

УДК 665.6.033.28

НОВЫЙ МЕТОД КОНТРОЛЯ УСТОЙЧИВОСТИ АСФАЛЬТЕНОСОДЕРЖАЩИХ ДИСПЕРСНЫХ СИСТЕМ

© 2024 г. А. В. Косач^{1,*}, М. Н. Кравченко¹, В. К. Королев¹, Е. А. Новиков¹,
И. Н. Гришина¹, Р. З. Сафиева¹

¹ Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования
«Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет)»
им. И. М. Губкина», Москва, 119991

* E-mail: anna.kosach57@mail.ru

Поступила в редакцию 19.12.2023

После доработки 19.02.2024

Принята к публикации 13.05.2024

При применении метода непрерывного сканирования оптического профиля осаждения асфальтенов в нефтяных дисперсных системах показана возможность расчета индекса стабильности с учетом индукционного периода агрегирования частиц асфальтенов при заданных внешних условиях. Модификация методики ASTM D7061 позволит учитывать наличие индукционного периода агрегации асфальтенов, а также ее протекание по различным механизмам (диффузионно- и реакционно-ограниченную агрегацию). Это позволит в дальнейшем усовершенствовать методики экспресс-анализа асфальтеносодержащих дисперсий. Контроль устойчивости асфальтеносодержащих систем является основополагающим элементом создания математической модели кинетики химических процессов, протекающих в пласте, трубопроводе или реакторе.

Ключевые слова: устойчивость; экспресс-анализ; нефтяные дисперсные системы; асфальтены; индукционный период; кинетика агрегации; DLA-, RLA-механизм

DOI: 10.53392/27823857-2024-4-1-75; EDN: FWRYD

Асфальтеносодержащие нефтяные дисперсные системы (НДС), находясь в пласте, трубопроводе или реакторе, в зависимости от термобарических условий пребывания и состава дисперсионной среды могут претерпевать изменения фазового состояния от гомогенного до гетерогенного, сопровождающиеся процессами диспергирования/агрегирования (с последующим возможным осаждением парафинов и асфальтенов в составе асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) или по отдельности на соответствующей поверхности породы, катализатора, металла). Агрегаты частиц дисперсной фазы могут: осаждаться на пористый скелет насыщенного тяжелыми углеводородами пласта, снижая проницаемость и повышая фильтрационное сопротивление; накапливаться в стволах скважин и трубопроводах вплоть до их закупорки, при этом снижается эффективность всех этапов: добычи, транспортировки и переработки нефти, в том числе, осложняется работа нефтедобывающего и перекачивающего оборудования, требующая его дорогостоящей и продолжи-

тельной очистки, с потерей ценных для нефтепереработки фракций.

К изменению фазового состояния непосредственно в пласте, помимо снижения давления и температуры в призабойной зоне, также может приводить закачка растворителей, используемых для разработки высоковязких нефтей [1]. Использование газобразных и жидких растворителей несет в себе как положительный эффект, выражающийся в снижении вязкости и плотности пластового флюида за счет растворения более легких компонентов в тяжелой нефти, так и отрицательные последствия, связанные с диспергированием/агрегированием асфальтенов. Достижение предельных концентраций при закачке газов в критическом состоянии (например, CO₂) дестабилизирует пластовую систему вплоть до разделения нефти на легкую (маловязкую) и тяжелую (высоковязкую) многокомпонентные фракции, последняя из которых характеризуется низким коэффициентом подвижности и осаждается на минеральную матрицу, закупоривая часть поровых каналов.

Применение в качестве растворителей продуктов нефтепереработки (бензол, толуол, ксилол, этилбензол, дизельное топливо, нефтяные дистилляты) повышает коэффициент нефтеизвлечения, в основном за счет растворения собственно отложений АСПО [2]. Определение условий диспергирования нефтяных систем и описание механизма образования и осаждения агрегатов тяжелых фракций возможно с помощью динамических экспериментов на ядрах и создания физико-химической модели процесса [3, 4]. Понимание механизма агрегирования, многоступенчатости процесса, выявление критической концентрации наноагрегирования в нефтях позволит выявить режимы добычи нефти для предотвращения процесса образования АСПО и подбора составов для ингибирования этого процесса.

