

УДК 541.183.03:665.64.097.3

ПОВЫШЕНИЕ КАЧЕСТВА ВЫСОКОПАРАФИНИСТОЙ СЫРОЙ НЕФТИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МЕТАКРИЛАТНЫХ ПОЛИМЕРОВ

© 2017 г. Taraneh Jafari Behbahani*, Ali Akbar Miranbeigi, Khashayar Sharifi

Research Institute of Petroleum Industry (RIPI), P.O.Box 14665-1998, Tehran, I.R. IRAN

*E-mail: jafarit@ripi.Ir

Поступила в редакцию 12.05.2016 г.

Для снижения температуры застывания и улучшения реологических характеристик высокопарафинистых сырых нефтей оценено влияние метакрилатных полимерных ингибиторов с различной молекулярной массой и природой боковых алкильных групп. Для двух образцов иранской нефти, содержащих разное количество парафинов и асфальтенов, изучено реологическое поведение в диапазоне температур от -1 до 12°C в отсутствие и в присутствии метакрилатного полимера. Результаты показывают, что эффективность метакрилатного полимера зависит от молекулярной массы, природы боковой алкильной цепи и содержания асфальтенов в сырой нефти. Метакрилатные полимеры с боковыми алкильными цепями, содержащими более 18 атомов углерода, проявляют наилучшие свойства в качестве ингибиторов парафиновых отложений. Кроме того, для сырой нефти с низким содержанием асфальтенов более высокомолекулярные метакрилатные полимеры оказались более эффективными, в то время как для нефтей с высоким содержанием асфальтенов лучше использовать метакрилатные полимеры с меньшей молекулярной массой.

Ключевые слова: парафинистая сырая нефть, метакрилатные полимеры, температура застывания, асфальтены.

DOI: 10.7868/S0028242117050033

Добыча парафинистых нефтей является дорогостоящей и непростой задачей, она сопряжена с определенными сложностями, которые зависят от конкретных условий на месторождении, таких, например, как климат и состав нефти. Большая часть нефтей и нефтепродуктов содержит значительное количество парафиновых углеводородов (УВ) нормального или разветвленного строения с 20–40 атомами С в дополнение к разветвленным группам в составе циклоалканов. Кристаллы парафинов растут при понижении температуры и постепенно образуют сеть, которая захватывает молекулы жидких УВ до тех пор, пока поток нефти не остановится. Температура, при которой это происходит, называется температурой кристаллизации парафинов. Выпадение парафинов приводит к снижению объема производства в областях, где температуры постоянно или сезонно низки. Следовательно, температура высокопарафинистой нефти и нефтепродуктов должна поддерживаться на уровне, выше температуры кристаллизации парафинов во время добычи, хранения и транспортировки.

Для снижения вязкости, улучшения реологических характеристик и снижения температуры застывания используют ингибиторы парафиновых отложений, модификаторы, изменяющие

кристаллическую структуру парафинов, а также присадки, снижающие температуру застывания нефти и нефтепродуктов. Такие присадки позволяют уменьшить проблемы, связанные с осаждением парафинов из нефтей в производственном оборудовании. В соответствии с Педерсоном и Ронингсеном [1] добавка к сырым нефтям ингибиторов парафиноотложения – метод, используемый для улучшения реологических характеристик высокопарафинистых нефтей для упрощения их транспортировки. Ингибиторы парафиновых отложений, выступающие в роли присадок и снижающие температуру застывания, а также модификаторы могут снижать скорость роста их кристаллов и способствовать формированию более маленьких сеток с более высоким значением отношения объема к площади поверхности.

В предыдущих работах описано использование трех основных групп реагентов – ингибиторов парафиновых отложений, модификаторов, изменяющих кристаллическую структуру парафинов и детергентов-дисперсантов. Две последние группы представляют собой поверхностно-активные вещества (ПАВ), например полиэфир и этоксилаты аминов. Их действие в некоторой степени основано на модификации поверхности трубопровода, но основным эффектом остается,

тем не менее, способность этих соединений препятствовать объединению кристаллов в единую твердую поверхность. Ингибиторы парафиновых отложений представляют собой вещества, способные к сокристаллизации с парафинами, что в итоге приводит к изменению в параметрах роста кристаллов и их поверхностных характеристик. Кроме того, ингибиторы парафиновых отложений способствуют снижению скорости роста трехмерной структуры парафиновых кристаллов, что приводит к снижению температуры застывания и вязкости. Механизм действия модификаторов основан на изменении морфологии кристаллов, что приводит к снижению способности кристаллов к объединению с образованием трехмерных структур. Этот процесс, конечно, представляет собой сочетание нескольких механизмов, включая зарождение кристалла, сокристаллизацию и осаждение. Эффективная полимерная присадка к высокопарафинистым нефтям должна представлять собой линейный полимер или сополимер, который имеет боковые углеводородные цепи и/или углеводородные цепочки в основной цепи полимера.

