

ХИМИЯ
CHEMISTRY

УДК 544.77, 622.276.6

<https://doi.org/10.29235/1561-8323-2024-68-4-296-304>

Поступило в редакцию 11.09.2023

Received 11.09.2023

Н. В. Яковец, академик Н. П. Крутько, О. В. Лукша, В. Г. Шкадрцова

*Институт общей и неорганической химии Национальной академии наук Беларуси,
Минск, Республика Беларусь*

**ВИСКОЗИМЕТРИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ТЯЖЕЛОЙ НЕФТИ
В ПРИСУТСТВИИ КОМПОЗИЦИЙ ИЗ АМФИФИЛЬНЫХ СОЕДИНЕНИЙ
И ОРГАНИЧЕСКИХ РАСТВОРИТЕЛЕЙ**

Аннотация. Проведено исследование химического состава высоковязкой тяжелой нефти методами ИК-спектроскопии и рентгенофлуоресцентной спектрометрии. Обнаружено наличие характеристических полос поглощения, свойственных алифатическим структурам и ароматическим циклам, сера- и фосфорорганическим соединениям, а также установлено присутствие в ее составе соединений, содержащих гетероатомы P, V, Ca, Pd, Ni, Ru, Mo, Fe, Cu и Zn. Методом ротационной вискозиметрии установлен ньютоновский характер течения нефти в исследуемом диапазоне скорости до 300 с⁻¹. При этом, согласно результатам денситометрических исследований ($\rho = 0,954$ г/см³) исследуемая тяжелая нефть относится к битуминозному типу, который характеризуется сложным реологическим поведением в условиях длительных и высоких деформаций. С целью регулирования вязкостных свойств исследуемой нефти были разработаны композиционные добавки на основе амфифильных реагентов катионного и амфотерного типа и органических растворителей, изучено их влияние на динамическую и кинематическую вязкость. Установлено, что максимальным модифицирующим эффектом коллоидной структуры битуминозной нефти обладают композиции с поверхностно-активными веществами, содержащими одновременно большое количество amino- и фосфатных групп, растворенных в неполярном ароматическом растворителе (толуоле) или органической смеси (бензине каталитического риформинга). Взаимодействие функциональных групп амфифильных реагентов с гетероатомами нефти приводит к диспергированию смолисто-асфальтеновых веществ, снижению структурно-механической прочности системы, повышению молекулярной подвижности агрегатов, что обуславливает улучшение качества и вязкостных характеристик исследуемой нефти на 7,0 и 12,6 % согласно индексу эффективности композиций.

Ключевые слова: тяжелая высоковязкая нефть, амфифильные соединения, органические растворители, ротационная вискозиметрия, динамическая и кинематическая вязкость, относительная плотность

Для цитирования. Вискозиметрические исследования тяжелой нефти в присутствии композиций из амфифильных соединений и органических растворителей / Н. В. Яковец [и др.] // Докл. Нац. акад. наук Беларуси. – 2024. – Т. 68, № 4. – С. 296–304. <https://doi.org/10.29235/1561-8323-2024-68-4-296-304>

Natallia V. Yakavets, Academician Nikolay P. Krut'ko, Olga V. Luksha, Valentina G. Shkadretsova

Institute of General and Inorganic Chemistry of the National Academy of Sciences of Belarus, Minsk, Republic of Belarus

**VISCOMETRIC STUDIES OF HEAVY OIL IN THE PRESENCE OF COMPOSITIONS CONSISTING
OF AMPHIPHILIC COMPOUNDS AND ORGANIC SOLVENTS**

Abstract. The chemical composition of high-viscosity heavy oil has been studied by IR spectroscopy and X-ray fluorescence spectrometry. It is found that characteristic absorption bands are available and characterize aliphatic structures and aromatic cycles, sulfur- and organophosphorus compounds, and the presence of compounds containing heteroatoms P, V, Ca, Pd, Ni, Ru, Mo, Fe, Cu and Zn in its composition is found. The method of rotational viscometry has established the Newtonian nature of the oil flow in the studied range of the velocity up to 300 s⁻¹. At the same time, according to the densitometry results ($\rho = 0.954$ g/cm³), studied heavy oil belongs to the bituminous type characterized by a complex rheological behavior under long- and high-term deformation conditions. In order to regulate the studied oil viscosity properties, composite additives based on amphiphilic reagents of cationic and amphoteric type and organic solvents have been developed, their influence on dynamic and kinematic viscosity has been examined. It has been established that compositions with

surfactants simultaneously containing a large amount of amino and phosphate groups dissolved in a non-polar aromatic solvent (toluene) or an organic mixture (catalytic reforming gasoline) have a maximum modifying effect of the colloidal structure of bituminous oil. The interaction of functional groups of amphiphilic reagents with oil heteroatoms leads to the dispersion of resinous-asphaltene substances, a decrease in the structural and mechanical strength of the system, an increase in the molecular mobility of aggregates, which results in improving the investigated oil quality and viscosity characteristics by 7.0 and 12.6 % according to the composition efficiency index.