Смешение нефтяных систем различного состава как в пластовых условиях, так и при реализации промышленных процессов (транспортировки, хранения и переработки нефти и компаундирования продуктов нефтепереработки), в том числе, при реализации лабораторных методик анализа совместимости смешиваемых систем, сопровождается перестройкой коллоидно-дисперсной структуры формируемых НДС. Начальные стадии такой перестройки, фиксируемые по изменению оптических свойств, проявляются в агрегации асфальтенов по различным механизмам, что приводит к совместимости или несовместимости смесового сырья, в последнем случае, сопровождающегося выпадением осадка. Известно, что агрегация дисперсных частиц в коллоидной системе кинетически контролируется либо диффузией (диффузно-ограниченная агрегация, DLA), либо непосредственно самой скоростью реакции агрегации (реакционно-ограниченная агрегация, RLA) [6]. Кинетика осаждения асфальтенов зависит от времени, необходимого для эффективного столкновения частиц и последующей агрегации с образованием более крупных кластеров. Установлено, что в начальной фазе процесс RLA является доминирующим [7]. В ходе процесса RLA не происходит образования больших кластеров асфальтенов, склонных к осаждению. На более поздней стадии агрегация контролируется DLA, в процессе которого частицы слипаются при каждом контакте и образуют агрегаты, которые могут выделиться из раствора в виде отдельной твердой фазы.

В работе [8] изучался процесс агрегации асфальтенов путем контроля динамики изменения интенсивности рассеянного света в растворе углеводородов в условиях структурных/фазовых переходов вблизи критической точки (онсет). Установленная зависимость рассеяния света и коэффициента диффузии от температуры и концентрации растворителя

позволила определить параметры устойчивости к расслоению (выпадению тяжелых фракций) модельных углеводородных систем. Зависимость характерного размера агрегатов $r(t)$ можно аппроксимировать формулой (1).

$$r(t) = r_0 \left(1 + \frac{t}{t_A} \right)^\alpha,$$

где r_0 — начальный размер зародышей агрегатообразования, t_A — характерное время агрегатообразования, коэффициент α определяется экспериментально и зависит от начального исследуемого состава и типа растворителя (при протекании агрегации по механизму DLA $\alpha = 0.36$).

Так как время эксперимента на много порядков больше характерного времени агрегирования, в экспериментах [9] удалось установить зависимость роста размеров асфальтеновых агрегатов в толуоле, что позволяет примерно оценить изменение размера агрегатов в описываемом эксперименте от начального 100 до 1000 нм за время 240 мин. Количественно получить распределение агрегатов по размерам можно методом измерения концентрации наночастиц (Condensation particle counter), используемым для контроля примесей, методом электронной микроскопии или атомно-силовой микроскопии и др. Важно, что для регистрации частиц от 5 нм, можно использовать отечественное оборудование [9], например прибор NP Counter («НП ВИЖН», Россия). Используя далее гидроперколяционный подход [10, 11], при математическом моделировании появляется возможность существенно повысить точность численного имитационного моделирования. Подобный подход использован авторами для анализа наноразмерных явлений при тепловых методах воздействия на высоковязкие пласты [12], позволивший объяснить резкое снижение проницаемости карбонатных пластов высоковязкой нефти при закачке высокотемпературного теплоносителя [13] и особенности разделения нефти на легкие и тяжелые фракции при использовании в качестве растворителя углекислого газа [14].

Актуальность исследования обусловлена тем, что на данный момент известны стандартные методы, способные только количественно фиксировать начало агрегации асфальтенов в нефти¹⁻⁹, одна-

¹ ГОСТ Р 50837.8-95. Топлива остаточные. Определение прямоугонности. <https://docs.cntd.ru/document/1200026892> (дата обращения: 18.12.2023).

² ASTM D6703. Стандартный метод автоматизированной титриметрии Хейтхауса. <https://www.astm.org/d6703-19.html> (дата обращения: 18.12.2023).

