

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки
Институт физики прочности и материаловедения Сибирского отделения
Российской академии наук

МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ

**Перспективные материалы
с иерархической структурой
для новых технологий
и надежных конструкций**

21 - 25 сентября 2015 г.

Томск, Россия

ТЕЗИСЫ ДОКЛАДОВ

ВЛИЯНИЕ НЕФТЕВЫТЕСНЯЮЩИХ КОМПОЗИЦИЙ НА СОСТАВ И СВОЙСТВА ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ ПРИ ЛАБОРАТОРНОМ МОДЕЛИРОВАНИИ

Стахина Л.Д.^{1,2}, Русских И.В.¹

¹Институт химии нефти СО РАН, Томск, Россия,

²Национальный исследовательский Томский государственный университет, Россия
sl@ipc.tsc.ru, rus@ipc.tsc.ru

В последние годы в мире доля тяжелой и высоковязкой нефти в общей ее добыче постоянно растет, значительные запасы такой нефти находятся в Канаде, Венесуэле, Мексике, США, Германии, России, Монголии и Китае. В настоящее время для увеличения добычи высоковязкой нефти используются различные технологии: закачка пара в пласт, термальные методы воздействия, применение гелеобразующих, нефтевытесняющих композиций, в частности, водных растворов поверхностно-активных веществ (ПАВ) и химических реагентов, а также комплексное использование этих методов. Механизмы нефтеотдачи и воздействия нефтевытесняющих композиций на остаточную и добытую нефть сложен и многогранен, что предопределяет необходимость экспериментальных и промышленных исследований на современной научной основе.

Цель данной работы – изучение влияния нефтевытесняющих композиций на состав и свойства высоковязкой нефти в лабораторных условиях, моделирующих пластовые.

Для исследования использовали 6 образцов высоковязкой нефти, добытой на месторождениях России (1R, 2R), Германии (3G, 4G), Монголии (5M, 6M). Систему нефть - нефтевытесняющая композиция в объемном соотношении 2:1 термостатировали при +125°C в течение 32 ч, затем систему охлаждали до комнатной температуры, отделяли от водной фазы нефтяную, которую исследовали. В качестве композиции использовали разработанный в ИХН СО РАН состав на основе водного раствора карбамида, аммиачной селитры, неионогенных и анионо-активных ПАВ.

В процессе термообработки (ТО) системы нефть – композиция наблюдались изменения свойств и состава нефти (табл. 1, 2).

Таблица 1 – Физико-химические свойства нефти до и после термообработки

Образец нефти	Вязкость при +25°C, мПа•с		Снижение вязкости (% отн.)	Плотность при +15°C, кг/м ³	
	До ТО	После ТО		До ТО	После ТО
1R	4000	2900	28	975	974
2R	600	96	84	850	844
3G	1020	540	47	906	900
4G	22	15	32	858	855
5M	75	24	68	848	843
6M	2150	730	20	870	875

9. Материалы и реагенты для повышения нефтеотдачи и транспортировки нефти

Из данных таблиц 1, 2 видно, что вязкость исходной нефти снизилась на 20-84 % отн., незначительно уменьшились плотность, количество смол и асфальтенов, а содержание насыщенных и ароматических углеводородов повысилось.

Таблица 2 – Групповой состав нефти до и после термообработки с композицией

Образец нефти	Содержание, % отн.							
	Насыщенные и ароматические УВ		Смолы		Асфальтены		Парафины	
	До ТО	После ТО	До ТО	После ТО	До ТО	После ТО	До ТО	После ТО
1R	70,3	71,2	22,1	19,6	7,6	9,2	0,8	0,5
2R	92,4	92,9	6,5	6,3	1,1	0,8	15,3	15,0
3G	87,5	88,0	12,2	11,0	0,3	1,0	9,8	9,1
4G	88,0	88,7	10,4	10,3	1,6	1,3	12,4	11,6
5M	91,1	92,5	8,4	6,5	0,5	1,0	9,0	6,6
6M	83,5	85,4	15,4	13,8	1,1	0,8	9,5	6,5

Результаты анализа *n*-алканов нефти методом ГЖХ также показали изменения в распределении и содержании легких и тяжелых гомологов (рисунок). Суммарное количество *n*-алканов с углеродными атомами < C₂₀ в нефти повысилось: до термообработки составляло 13–21 % отн. а после термообработки – 38–53 % отн.

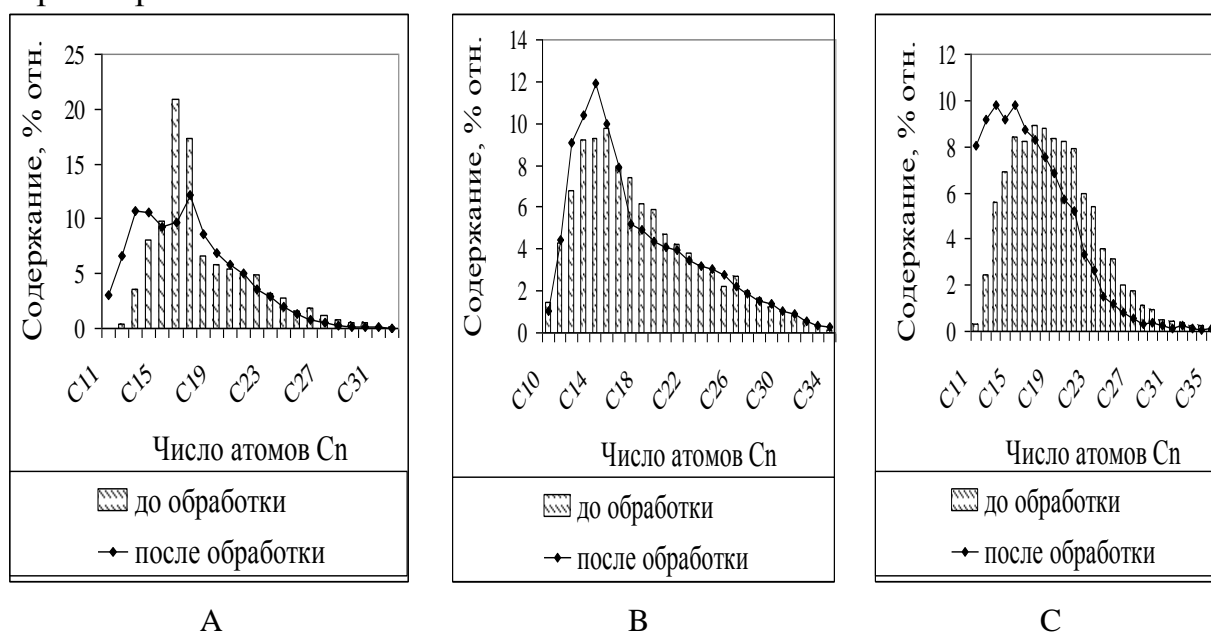


Рисунок. Состав *n*-алканов до и после ТО в образцах нефти:
А – 2R, В – 4G, С – 5M.

Таким образом, при лабораторном моделировании системы нефть-нефтевытесняющая композиция в высоковязких, тяжелых образцах нефти России, Германии и Монголии возросло содержание низкокипящих *n*-алканов C₁₀ - C₃₄, уменьшилось количество парафинов, смол и асфальтенов, что привело к снижению вязкости и плотности нефти.