Keywords: heavy high-viscosity oil, amphiphilic compounds, organic solvents, rotational viscometry, dynamic and kinematic viscosity, relative density

For citation. Yakavets N. V., Krut'ko N. P., Luksha O. V., Shkadretsova V. G. Viscometric studies of heavy oil in the presence of compositions consisting of amphiphilic compounds and organic solvents. *Doklady Natsional'noi akademii nauk Belarusi = Doklady of the National Academy of Sciences of Belarus*, 2024, vol. 68, no. 4, pp. 296–304 (in Russian). <https://doi.org/10.29235/1561-8323-2024-68-4-296-304>

Введение. Нефть – это природная многокомпонентная жидкость, распространенная в осадочной оболочке Земли; важнейшее полезное ископаемое. Путем перегонки из нее получают различные продукты: бензин, реактивное топливо, керосин, дизельное топливо, мазут и др. Она является лабильной дисперсной системой сложного строения, в состав которой входит смесь нафтеновых, ароматических и парафиновых углеводородов самого разнообразного строения, причем соотношение между дисперсной фазой и дисперсионной средой может изменяться в зависимости от температуры и концентрации [1].

В настоящее время из-за сокращения запасов легких нефтей основное внимание направлено на поиск, разведку и введение в эксплуатацию трудноизвлекаемых и нетрадиционных ресурсов углеводородного сырья, в том числе и тяжелых высоковязких нефтей, природных битумов и битуминозных пород и др. [2].

Мировые геологические ресурсы тяжелых нефтей оцениваются в 700 млрд т, что соизмеримо с мировыми запасами обычной нефти. В отличие от обычных нефтей, высоковязкие тяжелые нефти являются высококонцентрированными ассоциированными системами, что осложняет не только их добычу, но и негативно отражается на их подготовке и транспортировке [3]. Тяжелые нефти и битумы характеризуются высоким содержанием ароматических углеводородов, смолисто-асфальтеновых веществ, высокой концентрацией металлов и сернистых соединений, повышенными показателями плотности, вязкости и коксуемости, что приводит к серьезным проблемам при транспортировке по существующим нефтепроводам и нерентабельной нефтепереработке по классическим вариантам [4]. Рост гидравлических сопротивлений в скважине, сборнике и коллекторах обусловлен структурно-механическими аномальными свойствами нефти. Для снижения гидравлических сопротивлений, т. е. снижения вязкости, предлагается множество способов при добыче и транспортировке нефти, таких как поддержание температуры вдоль всей трассы или метод смешивания высоковязких и низковязких нефтей [5; 6]. Однако эти методы имеют недостатки, связанные с тем, что термообработка может приводить к увеличению вязкости вследствие фазового перехода в асфальтеновых агрегатах, а разбавление легкими нефтями и прямогонными фракциями может инициировать флокуляцию асфальтенов и выпадение осадка [7], поэтому одним из эффективных способов является использование реагентов, улучшающих реологические свойства нефти [8].

Использование тяжелых нефтей затруднено вследствие необходимости разрушения сложной пространственной структуры, как правило, коагуляционно-кристаллизационного типа, для чего необходимы значительные энергетические затраты. В связи с этим практикуется применение совместно с тепловым воздействием диспергаторов и растворителей, которые будут способствовать дополнительному разрушению нефтяных структур путем внедрения молекул диспергатора между ассоциатами асфальтенов, смол и парафинов, обеспечивая снижение вязкости нефти и изменение ее тиксотропных свойств, что позволит значительно повысить эффективность переработки тяжелых нефтей [9].

Физико-химические и реологические свойства нефтяных дисперсных систем определяются структурой, размером и составом сложных структурных единиц, образующихся в результате ассоциации парафинов, нафтенов и смолисто-асфальтеновых веществ. В соответствии с физико-химическими свойствами нефтей существует следующая их классификация:

а) по относительной плотности: легкая нефть – 0,65–0,87 г/см³, средняя нефть – 0,871–0,910 г/см³, тяжелая нефть – 0,910–1,05 г/см³;

б) по динамической вязкости в пластовых условиях: нефть с малой вязкостью – <5 мПа·с, с повышенной вязкостью – 5–30 мПа·с, с высокой вязкостью – >30 мПа·с [10].

Согласно литературным данным, для регулирования вязкости тяжелых нефтей с содержанием асфальто-смолистых веществ выше критического значения (35 мас.%) эффективно применение неионогенных поверхностно-активных веществ (ПАВ) с различной степенью оксиэтилирования, а также их композиций с полиалкилбензолной смолой, которая обладает сольватирующим действием, и композиций оксиэтилированной стеариновой кислоты и синтанола [3]. Для парафинистых нефтей используют депрессорно-реологические присадки – растворы высокомолекулярных соединений (сополимеры этилена с винилацетатом, полиэтилен и его сополимеры с олефинами, полиалкилметакрилаты и их сополимеры в углеводородном растворителе) [11–13]. Однако для высоковязких смолистых нефтей они не оказывают необходимого воздействия, поэтому для них используют функционалзамещенные четвертичные аммониевые соединения с кислородсодержащими фрагментами (полиоксиэтиленовыми и сложноэфирными группами) [14].

В соответствии с принципами «зеленой» химии новым направлением, которое представляет интерес для исследователей, является создание ингибиторов флокуляции асфальтенов и присадок для снижения вязкости нефтей, отличающихся невысокой стоимостью, биоразлагаемостью, доступностью сырья, нетоксичных, производство которых оказывает минимальное воздействие на окружающую среду. Это направление перспективно, но пока недостаточно изучено, хотя наличие у растительных масел триглицеридов позволяет рассматривать их как потенциальный источник для синтеза указанных присадок. Для снижения вязкости тяжелых нефтей и остаточных топлив предлагается использовать биодизель (метиловые эфиры жирных кислот), который хорошо смешивается с нефтью, являясь разбавителем, и может вводиться в концентрациях до 17 %. Композиции для снижения вязкости нефти помимо метиловых эфиров жирных кислот могут содержать ароматический растворитель, моно-, ди- и триглицериды, окисленные триглицериды, карбоновые кислоты и жирные спирты, другие ПАВ. Наряду с триглицеридами, в качестве присадок может представлять интерес талловое масло (смесь жирных и смоляных кислот), являющееся отходом лесохимической промышленности, касторовое и рапсовое масло, сукцинимидные присадки [7].