³ ASTM D7060. Стандартный метод испытаний для определения максимального коэффициента хлопьеобра-

ко существуют исследования, показывающие, что окончательному формированию частиц асфальтенов может предшествовать индукционный период [5, 6]. Сравнение известных методик¹⁻⁹ позволяет утверждать, что при существенном разнообразии авторских подходов общим для них является то, что фиксируется начальная стадия агрегации асфальтенов¹, а динамический характер агрегации исследован недостаточно и соответственно не учитывается его влияние на конечный результат оценки устойчивости НДС [15, 16].

Целью данной работы было проведение динамических исследований устойчивости нефтей в процессе агрегирования асфальтенов с использованием рекомендаций метода ASTM D7061⁸.

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ ЧАСТЬ

Для проведения исследования в качестве растворителя применялся толуол ч. д. а., в качестве осадителя — *n*-гептан ч. д. а. производства компании АО «ЭККОС-1».

Метод ASTM D7061, стандартизирующий определение устойчивости нефтей и нефтепродуктов, основан на оценке осаждения асфальтенов гептаном из толуольного раствора исследуемого образца нефти путём измерения коэффициента пропускания света, с помощью оптического сканирующего устройства.

зования и пептизирующей способности в остаточных и тяжелых мазутах (оптический метод определения). <https://www.astm.org/d7060-20.html> (дата обращения: 18.12.2023).

⁴ ASTM D7112. Стандартный метод определения параметров стабильности и их совместимости для тяжелых дизельных топлив и неочищенной нефти с помощью оптического анализатора. <https://www.astm.org/d7112-19.html> (дата обращения: 18.12.2023).

⁵ ASTM D7157. Определение стабильности и совместимости нефти и нефтепродуктов. <https://www.astm.org/d7157-18.html> (дата обращения: 18.12.2023).

⁶ ASTM D4740. Стандартный метод определения чистоты и совместимости нефтяных топлив с помощью испытания методом пятна. <https://www.astm.org/d4740-02.html> (дата обращения: 18.12.2023).

⁷ ASTM D4870. Стандартный метод испытания для определения содержания общего осадка в остаточных топливах. <https://www.astm.org/d4870-18.html> (дата обращения: 18.12.2023).

⁸ ASTM D7061-19e1. Стандартный метод испытаний для измерения фазового разделения асфальтеносодержащих нефтей с помощью оптического сканирующего устройства. <https://www.astm.org/d7061-19e01.html> (дата обращения: 18.12.2023).

⁹ ГОСТ 32269-2013. Битумы нефтяные. Метод разделения на четыре фракции. <https://docs.cntd.ru/document/1200108290> (дата обращения: 18.12.2023).

При этом проводят измерения коэффициента пропускания по высоте пробирки, заполненной раствором нефти в толуоле при добавлении алкана. Значение, характеризующее устойчивость образца — SI (Stability Index), рассчитывают как стандартное отклонение среднего коэффициента пропускания от числа сканирований оптическим прибором.

Согласно методике ASTM D7061, исследуемый образец нефти разбавляют толуолом в соотношении нефть : толуол в пропорции от 1 : 3 до 1 : 20. Требуемое соотношение устанавливается стандартом для различных типов нефтей. Рекомендуется, чтобы разбавленный толуолом в выбранном соотношении образец имел значение пропускания до 15% в начале измерений. Затем отбирают 2 мл приготовленного раствора, который разбавляют 23 мл *n*-гептана. Образец перемешивают в течение 6 с и помещают в кювету для оптических измерений.

Сканирование образца проводят каждую минуту в течение фиксированного времени (согласно ASTM D7061 — 15 мин), и рассчитывают значение коэффициента стабильности (Stability Index) SI по формуле (2):

$$SI = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (X_i - X_T)^2}{n - 1}},$$

где X_i — среднее значение пропускания за каждые 60 с измерений, X_T — среднее значение X_i , n — число измерений.

Устойчивость нефти оценивают по принадлежности к определенному уровню, исходя из значения SI в соответствии с табл. 1.

Метод ASTM D7061 не предназначен для прогнозирования совместимости нефтей до их смешивания, но может служить для оценки устойчивости конкретной смеси нефтей.

Для экспериментального исследования устойчивости были выбраны четыре нефти с различным составом и содержанием высокомолекулярных компонентов (табл. 2).

