

## ФАЗОВЫЕ ПЕРЕХОДЫ КОМПОНЕНТОВ НЕФТИ В ПРИСУТСТВИИ СУКЦИНИМИДНОЙ ПРИСАДКИ

Фам Тиен Тханг<sup>1</sup>, Е.В. Мальцева<sup>2</sup>

Научный руководитель: к.х.н, Е.В. Мальцева,

зав. лаб. физико-химических процессов в нефтегазодобыче Л.В. Чеканцева<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Национальный исследовательский Томский политехнический университет,

Россия, г.Томск, пр. Ленина, 30, 634050

<sup>2</sup>Институт химии нефти СЦ РАН, Россия, г.Томск, Пр. Академический, 4, 634021

E-mail: [thanghuongduong1@yahoo.com.vn](mailto:thanghuongduong1@yahoo.com.vn)

## PHASE TRANSITIONS OF COMPONENTS OIL IN PRESENCE OF SUCCINIMIDE ADDITIVES

Pham Tien Thang<sup>1</sup>, E. V. Maltseva<sup>2</sup>

Scientific Supervisor: PhD E. V. Maltseva,

Head of Lab. of phys.-chem. processes in the oil and gas L.V. Chekantseva<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Tomsk Polytechnic University, Institute natural resources, Russia, Tomsk, Lenin str., 30, 634050

<sup>2</sup>Institute of Petroleum chemistry SB RAS, Russia, Tomsk, Akademichesky Av., 4, 634021

E-mail: [thanghuongduong1@yahoo.com.vn](mailto:thanghuongduong1@yahoo.com.vn)

*Oil recovery, development and transportation of hydrocarbons complicated high content of paraffin and asphaltene compositions, which cause an increase in viscosity of oil disperse systems, as well as the loss of fluidity at low ambient temperatures. As a result of research work shows that the succinimide dispersant additive in model solutions under cooling in a series of paraffin with additives prevents nucleation in the case of low paraffin concentrations.*

Добыча, подготовка и транспорт углеводородного сырья осложняется высоким содержанием парафиновых и асфальтеновых компонентов, которые обуславливают повышение вязкости нефтяных дисперсных систем, а также потерю текучести при пониженных температурах окружающей среды [1, 2]. Поэтому необходимы прогнозные данные поведения нефтяных систем в процессе их перекачки и транспорта для различных климатических условий.

Одним из способов снижения температуры застывания и улучшения реологических характеристик нефти является применение депрессорных присадок, которые препятствуют зародышеобразованию парафиновых компонентов нефти и снижают количество нефтяного осадка. Однако важной исследовательской задачей является также изучение влияния присадок на асфальтеновые компоненты, которые также формируют нефтяные отложения и осложняют добычу и транспортировку нефти [3, 4].

Поэтому целью данной работы является изучение влияния присадки на парафиновые и асфальтеновые компоненты нефтяных дисперсных систем.

В работе изучалось действие сукцинимидной присадки диспергирующего действия. Для оценки влияния действия сукцинимидной присадки исследования проводили на модельных системах асфальтенов в концентрации 0,1–0,2 г/л и парафинов в диапазоне концентраций 1–10 %.

На первом этапе работы с целью регулирования фазовых переходов асфальтенов проводились исследования диспергирующей сукцинимидной присадки на процесс стабилизации роста асфальтеновых

частиц в модельной системе методом фотонной корреляционной спектроскопии (PhotoCor Complex System). На рисунке 1. представлены результаты действия присадки на агрегацию асфальтенов.

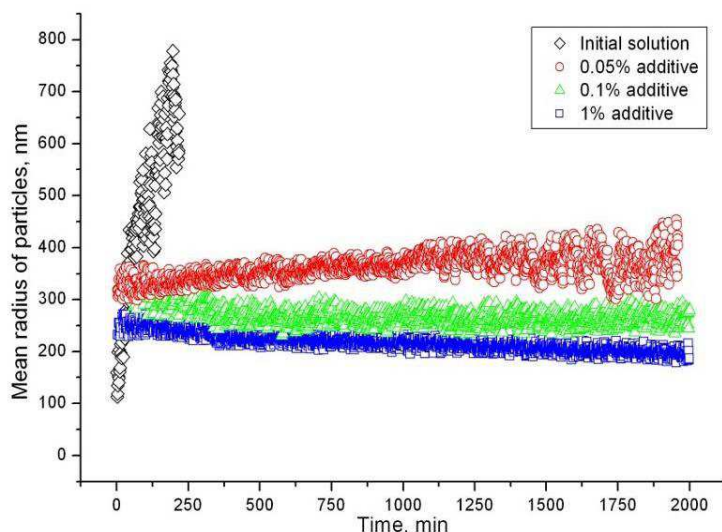


Рис. 1. Агрегация асфальтенов в модельном растворе при добавлении присадки в различных концентрациях

Как видно из рисунка, рассматриваемые концентрации присадки способствуют стабилизации роста асфальтеновых агрегатов. Наилучший результат зафиксирован для раствора с присадкой в концентрации 1 %, где размер частиц составляет 200 нм.

