

# **ТЕЗИСЫ ДОКЛАДОВ**

**МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ  
«Перспективные материалы с иерархической структурой  
для новых технологий и надежных конструкций»**

**X МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ  
«Химия нефти и газа»**

Томск

Издательский Дом ТГУ

2018

1

DOI: 10.17223/9785946217408/480

**ИЗМЕНЕНИЕ СОСТАВА ТЯЖЕЛОЙ НЕФТИ ПРИ  
МОДЕЛИРОВАНИИ НЕФТЕВЫТЕСНЕНИЯ**

Чуйкина Д.И., Савиных Ю.В., Стахина Л.Д.

*Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт химии нефти  
Сибирского отделения Российской академии наук, 634055, Россия, Томск, проспект  
Академический, 4, e-mail: yu-sav2007@yandex.ru*

Нефтедобыча последних десятилетий направлена на извлечение тяжелой остаточной нефти. Разработка месторождений, находящихся в завершающей стадии, базируется на применении различных методов увеличения нефтеотдачи (МУН). Создание новых и усовершенствование старых МУН невозможны без учета состава и свойств как добытых, так и остаточных нефтей, не извлеченных на поверхность после заводнения.

Физическое моделирование процессов вытеснения изовязкостной модели тяжелой нефти Усинского месторождения осуществлялось на колонках, заполненных дробленным мрамором с различной проницаемостью. Вытеснение нефти осуществлялось последовательно воздействием водой и композициями: кислотной - на основе глицерина, борной кислоты и поверхностно-активных веществ (ПАВ) и нефтевытесняющей - на основе щелочной буферной системы и ПАВ. Исследование состава образцов нефти проводилось методами хромато-масс-спектрометрии (ГХ-МС), жидкостно-адсорбционной хроматографии (ЖАХ) и электронной спектроскопии (табл. 1).

Таблица 1 – Состав образцов нефти, полученных на различных этапах вытеснения

Содержание компонентов, % мас.	ИВМ	высокопроницаемая колонка		низкопроницаемая колонка	
		НПВ	ОН	НПВ	ОН
Масла	74,6	76,5	57,9	77,6	55,2
Смолы	18,0	17,0	30,5	15,7	27,6
Асфальтены	7,4	6,5	11,6	6,7	17,2

ИВМ – изовязкостная модель (70% мас. нефть + 30% мас. керосина);  
НПВ - нефть после вытеснения водой и композициями; ОН - остаточная нефть

Установлено, что для модельных колонок процесс вытеснения различается по выходу нефти: при доотмыве водой из высокопроницаемой колонки вытесняется 35% нефти, композициями - дополнительно 11 %. Из низкопроницаемой колонки водой доотмыто 30 % нефти, композициями - дополнительно 17 %. Изменение компонентного состава остаточной нефти по сравнению с исходной для обеих колонок имеет сходное направление: содержание масел снизилось в 1,3 – 1,4 раза, содержание смол возросло в 1,5 – 1,7 раза, асфальтенов в 1,6 – 2,3 раза, порфиринов, входящих в состав смолисто-асфальтеновых компонентов, в 1,2 – 1,4 раза. Содержание остаточной нефти для обеих колонок составило 53-54 % об., в ней сосредоточены полярные компоненты, адсорбированные на мраморе.

ГХ-МС анализ показал, что в составе углеводородов (УВ) исходной нефти основное содержание приходится на алканы (более 68 % отн.), доля ароматических УВ составляет 22 % отн. Состав объединенной пробы нефти, после вытеснения водой, а также с применением композиций, характеризуется небольшим повышением содержания алканов (с 68 до 72 % отн.), снижением доли ароматических и нафтеновых УВ по сравнению с исходной пробой нефти. В остаточных образцах, по сравнению с исходной нефтью, доля алканов снизилась в 3 раза, увеличилась доля ароматических соединений: алкилбензолов в 2 раза, нафталинов в 1,3 раза, фенантронов в 4,3 раза, суммы насыщенных циклических УВ в 3,4 раза, дибензтиофена в 4,2 раза.