Согласно работе Чанда и др. [2, 3], некоторые полимерные соединения могут выступать в роли присадок, повышающих качество потока высокопарафинистых сырых нефтей. К таким соединениям относятся сополимеры полиалкилакрилатов и метилметакрилата, сополимеры алкиловых эфиров стирола и малеинового ангидрида, сополимеры алкилакрилатов и алкилмалеатов, сополимер этилвинилацетат, сополимеры алкилфумаратов и винилацетата. Асфальтены, имеющие в структуре фенольные ОН-группы, образующие водородные связи, и атомы азота, имеющие основную природу, дают возможность образования комплексов с переносом протона, что повышает вязкость и изменяет характер течения жидкости на неньютоновский.

Хафиз и Хидр [4] и Чанда с соавт. [2] показали влияние асфальтенов на реологические свойства, вязкость и температуру застывания высокопарафинистой нефти. Сурьянараяна с соавт. [5] также продемонстрировали, что вещества, способствующие улучшению потока, модифицируют ориентацию алифатической части смол, парафинов и асфальтенов, но не взаимодействуют с полярными группами, присутствующими в этих фракциях. Согласно работе Мачадо [6], эффективность сополимеров ЭВА в качестве присадок для улучшения характеристик потока в значительной степени зависит от состава сополимера, а также от концентрации – наилучшая эффективность может быть достигнута при некоторой оптимальной концентрации. В работе Жанг и др. [7] рассмотрены требования к полярности и средству молекул ЭВА молекулам алканов; число атомов углерода в сегментах молекул ЭВА должно быть меньше среднего числа атомов углерода в

молекулах, формирующих парафиновые отложения. Согласно работе Кьян [8], практическое снижение вязкости и температуры застывания нефти тем выше, чем меньше размеры свернутых молекул ЭВА в исходном растворе. Найя с соавт. [9] описали влияние анионного ПАВ (додецилсульфат натрия), катионного ПАВ (гексадецилтриметил-аммоний бромид) и нейтрального ПАВ (октадециловый эфир полиэтиленгликоля). В работе Янга приведен обзор полимерных ингибиторов парафиновых отложений и соединений, снижающих температуру застывания, для высокопарафинистых нефтей [10]. Вей [11] систематизировал последние достижения в решении проблемы парафиновых отложений с использованием полимерных модификаторов парафиновых кристаллов. Лиу [12] приготовил ряд соединений, снижающих температуру застывания, которые содержат ангидридную группу, и исследовал их действие с использованием ИК-Фурье спектроскопии, дифференциальной сканирующей калориметрии (ДСК) и кросс-поляризационной световой микроскопии. В работе Жао [13] предложено использование ионных жидкостей в качестве присадок, изменяющих физические свойства нефтей. Аль-Сабаг [14] изучил свойства октадецилакрилата как присадки к нефти. Эль-Газая [15] приготовил в своей работе ряд присадок путем химической модификации сополимеров октадецена и малеинового ангидрида. Ванг в работе [16] изучил влияние присадок к смазочным маслам на распределение по размеру, морфологию и наноструктуру частиц в составе дизельного топлива. Эль-Малави [17] исследовал сополимеры фталимида и сукцинимида в качестве соединений, улучшающих характеристики потока при работе с Египетскими высокопарафинистыми нефтями. В работе Аль-Сабаг [18] в качестве модификатора потока был исследован сополимер стирола и малеинового ангидрида. Жанг [19] изучил взаимосвязь между составом высокопарафинистой нефти и изменением в морфологии и структуре парафиновых отложений, происходящим при добавлении соединений, которые снижают температуру застывания. Кастро в работе [20] исследовал терполимеры, которые были использованы как присадки для улучшения качества потока при работе с мексиканскими нефтями, а Алказар-Вараа [21] рассматривал процесс формирования в них парафиновых отложений.