В данной работе использовали анализатор стабильности эмульсий и коллоидных систем MultiScan

Таблица 1. Устойчивость нефти в зависимости от индекса SI (согласно ASTM D7061)

| Значение SI | Уровень устойчивости исследуемого образца |
|-------------|---|
| <5 | высокая |
| 5–10 | средняя |
| >10 | низкая |

Таблица 2. Физико-химические характеристики образцов нефтей

| Образец | Плотность, кг/м ³ | Содержание, мас% | | Соотношение смол и асфальтенов |
|---------|------------------------------|---------------------------------------|------|--------------------------------|
| | | асфальтенов (по ГОСТ 32269-2013) [28] | смол | |
| 1 | 857.7 | 2.9 | 13.0 | 4.48 |
| 2 | 862.5 | 1.8 | 13.6 | 7.56 |
| 3 | 867.7 | 1.8 | 13.1 | 7.27 |
| 4 | 945.0 | 3.7 | 28.9 | 7.76 |

MS20 (Data Physics, Германия). Он позволяет исследовать устойчивость НДС с помощью оптического датчика, работающего в ближней инфракрасной области (880 нм), сканирующего профиль дисперсии с необходимой частотой в термостатируемой ячейке. Исследование выполняется с помощью двух источников света и детектора, который измеряет пропускание и обратное рассеяние дисперсий с течением времени, что фиксируется прибором и позволяет охарактеризовать скорость происходящего процесса. Измерения этих показателей производятся по всей высоте пробирки, заполненной исследуемым составом, с регистрацией показаний через установленные промежутки времени. Измеренные значения пропускания представляются в виде графика, по оси абсцисс которого располагаются значения высоты от дна пробирки с образцом, на котором производится измерение показателя коэффициента пропускания, по оси ординат – значения коэффициента пропускания. Получаемые графики различаются по цвету в зависимости от времени измерения с начала эксперимента (рис. 1). Периодичность измерений задается оператором.

РЕЗУЛЬТАТЫ И ИХ ОБСУЖДЕНИЕ

В табл. 3, 4 представлены рассчитанные значения SI строго в соответствии с методикой ASTM D7061 для образцов 1–4 при соотношениях нефть : толуол = 1 : 3 и 1 : 10 (время наблюдения 15 мин).

Чтобы проследить детально динамику осаждения, изменения оптических свойств растворов наблюдали при соотношении нефть : толуол = 1 : 10 в течение 5 ч.

Данные, полученные после обработки измерений при разведении 1 : 10, имеют аналогичный вид, поэтому далее приводится сравнение изменения коэффициента пропускания света во времени для сильно различающихся по поведению образцов 1 и 4. На рис. 2, 3 представлены графики зависимости коэффициента пропускания образцов 1 и 4 от времени на различных расстояниях от дна пробирки (от 5 до 45 мм).

Для анализа характера изменения коэффициента пропускания были построены графики зависимости частной производной коэффициента пропускания по времени процесса τ' от времени процесса t (рис. 4, 5). Оранжевой линией показана производ-

