

УДК 665.733.001.57

## ВЛИЯНИЕ РАСТВОРИТЕЛЕЙ НА ВЯЗКОСТНО–ТЕМПЕРАТУРНЫЕ СВОЙСТВА ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ

Павлов<sup>1</sup> И.В. , Дружинин<sup>1</sup> О.А., Мельчаков<sup>1</sup> Д.А., Твердохлебов<sup>2</sup> В.П.,  
Бурюкин<sup>2</sup> Ф.А. , Грайворонский<sup>2</sup> И.С., Герилович<sup>2</sup> Е.Е.  
Научный руководитель – д.х.н., профессор Твердохлебов В.П.

<sup>1</sup> *ОАО «АНПЗ ВНК»,* <sup>2</sup> *Сибирский федеральный университет*

Запасы тяжелых и высоковязких нефтей оцениваются в 700 млрд т и в несколько раз превышают запасы средних и легких нефтей. В России ресурсы трудноизвлекаемых высоковязких нефтей составляют 7,2 млрд. т. Эти нефти будут основным сырьем энергетики XXI века, поэтому в настоящее время уделяется большое внимание освоению и вводу в промышленную разработку новых месторождений высоковязких нефтей. Добыча, сбор и подготовка высоковязких нефтей (ВВН) затруднены в связи с их высокой вязкостью. Основной причиной аномальной вязкости тяжелых нефтей считается высокое содержание в них смолисто–асфальтеновых компонентов (САК). При достижении критической концентрации САК наступает резкое изменение реологических свойств и начинают в значительной мере проявляться структурно–механические свойства, что объясняется межмолекулярными взаимодействиями САК с другими молекулами нефтяной дисперсной системы (НДС). Предполагается, что снижение вязкости нефтей и нефтепродуктов достигается за счет диспергирования асфальтенов при вводе в нефть 0,1–25 вес.% диспергирующего вещества, растворимого в углеводородах и имеющего полярность 0,3:–3,2 Дебая (толуол, ксилолы, фуран и др.). Установлено, что введение ароматических углеводородов изменяет молекулярную подвижность групповых компонентов НДС, что приводит к снижению вязкости и агрегативной устойчивости НДС. Кроме высокого содержания САК высоковязкие нефти могут характеризоваться низким содержанием легких фракций, что также приводит к повышенной плотности и вязкости.

На практике часто снижают реологические характеристики высоковязких нефтей разбавлением более легкими растворителями, нефтью, газоконденсатом и т.д. Сформулированы следующие принципы подбора растворителя (разбавителя) нефти: сродство (лиофильность) к смолисто–асфальтеновой части сырья для обеспечения устойчивости коллоидной среды; термостойкость в указанном рабочем диапазоне времени и температур; нахождение в жидкой фазе при рабочих условиях, обеспечивающих максимальный растворяющий эффект по отношению к сырьевой смеси; невысокие константы фазового равновесия.

Несмотря на актуальность проблемы и широкие исследования, подбор растворителя, как правило, осуществляется чисто эмпирически; научные основы направленного подбора разработаны в малой степени из-за недостатка информации о структуре НДС и характере её взаимодействий с растворителями различной природы.

В данной работе исследовано влияние природы растворителя на вязкостно–температурные свойства высоковязкой нефти Усинского месторождения, содержащей 59% масел (в том числе 1,1% n–алканов), 12,5% бензольных смол, 18,6% спирто–бензольных смол и 9,9% асфальтенов, температура застывания – (–19 °С). В качестве растворителей использовали ароматические углеводороды, алифатические спирты, циклогексанон, тетрагидрофуран, пиридин, диметилсульфоксид, формамид, газоконденсат и нефтепродукты (петролейный эфир, керосин, дизельное топливо, нефтяной ксилол, бензин, фракции усинской нефти). Действие растворителей

оценивали по изменению динамической вязкости нефти в интервале температур 10 – 50°C. Растворители вводили в количестве 1 – 20 % при температуре 50°C. Реологические параметры нефти определяли на ротационных вискозиметрах «Реотест 2.1» и Brookfield DV-III ULTRA в интервале скоростей сдвига  $\gamma=0,0167\text{--}1310\text{ c}^{-1}$ .

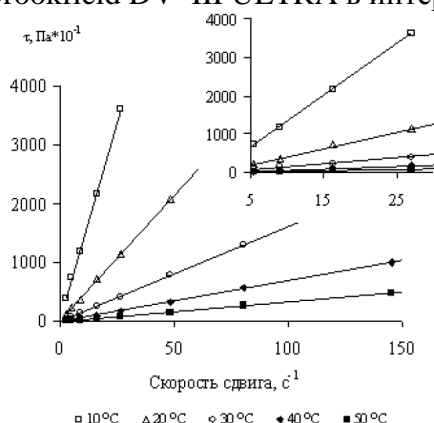


Рис. 1. Реограммы течения усинской нефти

Характерные реограммы течения нефти Усинского месторождения приведены на рисунке 1. Видно, что зависимости напряжения сдвига от скорости сдвига линейны во всем диапазоне скоростей сдвига в интервале температур 10 – 50 °С. Аналогичный характер зависимостей сохраняется и при введении в нефть растворителей.

