

## ИССЛЕДОВАНИЕ МЕЖФАЗНОГО НАТЯЖЕНИЯ МОДЕЛЬНЫХ НЕФТЯНЫХ СИСТЕМ РАСТВОРОВ АСФАЛЬТЕНОВ

А.Э. Багнюков

Научный руководитель заведующая лабораторией Л.В. Чеканцева

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Одним из нежелательных процессов при разработке нефтяных месторождений является деасфальтизация нефтей в пласте, которая может приводить к закупорке пор и уменьшению проницаемости нефтяного пласта. Асфальтены как наиболее полярные компоненты нефти проявляют значительную поверхностную активность. Особую актуальность приобретает прогнозирование фазового поведения асфальтенов в нефтяных дисперсных системах (НДС) и изучение процессов с их участием. Формирование отложений асфальтенов на различных поверхностях осложняет протекание нефтетехнологических процессов [1]. В нефтяных дисперсных системах коллоидное диспергирование одной фазы в другой сопровождается резким усилением поверхностных явлений, связанных с возрастанием межфазной поверхности [2].

В настоящей научно-исследовательской работе было определено начало флокуляции асфальтенов по изменению межфазного натяжения. Существуют различные методики определения начала ассоциирования асфальтенов. Нами был использован сталагмометрический метод определения межфазного натяжения на границе жидкость-жидкость. Объектом исследования были взяты модельные системы асфальтенов Т нефти с концентрацией 0,2 г/л и 0,4 г/л в толуоле, физико-химические свойства которых приведены в таблице 1. Образцы асфальтенов были предоставлены Институтом химии нефти СО РАН, г. Томск.

Таблица 1

Физико – химические свойства Т нефти

Содержание, масс.доли, %	Парафины, %	Смолы, %	Асфальтены, %
Значение показателей	2,4	28	5,8

Величину поверхностного натяжения толуол-вода была определена на сталагмометре СТ-2. Сталагмометр предназначен для определения поверхностного натяжения растворов ПАВ методом определения объема капель, выдавливаемых на границах жидкость-жидкость. Принцип действия сталагмометра: при вращении микрометра наконечник оказывает давление на подвижный шток поршня, который перемещаясь в корпусе шприца, заполненного исследуемой жидкостью, выдавливает ее из кончика капилляра в виде капли в другую жидкость. При достижении критического объема капли отрываются.

Величина межфазного поверхностного натяжения нефти на границе с водой рассчитывается по формуле:

$$\sigma = K \cdot V \cdot (\rho_B - \rho_H),$$

где  $\sigma$  - среднее значение межфазного поверхностного натяжения, мН/м;  $K$  - постоянная капилляра, (мН/м)/(кг/м<sup>3</sup>);  $V$  - среднеарифметическая величина объема выдавливаемой капли, в делениях лимба микровинта;  $\rho_B$  – плотность воды, кг/м<sup>3</sup>;  $\rho_H$  - плотность нефти, кг/м<sup>3</sup>. Для определения постоянной капилляра было замерено межфазное поверхностное натяжение эталонного гептана на границе с дистиллированной водой, значение межфазного натяжения которого имеется в справочнике. Определив на сталагмометре объем выдавливаемой капли, постоянную  $K$  капилляра определяют по формуле:

$$K = \frac{50,2}{V \cdot (\rho_B - \rho_2)},$$

где 50,2 - поверхностное натяжение на границе гептан - дистиллированная вода;  $\rho_B$  - плотность воды;  $\rho_0$  - плотность гептана.

Точку начала флокуляции асфальтенов (“onset”) определяли по минимальному количеству н-гептана, при котором происходило скачкообразное изменение свойств системы [2].

Осаждение проводили последовательным добавлением н-гептана от 10 % до 70% об. к растворам асфальтенов нефти. Измерение объема капли для каждой концентрации н-гептана проводили 30 раз для достижения максимальной точности вычисления. Полученные результаты приведены на графике рис.1. Пороговое значение образования агрегатов определяли как точку перегиба на графике при очередном добавлении н-гептана. Для раствора асфальтенов в толуоле с концентрацией 0,2 г/л она составила 53 %. Для раствора асфальтенов в толуоле с концентрацией 0,4 г/л она составила 55 %.