В наших предыдущих работах мы исследовали отложения УВ из Иранской нефти [22–34]. В настоящей работе исследованы три метакрилатных полимера, использованные в качестве соединений, улучшающих характеристики потока. Полимеры, имеющие различные молекулярные массы и разные боковые алкильные цепи, были изучены как ингибиторы парафиновых отложений для улучшения реологических характеристик высоко-

Таблица 1. Состав и молекулярные массы соединений для образцов сырой нефти

Состав (мольн. %)	Нефть–1	Нефть–2	Молекулярные массы
C ₁	0.005	0.01	
C ₂	0.132	0.8	
C ₃	2.124	2.41	
C ₄	1.002	0.85	
C ₅	3.008	2.95	
C ₆	3.256	3.12	
C ₇	2.958	3.59	93.8
C ₈	8.236	7.54	105.0
C ₉	13.247	11.32	121.0
C ₁₀	10.214	8.59	135.0
C ₁₁	8.215	8.56	147.0
C ₁₂	6.258	6.58	161.0
C ₁₃	4.879	4.18	175.0
C ₁₄	3.147	3.65	189.0
C ₁₅	3.492	2.32	202.0
C ₁₆	2.956	2.69	215.0
C ₁₇	2.149	3.58	231.0
C ₁₈	2.136	4.78	245.0
C ₁₉	2.458	6.36	258.0
C ₂₀₊	20.128	16.12	412.0

Физические характеристики образцов сырой нефти представлены в табл. 2 и 3 соответственно.

копарафинистых нефтей и температуры их застывания.

табл. 1, анализ проведен с использованием газовой хроматографии.

МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ

Материалы. Для оценки эффективности полимерных присадок были использованы два образца сырой иранской нефти (нефть 1 и нефть 2). Результат анализа состава этих нефтей приведен в

Особенности реологического поведения образцов нефти показаны на рис. 1 и 2, соответственно.

Для улучшения качества потока были выбраны три типа метакрилатных полимера с различными свойствами, которые показаны в табл. 4.

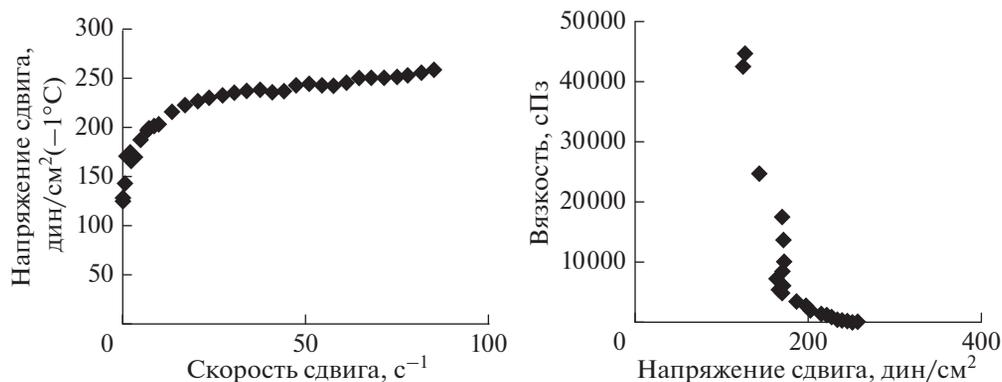


Рис. 1. Реологическое поведение образца нефти 1.

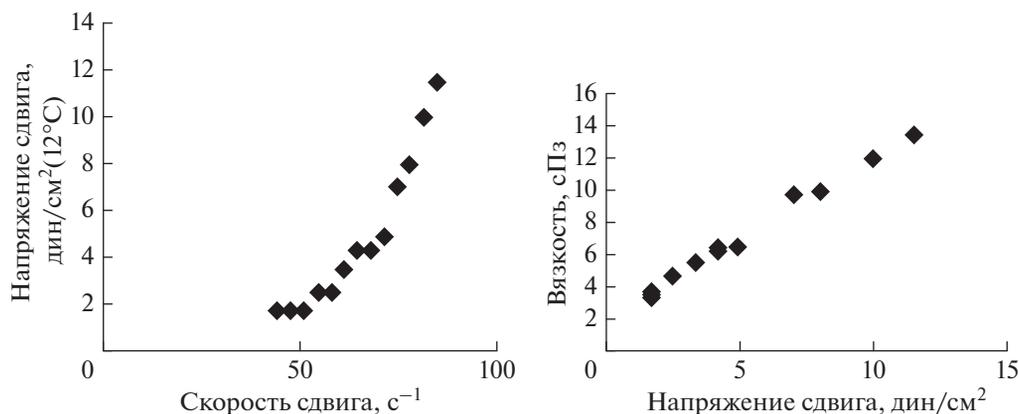


Рис. 2. Реологическое поведение образца нефти 2.