Для систем (нефть + растворитель) равновесные значения вязкости устанавливаются в течение 15 – 20 мин с момента приготовления смеси. Кривые изменения эффективной вязкости во времени при добавлении 1, 2 и 3 % мас. толуола представлены на рисунке 2.

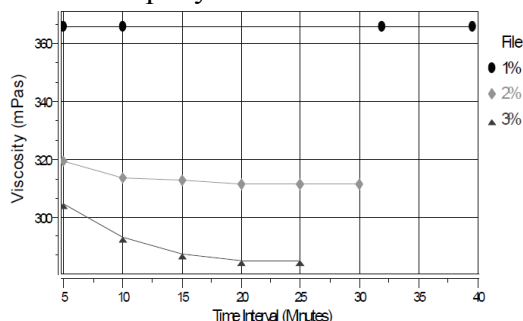


Рис. 2. Кривые изменения эффективной вязкости смесей усинской нефти с толуолом во времени ( $\gamma=9\text{ c}^{-1}$ , 50 °С)

Исходя из представлений, что нефтяная дисперсная система является неполярной, то лучшим растворителем для неё должна быть жидкость с минимальными значениями диэлектрической постоянной ( $\epsilon$ ). Результаты проведенных исследований свидетельствуют о том, что действительно, максимальный эффект достигается при разбавлении нефти соединениями ароматической группы с низкими значениями диэлектрической постоянной ( $\epsilon = 2,27\text{--}2,38$ ). Толуол, *o*-ксилол, кумол, *n*-ксилол бензол снижают вязкость исходной нефти при 20 °С практически в 3 раза, а среднеполярные ( $\epsilon > 12$ ) пиридин, тетрагидрофуран, циклогексанон, алифатические спирты только в 2 раза (рис. 3). В группе высокополярных растворителей наблюдали увеличение вязкости нефти при введении диметилсульфоксида ( $\epsilon = 47$ ) и формамида ( $\epsilon = 111$ ).

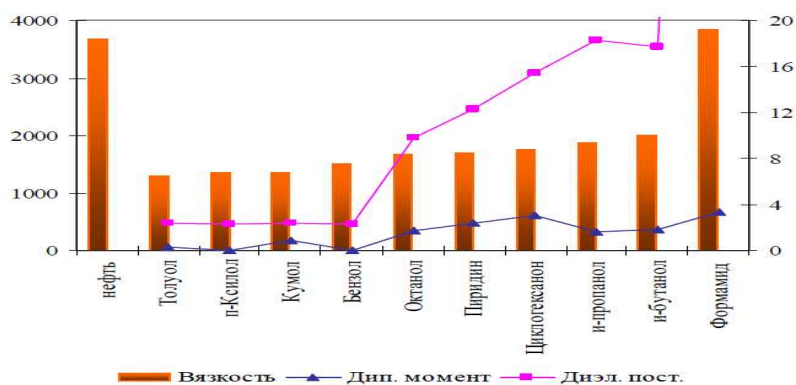


Рис. 3. Эффективная вязкость смесей нефти с 3 % об. органических растворителей ( $\gamma=9 \text{ с}^{-1}$ ,  $20 \text{ }^\circ\text{C}$ )

Депрессия вязкости нефти после внесения растворителей возрастает при понижении температуры. Так при температуре  $10 \text{ }^\circ\text{C}$ , наиболее приближенной к температуре застывания исходной нефти, вязкость снижается в 3,2; 3,4; и 3,7 раза после внесения 3 % об. пиридина, бензола и толуола, соответственно. Эти же растворители при  $30 \text{ }^\circ\text{C}$  снижают вязкость нефти в 2, 2,4 и 2,5 раза.

Таким образом, разбавление ароматическими углеводородами (в первую очередь толуолом) тяжелой нефти с высоким содержанием смол и асфальтенов приводит к максимальному снижению вязкости, что связано, по-видимому, с увеличением толщины сольватного слоя и предотвращением слияния ССЕ при понижении температуры.

Одним из требований, предъявляемым к оптимальным растворителям – поликомпонентность, т.е. сольвент должен иметь ароматические, алифатические, нафтеновые и гетероатомные полярные фракции. В качестве таких растворителей использовали: Р-646 (бутилацетат–10%, этилцеллозольв–8%, ацетон–7%, бутанол–15%, этанол–10%, толуол–50%), Р-14 (циклогексанон–50%, толуол–50%), Р-12 (бутилацетат–30%, толуол–60%, ксилол–10%).

Максимальное снижение вязкости нефти получено при добавлении растворителя Р-12, однако депрессия вязкости меньше, чем при разбавлении только толуолом. Увеличение содержания толуола в смеси бутилацетат–толуол–ксилол способствует более сильному снижению вязкости усинской нефти.