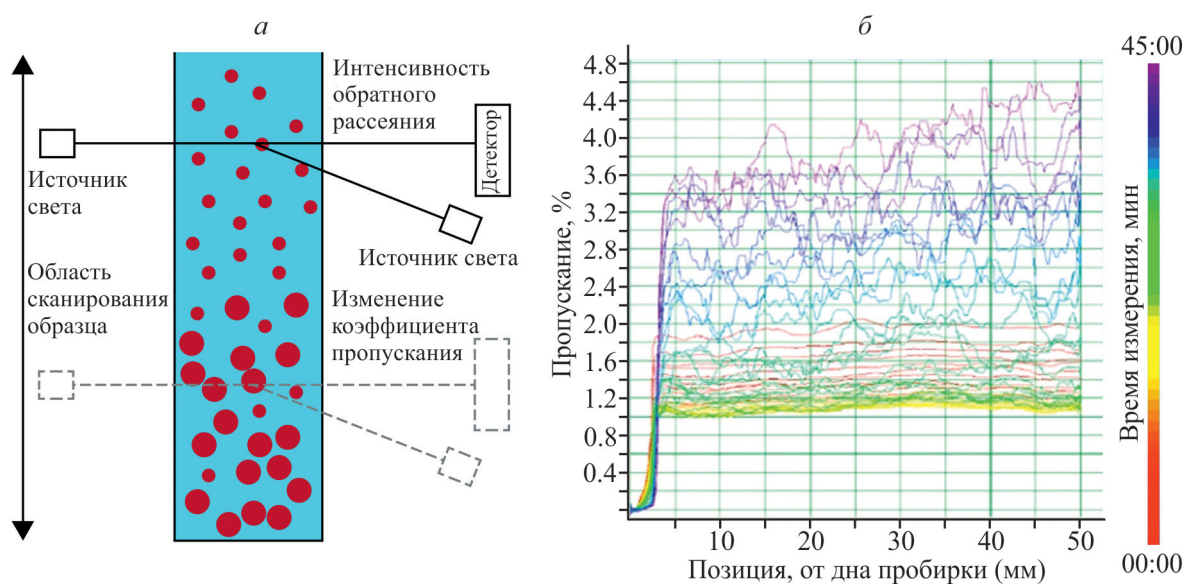


Рис. 1. Схематическое представление работы прибора MultiScan MS20 (а) и вид получаемых данных (б).

Таблица 3. Коэффициенты устойчивости нефтей *SI* согласно ASTM D 7061 при соотношении нефть : толуол = 1 : 3

| Образец нефти | SI |
|---------------|------|
| 1 | 5.5 |
| 2 | 3.5 |
| 3 | 5.5 |
| 4 | 0.21 |

Таблица 4. Коэффициенты устойчивости нефтей *SI* согласно ASTM D 7061 при соотношении нефть : толуол = 1 : 10

| Образец нефти | SI |
|---------------|------|
| 1 | 0.38 |
| 2 | 0.89 |
| 3 | 1.79 |
| 4 | 0.58 |

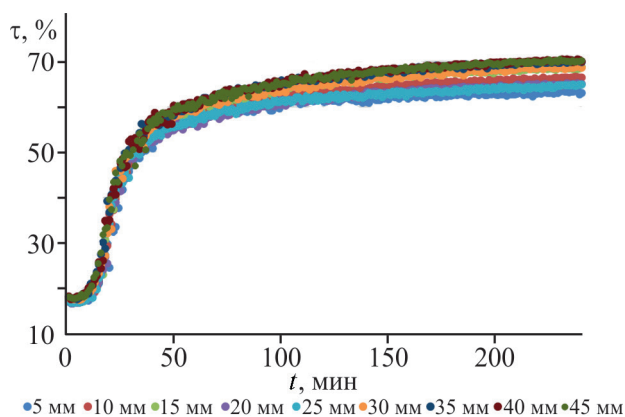


Рис. 2. Зависимость коэффициента пропускания от времени для образца 1 при соотношении нефть : толуол = 1 : 10.

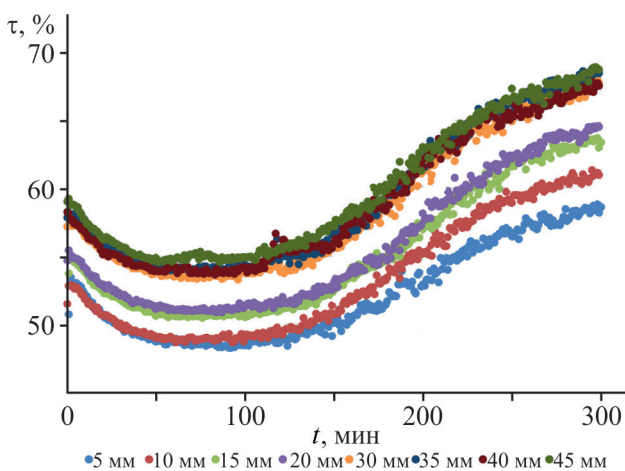


Рис. 3. Зависимость коэффициента пропускания от времени для образца 4 при соотношении нефть : толуол = 1 : 10.

ная, полученная дифференцированием по времени полинома, построенного путём аппроксимации значений коэффициента пропускания на расстоянии 25 мм от дна пробирки.

