

приблизительно равны, и их низкотемпературные свойства близки по своему значению. Образец ДТ №4 имеет наибольшее значение фракционного состава и обладает наихудшими низкотемпературными свойствами.

Подобная зависимость низкотемпературных свойств наблюдается при увеличении температуры выкипания 90 % фракции: с ростом температуры выкипания низкотемпературные свойства ухудшаются.

Анализируя полученные данные, можно сделать следующие выводы:

1. Наихудшими низкотемпературными свойствами среди рассматриваемых дизельных топлив обладает образец ДТ №4, $T_3 = -14,3\text{ }^{\circ}\text{C}$ и $T_{\text{пф}} = -6,4\text{ }^{\circ}\text{C}$. Для данной фракции характерно высокое содержание парафинов (63,46 % мас.), наибольший коэффициент нормальности парафинов (К) – 2,50, самый широкий фракционный состав 162 $^{\circ}\text{C}$ и самая высокая температура выкипания 90 % фракции – 358 $^{\circ}\text{C}$.

2. Наилучшими низкотемпературными свойствами обладает образец ДТ №1 ($T_3 = -33,2\text{ }^{\circ}\text{C}$ и $T_{\text{пф}} = -27,4\text{ }^{\circ}\text{C}$). Для образца характерны наименьшее содержание парафинов (49,74 % мас.) и самый низкий коэффициент нормальности парафинов (К) – 0,6, самое высокое содержание нафтенных (21,47 % мас.), низкая температура выкипания 90 % фракции (301,5 $^{\circ}\text{C}$) и узкий фракционный состав – 114,5 $^{\circ}\text{C}$.

3. Чем уже фракционный состав и ниже температура выкипания 90 % фракции, тем лучше ее низкотемпературные свойства.

4. С увеличением соотношения концентрации нафтенных к н-парафинам происходит улучшение низкотемпературных свойств, что связано с их влиянием на процесс сокристаллизации н-парафиновых углеводородов.

5. Увеличение концентрации углеводородов с высокой молекулярной массой в составе дизельных топлив приводит к ухудшению ее низкотемпературных свойств.

Литература

1. Аллаяров, А. Р. Методы улучшения низкотемпературных свойств дизельных топлив / А. Р. Аллаяров, Е. М. Чашин // Новые технологии – нефтегазовому региону: Материалы Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых, Тюмень, 24–28 апреля 2017 года. – Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2017. – С. 19-22.
2. Буров, Е. А. Оценка эффективности действия функциональных присадок в зимних дизельных топливах различного группового углеводородного состава / Е. А. Буров, Л. В. Иванова, В. Н. Кошелев, Д. А. Санджиева, С. А. Саркисов, Ц.О. Джусубалиева // Химия и технология топлив и масел. – 2021. – № 1(623). – С. 11-16.
3. Голубева, И. А. Нефтегазохимия в России: состояние, проблемы, перспективы развития / И. А. Голубева, М. В. Крючков // Химия и технология топлив и масел. – 2021. – № 1(623). – С. 49-56.
4. Данилов, А. М. Новый взгляд на присадки к топливам (Обзор) / А. М. Данилов // Нефтехимия. – 2020. – Т. 60. – № 2. – С. 163-171.
5. Машнич В. В., Павлова А. А., Францина Е. В., Майлин М. В. Экспериментальные исследования влияния концентрации депрессорной присадки на изменение низкотемпературных свойств дизельных фракций // Химия. Экология. Урбанистика. – 2020. – Т. 4. – С. 169-173.
6. Павлова А. А., Машнич В. В., Францина Е. В. Экспериментальные исследования влияния концентрации депрессорной присадки на изменение низкотемпературных свойств дизельных фракций // Техника и технология нефтехимического и нефтегазового производства: материалы 10-й Международной научно-технической конференции, Омск, 26-29 Февраля 2020. – Омск: ОмГТУ, 2020. – С. 19-20.

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ПОСТОЯННОГО МАГНИТНОГО ПОЛЯ НА УСТОЙЧИВОСТЬ ВОДОНЕФТЯНЫХ ЭМУЛЬСИЙ

Петрова Н.Н.