Целью исследования являлась разработка композиций на основе компонентов-разбавителей, ПАВ, диспергирующих асфальтеновые агрегаты, ароматического растворителя, повышающего растворяющую способность дисперсионной среды [7], для регулирования вязкости тяжелой нефти в комплексных технологиях повышения нефтеотдачи пластов, интенсификации процессов подготовки и транспортировки нефти.

Материалы и методы исследования. В качестве объекта исследования использовалась высоковязкая нефть Ашальчинского месторождения (ПАО «Татнефть»), согласно информации производителя обладающая следующими физико-химическими свойствами: массовая доля серы – 4,2 %; массовая доля воды – 0,42 %; массовая концентрация хлористых солей – 6 мг/дм³. Нефть данного месторождения в среднем характеризуется следующим групповым составом: масла – 54,4 %, бензолные смолы – 24,2 %, спиртобензолные смолы – 13,3 %, асфальтены – 7,5 %, механические примеси – 0,6 % [4].

Методом рентгенофлуоресцентной спектроскопии с использованием рентгеновского спектрометра S8 Tiger серии 2 фирмы Bruker (Германия) и пакета программного обеспечения SPECTRAplus версия 4.0 нами установлено, что в исследуемой нефти содержатся, помимо углеводородов и серы, также следующие гетероатомы: P – 580 ppm, V – 199 ppm, Ca – 189 ppm, Pd – 73 ppm, Ni – 46 ppm, Ru – 38,9 ppm, Mo – 27,5 ppm, Fe – 14,5 ppm, Cu – 6,34 ppm, Zn – 5,69 ppm.

Метод ИК-спектроскопии использовался в работе для получения информации об основных функциональных группах и структуре нефти. Исследования проведены при 20 ± 1 °С в диапазоне 4000–450 см⁻¹ с разрешением 4 см⁻¹ на ИК фурье-спектрометре Tensor 27 (Bruker). Образцы готовили путем нанесения жидкого образца тонким слоем на таблетки KBr диаметром 18 мм одинаковой толщины (1 мм), полученные прессованием при усилении 13 т (393,2 МПа) с одновременным вакуумированием. Результаты приведены на рис. 1.

