

ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССА ДЕЭМУЛЬСАЦИИ ОБВОДНЕННОЙ НЕФТИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ МУРАДХАНЛЫ

А. В. ГАСЫМЗАДЕ, Р. Р. ХАЛИЛЗАДЕ

*Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности,
Баку, Азербайджан*

Аннотация. В работе исследован процесс деэмульсации 35%-й обводненной нефти месторождения Мурадханлы под действием индивидуальных реагентов. В качестве деэмульгаторов использовались АЛКАН-318, АЛКАН ДЕ-202, Сепарол, Демин-8411 и Диссолван-3359. В качестве методики применялся бутылочный тест (bottle test). Эксперименты проводились при температурах 40 и 50 °С в течение 2 часов, при этом сравнивалось влияние реагентов в концентрационном диапазоне 150–500 г/т. Результаты показали, что повышение температуры ускоряет процесс деэмульсации и способствует увеличению степени отделения воды. Наибольшая эффективность наблюдалась при применении реагента Сепарол.

Ключевые слова: деэмульсация, обводненная нефть, бутылочный тест, методика, концентрация реагента.

Введение. 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 надежность систем транспортировки. Особенно интенсивно этот процесс проявляется при эксплуатации высоковязких и обводненных 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 обводненности и устойчивостью эмульсий, что придает 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 обводненной нефти месторождения Мурадханлы. Для этого в лабораторных условиях была применена методика бутылочного теста (bottle test). На основе опытов, проведенных 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 обводненности нефти [9–11].

Методика исследования. Исследование проводилось на образце нефти месторождения Мурадханлы, характеризующемся высоким содержанием смол и асфальтенов, а также степенью обводненности 35%. Основные физико-химические свойства нефти определялись по стандартным методикам: плотность (ГОСТ 3900), вязкость (ГОСТ 33-2016), вода и механические

примеси (ГОСТ 6370), хлориды (ГОСТ 21534 / ASTM D6470), смолы, асфальтены и парафины (ГОСТ 11858), температура застывания (РД 1982). В качестве индивидуальных деэмульгаторов использовались пять промышленных реагентов: АЛКАН-318, АЛКАН ДЕ-202, Сепарол, Демин-8411 и Диссолван-3359. АЛКАН-318 и АЛКАН ДЕ-202 (Азербайджан) – смеси неионогенных и анионных поверхностно-активных веществ, эффективные при 40–70 °С. Демин-8411 (Германия) и Сепарол (Швейцария) – композиции анионных и неионогенных ПАВ, предназначенные для разрушения устойчивых эмульсий при 60–80 °С. Диссолван-3359 (Азербайджан) представляет собой смесь блок-сополимеров этилена и пропилена с оксиэтилированными смолами, активную в диапазоне 40–70 °С. Опыты проводились методом бутылочного теста (bottle test) – стандартной лабораторной методикой для оценки эффективности деэмульгаторов. В стеклянные цилиндры объемом 100 мл помещали образцы эмульсии, добавляли рассчитанное количество реагента (150–500 г/т) и выдерживали при температурах 40 и 50 °С в течение 2 часов в термостатированной водяной бане. Эффективность деэмульсации оценивалась по объему выделившейся воды (в мл и %) с последующим усреднением по трехкратным испытаниям [12; 13].

Количество балластной воды (W_b) определялось по выражению [7]:

$$W_b = \frac{V_b}{V_0} \times 100,$$

где V_b – объем выделившейся воды, мл;

V_0 – исходный объем эмульсии, мл.

Количество остаточной воды (W_r) вычислялось по формуле:

$$W_r = 100 - W_b.$$

Эти параметры использовались для оценки кинетики и степени разделения фаз при различных температурах и дозировках реагентов.

Результаты и обсуждение. Экспериментальные исследования на начальном этапе были направлены на оценку эффективности деэмульсации под воздействием индивидуальных реагентов в лабораторных условиях. Испытания проводились при температуре 40 °С 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 счет 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 объемы как балластной, так и остаточной воды; соответствующие данные представлены на рисунках 1 и 2. Проведенный 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.

Полученные результаты показали, что все пять индивидуальных реагентов в той или иной степени влияют на процесс деэмульсации, однако наибольшая эффективность была зафиксирована при применении реагента Сепарол. Следует отметить, что температура 40 °С считается относительно низкой для разрушения устойчивых водонефтяных эмульсий. По этой причине при данном режиме количество остаточной воды оставалось сравнительно высоким, несмотря на активное действие реагентов.