Научный руководитель доцент Е.В. Попок

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Продукция нефтяных скважин содержит в себе нефть с растворенным в ней газами, пластовую воду и механические примеси. По мере продвижения пластового флюида от забоя до устья скважины и далее по промысловым трубопроводам происходит интенсивное перемешивание воды и нефти, что приводит к дроблению жидкостей до мелкодисперсного состояния и образованию водонефтяной эмульсии. Поскольку водонефтяные эмульсии на месторождениях образуются при механическом воздействии, то они относятся к лиофобным системам. Леофобные системы термодинамически неустойчивы, время их существования ограничено, и для них характерно самопроизвольное разрушение – коалесценция. Существование таких эмульсий возможно только в присутствии эмульгаторов. В случае водонефтяных эмульсий эмульгаторами выступают парафиновые и смолисто-асфальтеновые вещества, которые, адсорбируясь на поверхности раздела нефть-вода, образуют адсорбционный слой, обладающий высокой вязкостью и прочностью и препятствующий сливанию частиц. Для расслоения водонефтяных эмульсий требуется разрушить адсорбционный слой. К используемым в настоящее время методам разрушения адсорбционного слоя относятся химическое и электрическое воздействия. Химическое воздействие заключается в добавлении к водонефтяной эмульсии деэмульгатора, обладающего большей поверхностной активностью, чем природные эмульгаторы нефти. Электрическое воздействие приводит к поляризации капель воды, их деформации, снижая тем самым прочность адсорбционного слоя, и соударению ввиду кулоновского притяжения. Наряду с классическими методами в настоящее время разрабатываются и альтернативные методы, одним из которых является магнитная обработка нефти. Ее эффективность уже продемонстрирована некоторыми авторами [1,2].

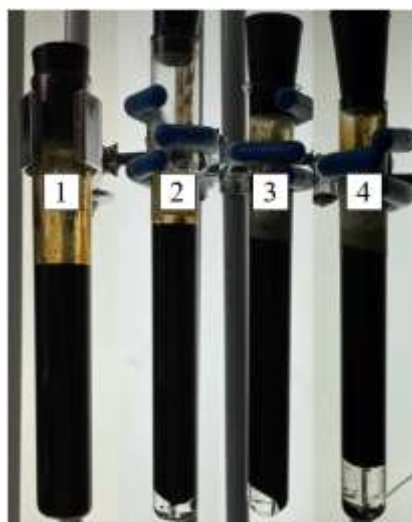
Целью данной работы является исследование влияния постоянного магнитного поля на устойчивость водонефтяных эмульсий. Водонефтяные эмульсии были получены путем интенсивного перемешивания 100 мл

дистиллированной воды и 200 мл нефти. Для данного исследования были взяты нефти Соболиного и Столбового месторождений, отличающихся высоким содержанием парафиновых и смолисто-асфальтеновых веществ. Постоянное магнитное поле характеризуется магнитной индукцией в 200 мТл. В качестве регулируемых параметров технологического режима были выбраны скорость течения жидкости в трубопроводе и её температура.

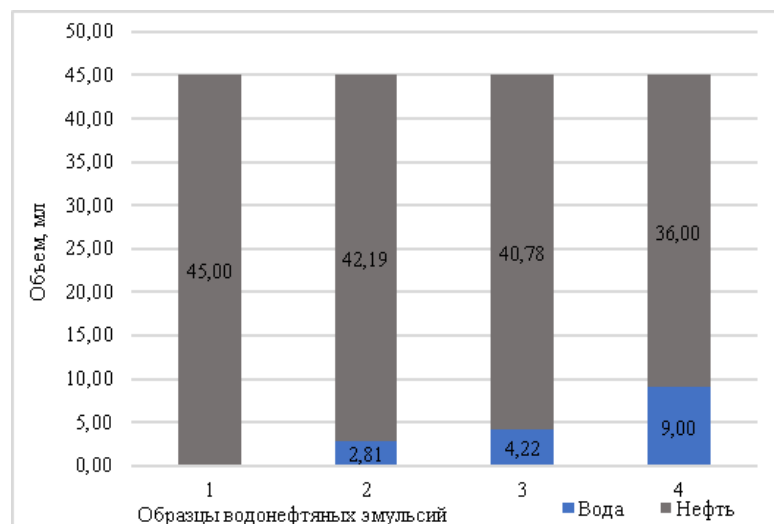
Опыт с эмульсией, содержащей нефть Соболиного месторождения, проводился при скоростях течения эмульсии 5, 15 и 40 мл/мин. Ввиду того, что исследуемая нефть склонна к образованию аномально стойких эмульсий, для интенсификации процесса коалесценции, потребовался нагрев образцов до 50 °С. Результаты опыта представлены на рисунке 1.