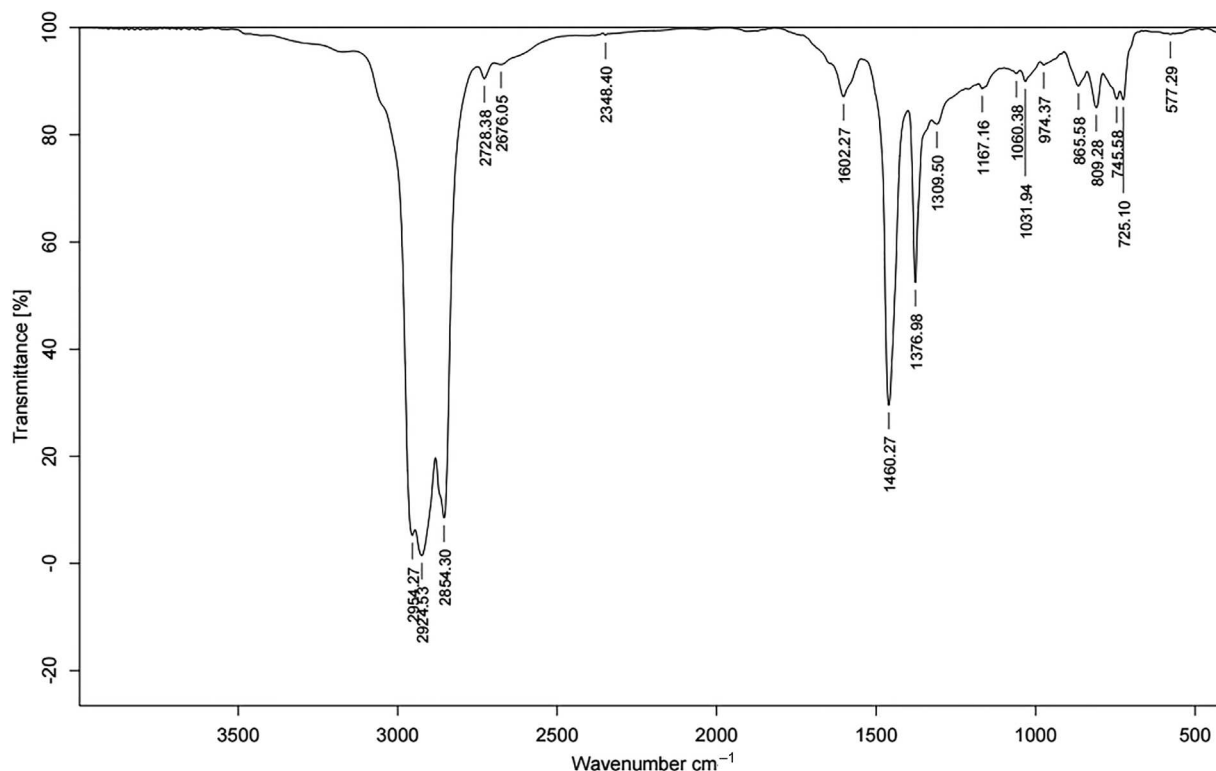


Рис. 1. ИК-спектр тяжелой нефти Ашалчинского месторождения

Fig. 1. IR-spectrum of heavy oil of the Ashalchinskoye field

В результате расшифровки ИК-спектра исследуемой нефти установлено, что на нем обнаружены полосы поглощения C-H связи ($725,10$; $1376,98$ и $1460,27$ cm^{-1} , а также триплет с валентными колебаниями в диапазоне $2850\text{--}2955$ cm^{-1}), которые связаны с алифатическими (алканцикловыми) насыщенными структурами, с группами -CH_3 на концах углеродных цепей и группами $\text{-CH}_2\text{-}$ в алифатических структурах. Полосы поглощения $809,28$ и $865,58$ cm^{-1} характерны для алифатических ненасыщенных структур, а полосы $974,37$ и $745,58$ cm^{-1} – для конденсированных нафтеновых и бициклических ароматических углеводородов соответственно. Присутствие в анализируемой нефти ароматических циклов подтверждается полосой поглощения $1602,27$ cm^{-1} , характерной для валентных колебаний C=C ароматических связей.

Сероорганические соединения обнаружены по полосам поглощения $577,29$ cm^{-1} (слабая полоса для C-S связи), $1031,94$, $1060,38$, $1167,16$ и $1309,50$ cm^{-1} , присущим для S=O связи в сульфоксидах, сульфонатах и других серосодержащих объектах. Также на спектре найдены полосы со слабой интенсивностью $2728,38$ cm^{-1} , которые характерны для валентных колебаний группы -O-C-H в альдегидах, а полосы $2348,40$ и $2676,05$ cm^{-1} , вероятно, относятся к -P-O-H связи в фосфорсодержащих соединениях.

Для регулирования вязкости описанной выше нефти в данной работе нами создавались и использовались композиции (состав приведен в табл. 1) из амфифильных реагентов и органических растворителей полярной и неполярной природы.

Для обеспечения конкурентоспособности и импортозамещения в качестве амфифильных соединений применяли реагенты, разработанные в Институте общей и неорганической химии НАН Беларуси совместно с ОДО «Химвагдорсервис» (Беларусь): Белэм-М – алкилмоноамидполиэтиленполиамин жирных кислот рапсового масла; Белад – эфиры полифосфорной кислоты и триглицеридов жирных кислот рапсового масла; их смеси, содержащие в своем составе аминокислотные группы [15]; а также А-1000 (производства BASF) – смесь, содержащая аминокислоты – $20,1$ мас.%; высшие полиамины – $59,7$ мас.% и триэтилтетрамин – $19,6$ мас.%.

Т а б л и ц а 1. Состав композиций, модифицирующих исследуемую нефть

T a b l e 1. The content of the compositions modifying the studied oil

Номер композиции Composition number	Амфифильный реагент Amphiphilic reagent	Растворитель Solvent	Массовое соотношение компонентов в композиции Mass ratio of components in the composition	Концентрация композиции в нефти, мас.% Concentration of composition in oil, wt.%
1	Белэм-М	Изопропанол	50 : 50	0,1
2	Белэм-М + Белад (1 : 3)	Нефрас (марки С2)	50 : 50	1
3	Белэм-М + Белад (1 : 5)	ВК-2	50 : 50	0,1
4	А-1000 + Белад (1 : 1)	Толуол	30 : 70	1
5	–	ВК-1	–	0,05
6	–	ВК-3	–	0,1

Их растворяли в органических растворителях полярной и неполярной природы: изопропанол (х. ч.), толуоле (х. ч.), нефрасе марки С2 (легкокипящая фракция 80/120 деароматизированного бензина каталитического риформинга) (ГОСТ 443–76), промышленных реагентах (ВК-1, ВК-2 и ВК-3) (предоставленных ООО «Нефтехимик Инн», Беларусь), в состав которых входят смеси углеводородов (м-ксилол, п-ксилол, о-ксилол, этилбензол, толуол, метанол) в разных соотношениях.

Далее при проведении исследований использовались следующие методы.

Метод денситометрии. Плотность исследуемой нефти определена нами на автоматическом приборе процессоре-тензиометре при 20 °С (кремниевый стандарт DI 12 с плотностью $\rho = 2330 \text{ кг/м}^3$, сила тяжести $9,8134 \text{ м/с}^2$, глубина погружения 16 мм, скорость погружения 5 мм/мин) как среднее значение по результатам 20 параллельных измерений.

Метод ротационной вискозиметрии. Измерения динамической вязкости (η) образцов нефти были проведены в зависимости от природы и концентрации модифицирующих композиций при 20 °С на автоматическом приборе Physica MCR 101 (Anton Paar) с использованием инструмента «пластина–пластина» (измерительная система PP25-SN10505, $d = 0,05 \text{ мм}$) в диапазоне изменения скорости сдвига до 300 с^{-1} . По результатам измерений для исследуемых образцов определен показатель – предельное напряжение сдвига ($\tau_{пр}$) при скорости 300 с^{-1} .

Кинематическая вязкость тяжелой нефти (ν) [10] является отношением динамической вязкости нефти (η) к ее плотности (ρ) при той же температуре: $\nu = \eta / \rho$.