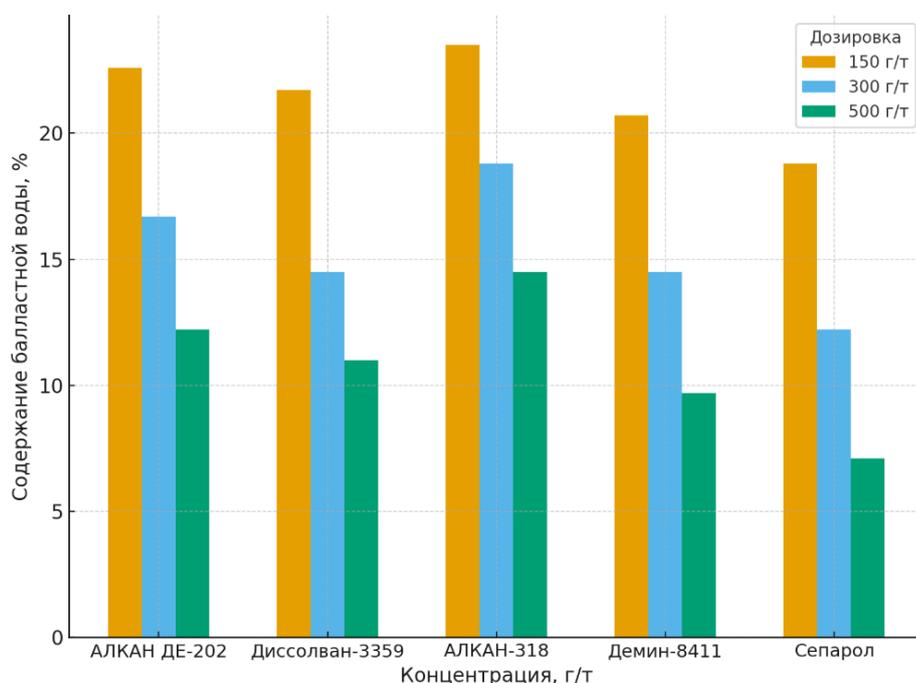


Рисунок 1. – Изменение содержания балластной воды при деэмульсации нефти с использованием индивидуальных реагентов (АЛКАН ДЕ-202, Диссолван-3359, АЛКАН-318, Демин-8411, Сепарол) при дозировках 150, 300 и 500 г/т; 40 °С, 120 мин

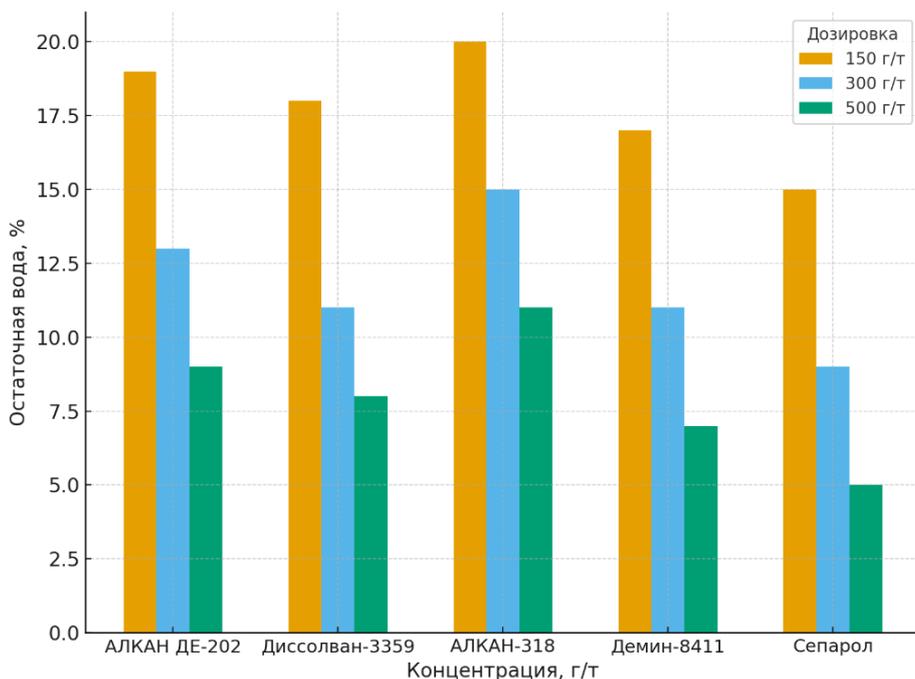


Рисунок 2. – Изменение содержания остаточной воды при деэмульсации нефти с использованием индивидуальных реагентов (АЛКАН ДЕ-202, Диссолван-3359, АЛКАН-318, Демин-8411, Сепарол) при дозировках 150, 300 и 500 г/т; 40 °С, 120 мин

При идентичных экспериментальных условиях – с использованием тех же реагентов, времени выдержки и системы «вода–нефть» – были проведены исследования при температуре 50 °С. Повышение температуры оказало существенное влияние на кинетику деэмульсации и процесс коалесценции капель воды в эмульсии. Полученные результаты представлены на рисунках 3 и 4.