Экспериментальные методы. Кажущаяся вязкость в зависимости от температуры измерена с использованием ротационного цилиндрического вискозиметра Haake RV12 с двойной петлей. Молекулярные массы полимеров определены с использованием гель-проникающей хроматографии на приборе Shimadzu LC10AD, снабженном рефрактометрическим детектором и последовательно соединенными колонками серии ultra-styragel 106, 105, 104 и 500 А. В качестве подвижной фазы использовали тетрагидрофуран, скорость потока 1 мл/мин. Состав полимера определяли с помощью анализатора элементного состава Perkin-Elmer 2400, представляющего собой надежный инструмент для быстрого определения углерода, водорода, азота, серы или кислорода в составе органических и неорганических материалов. Он способен работать с различными типами образцов из области фармацевтической науки, полимерной химии, исследовать реагенты и объекты окружающей среды, материалы для энергетики, включая твердые вещества, жидкости летучие и вязкие образцы. В соответствии с классическим методом Дюма–Прегля, образцы сжигали в чистом кислороде с последующим автоматическим измерением образующихся газообразных продуктов горения.

Содержание парафинов и асфальтенов определяли в соответствии с ВР-327 и IP-143.

Таблица 2. Результаты анализа SARA для изученных образцов сырой нефти

Компонент	Нефть-1 (мас. %)	Нефть-2 (мас. %)
Насыщенные	33.4	42.3
Ароматические	31.2	39.5
Смолы	0.2	0.5
Асфальтены	35.2	17.7

Температуру застывания измеряли по методу ASTM D-97 [35].

Методика эксперимента. Необходимое количество присадки растворяли в циклогексане в соотношении 1 : 2 и добавляли к сырой нефти, после чего термостатировали при 50°C. Вязкость и напряжение сдвига исследуемых образцов измеряли при различных скоростях сдвига в диапазоне от 10 до 100 с⁻¹. Реологические данные охватывали диапазон от 0 до 27°C. Температуру потери текучести и вязкость изученных образцов сырой нефти измеряли также при различных концентрациях присадок.

РЕЗУЛЬТАТЫ И ИХ ОБСУЖДЕНИЕ

Влияние скорости сдвига на реологическое поведение высокопарафинистых сырых нефтей. По физическим характеристикам изученные высокопарафинистые сырые нефти (табл. 1–3) отличаются друг от друга содержанием асфальтенов, количество которых в образце 1 составляет 0.13%, в образце 2 – 0.3%, что сказывается на их реологических характеристиках. Кроме того, содержание парафинов в этих нефтях варьируется в диапазоне 13–15.7%, что влияет как на реологическое поведение, так и на значение температуры потери текучести.

Вязкость сырой нефти для скоростей сдвига от 0.3 до 85 с⁻¹ при температурах от –1 до 15°C показана на рис. 1 и 2. Очевидно, что снижение скорости сдвига приводит к увеличению кажущейся вязкости на несколько порядков, например, с 304 сПз при 85 с⁻¹ до 44500 сПз при 0.3 с⁻¹ для нефти-1 с низким содержанием асфальтенов при –1°C, и с 218 сПз при 85 с⁻¹ до 13500 сПз при 0.6 с⁻¹ для нефти-2 с высоким содержанием асфальтенов при –1°C. В соответствии с полученными результатами, скорость сдвига оказывает существенное влияние на снижение вязкости, особен-