Для наглядного сравнения результативности используемых композиций, регулирующих вязкость нефти, нами рассчитаны индексы их эффективности по формуле $J_{эф} = \eta_n / \eta_{пр}$, где $J_{эф}$ – индекс эффективности композиции; η_n – динамическая вязкость исходной нефти, мПа · с; $\eta_{пр}$ – динамическая вязкость модифицированной нефти, мПа · с [14].

Результаты и их обсуждение. Плотность и вязкость нефти зависит от углеводородного состава. С увеличением содержания ароматических углеводородов ее плотность увеличивается. В результате проведенных измерений плотность исследуемой нефти составила $0,954 \pm 0,00046 \text{ г/см}^3$, что указывает на то, что согласно классификации по относительной плотности она относится к тяжелым нефтям битуминозного типа.

Реологически сложные тела, такие как нефть и нефтепродукты, обладают пластичностью и вязкостью; они способны течь, а до определенных пределов проявляют вязкоупругие свойства (как правило, это нефти и нефтепродукты с большим содержанием смол). В нефтях с более высокой вязкостью увеличивается содержание высококипящих фракций. С увеличением количества легких фракций вязкость нефти уменьшается, а при увеличении содержания смолисто-асфальтеновых веществ – увеличивается.

На рис. 2, а приведены результаты измерения динамической вязкости образцов тяжелой нефти, модифицированных исследуемыми композициями, из которых видно, что данные композиции оказывают различное влияние на нефть.

Так, при использовании композиций № 1, 3, 5 и 6 происходит увеличение вязкости нефти вследствие процессов сверхмицеллярного структурообразования смолисто-асфальтеновых веществ и парафиновых кристаллов с образованием их надмолекулярной структуры. При этом наблюдается набухание мицелл с их дальнейшим агрегированием с формированием простран-

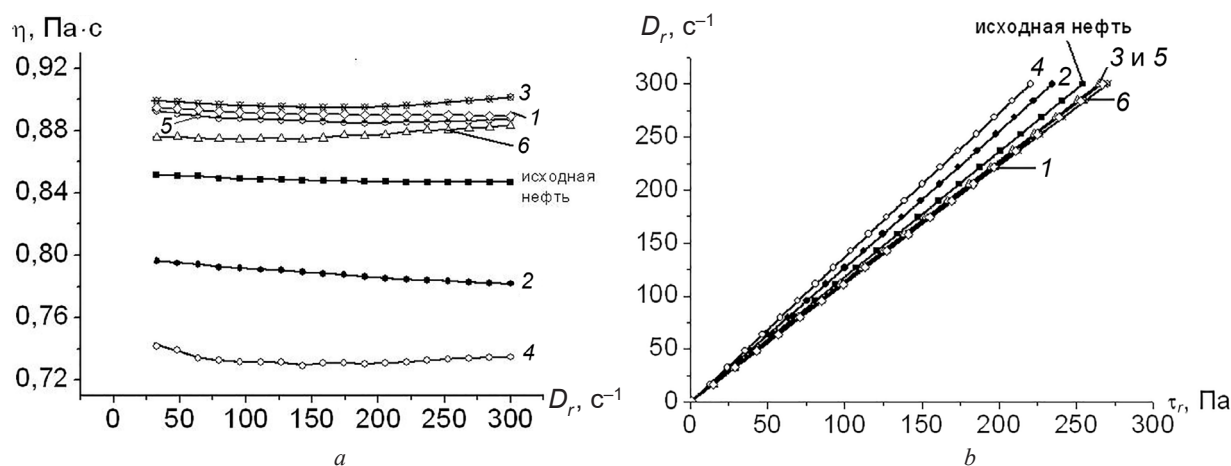


Рис. 2. Зависимость динамической вязкости (η) от скорости сдвига (D_r) (a) и реологические кривые течения (b) для образцов нефти в присутствии исследуемых композиций (№ на графике соответствует номеру композиции в табл. 1)
 Fig. 2. Dependence of dynamic viscosity (η) on shear rate (D_r) (a) and rheological flow curves (b) for oil samples in the presence of the studied compositions (№ of graph corresponds to composition number in Table 1)

ственного каркаса, агрегаты уменьшают эффективное сечение русла потока и создают дополнительное торможение при смещении под нагрузкой слоев жидкости [1]. При использовании вышеуказанных композиций снижения вязкости исследуемой нефти не удалось достичь, что связано, вероятно, с наличием –ОН групп в молекулах полярных растворителей и добавок, обуславливающих более сильное структурирование дисперсионной среды с образованием водородных связей и уплотнением пространственной сетки и увеличением числа структурных единиц в системе. При течении таких систем деформация развитых перекрывающихся адсорбционно-сольватных слоев создает дополнительное сопротивление [7].

Снижение вязкости исследуемой нефти происходит в присутствии композиций № 2 и 4, содержащих наибольшее количество амино-, фосфорных и других функциональных групп в составе, которые способны эффективно взаимодействовать с полярными гетероатомами нефти, обнаруженными нами методом рентгенофлуоресцентной спектроскопии и ИК-спектроскопии, что позволяет защитить дисперсные частицы нефти от слипания и образования агрегатов и способствует переходу от турбулентного течения нефти в потоке к ламинарному характеру течения. В данном случае происходят два процесса – сольватация агрегатов смолисто-асфальтеновых веществ и их диспергирование (разрушение агрегатов и образование более мелких), что приводит к снижению структурно-механической прочности структуры, повышению молекулярной подвижности агрегатов и некоторому снижению вязкости нефти. Применяемые амфифильные реагенты оказывают пептизирующее действие и блокируют плоскости сцепления частиц или агрегатов асфальтенов. Кроме того, понижение вязкости нефти обусловлено уменьшением вязкости дисперсионной среды из-за сольватирующего воздействия применяемых растворителей (неполярного ароматического растворителя толуола и смеси бензиновых фракций из нефрас С2).