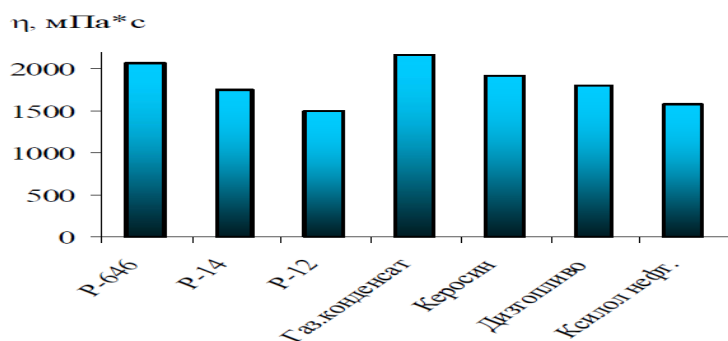


Рис. 4. Изменение эффективной вязкости смеси нефти с нефтепродуктами (3 % мас.,  $\gamma=9 \text{ с}^{-1}$ ,  $20 \text{ }^\circ\text{C}$ )

Более выгодно использовать для разбавления высоковязких нефтей товарные нефтепродукты, легкую нефть или газоконденсат. Как видно из рисунка 4, по эффективности снижения вязкости исследуемой нефти растворители располагаются в

следующий ряд: нефтяной ксилол>дизельное топливо>керосин>газоконденсат (рис. 4). Внесение 3 % мас. нефтяного ксилола позволило снизить эффективную вязкость нефти в 2,6 раза.

Исследовано изменение вязкости усинской нефти при разбавлении фракциями этой нефти (температуры выкипания 230–240, 250–260, 260–270, 280–290, 290–300 °С) (рис. 5). Максимальный эффект наблюдается при внесении фракций 230–240 и 250–260 °С; 3 % мас. разбавителя приводит к снижению вязкости исходной нефти практически в 2 раза.

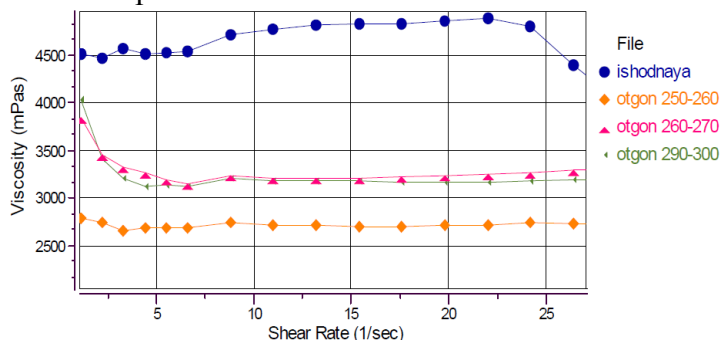


Рис. 5. Изменение динамической вязкости смесей нефти с фракциями (3 % мас., 20 °С)

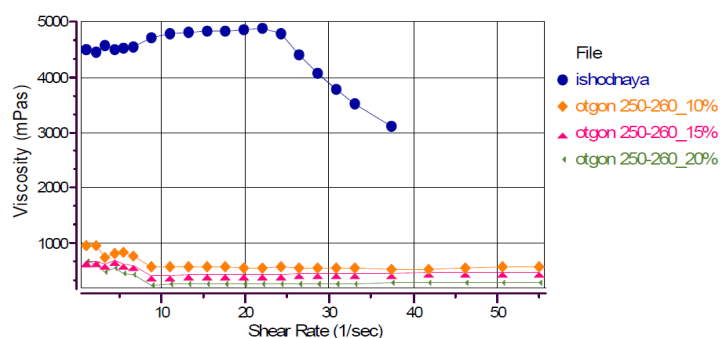


Рис. 6. Изменение динамической вязкости смесей нефти с фракцией 250–260 °С при 20 °С

Существенная депрессия вязкости достигается при увеличении концентрации разбавителей, что может быть оправдано при невысокой их стоимости. Разбавление нефти фракцией с температурой выкипания 250–260 °С в количестве 10, 15 и 20 % мас способствует снижению вязкости в 8,2, 11,6 и 19,7 раз (рис. 6). Разбавление такими же количествами газоконденсата менее эффективно, но тем не менее, вязкость нефти падает в 4,2, 6,3 и 8,8 раз соответственно.

Таким образом, следует отметить, что:

1. Максимальное снижение вязкости усинской нефти достигается при внесении растворителей ароматической группы. Увеличение содержания толуола в смеси бутилацетат–толуол–ксилол способствует более сильному снижению вязкости нефти.
2. Более выгодно использовать для разбавления высоковязких нефтей товарные нефтепродукты (нефтяной ксилол и дизельное топливо), газоконденсат и фракции разгонки нефти. По эффективности снижения вязкости исследуемой нефти растворители располагаются в следующий ряд: нефтяной ксилол>дизельное топливо>керосин>газоконденсат.