Таблица 3. Характеристики изученных образцов сырой нефти

Величина	Единица измерения	Нефть–1	Нефть–2
Плотность 15.56/15.56°C		0.8599	0.8240
API		33.05	40.22
Содержание серы	мас. %	0.23	0.10
Содержание H ₂ S	PPM	1.0	<1.0
Содержание азота	мас. %	0	0.06
Осадок и вода	об. %	1.00	Следы <0.05
Содержание воды	об. %	0.60	Следы <0.05
Содержание солей	P.T.B	140	1
Кинематическая вязкость, 40°C	сСт	4.2	10.65
Температура застывания	°C	+9	+21
Давление паров по Рейду	PSI	3.5	5.1
Асфальтены	мас. %	0.13	0.3
Содержание парафинов	мас. %	13.0	15.7
Точка плавления парафинов	°C	60	52
Углеродные остатки	мас. %	4.00	2.26
Зольность	мас. %	0.050	Следы
Общая кислотность	мг КОН/г	0.01	0.71
Никель	ppm	9.1	4.6
Ванадий	ppm	<3	<3
Железо	ppm	9.9	<1.0
Свинец	ppm	1.10	<1.0
Натрий	ppm	193.0	4.0

Таблица 4. Характеристики использованных полимеров

Параметр	Полимер 1	Полимер 2	Полимер 3
Молекулярная масса	31000	36000	40000
Число атомов углерода в боковой цепи	18	24	32

но при температурах ниже точки потери текучести. Такое поведение высокопарафинистых нефтей можно объяснить с учетом их состава, принимая во внимание следующие моменты: при температурах, выше температуры застывания высокопарафинистые нефти ведут себя как типичные гомогенные изотропные ньютоновские жидкости. При переходе через температуру потери текучести количество растворенных парафинов начинает приближаться к точке насыщения, образуя твердый раствор, что приводит к резкому росту вязкости. В таких условиях на вязкость оказывают влияние два параметра: снижение температуры, которое вызывает рост вязкости, и скорость сдвига, которая приводит к снижению вязкости. При дальнейшем охлаждении происходит образование геля, что приводит к росту вязкости при относительно небольшой динамической прочности геля. С другой стороны, энергия сдви-

га, рассеиваемая в массе нефти, приводит к разрыву образующихся связей, в результате чего происходит общая деформация формирующегося геля.

Влияние полимерных присадок на точку потери текучести высокопарафинистых нефтей. Как видно из экспериментальных данных (табл. 5), метакрилатные полимеры проявляют большую эффективность при снижении температуры застывания для нефтей с низким содержанием асфальтенов. В свою очередь, низкомолекулярные метакрилатные присадки проявляют большую эффективность для нефти с высоким содержанием асфальтенов. Это говорит о том, что асфальтены выступают в роли натуральных присадок, улучшающих качество потока сырой нефти. Асфальтены концентрируются в кристаллах парафинов и препятствуют их укрупнению. Следовательно, размеры кристаллов парафинов в образце 2 несколько

Таблица 5. Температура застывания для образцов нефти 1 и 2 в зависимости от концентрации полимерной присадки

Концентрация полимера (ppm)	Полимер 1		Полимер 2		Полимер 3	
	нефть–1	нефть–2	нефть–1	нефть–2	нефть–1	нефть–2
200	6	18	9	20	5	20
300	3	18	–2	18	2	15
400	4	15	–3	8	0	12
500	1	8	–5	8	–2	9
600	–3	7	–6	6	–2	8
700	–5	7	–6	6	–2	6

Таблица 6. Вязкость (сПз) сырых нефтей при скорости сдвига 100 c^{-1} с добавлением полимеров 1 и 2 в различных концентрациях

Тип	Конц. полим., ppm	40°C					20°C					15°C					10°C					5°C				
		40°C	20°C	15°C	10°C	5°C	40°C	20°C	15°C	10°C	5°C	40°C	20°C	15°C	10°C	5°C	40°C	20°C	15°C	10°C	5°C					
Нефть–1	500	12	41	157	417	762	500	11	46	366	689	994														
	1000	10	32	122	362	712	1000	8	38	290	610	876														
	2000	4	27	100	312	682	2000	7	36	220	540	844														
Нефть–2	500	16	44	182	442	784	500	11	40	350	660	912														
	1000	14	38	142	382	750	1000	9	36	270	590	857														
	2000	9	32	112	342	701	2000	4	32	198	502	812														

меньше. Скорость роста этих кристаллов парафинов меньше, чем в отсутствие асфальтенов. Скорость роста кристаллов низкомолекулярных метакрилатных присадок значительно меньше скорости роста кристаллов высокомолекулярных присадок, поэтому высокомолекулярные метакрилатные присадки не могут сокращаться со значительно меньшими по размеру кристаллами парафинов, присутствующих в образце 2. По этой причине большую эффективность проявляют для этого образца присадки низкомолекулярных полиметакрилатов. Было также обнаружено, что полимеры с боковой углеродной цепью длиной более 18 атомов углерода проявляют наилучшие свойства как ингибиторы парафинообразования в случае обоих образцов нефти.