На рис. 2, b приведены реологические кривые течения образцов тяжелой нефти, модифицированных исследуемыми композициями. Экспериментально установлено, что для исследуемых систем получены типичные реологические кривые течения, которые представляют собой прямые линии, проходящие через начало координат, т. е. они являются ньютоновскими высоковязкими жидкообразными системами. В связи с отсутствием на зависимостях условных пределов текучести в упругопластических областях, можно сделать вывод о том, что в измеряемом диапазоне деформации полностью обратимы, поэтому вязкость η может быть рассмотрена как кажущаяся вязкость, при которой не наблюдается заметного различия между реологическими характеристиками и кажущейся реологической кривой.

Математическая оценка зависимостей, приведенных на рис. 2, b, проведена с использованием программы Microsoft Origin методом наименьших квадратов, результаты определения коэффициентов уравнения регрессии представлены в табл. 2.

Т а б л и ц а 2. Результаты определения вязкости тяжелой нефти в присутствии исследуемых композиций и оценка их реологических кривых течения по методу наименьших квадратов

Т а б л и ц а 2. Results of determining the viscosity of heavy oil in the presence of the studied compositions and estimation of their rheological flow curves using the least square method

Образец (нефть + композиция) Sample (oil + composition)	η_{sp} , мПа·с	ν_{sp} , сСт (мм ² /с)	$\tau_{пп}$, Па	$J_{эф}$	Уравнения линейной регрессии $y = A + Bx$ (при $R = 1$, $N = 20$ и $p < 0,0001$) Linear regression equations $y = A + Bx$ (with $R = 1$, $N = 20$ and $p < 0,0001$)		
					A	B	SD
Нефть	847,27	888,12	254,1	–	$-0,22 \pm 0,04$	$1,18 \pm 2,91 \cdot 10^{-4}$	0,10
Нефть + № 1	890,66	933,61	266,9	0,95	$-0,21 \pm 0,04$	$1,12 \pm 2,39 \cdot 10^{-4}$	0,09
Нефть + № 2	787,70	825,68	234,5	1,08	$-0,96 \pm 0,20$	$1,28 \pm 0,001$	0,47
Нефть + № 3	896,02	939,22	270,3	0,95	$0,30 \pm 0,18$	$1,11 \pm 0,001$	0,42
Нефть + № 4	740,17	775,86	220,4	1,14	$0,04 \pm 0,20$	$1,36 \pm 0,002$	0,46
Нефть + № 5	889,13	932,00	266,2	0,95	$-0,14 \pm 0,09$	$1,13 \pm 5,48 \cdot 10^{-4}$	0,20
Нефть + № 6	878,27	920,62	264,9	0,96	$0,63 \pm 0,21$	$1,13 \pm 0,001$	0,47

Как видно из данных табл. 2, между коэффициентами A и B существует корреляционная зависимость, коэффициент корреляции равен 1, поэтому между y и x подтверждается линейная связь и достоверность полученных результатов исследования.

Результаты, приведенные на рис. 2 и в табл. 2 указывают на то, что композиции № 2 и 4 оказывают наибольшие изменения на вязкостные свойства нефти (динамическую и кинематическую вязкость). Этот факт подтверждается и минимальными значениями предельного динамического напряжения сдвига ($\tau_{пп}$) при скорости 300 с⁻¹, которые снижаются на 19,6 и 33,7 Па соответственно. Индекс эффективности добавок ($J_{эф}$) показывает, во сколько раз динамическая вязкость нефти с исследуемыми реагентами отличается от динамической вязкости исходной нефти. Чем больше величина индекса эффективности, тем выше способность изучаемой композиции улучшать реологические свойства нефти. Индекс эффективности и степень снижения вязкости нефти при введении исследуемых композиций № 2 и 4 максимальна и составляет 7,0 и 12,6 % соответственно.

Закключение. В данной работе проведено исследование состава, структуры и физико-химических свойств тяжелой нефти битуминозного типа. Установлено влияние на ее вязкостные свойства разработанных композиций на основе амфифильных реагентов и органических растворителей. Свойства исследуемых образцов тяжелой нефти оценивались такими параметрами, как динамическая и кинематическая вязкость, предельное напряжение сдвига, индекс эффективности исследуемых добавок. Полученные реологические кривые течения показали, что исследуемые нефтяные образцы, модифицированные разработанными композициями, являются ньютоновскими высоковязкими жидкообразными системами при 20 °С. В результате для снижения вязкости тяжелой нефти рекомендуется применять композиции, в состав которых входят амфифильные реагенты, содержащие одновременно большое количество амино- и фосфатных групп, растворенные в неполярном ароматическом растворителе (толуоле) или органической смеси (бензине каталитического риформинга), которые позволили на 7,0 и 12,6 % согласно индексу их эффективности улучшить качество и вязкостные свойства исследуемой нефти.