Качественный анализ результатов опыта (рис. 1а) показал, что для разрушения эмульсии с нефтью Соболиного месторождения недостаточно гравитационного холодного разделения и отстаивания с подогревом (образец 1). В образцах, прошедших через постоянное магнитное поле, наблюдаются нефтяной и водный слои, между которыми имеется четкая граница раздела фаз. Также следует отметить, что в водной фазе присутствует небольшое количество нефтяных агрегатов. В ходе количественного анализа результатов опыта (рис. 1б) выяснилось, что остаточный объем воды в образце 2 составил 12,19 мл, в образце 3 – 10,78 мл, в образце 4 – 6,00 мл. Из чего следует, что кратковременное воздействие магнитного поля способствует более эффективному разделению. Эффективность коалесценции при кратковременном магнитном воздействии составила 60,00 %, что на 41,25 % выше, чем эффективность коалесценции при длительном магнитном воздействии. Эффективность разделения при средней скорости течения жидкости составила 28,13 %. Таким образом, постоянное магнитное поле можно использовать для интенсификации процесса обезвоживания нефти Соболиного месторождения.

Опыт с эмульсией, содержащей нефть Столбового месторождения, заключался в сравнении эффективности холодного отстаивания, магнитной и химической обработок. Для выявления места постоянного магнита в схеме нагрев – отстаивание один образец нефти был подвергнут деэмульсации по схеме магнитная обработка – нагрев – отстаивание, а другой по схеме нагрев – магнитная обработка – отстаивание. Результаты опыта представлены на рисунке 2. Качественный анализ результатов второго опыта (рис. 2а) показал, что Столбовая нефть в ходе отстаивания образует следующие слои: верхний нефтяной, промежуточный, состоящий из мелкоячеистой и крупноячеистой, губчатых структур и нефтяного пояса, и водный. В ходе сравнения образцов 1 и 2 выяснилось, что случае холодного отстаивания высота слоев больше, а границы между ними ярко выражены. Однако, магнитное воздействие и нагрев второго образца привели к образованию более крупных ячеек нижнего губчатого слоя. Разрушение эмульсии третьего образца началось уже на выходе жидкости из магнита. В водном слое третьего образца наблюдаются углеводородные пленки, из чего следует, что в ячейках губчатых структур первого и второго образцов содержится вода. Также по цвету губчатых структур можно предположить, что в ходе отстаивания эмульсии Столбовой нефти и дистиллированной воды происходит выделение высокомолекулярных парафиновых углеводородов. При химическом воздействии на эмульсию (образец 4) наблюдается четкая граница между нефтяным и водным слоями без промежуточных губчатых структур. Количественный анализ результатов второго опыта (рис. 2б) показал, что эффективность химической обработки составила 60 %, а обработки с предварительным нагревом – 69,23 %. Объемы губчатых слоев образцов 1 и 2 соответственно составляют 16,20 и 12,15 мл, что говорит об стабилизирующем воздействии магнитного поля на холодную эмульсию.