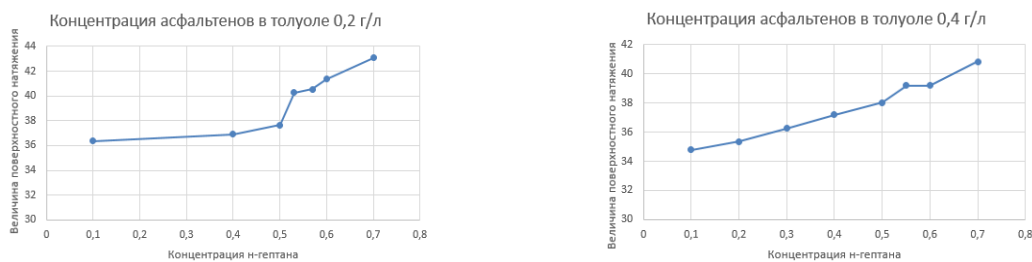


Рис. 1 Зависимость величины поверхностного натяжения от концентрации добавленного н-гептана

В результате выполненной работы нами было обнаружено пороговое значение образования агрегатов для модельных растворов асфальтенов Т нефти в толуоле. Полученные данные достаточно близко коррелируются с результатами определения точки onset, полученными с помощью метода фотонной корреляционной спектроскопии 47 % для концентрации 0,2 г/л и 52,2 % для концентрации 0,4 г/л.

#### Литература

1. Сафиева Р.З. Химия нефти и газа. Нефтяные дисперсные системы: состав и свойства (часть 1) // Учебное пособие. – М.: РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина. 2004. – 82 с.
2. Сафиева Д.О. Адсорбция асфальтенов на твердых поверхностях и их агрегация в нефтяных дисперсных системах// Автореферат. Дисс. на соискание ученой степени кандидата химических наук. – М.: 2011. – 26 с.

### ПЕРСПЕКТИВНЫЕ МЕТОДЫ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ

А.Ш.Басалаева, С.М.Гусева

Научный руководитель профессор Н.П. Запивалов

Новосибирский государственный университет, г. Новосибирск, Россия

В настоящее время компаниями разрабатываются месторождения жесткими методами, что приводит к относительно резкому снижению объемов добычи из-за большого количества остаточной нефти. Это связано с экономической выгодой нефтедобывающих компаний. В итоге, в залежи остается больше трети углеводородов, а во многих случаях больше половины. Часто это связано с выбором неправильного процесса разработки. Вследствие чего возникла потребность в освоении новых методов повышения нефтеотдачи, которые могли бы продлить жизнь месторождению. На рисунке показана схема, по которой работает большинство действующих месторождений.

Основными проблемами, с которыми сталкиваются при создании метода, увеличивающего коэффициент нефтеотдачи, являются сильно заводненные коллекторы. Отсутствие моделей для опробования внутрипластовых важно отметить, что для применения метода на каком-то конкретном месторождении нужно учитывать индивидуальные свойства коллектора, а также экономическую эффективность использования дополнительных технологий.

Основными причинами падения уровня добычи – снижение добычи нефти на зрелых месторождениях, недостаточная вовлеченность запасов в разработку и сведение к минимуму геологоразведочных работ. В России почти половина всех углеводородных ресурсов считаются нерентабельными [7]. Это связано с тем, что нет приемлемых условий для освоения трудноизвлекаемых запасов на новых участках, и на эксплуатируемых. Количество остаточной нефти по ряду месторождений определяется десятками и сотнями миллионов тонн. Но благодаря передовым методам нефтяники способны изъять из-под земли до трех четвертей нефтяного запаса.

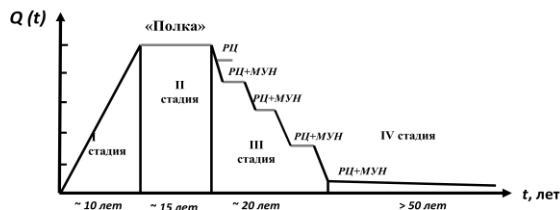


Рис. Обобщенный график жизни нефтяного месторождения:  $Q(t)$  - добыча нефти,  $t$  – время разработки месторождения, РЦ-реабилитационные циклы, МУН-методы увеличения нефтеотдачи, «Полка» - стабильное состояние системы [1]