Список использованных источников

1. Фукс, Г. И. Вязкость и пластичность нефтепродуктов / Г. И. Фукс. – М.; Ижевск, 2003. – 327 с.
2. Souas, F. A review on the rheology of heavy crude oil for pipeline transportation / F. Souas, A. Safri, A. Benmounah // Petroleum Research. – 2021. – Vol. 6, N 2. – P. 116–136. <https://doi.org/10.1016/j.ptlrs.2020.11.001>
3. Дияров, И. Н. Композиционные неионогенные ПАВ для комплексной интенсификации процессов добычи, подготовки и транспортировки высоковязких нефтей / И. Н. Дияров, Н. Ю. Башкирцева // Вестн. Казанского технолог. ун-та. – 2010. – № 4. – С. 141–157.
4. Потенциал высоковязкой нефти Ашальчинского месторождения как сырья для нефтепереработки / С. М. Петров [и др.] // Вестн. Казанского технолог. ун-та. – 2013. – Т. 16, № 18. – С. 261–265.
5. Физико-химические основы улучшения реологических свойств нефти месторождений Южный Кум / М. Р. Усманова [и др.] // Докл. Акад. наук Респ. Таджикистан. – 2007. – Т. 50, № 4. – С. 349–353.

6. Shadi, W. H. Heavy crude oil viscosity reduction and rheology for pipeline transportation / W. H. Shadi, T. G. Mamdouh, N. Esmail // *Fuel*. – 2010. – Vol. 89, N 5. – P. 1095–1100. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2009.12.021>
7. Петрухина, Н. Н. Регулирование превращений компонентов высоковязких нефтей при их подготовке к транспорту и переработке: дис. ... канд. техн. наук / Н. Н. Петрухина. – М., 2014. – 205 л.
8. Application of surfactant in oilfield development / Shizhang Cui [et al.] // *IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science*. – 2020. – Vol. 565. – Art. 012044. <https://doi.org/10.1088/1755-1315/565/1/012044>
9. Исследование реологических свойств высоковязких и высокопарафинистых нефтей месторождений Самарской области / П. В. Рошин [и др.] // *Нефтегазовая геология. Теория и практика*. – 2013. – Т. 8, № 1 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.ngtp.ru/rub/9/12_2013.pdf. – Дата доступа: 25.06.2023.
10. Иванова, Ю. В. Химия нефти / Ю. В. Иванова, Р. И. Кузьмина, И. В. Кожемякин. – Саратов, 2010. – Ч. 1. – 56 с.
11. Разработка технологии подбора депрессорно-реологических присадок для парафинистых нефтей на основе принципов межмолекулярных взаимодействий в нефтяных дисперсных системах / Е. А. Чернышева [и др.] // *Технология нефти и газа*. – 2010. – № 6. – С. 40–43.
12. Rheological properties and viscosity reduction of South China Sea crude oil / H. Sun [et al.] // *Journal of Energy Chemistry*. – 2018. – Vol. 27, N 4. – P. 1198–1207. <https://doi.org/10.1016/j.jechem.2017.07.023>
13. Studying the rheological properties and the influence of drag reduction on a waxy crude oil in pipeline flow / M. H. Hassanean [et al.] // *Egyptian J. Petroleum*. – 2016. – Vol. 25, N 1. – P. 39–44. <https://doi.org/10.1016/j.ejpe.2015.02.013>
14. Фахретдинов, П. С. Новые регуляторы реологических свойств высокосмолистой нефти / П. С. Фахретдинов, Д. Н. Борисов, Г. В. Романов // *Нефтегазовое дело*. – 2007. – № 2 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://ogbus.ru/files/ogbus/authors/Fahretdinov/Fahretdinov_1.pdf. – Дата доступа: 26.06.2023.
15. Опанасенко, О. Н. Флокуляция и седиментация нефтяных дисперсных систем в присутствии добавок, содержащих амино- и фосфатные группы / О. Н. Опанасенко, Н. В. Яковец, Н. П. Крутько // *Вес. Нац. акад. навук Беларусі. Сер. хім. навук*. – 2017. – № 1. – С. 99–108.