а

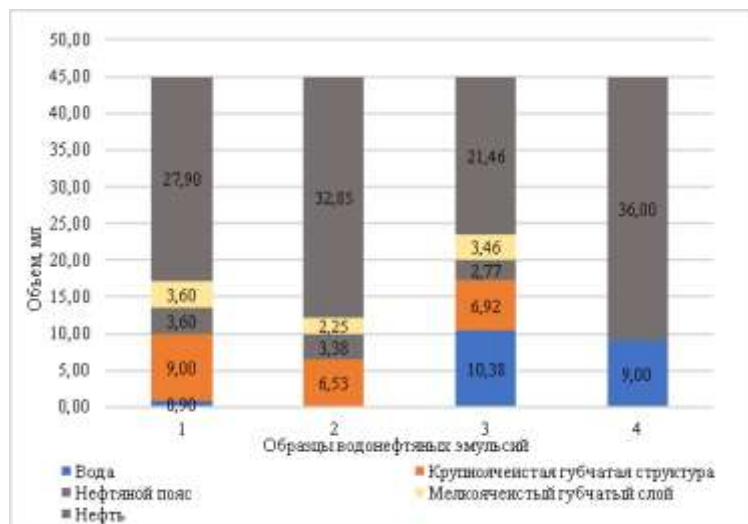


б

Рис.1. Результаты опыта с нефтью Соболиного месторождения: 1 – термическое отстаивание; 2 – скорость потока 5 мл/мин; 3 – скорость потока 15 мл/мин; 4 – скорость потока 40 мл/мин



а



б

Рис.2. Результаты опыта с нефтью Столбового месторождения: 1 – холодное отстаивание; 2 – схема постоянный магнит – нагрев – отстаивание; 3 – схема нагрев – постоянный магнит – отстаивание; 4 – химическая обработка

Таким образом, по результатам проведенных опытов можно сделать вывод, что постоянное магнитное поле способствует снижению устойчивости водонефтяных эмульсий, в состав которых входят нефти, содержащие значительное количество смолисто-асфальтеновых веществ. Время нахождения эмульсии в постоянном магнитном поле оказывает существенное влияние на эффективность разделения: чем выше скорость течения жидкости в магнитном поле, тем выше эффективность процесса коалесценции. Постоянное магнитное поле приводит к стабилизации холодных эмульсий, а при прокачивании горячих эмульсий увеличивается как скорость их разрушения, так и четкость разделения. Ещё одним важным фактором, влияющим на эффективность магнитной обработки, является концентрация водной фазы. Дальнейшие исследования будут направлены на определение зависимости степени обводнённости и величины магнитной индукции на эффективность разрушения водонефтяных эмульсий.

Литература

1. Мусина, Н. С. Разрушение водонефтяных эмульсий и очистка воды при ликвидации нефтяных разливов в водных объектах / Н. С. Мусина, Т. А. Марютина, Д. А. Трофимов, Ю. Н. Романова // Наука, образование, производство в решении экологических проблем (Экология-2020). – 2020. – С. 27-33.
2. Романова Ю. Н. Исследование влияния импульсного магнитного поля на разрушение водонефтяных эмульсий / Ю. Н. Романова, Н. С. Мусина, Т. А. Марютина, Е. В. Юртов // Успехи в химии и химической технологии. – 2019. – Т. 33. – №. 10. – С. 44-46.

ВЛИЯНИЕ ЭЛЕКТРОМАГНИТНОГО ПОЛЯ НА ВЯЗКОСТНО-ТЕМПЕРАТУРНЫЕ, ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ И АНТИОКСИДАНТНЫЕ СВОЙСТВА НЕФТИ

Сайденцаль А.Р.¹, Лоскутова Ю.В.²

Научный руководитель с.н.с. Ю.В. Лоскутова

¹Национальный исследовательский Томский государственный университет, г. Томск, Россия

²Институт химии нефти СО РАН, г. Томск Россия

В настоящее время в мире увеличивается объем добываемых высоковязких высокосмолистых или высокопарафинистых нефтей, которые с понижением температуры значительно ухудшают свои вязкостно-температурные характеристики. Это приводит к повышенному износу оборудования, дополнительным материальным затратам и ухудшению экологической ситуации на промысле. Улучшить реологические свойства таких нефтей возможно не только с использованием термической обработки или вводом химических реагентов, но воздействием различных типов физических полей [1]. Одним из таких воздействий является обработка электромагнитным полем.

Целью работы являлось изучение влияния постоянного электромагнитного поля на вязкостно-температурные, энергетические и антиоксидантные характеристики нефти и выделенных смолисто-асфальтеновых компонентов.

В качестве объекта исследования была выбрана нефть Усть-Тегусского месторождения (Тюменская область). Нефть является высокосмолистой с содержанием смол и асфальтенов 25,7 и 3,2 % мас., высоковязкой и высокосагустявающей. Кроме того, ее можно охарактеризовать как легкую ($\rho = 0,851 \text{ г/см}^3$) и парафинистую (содержание парафинов = 4,5 % мас.). Определение массовой доли асфальтенов проводили «холодным» способом