

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВЛИЯНИЯ КОМПОЗИЦИЙ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТА НА СОСТАВ НЕФТИ УСИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

К.А. Степанцова, А.В. Переседова

Научные руководители: ассистент М.А. Дучко¹, ведущий инженер Д.И. Чуйкина²

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

²ФГБУН Институт химии нефти СО РАН, г. Томск, Россия

Современное состояние сырьевой базы нефтедобывающей отрасли характеризуется ростом доли месторождений с высоковязкой нефтью. Геологические запасы высоковязкой нефти в России составляют от 6 до 75 млрд. тонн, однако их применение требует использования специальных технологий. Наиболее распространенными методами разработки месторождений высоковязкой нефти являются тепловые. Однако они требуют больших материальных затрат, в результате чего значительно повышается себестоимость добываемой нефти. В этой ситуации для повышения эффективности увеличения нефтеотдачи пластов разрабатываются разнообразные технологии.

В Институте химии нефти СО РАН для увеличения нефтеотдачи месторождений с различными геолого-физическими условиями, в том числе залежей высоковязких нефтей, разработана нефтewытесняющая композиция на основе ПАВ – щелочная композиция ИХН-ПРО на основе неорганической буферной системы. Высокая нефтewытесняющая способность, совместимость с минерализованными пластовыми водами, снижение набухаемости глин приводит к доотмыву остаточной нефти как из высокопроницаемых, так и из низкопроницаемых зон пласта [1-3].

Для совершенствования технологии площадной закачки теплоносителя (пар, горячая вода) и ПЦО (пароциклической обработки) добывающих скважин предложено использовать загущенную композицию НИНКА. Загущенная композиция НИНКА (НИНКА-3) является одновременно потокоотклоняющей и нефтewытесняющей, используется для повышения эффективности паротеплового воздействия – увеличения коэффициента извлечения нефти (КИН) за счет увеличения коэффициента охвата пласта и коэффициента нефтewытеснения [1-3].

Комплексное применение методов увеличения нефтеотдачи может приводить к изменению состава и свойств пластовых нефтей, как за счет химического превращения компонентов нефти (воздействие высоких температур, химических реагентов, микроорганизмов, окисление минерализованной водой), так и за счет процесса доотмыва нефти и вовлечения в разработку остаточных нефтей низкопроницаемых коллекторов пласта. Немаловажное значение имеет также изучение состава и свойств добываемых с помощью новых технологий нефтей, которые в дальнейшем будут направлены на нефтепереработку.

В качестве объектов исследования были выбраны пробы нефти Усинского месторождения, отобранные в определенном интервале времени из пластов, в которые были закачаны нефтewытесняющие композиции ИХН-ПРО (скважина № 3421) и НИНКА-3 (скважина №2805).

Групповой состав определяли методом жидкостно-адсорбционной хроматографии деасфальтенизата на двойном сорбенте: силикагель и оксид алюминия(II степени активности) по методике ВНИГРИ [4].

Элюирование фракций насыщенных углеводородов (масла), и смол проводили последовательно гексаном, бензолом и смесью спирт-бензола (1:1 по объему). Предварительно из нефтей были выделены и определены гравиметрически асфальтены холодным методом Гольде [5]. Характер изменения группового состава образцов нефтей, полученных из пластов после обработки нефтewытесняющими композициями, представлен в табл. 1.

Таблица 1

Групповой состав нефти Усинского месторождения

№ скв.	Дата отбора	Способ нефтewытеснения, композиция	Содержание, мас. %		
			Масло	Смолы	Асфальтены
		Без композиции	74,42	17,08	8,50
2805	10.07.14	НИНКА-3	74,39	16,16	9,45
	01.09.14		76,46	16,17	7,37
	29.10.14		75,29	16,13	8,58
	12.05.16		76,57	14,33	9,10
		Без композиции	72,19	19,48	8,33
3421	30.10.14	ИХН-ПРО	74,96	17,70	7,34
	21.01.15		68,80	22,19	9,01
	27.08.15		74,53	18,04	7,43

Для нефти Усинского месторождения характерно высокое содержание смол и асфальтенов. В нефти после внесения композиции ИХН-ПРО понизилось содержание смол и асфальтенов, в дальнейшем периоде – возросло, по истечению 12 мес. приблизилось к первоначальному уровню. Применение композиции НИНКА-3 практически не повлияло на содержание смолистых компонентов: в течении трех месяцев их содержание оставалось неизменным, но через 22 месяца снизилось, при этом содержание асфальтенов закономерно изменяется в течении всего периода.