На представленных графиках красной рамкой отмечена зона предполагаемого протекания процесса в области, где с большой степенью вероятности происходит образование наноагрегатов асфальтенов

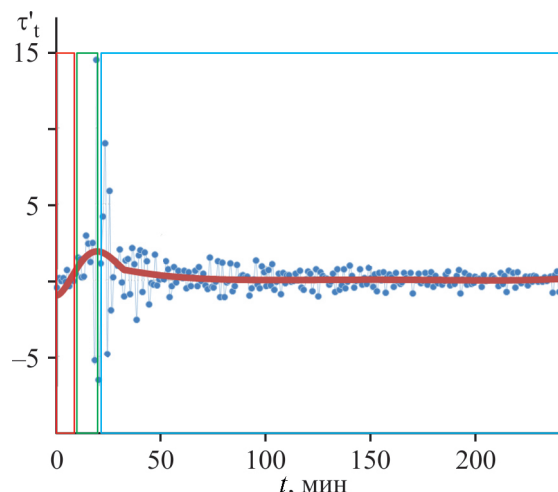


Рис. 4. Зависимость частной производной коэффициента пропускания по времени процесса τ'_t от времени процесса t для образца 1.

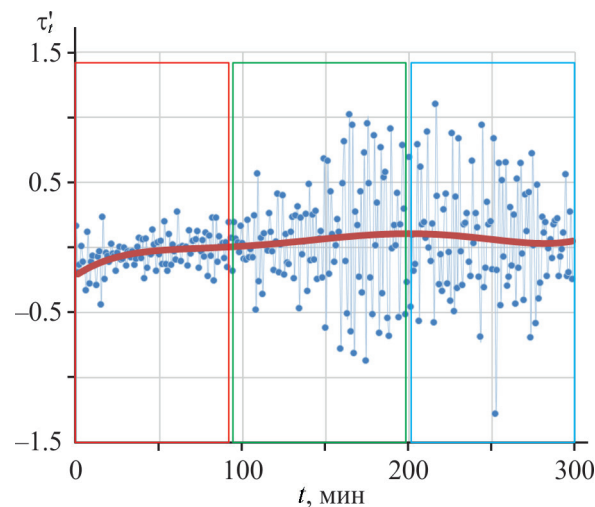


Рис. 5. Зависимость частной производной коэффициента пропускания по времени процесса τ'_t от времени процесса t для образца 4.

в объеме образца, что сопровождается уменьшением коэффициента пропускания по высоте пробирки ($\tau'_t < 0$) — индукционный период. Зеленой и синей рамками отмечены периоды, когда процесс агрегации продолжается, но также начинает происходить

Таблица 5. Стабильность образца 4 в зависимости от условий начального разведения (нефть : толуол) и времени от начала агрегирования (с учетом и без учета индукционного периода)

| Разведение (соотношение нефть : толуол) | | | |
|---|---------------------------------|------------------|---------------------------------|
| 1 : 3 | | 1 : 10 | |
| Время от начала агрегирования, мин | | | |
| 15 (по методике) | 21 (по завершении инд. периода) | 15 (по методике) | 83 (по завершении инд. периода) |
| 0.21 | 0.97 | 0.58 | 4.70 |

седиментация наноагрегатов асфальтенов, коэффициент пропускания при этом увеличивается ($\tau_t' > 0$). Синей рамкой отмечен период спада скорости протекания процесса седиментации наноагрегатов асфальтенов с достижением седиментационно-диффузионного равновесия. Исходя из анализа значений производной, полученной путём дифференцирования полинома, предполагаемая длительность индукционного периода для образца 1 составляет 5 мин, для образца 4 — 83 мин.

При этом, в соответствии с формулой (1), если следовать рекомендациям методики ASTM D7061 при продолжительности измерений не более 15 мин (табл. 1), образец нефти 4 более устойчив, чем образцы 1–3 (табл. 3). Исходя из данных табл. 2, в образце 4 процентное содержание смол наибольшее, при этом значения рассчитанных соотношений содержания смол к содержанию асфальтенов (последний столбец табл. 2), мало отличающиеся у образцов 2, 3, 4, не позволяют предсказать особенности кинетики наблюдаемого фактически процесса осаждения асфальтенов.