Влияние полимерных присадок на реологическое поведение высокопарафинистых сырых. В табл. 6 приведены значения вязкости сырой нефти в зависимости от концентрации полимера в диапазоне температур от 5 до 40°C и скорости сдвига 100 c^{-1} в присутствии 500, 1000 и 2000 ppm (масс.) трех присадок, соответственно.

При 40°C вязкость относительно невелика, и ни одна из присадок не снижает в значительной степени величину вязкости в используемом диапазоне концентраций. При температурах ниже температуры застывания (например, 10°C) присадка снижает вязкость сырой нефти, а результат

зависит от концентрации и типа используемой присадки. Для более высоких концентраций (например, 2000 ppm) наблюдалось большее снижение вязкости. В этом диапазоне температур кристаллы парафинов уже сформированы в жидкости, и реологическое поведение сырой нефти носит неньютоновский характер. Данные о снижении вязкости сырой нефти при использовании различных концентраций присадок, растворенных в циклогексане, при скорости сдвига 100 c^{-1} показали, что высокомолекулярные присадки имеют высокую эффективность для образца нефти 1, который содержит мало асфальтенов (0.13%). Низкомолекулярные присадки оказываются более эффективными для образца 2, содержание асфальтенов в котором выше (0.3%). Результаты также свидетельствуют о важном снижении кажущейся вязкости при низких концентрациях присадки, особенно для полимера 3. Очевидно он имеет более длинные боковые углеродные цепи, чем полимер 1, и проявляет большую эффективность при низких концентрациях.

Таким образом, скорость сдвига оказывает значительное влияние на снижение вязкости, особенно при температурах ниже температуры потери текучести; при этом вязкость постепенно приходит к постоянному значению при высоких скоростях сдвига. Полиметакрилатные присадки с более низкой молекулярной массой проявляют

большую эффективность для образца нефти 2 с высоким содержанием асфальтенов. Более высокомолекулярные присадки показывают лучшую эффективность для образца нефти 1 с низким содержанием асфальтенов. Полиметакрилаты с длинными боковыми углеродными цепями, содержащими более 18 атомов, являются наилучшими ингибиторами парафиновых отложений в обоих случаях.

