

Рис. 4. Зависимость изменения концентрации НбМПТМС в реакционных смесях от продолжительности реакции (катализатор – CF_3COOH)

Таким образом показано, что использование тетрахлорида олова позволяет получить 3-(триметоксисил)-пропил-2-метилбисцикло[2,2,1]гепт-5-ен-2-карбоксилат с выходом 28%, а трифторуксусной кислоты - 25%. Повышение температуры реакции до 35 °С приводит к увеличению выхода продукта при добавлении трифторуксусной кислоты на 6%, а при добавлении тетрахлорида олова на 9%, что указывает на большую каталитическую активность кислоты Льюиса по сравнению с карбоновой.

Литература

1. Вассерман А. Реакция Дильса-Альдера. – М.: Мир, 1968. -136с.
2. Новиков Д.В. Разработка и исследование теплостойких кабелей для погружных нефтенасосов: Автореферат. дис. ...канд. техн. наук. – Москва, 1999. - 22с.
3. Фризен А.Н. Обеспечение показателей надежности нефтепогружных кабелей на стадии изготовления и в процессе эксплуатации: Автореферат. дис. ...канд. техн. наук. – Томск, 2007. - 24с.

ВЛИЯНИЕ КОМПЛЕКСНОЙ ОБРАБОТКИ НА ВЯЗКОСТНО-ТЕМПЕРАТУРНЫЕ ПАРАМЕТРЫ И ОСАДКООБРАЗОВАНИЕ ПАРАФИНИСТОЙ СМОЛИСТОЙ НЕФТИ

Л. С. Леодорова¹, Р.В. Ануфриев², Г.И. Волкова²

Научный руководитель канд. хим. наук, доцент Г.И. Волкова

¹ Национальный исследовательский Томский государственный университет

² Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт химии нефти Сибирского отделения Российской академии наук
г. Томск, Россия

При низких температурах окружающей среды наблюдается резкое ухудшение реологических параметров нефтей с высоким содержанием парафинов и они проявляют явно выраженные неньютоновские свойства, что необходимо учитывать в процессах добычи и транспорта. Кроме этого, при перекачке таких проблемных нефтей происходит интенсивная парафинизация трубопроводов и деталей нефтяного оборудования, что значительно усложняет эксплуатацию и ведет к росту трудовых и материальных затрат. Парафинистые и высокопарафинистые нефти, составляющие существенную долю в общем объеме добываемого углеводородного сырья, требуют разработки новых технологий, позволяющих улучшить их структурно-механические свойства.

В настоящее время существуют многочисленные способы (тепловые, физические и химические), позволяющие значительно улучшить реологические и температурные показатели нефтяных дисперсных систем [1]. Широкое распространение получили химические методы, в частности введение полимерных присадок, растворов поверхностно-активных веществ (ПАВ). Основным достоинством данных методов является то, что введение небольших количеств присадок в нефть приводит к существенному снижению вязкости, температуры застывания и скорости образования асфальтосмолопарафиновых отложений [2]. Кроме того, возможно сочетание химических и физических методов воздействия, способствующего усилению депрессорного и ингибирующего

действия химических реагентов [3].

Целью данной работы является исследование вязкостно-температурных характеристик парафинистой смолистой нефти, подвергнутой комплексной обработке, включающей введение полимерных композиций и акустическую обработку.

В качестве объекта исследования выбрана парафинистая смолистая нефть с температурой застывания минус 7 °С, содержащая 71,1 % мас. масел, 4,5 % мас. твердых n-алканов, 25,7 % мас. смол, 3,2 % мас. асфальтенов. В качестве модифицирующих добавок использовали присадку (П) и полимерные композиции на основе этой присадки (ПК-1, ПК-2, ПК-3), состав которых представлен в таблице 1. Для исследования влияния присадок на вязкостно-температурные свойства в парафинистую смолистую нефть, нагретую до 50 °С, вводили модифицирующие добавки в количестве 0,03-0,1 % мас. Оптимальная концентрация добавок составила 0,05 % мас. Для оценки комплексного влияния на вязкостно-температурные характеристики, включающего введение присадки и обработку нефти в ультразвуковом поле, сначала осуществляли ультразвуковую обработку в течение 10 мин, а затем вводили присадки.