Методом газовой хроматографии-масс-спектрометрии в неполярной гексановой фракции определяли содержание и состав n-алканов (масс-спектрометр высокого разрешения DFS, TermoElectronFinnigan DFS, Германия предоставлен центром коллективного пользования ТомЦКП СО РАН)

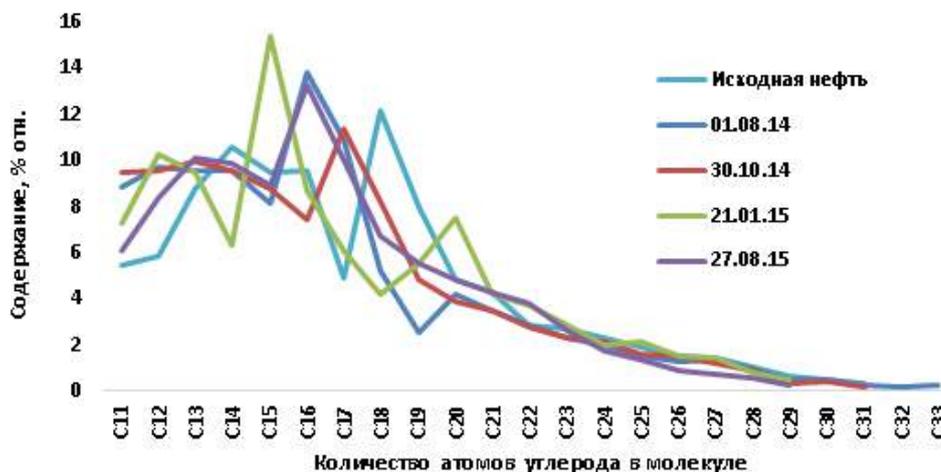


Рис.1. Молекулярно-массовое распределение n-алканов в нефти до и после внесения нефтewытесняющей композиции НИНКА-3

В исходной нефти преобладают n-алканы $C_{13}-C_{18}$. В результате обработки пласта композицией НИНКА-3 увеличилось относительное содержание гомологов $C_{16}-C_{19}$, при обработке пласта нефтewытесняющей композицией ИХН-ПРО, также увеличилось содержание n-алканов ($C_{15}-C_{19}$ гомологов) за счет вовлечения в разработку новых пропластов нефти, содержащей более легкие углеводороды.

Таким образом, использование нефтewытесняющих композиций для извлечения высокосмолистых нефтей привело к снижению содержания в нефти смол и асфальтенов и, как следствие, плотности нефти. Эти изменения могут быть следствием смещения равновесия распределения отдельных нефтяных компонентов: смол (в частности карбоновых кислот), низкомолекулярных n-алканов и ароматических углеводородов в системе нефть–водная фаза в сторону последней за счет введения в скважину композиции с поверхностно-активными веществами, повышающими растворяющую способность водной фазы. С увеличением времени после закачки концентрация композиции и, как следствие, растворяющая способность водной фазы снижаются, состав нефти постепенно возвращается к исходному. В составе n-алканов после внесения композиций начинают преобладать более легкие гомологи.

Литература

1. Алтунина Л.К. Термотропные гели, золи и композиции ПАВ для увеличения нефтеотдачи пластов // Нефть. Газ.Новации. – 2015. – № 6. – С. 27 – 32.
2. Алтунина Л.К., Кувшинов В.А. Физико-химические аспекты технологий увеличения нефтеотдачи (обзор) // Химия в интересах устойчивого развития. – 2001. – No 9. – С. 331–344.
3. Алтунина Л.К., Кувшинов В.А. Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи пластов нефтяных месторождений // Успехи химии. – 2007. – Т. 76. No 10. – С. 1034–1052.
4. Современные методы исследования нефтей (справочно-методическое пособие) / под ред. А.И. Богомолова, М.Б. Темянко, Л.И. Хотынцевой. – Л.: Недра, 1984. – 431 с.
5. Поконова Ю.В. Нефть и нефтепродукты. – СПб.: Профессионал, 2003. – 850 с..
6. Шерстюк С.Н. Изменение состава и свойств высоковязких нефтей Усинского месторождения при использовании физико-химических методов увеличения нефтеотдачи // Автореферат. Дис. ... канд. хим. наук –Томск, 2011.