References

1. Fuks G. I. *Viscosity and plasticity of petroleum products*. Moscow, Izhevsk, 2003. 327 p. (in Russian).
2. Souas F., Safri A., Benmounah A. A review on the rheology of heavy crude oil for pipeline transportation. *Petroleum Research*, 2021, vol. 6, no. 2, pp. 116–136. <https://doi.org/10.1016/j.ptlrs.2020.11.001>
3. Diyarov I. N., Bashkirtseva N. Yu. Composite nonionic surfactants for the complex intensification of the processes of production, preparation and transportation of high-viscosity oils. *Vestnik Kazanskogo tekhnologicheskogo universiteta* [Bulletin of Kazan Technological University], 2010, no. 4, pp. 141–157 (in Russian).
4. Petrov S. M., Khalikova D. A., Abdel'salam Ya. I., Zakieva R. R., Kayukova G. P., Bashkirtseva N. Yu. Potential of high-viscosity oil of the Ashalchinskoye field as a raw material for oil refining. *Vestnik Kazanskogo tekhnologicheskogo universiteta* [Bulletin of Kazan Technological University], 2013, vol. 16, no. 18, pp. 261–265 (in Russian).
5. Usmanova M. R., Karimov M. B., Kukaniev M. A., Usmanov R. Physical and chemical bases improvement rheological properties of oil of deposits Southern-Kum. *Doklady akademii nauk Respubliki Tadzhikistan = Reports of the Academy of Sciences of the Republic of Tajikistan*, 2007, vol. 50, no. 4, pp. 349–353 (in Russian).
6. Shadi W. H., Mamdouh T. G., Esmail N. Heavy crude oil viscosity reduction and rheology for pipeline transportation. *Fuel*, 2010, vol. 89, no. 5, pp. 1095–1100. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2009.12.021>
7. Petrukhina N. N. *Regulation of transformations of components of high-viscosity oils during their preparation for transport and processing*. Moscow, 2014. 205 p. (in Russian).
8. Shizhang Cui, Pengzhen Wang, Zhiwei Zheng, Xu Zhang. Application of surfactant in oilfield development. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 2020, vol. 565, art. 012044. <https://doi.org/10.1088/1755-1315/565/1/012044>
9. Roshchin P. V., Petukhov A. V., Vasquez Cardenas L. C., Nazarov A. D., Khromykh L. N. Fields of Samara region – study of rheological properties of high-viscosity and waxy oil. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika = Oil and gas geology. Theory and practice*, 2013. vol. 8, no. 1. Available at: https://www.ngtp.ru/rub/9/12_2013.pdf/ (accessed 25.06.2023) (in Russian).
10. Ivanova Yu. V., Kuz'mina R. I., Kozhemyakin I. V. *Petroleum Chemistry*. Part 1. Saratov, 2010. 56 p. (in Russian).
11. Chernysheva E. A., Kozhevnikova Yu. V., Smirnova L. A., Terentev V. E. The development of a technology for selection of depressor and rheological additives for waxy crudes on the basis of intermolecular interactions in oil dispersed systems principles. *Tekhnologiya nefiti i gaza = Oil and gas technology*, 2010, no. 6, pp. 40–43 (in Russian).
12. Sun H., Lei X., Shen B., Zhang H., Liu J., Li G., Wu D. Rheological properties and viscosity reduction of South China Sea crude oil. *Journal of Energy Chemistry*, 2018, vol. 27, no. 4, pp. 1198–1207. <https://doi.org/10.1016/j.jechem.2017.07.023>
13. Hassanean M. H., Awad M. E., Marwan H., Bhran A. A., Kaoud M. Studying the rheological properties and the influence of drag reduction on a waxy crude oil in pipeline flow. *Egyptian Journal of Petroleum*, 2016, vol. 25, no. 1, pp. 39–44. <https://doi.org/10.1016/j.ejpe.2015.02.013>
14. Fakhretdinov P. S., Borisov D. N., Romanov G. V. New regulators of rheological properties of highly resinous oils. *Neftegazovoe delo = Oil and gas business*, 2007, no. 2. Available at: http://ogbus.ru/files/ogbus/authors/Fahretdinov/Fahretdinov_1.pdf/ (accessed 26.06.2023) (in Russian).
15. Opanasenko O. N., Yakavets N. V., Krut'ko N. P. Flocculation and sedimentation of oil dispersive systems over the additives containing phosphate and amine groups. *Vestsi Natsyonal'най akademii navuk Belarusi. Seryya khimichnykh hnavuk = Proceedings of the National Academy of Science of Belarus. Chemical series*, 2017, no. 1, pp. 99–108 (in Russian).

Информация об авторах

Яковец Наталья Вячеславовна – канд. хим. наук, ст. науч. сотрудник. Институт общей и неорганической химии НАН Беларуси (ул. Сурганова, 9/1, 220072, Минск, Республика Беларусь). E-mail: yakovetsnatalya@gmail.com.

Крутько Николай Павлович – академик, д-р хим. наук, профессор, заведующий отделом. Институт общей и неорганической химии НАН Беларуси (ул. Сурганова, 9/1, 220072, Минск, Республика Беларусь). E-mail: krutko@igic.bas-net.by.

Лукиша Ольга Валерьевна – канд. хим. наук, заведующий лабораторией. Институт общей и неорганической химии НАН Беларуси (ул. Сурганова, 9/1, 220072, Минск, Республика Беларусь). E-mail: olga.l-75@mail.ru.

Шкадрецова Валентина Георгиевна – ст. науч. сотрудник. Институт общей и неорганической химии Национальной академии наук Беларуси (ул. Сурганова, 9/1, 220072, Минск, Республика Беларусь). E-mail: shvg@igic.bas-net.by.

Information about authors

Yakovets Natallia V. – Ph. D. (Chemistry), Senior Researcher. Institute of General and Inorganic Chemistry of the National Academy of Sciences of Belarus (9/1, Surganov Str., 220072, Minsk, Republic of Belarus). E-mail: yakovetsnatalya@gmail.com.

Krut'ko Nikolay P. – Academician, D. Sc. (Chemistry), Professor, Head of the Department. Institute of General and Inorganic Chemistry of the National Academy of Sciences of Belarus (9/1, Surganov Str., 220072, Minsk, Republic of Belarus). E-mail: krutko@igic.bas-net.by.

Luksha Olga V. – Ph. D. (Chemistry), Head of the Laboratory. Institute of General and Inorganic Chemistry of the National Academy of Sciences of Belarus (9/1, Surganov Str., 220072, Minsk, Republic of Belarus). E-mail: olga.l-75@mail.ru.

Shkadretsova Valentina G. – Senior Researcher. Institute of General and Inorganic Chemistry of the National Academy of Sciences of Belarus (9/1, Surganov Str., 220072, Minsk, Republic of Belarus). E-mail: shvg@igic.bas-net.by.