Таблица 1

Состав полимерной присадки и полимерной композиции

Образец	Состав
П	Сополимер алкилакрилата (длина заместителя C_{18}) с винилпирролидоном (соотношение мономеров 95:5)
ПК-1	Полимерная присадка П + ПАВ-1 на основе нафтяных смол
ПК-2	Полимерная присадка П + ПАВ-2 на основе нафтяных смол, более окислен, чем ПАВ-1
ПК-3	Полимерная присадка П + отходы производства ПАВ

Ультразвуковую обработку образцов проводили на ультразвуковом дезинтеграторе UD-20 (Techpan, Польша) на частоте 22 кГц и интенсивности поля 6 Вт/см². Реологические параметры образцов нефти исследовали с помощью ротационного вискозиметра Brookfield DV-III ULTRA (США). Температуру застывания образцов определяли на приборе ИНПН «Кристалл» марки SX-800 (ИХН СО РАН). Количественную оценку процесса осадкообразования проводили на установке, разработанной на основе метода “холодного стержня”.

Введение исходной присадки снижает температуру застывания нефти с минус 7 °С до минус 31 °С (рис. 1а). Депрессорное действие комплексных композиций с различными ПАВ не однозначно: только использование добавки ПАВ-1 позволило снизить температуру застывания до 36 °С, а температура застывания нефти в присутствии композиций ПК-2 и ПК-3 снижается до минус 32 °С и минус 31 °С соответственно, что не ниже температуры застывания нефти с исходной полимерной присадкой. Влияние ультразвуковой обработки на температуру застывания не существенно – температура снизилась только на 2 °С (рис. 1б). При совместном действии полимерных композиций и ультразвукового поля максимальная депрессия температуры застывания, составляющая 35 °С, достигнута при использовании комплексной присадки ПК-1 (рис. 1б).

Вязкость исследуемой нефти в присутствии полимерной присадки и композиций снизилась на 16-29 % при малых скоростях сдвига и на 13-18 % в области ньютоновского течения (таблица 2). Как полимерные композиции, так и комплексное воздействие слабо влияют на вязкость исследуемой нефти. Максимальное снижения вязкости достигалось при использовании присадки ПК-1 совместно с ультразвуком.

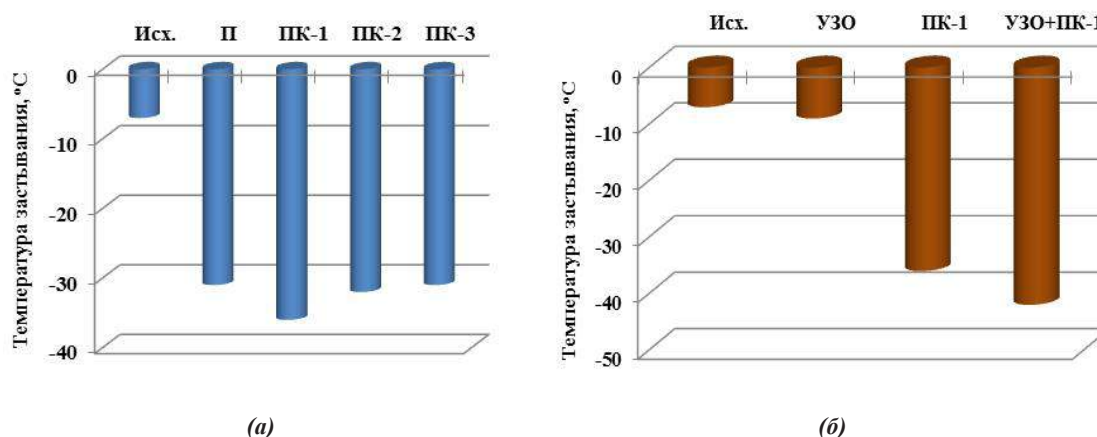


Рис. 1. Температура застывания нефти в присутствии присадки, полимерных композиций (а) и после ультразвукового и комплексного воздействия (б)