Исследование действия присадки на парафиновые компоненты проводили на модельных растворах и реальных нефтяных системах. Из нефтяных объектов выбраны три образца с различным содержанием асфальтенов и парафинов (таблица 1).

Таблица 1. Физико-химические свойства нефтей

Образец	$\rho$ , kg/m <sup>3</sup> , 20 °C	Tz, °C	Содержание нефтяных компонентов, %			
			Асфальтены (A)	Смолы (R)	Парафины (W)	B
Нефть 1	0,92	-15,7	10,0	31,0	1,1	37,3
Нефть 2	0,86	-22	2,0	6,9	4,8	1,85
Нефть 3	0,83	+12,5	0,69	-	13,27	0.05

Также был рассчитан коэффициент, позволяющий оценить соотношение гетероорганических компонентов нефти (A, R) к парафинистым (W) согласно формуле  $B = \frac{A+R}{W}$ .

Таблица 2. Температура застывания образцов растворов парафина и нефти с добавлением сукцинимидной присадки, °C

Концентрация присадки	Температура застывания, °C				
	-	0,03%	0,06%	0,5%	1%
Парафин (1 %)	<-40	-	-	-	-
Парафин (4 %)	-8.4	-7	-5	-	-
Парафин (6 %)	3.8	2.2	2.1	-	-
Парафин (10 %)	7.9	11.3	11.8	-	-
Нефть 1 (1.1 %)	-15.7	-14	-	-26.8	-25.4
Нефть 2 (4.4 %)	-30,4	-31	-36	-35.0	-
Нефть 3 (13.3 %)	14.8	12.3	12.1	12.0	-

Следующим этапом работы был проведен анализ влияния присадки на парафиновые компоненты в модельной системе и в нефти по оценке температуры застывания и реологических характеристик на приборах ИНПН «КРИСТАЛЛ» (разработчик ИХН СО РАН, г.Томск, Россия).

Установлено, что при добавлении присадки вязкость модельных растворов парафинов в диапазоне 1-6 % уменьшается до 86 мПа·с. При увеличении содержания парафина до 10 % вязкость увеличивается. Однако в нефтяных системах влияние присадки на вязкость слабо выражено. Результаты определения температуры застывания приведены в таблице 2.

В результате проведенной исследовательской работы, установлено, что диспергирующая

сукцинимидная присадка способствует стабилизации роста асфальтовых агрегатов. Также при охлаждении модельных растворов парафинов в ряду с депрессорными присадками препятствует зародышеобразованию в случаях низких концентраций парафина. В реальных нефтяных системах присадка способствует снижению температуры застывания только при введении высоких концентраций (0,5-1%). При этом увеличение содержания парафина в нефти более 6% снижает депрессорные свойства используемой присадки.

### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Zang V., Takanohashi T., Sato S. // Energy and Fuels. – 2003. – V. 17. – P. 101.
2. Буря Е.Г. Исследование процессов агрегации асфальтенов в углеводородных системах, Дис. канд. тех. наук. М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2001. – 109с.
3. Mansoori Ali G. A unified perspective on the phase behaviour of petroleum fluids // Int. J. Oil, Gas and Coal Techn. – 2009. – V. 2. – № 2. – P. 141–167.
4. Mullins O.C., Sheu E.Y., Hammami A. (Eds.). New York: Springer, 2007.

### МАГНЕЗИАЛЬНЫЕ БЕТОНЫ НА ОРГАНОМИНЕРАЛЬНОМ ЗАПОЛНИТЕЛЕ

П.В. Фатеев, К.С. Лаврова

Научный руководитель: доцент, к.т.н. Н.А. Митина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет,

Россия г. Томск, пр. Ленина, 30, 634050

E-mail: [mitinana@tpu.ru](mailto:mitinana@tpu.ru)

### MAGNESIA CONCRETE ON ORGANO-MINERAL AGGREGATE

P.V. Fateev, K.S. Lavrova

Scientific Supervisor: As.Prof. PhD N.A. Mitina

Tomsk Polytechnic University, Russia, Tomsk Lenin str., 30, 634050

E-mail: [mitinana@tpu.ru](mailto:mitinana@tpu.ru)

*This article presents the results of research on the production of waterproof magnesia compositions using peat. It has been shown that the use of a mixing new - solution Mg (HCO<sub>3</sub>)<sub>2</sub> – peat-magnesia composition a composition capable of hardening in water.*

При разработке новых эффективных материалов для строительных и ограждающих конструкций в настоящее время обращают большое внимание на доступность сырья и энергоэффективность получения материалов и изделий. Магнезиальные бетоны по сравнению с широко применяемыми бетонами на портландцементе выгодно отличаются в этом отношении.

Применение магнезиальных бетонов ограничивается их достаточно низкой водостойкостью. Традиционно, магнезиальное вяжущее относится к классу воздушных вяжущих. Для получения изделий каустический магнезит затворяется растворами солей магния. В результате получают структуры твердения, способные растворяться в воде, это гидрооксихлориды и гидрооксисульфаты магния.