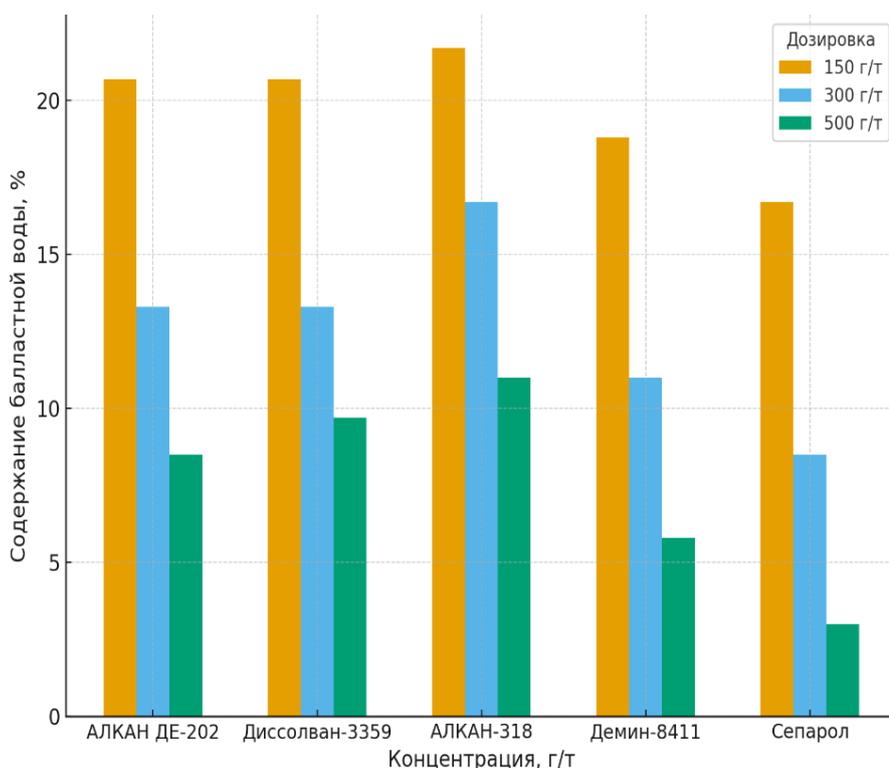


Рисунок 3. Изменение содержания балластной воды при деэмульсации нефти с использованием индивидуальных реагентов (АЛКАН ДЕ-202, Диссолван-3359, АЛКАН-318, Демин-8411, Сепарол) при дозировках 150, 300 и 500 г/т; 50 °С, 120 мин

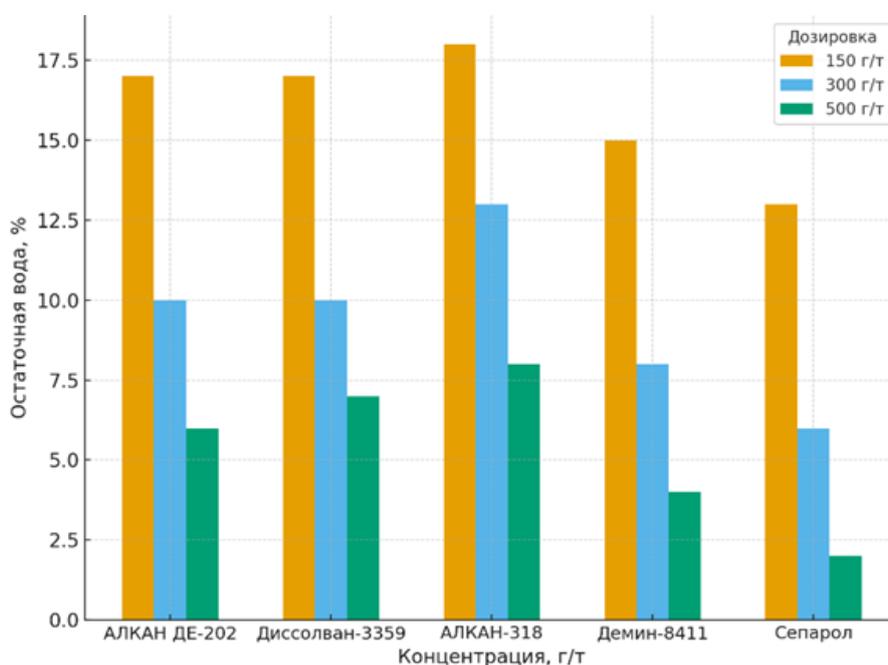


Рисунок 4. Изменение содержания остаточной воды при деэмульсации нефти с использованием индивидуальных реагентов (АЛКАН ДЕ-202, Диссолван-3359, АЛКАН-318, Демин-8411, Сепарол) при дозировках 150, 300 и 500 г/т; 50 °С, 120 мин

Как видно из рисунков, 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 дезэмульсации и повышает эффективность реагентов, однако применение композиционных систем может обеспечить еще более высокие результаты.

Заключение:

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

2. Среди исследованных дезэмульгаторов 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 высокообводненных 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 твердых 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 тяжелых нефтей // Вопросы химии и химической технологии. – 2024. – № 4. – С. 25–33.
8. Глушченко 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.

12. Матиев К. И., Агазаде А. Г., Альсафарова М. Э. Депрессорная присадка для высокопарафиновых нефтей // SOCAR Proceedings. – 2018. – № 3. – С. 32–37.
13. Матиев К. И., Агазаде А. Р., Кельдибаева С. С. Удаление асфальтеново-смолисто-парафиновых отложений с различных месторождений // SOCAR Proceedings. – 2016. – № 4. – С. 64–68.