исследованных реагентов. Этот результат объясняется уменьшением поверхностного и межфазного натяжения, а также интенсификацией процесса коалесценции при повышенных температурах.

Среди всех реагентов наибольшую эффективность продемонстрировал Сепарол – при дозировке 500 г/т количество балластной воды снизилось до 3%, а остаточной – до 2%. Такой результат указывает на его оптимальный гидрофильно-липофильный баланс и выраженную межфазную активность.

Остальные реагенты (в частности, АЛКАН ДЕ-202 и Диссолван-3359) проявили заметное, но менее выраженное действие по сравнению с Сепаролом. В целом, испытания при 50 °С показали, что повышение температуры ускоряет кинетику деэмульсации и повышает эффективность реагентов, однако применение композиционных систем может обеспечить ещё более высокие результаты.

Заключение

1. Проведённые исследования показали, что эффективность деэмульсации обводнённой нефти месторождения Мурадханлы зависит от химической природы реагента, его дозировки и температуры обработки. Повышение температуры с 40 до 50 °С приводит к ускорению кинетики деэмульсации и значительному снижению содержания как балластной, так и остаточной воды.

2. Среди исследованных деэмульгаторов наибольшую эффективность проявил реагент Сепарол, обеспечивший при дозировке 500 г/т минимальные значения балластной (3 %) и остаточной (2 %) воды. Это подтверждает его оптимальный гидрофильно-липофильный баланс и высокую межфазную активность, что делает его перспективным для применения при переработке высокообводнённых нефтей.

ЛИТЕРАТУРА

1. Акрамов Т. Ф. Борьба с отложениями парафиновых, смолисто-асфальтеновых компонентов нефти // Нефтегазовое дело. – 2017. – №4. – С. 67–72.
2. Али М. Ф., Алькам М. Х. Роль асфальтенов, смол и других твёрдых компонентов в стабилизации эмульсий «вода в нефти» и их влияние на добычу нефти в месторождениях Саудовской Аравии // Fuel. – 2000. – Т. 11. – С. 1309–1316.
3. Алиева А. И. Исследование реологических свойств высокопарафиновых нефтей // Известия Академии наук Азербайджана. – 2003. – № 3. – С. 88–93.
4. Альнаимат Ф., Аль-Сархи А. Отложение и прогноз образования парафина в нефтепроводах // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2020. – Т. 193. – Ст. 107408.
5. Бахтизин Р. Н., Каримов Р. М., Мастобаев Б. Н. Влияние макромолекулярных компонентов на реологические свойства в зависимости от структурно-группового и фракционного состава нефти // SOCAR Proceedings. – 2016. – № 1. – С. 42–50.
6. Эсполов И. Т., Аяпбергенов Е. О., Серкебаева Б. С. Особенности реологических свойств высоковязких нефтей при трубопроводном транспорте // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2016. – № 3. – С. 35–39.
7. Гасымзаде А. В. Исследование многофункциональных композиций при подготовке и транспортировке тяжёлых нефтей // Вопросы химии и химической технологии. – 2024. – № 4. – С. 25–33.
8. Глущенко В. Н. Оценка эффективности ингибиторов асфальтеново-смолисто-парафиновых отложений // Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 5. – С. 84–87.
9. Иванова Л. В. Асфальтеново-смолисто-парафиновые отложения в процессах добычи, транспорта и хранения нефти // Нефтегазовое дело. – 2011. – № 1. – С. 268–284.
10. Иванова В. Л., Макаров И. А., Примерова О. В., Буров Е. А., Сорокина А. С., Кошелев В. Н. Сравнительное исследование эффективности депрессорно-диспергирующих присадок в дизельном топливе // Известия высших учебных заведений. Химия и химическая технология. – 2022. – № 3. – С. 60–66.
11. Дженнингс Д. У., Вайспфеннинг К. Влияние сдвига и температуры на отложение восков. Исследование методом «холодного пальца» с использованием нефти Мексиканского залива // Energy & Fuels. – 2005. – Т. 19. – С. 1376–1386.