В табл. 5 представлены результаты расчета стабильности образца 4 при разных разведениях по формуле (2) с учетом и без учета индукционного периода, сопровождающего формирование частиц асфальтенов. Несмотря на то, что все образцы по коэффициенту SI попадают в зону уровня высокой и средней стабильности (табл. 2), появляется возможность дифференциации исследуемых дисперсий за счет различий в кратности разведения растворителем и учета индукционного периода формирования частиц асфальтенов.

Контролируя в эксперименте изменение плотности смеси и кривые изменения коэффициента пропускания света, можно рассчитать процесс коагулирования агрегатов, предсказывать их размер и скорость осаждения. При таком подходе возможно прогнозировать результаты компаундирования нефтей при их транспортировке и переработке, а при добыче нефти — оценить интенсивность сорбции, изменение распределения пор по размерам с учетом увеличения предела непротекания при росте асфальтеновых

отложений, что, в свою очередь, позволит провести сопоставление с динамической пористостью, абсолютной и относительной проницаемостями, фиксируемыми экспериментально в динамических экспериментах с использованием и других растворителей, в том числе, при закачке CO_2 . В последнем случае, определение функций относительной фазовой проницаемости, позволит замкнуть математическую модель, описывающую сложные физико-химические процессы при использовании растворителей для разработки высоковязких нефтей.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

При анализе данных, которые стали доступны при динамических измерениях, полученных с помощью прибора MultiScan MS20, было выделено три области, характеризующиеся различной интенсивностью протекания процесса осаждения асфальтенов во времени. Показано, что для всех образцов существует индукционный период, в процессе которого коэффициент пропускания света уменьшается. Для образца тяжелой нефти индукционный период сильно выражен и длится примерно в течение 80 мин для состава, разбавленного в пропорции нефть : толуол 1 : 10, а для образцов нефтей, которые можно отнести к категории средних нефтей, этот период не превышает 10 мин. Вышеперечисленные особенности кинетики осаждения асфальтенов важно учитывать при исследовании процесса их агрегации для оценки устойчивости НДС. Несмотря на то, что в работе исследования агрегации асфальтенов проведены при стандартных условиях (0.1 МПа и 20°C), рассмотренный оптический метод контроля за агрегацией асфальтенов перспективен для проведения исследований и при условиях, соответствующих пластовым, что особенно важно при изучении эффективности растворителей, сильно влияющих на стабильность асфальтеносодержащих дисперсий, особенно при закачке CO_2 . Определены направления дальнейших исследований с учетом возможности применения нового метода количественной оценки скорости агрегирования

асфальтенов как для процессов компаундирования нефтей, так и при использовании растворителей для разработки месторождений высоковязких нефтей.

ФИНАНСИРОВАНИЕ

Исследование выполнено при поддержке гранта Российского научного фонда № 22-77-10081, <https://rscf.ru/project/22-77-10081/>

КОНФЛИКТ ИНТЕРЕСОВ

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов, требующего раскрытия в данной статье.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

Косач Анна Владимировна

ORCID: <https://orcid.org/0009-0005-6014-7447>

Кравченко Марина Николаевна, к.ф.-м.н., доцент

ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-6465-2874>

Королев Виталий Константинович

ORCID: <https://orcid.org/0009-0002-8182-1013>

Новиков Евгений Анатольевич, к.х.н.

ORCID: <https://orcid.org/0009-0002-7569-0379>

Гришина Ирина Николаевна, к.х.н.

ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-3923-6902>

Сафиева Равиля Загидулловна, д.т.н., профессор

ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-1774-4175>

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Забродин П. И., Раковский Н. Л., Розенберг М. Д.* Вытеснение нефти из пласта растворителями. М.: Недра, 1968. 224 с.
2. *Хайбуллина К. Ш.* Дис. канд. техн. наук. Санкт-Петербург, Санкт-Петербургский горный университет. 2019. 98 с.
3. *Shilov E., Cheremisin A., Maksakov K., Kharlanov S.* Huff-n-puff experimental studies of CO₂ with heavy oil // *Energies*. 2019. V. 12. N 22. P. 4308. <http://dx.doi.org/10.3390/en12224308>.
4. *Лесина Н. В., Усачев Г. А., Кравченко М. Н.* Повышение эффективности разработки месторождений высоковязкой нефти // *Геология и недропользование*. 2023. Т. 13. № 2. С. 69–75.
5. *Городецкий Е. Е., Курьяков В. Н., Юдин И. К., Дешабо В. А., Косов В. И., Юдин Д. И.* Исследование устойчивости и кинетики агрегации тяжелых фракций в модельных системах и природных нефтях // *Георесурсы, геоэнергетика, геополитика*. 2012. Т. 6. № 2. С. 1–19.
6. *Келбалиев Г. И., Рзаев Аб. Г., Расулов С. Р., Сулейманов Г. З., Гусейнова Л. В.* Процессы агрегирования и коагуляции частиц асфальтенов в нефти и нефтяной эмульсии // *Theoretical Foundations of Chemical Engineering*. 2015. Т. 49. № 3. С. 239–246.
7. *Soulgani B.S., Reisi F., Notouzi F.* Investigation into mechanisms and kinetics of asphaltene aggregation in toluene/n-hexane mixtures // *Petroleum Science*. 2020. N 17. P. 457–466. <https://doi.org/10.1007/s12182-019-00383-3>.
8. *Курьяков В. Н.* Автореф. дис. канд. физ.-мат. наук. М., ОИВТ РАН. 2016. 23 с.
9. *Курьяков В. Н.* Анализ жидкостей на содержание наноразмерных механических примесей методом ультрамикроскопии // XIII семинар вузов по теплофизике и энергетике: тезисы докладов Всероссийской научной конференции, Нижний Новгород, 12–14 октября 2023 года. Нижегородский государственный технический университет им. П. Е. Алексеева. 2023. С. 175–176.
10. *Кравченко М. Н., Ивлев М. И., Пантелей К. Д.* Математическое моделирование сорбционных процессов с учетом трансформации пористой матрицы // *Учен. зап. Казан. ун-та. Сер. Физ.-матем. науки*. 2021. Т. 163, кн. 2. С. 128–142. <https://doi.org/10.26907/2541-7746.2021.2.128-142>
11. *Kravchenko M. N., Safigueva P. Z., Aminov V. F., Lescina N. V.* Особенности математического моделирования экспериментов на кернах по вытеснению тяжелых нефтей с использованием газов-растворителей // *Труды Российского государственного университета нефти и газа имени И. М. Губкина*. 2022. № 2 (311). С. 128–142.
12. *Лесина Н. В., Кравченко М. Н.* Учет наноразмерных явлений при моделировании экспериментов на кернах пластов высоковязкой нефти. Наноявления в геоэкологии и при разработке месторождений углеводородного сырья: от наноминералогии и нанохимии к нанотехнологиям / Под ред. А. Я. Хавкина // *Материалы VII Международной Конференции*. Москва, 22–23 ноября. М.: Творческая мастерская. 2022 г. 367 с. ISBN 978-5-6049024-4.
13. *Лесина Н. В., Николаева С. Н., Карамов Т. И., Попов Е. Ю., Славкина О. В., Кравченко М. Н.* Определение причин снижения проницаемости карбонатных коллекторов высоковязкой нефти при увеличении температуры на основе результатов лабораторных исследований // *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*. 2023. Т. 377. № 5. С. 55–61.
14. *Лесина Н. В., Усачев Г. А., Кравченко М. Н.* Повышение эффективности разработки месторождений высоковязкой нефти // *Геология и недропользование (журнал ЕСОЭН)*. 2023. Т. 13. № 2. С. 69–75.
15. *Petrova L. M., Borisov D. N., Zajdullin I. M., Abbakumova N. A.* Studying the dynamics of asphaltene precipitation in the n-heptane/toluene system. // *Bulletin of Kazan Technological University*. 2011. N 10. P. 148–151.
16. *Mal'tseva E. V., Gorshkov A. M., Chekantseva L. V., Shishmina L. V., Yudina N. V.* Influence of aggregation of asphaltenes on the rheological properties of oil // *Rus. J. of App. Chem*. 2013. V. 86. N 9. P. 1370–1375. <https://doi.org/10.1134/S1070427213090096>.