Асфальтены в сырых нефтях могут выступать как присадки, повышающие качество потока, и, соответственно, улучшающие реологическое поведение сырых нефтей. Необходимо отметить, что оптимальное количество полимерной присадки к образцу нефти 1 составляет 700, 600 и 500 ppm для трех полимеров соответственно. Оптимальное количество полимерной присадки к образцу нефти 2 составляет 500, 600 и 700 ppm для трех полимеров соответственно.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Pedersen K.S., Ronningsen H.P. // Energy Fuels. 2003. V. 17. P. 321.
2. Chanda D., Sarmah A., Borthakur A., Rao K.V., Subrahmanyam B., Das H.C. // Fuel. 1998. V. 77. P. 1163.
3. Chanda D., Sarmah A., Borthakur A., Rao K.V., Subrahmanyam B., Das H.C. // Energy Fuels. 1996. V. 10. P. 844.
4. Hafiz A.A., Khidr T.T. // J. Petrol. Sci. Eng. 2007. V. 56. P. 296.
5. Suryanarayana I., Venkateswara Rao K., Ranjan Duttaudhury S., Subrahmanyam B., Kumar Saikia B. // Fuel. 1990. V. 69. P. 1546.
6. Machado A.L.C., Lucas E.F., Gonzaleze G. // J. Petrol. Sci. Eng. 2001. V. 32. P. 159.
7. Zhang J., Wu Ch., Li W., Wang Y., Cao H. // Fuel. 2004. V. 83. P. 315.
8. Qian J.W., Qi G.R., Han D. L., Yang S.L. // Fuel. V. 75. 1996. P. 161.
9. Kumar Naiya T., Kumar R., Mohapatra S., Mandal A. // J. Petrol. Sci. Res. (JPSR). 2014. V. 3. P. 90.
10. Yang F., Zhao Y., Sjöblom J., Li C., Paso K.G. // J. Disper. Sci. Technol. 2015. V. 36. P. 213.
11. Wei B. // J. Petrol. Explor. Prod. Technol. doi 10.1007/s13202-014-0146-6
12. Liu T., Fang L., Liu X., Zhang X. // Fuel. 2015. V. 143. P. 448.
13. Zhao Y., Paso K., Zhang X. Sjöblom J. // RSC Adv. 2014. V. 4. P. 6463.
14. Al-sabagh A.M., Abdel Hai F., Abd El Rhman A.M.M., El-Shafie M., Mohammedy M.M. // Life Sci. J. 2014. V. 11. P. 731.
15. El-Ghazawy R.A., Atta A.M., Kabel K.I. // J. Petrol. Sci. Eng. 2014. V. 122. P. 411.
16. Wang Y., Liang X., Shu G., Wang X., Sun X., Liu C. // Appl. Energ. 2014. V. 130. P. 33.
17. El-Mahllawy M.S., Sharara A.M., Hassaan M.M., Abdel Haleem A.M. // EGYJP. 2013. V. 22. P. 395.
18. Al-Sabagh M., Noor El-Din M.R., Morsi R.E., Elsabee M.Z. // J. Petrol. Sci. Eng. 2009. V. 65. P. 139.
19. Yi S., Zhang J. // Energy Fuels. 2011. V. 25. P. 1686.
20. Castro L.V., Flores E.A., Vazquez F. // Energy Fuels. 2011. V. 25. P. 539.
21. Alsazar-Vara L.A., Buenrostro-Gonzalez E. // Fuel Process. Technol. 2011. V. 92. P. 2366.
22. Jafari Behbahani T., Shahrabadi A., Ghotbi C., Taghikhani V. // Fluid Phase Equilib. 2014. V. 375. P. 236.
23. Jafari Behbahani T., Ghotbi C., Taghikhani V., Shahrabadi A. Presented at the 9th European Formation Damage Conf., Noordwijk, The Netherlands, June, 7–10, 2011.
24. Jafari Behbahani T., Ghotbi C., Taghikhani V., Shahrabadi A. // Sci. Iran. C. 2011. V. 18. № 6. P. 384.
25. Jafari Behbahani T., Ghotbi C., Taghikhani V., Shahrabadi A. // Energy Fuels. 2012. V. 26. P. 5080.
26. Jafari Behbahani T., Ghotbi C., Taghikhani V., Shahrabadi A. // Energy Fuels. 2013. V. 27. P. 622.
27. Jafari Behbahani, Ghotbi C., Taghikhani V., Shahrabadi A. T. // Oil Gas Sci. Technol. – Rev. IFp. 2015. V. 70. № 6. P. 1051.
28. Jafari Behbahani T., Ghotbi C., Taghikhani V., Shahrabadi A. // Fluid Phase Equilib. 2013. V. 358. P. 212.
29. Jafari Behbahani T., Dahaghin A., Jafari Behbahani Z. // Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects. 2014. V. 36. P. 1256.
30. Jafari Behbahani T., Golpasha R., Akbarnia H., Dahaghin A. // Fuel Process. Technol. 2008. V. 89. P. 973.
31. Jafari Behbahani T., Dahaghin A., Kashefi K. // Petrol. Sci. Technol. 2011. V. 29. P. 933.
32. Jafari Ansaroudi H.R., Vafaie-Sefiti M., Massoudi Sh., Jafari Behbahani T., Jafari H. // Petrol. Sci. Technol. 2013. V. 31. P. 643.
33. Jafari Behbahani T., Ghotbi C., Taghikhani V., Shahrabadi A. // Fuel. 2014. V. 133. P. 63.
34. Jafari Behbahani T., Miran Beigi A. A., Taheri Z., Ghanbari B. // J. Mol. Liq. 2015. V. 211. P. 308.
35. Annual Book of ASTM Standard, ASTM: Philadelphia, Section 5, Petroleum products lubricant and fossil fuels, American Society for Testing and Materials: Standard Test Method for Pour Point of Petroleum Oils, Designation: D97 Easton MD, 2005.