Таблица 2

Влияние условий воздействия на вязкость и депрессию вязкости нефти

Образец	Вязкость, мПа·с/депрессия, %	
	Скорость сдвига, с ⁻¹	
	0,34	29
Исх.	540	461
+ П	390/28	378/18
+ ПК-1	383/29	390/19
+ ПК-2	420/22	392/15
+ ПК-3	450/17	396/14
+ УЗО + ПК-1	378/30	367/20
+ УЗО + ПК-2	510/16	399/13
+ УЗО + ПК-3	450/17	396/14

Температура нефти 15 °С

Применение полимерной присадки повышает агрегативную и седиментационную устойчивость нефтяных дисперсных систем, что замедляет или подавляет процесс осадкообразования. Присадка П ингибирует образование осадка на 40 %. Применение комплексной обработки повышает степень ингибирования до 80 %.

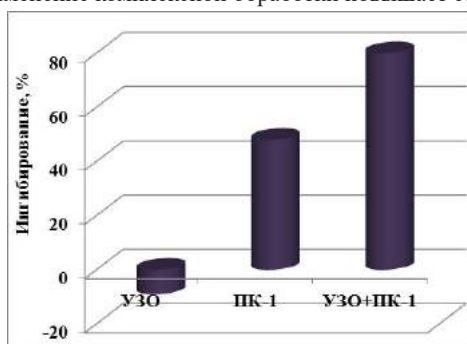


Рис. 2. Влияние условий обработки нефти на ингибирующую способность

Таким образом, использование полимерной присадки и композиции ПК-1 с ПАВ-1 существенно снижают температуру застывания и массу осадков парафинистой смолистой нефти. Максимальный депрессорный (по температуре застывания) и ингибирующий эффект достигается для образца ПК-1 совместно с акустической обработкой. Реологические параметры исследуемой нефти изменяются незначительно.

Работа выполнена при финансовой поддержке гранта РНФ – проект 15-13-00032 (2015 г.)

Литература

1. Волкова Г.И., Лоскутова Ю.В., Прозорова И.В., Березина Е.М. Подготовка и транспорт проблемных нефтей (научно-практические аспекты) – Томск: Издательский Дом ТГУ, 2015. – 136 с.
2. Taesung Ju. Influence of polymeric additives on paraffin wax crystallization in model oils / Jung Taesung, Jong-Nam Kim, Seong-Pil Kang // Korean Journal of Chemical Engineering. – 2016. – № 33 (6). – P. 1813 – 1817.
3. Volkova G.I. The integrated effect on properties and composition of high-paraffin oil sludge / R.V. Anufriev, G.I. Volkova, A.A. Vasilyeva, A.V. Petukhova, N.V. Usheva // Procedia Chemistry. – 2015. – V. 15. – P. 2 – 7.

ОСОБЕННОСТИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ В КАВЕРНОТРЕЩИНОВАТЫХ ФУНДАМЕНТАХ МЕСТОРОЖДЕНИЯ «БЕЛЫЙ ТИГР» (ВЬЕТНАМ)

Льонг Ван Фо

Научный руководитель профессор Савиных Ю.В.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Месторождение Белый Тигр является уникальным по запасам нефти. Открытие такой нефтяной залежи в кавернотрещиноватых гранитоидных фундаментах мезозойского эры активизировало поисково-разведочные работы на образования магматогенного фундамента на шельфе Вьетнама. Динамика основных технологических показателей разработки фундамента приведена на рисунке 1 [2].

Особенности геологического строения этого нетрадиционного объекта обуславливают специфику подходов и проблем при его разработке. В целом, с момента ввода в эксплуатацию в 1988г. до 2014 г., СП Вьетсовпетро разработал 162 млн. тонн нефти из центрального блока фундамента месторождения Белый Тигр [2]. Обводненность увеличивается со временем и достиг 52,4% в 2014 г. В периоде 2010-2014г, количество