

Исследование реофизико-химических свойств товарных нефтей с применением присадок

Химия и химическая технология

Нуруллаев В.Х., Усубалиев Б.Т., Гахраманов Ф.С.

Управление нефтепроводов, ГНКАР

*Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности НИИ
Геотехнологические проблемы нефти, газа и химия*

E-mail: ubeybala@gmail.com

В последнее время наметилась устойчивая тенденция к увеличению объемов транспортируемой нефти. Таким образом, для решения задачи по увеличению объема перекачки нефти необходимы разработка новых или оптимизация применяемых технологий транспортировки нефти с учетом их реологических свойств и эксплуатационных характеристик трубопроводов. Из-за актуальности проблемы, большой интерес представляют результаты экспериментальных исследований смешанных нефтей физико-химическими методами. Проведенные нами исследования показали, что при смешивании нефтей следует учесть фактор взаимовлияния составов нефтей с целью оценки недопустимых и оптимальных концентраций отдельных компонентов.

Ключевые слова: дисперсные системы, СНПХ-2005, смолы, асфальтены, вязкость, парафинизация, динамическая вязкость, реагенты БАФ-1 и БАФ-2.

Введение

В последние годы значительная часть добычи нефти обеспечивается включением в процесс разработки месторождений с тяжелыми, высоковязкими нефтями. Добыча и транспортировка подобных нефтей затруднены из-за высокой вязкости и температуры застывания, аномального реологического поведения. Особенность реологических свойств этих нефтей проявляется в непостоянстве их динамической вязкости, зависящей от напряжения сдвига и скорости движения жидкости [1]. При транспорте высокопарафинистых нефтей происходит интенсивная парафинизация трубопроводов, снижение их пропускной способности, что значительно усложняет эксплуатацию и ведет к росту трудовых и материальных затрат [2]. Высокопарафинистые нефти при низких температурах проявляют резко выраженные неньютоновские (вязкопластичные, вязкоупругие, тиксотропные) свойства, без учета которых невозможно организовать рациональную эксплуатацию скважин, сбор, подготовку и транспорт нефтей.

При остановке процесса перекачки в нефти образуются парафиновые структуры, прочность которых зависит от содержания парафиновых фракций, времени покоя нефти, условий образования парафиновых структур и других факторов. Возобновление процесса перекачки требует иногда создания таких пусковых давлений, которые по величине значительно превышают рабочие давления трубопроводов, арматуры и оборудования. При добыче и транспортировке нефти продолжают оставаться актуальными вопросы асфаль-

тосмолопарафиновых отложений (АСПО), несмотря на то, что уже разработано достаточно много различных способов их предотвращения и удаления. Практика показала, что наиболее перспективным способом предотвращения асфальтосмолопарафиновых отложений остается химический метод воздействия на нефть с использованием добавок (присадок) различного назначения – депрессорных (снижающих температуру застывания нефти), ингибирующих (предотвращающих возникновение АСПО) и др. В нефтяной промышленности используют очень большое количество присадок, но наибольшее распространение получили высокомолекулярные полимерные соединения различных типов. Следует отметить, что имеющиеся присадки – регуляторы реологических свойств нефти не лишены недостатков. В ряде случаев они проявляют слабую эффективность или совсем не оказывают регулирующего действия. Поэтому актуальной научной и прикладной задачей является разработка новых полимерных композиций для регулирования вязкостно-температурных свойств нефтей.

Перспективно совместное использование нескольких способов воздействия на нефтяные дисперсные системы, например, применение различных вариантов электрических, электромагнитных, магнитных, вибрационных или акустических полей. При этом сравнительно легко достигаются эффекты, соответствующие увеличению или, наоборот, снижению упорядоченности надмолекулярной структуры веществ. Борьба с АСПО предусматривает проведение мероприятий по двум направлениям – предотвращению выпадения отложений и их удалению. Важная экологическая и экономическая задача – сбор, транспортировка, подготовка, переработка и утилизация АСПО и нефтешламов. Дальнейший прогресс в области транспорта и подготовки проблемных нефтей связан с достижениями в области химии нефти и разработкой новых подходов к воздействию на нефтяные дисперсные системы.

Состав АСПО изучался многими авторами, и к настоящему времени по этому вопросу имеются довольно четкие представления. Твердые углеводороды нефти и смолисто-асфальтеновые вещества (САВ) являются основной частью высокомолекулярных соединений нефти. Состав АСПО изменяется в широких пределах в зависимости от многих факторов в скважинах и системах сбора нефти, они содержат (масс. %): парафина – 12–86, смол – 0,8–20, асфальтенов – 0,3–45, масел – 6,3–50, неорганических включений – 0–37. Температура плавления подобных отложений изменяется от 25 до 150 °С [6]. В соответствии с современными представлениями АСПО не являются простой смесью асфальтенов, смол и парафинов, а представляют собой сложную структурированную систему [7, 8]. Основную долю АСПО составляют парафины. В монографии [11] приведены данные по химическому составу твердых предельных углеводородов нефти: в образцах парафина, имеющих температуру плавления от 40 до 60 °С, преобладают парафины нормального строения с числом атомов углерода $C_{24} - C_{30}$; содержание парафиновых углеводородов изостроения зависит от природы нефти и может достигать 25–30 масс. %, при этом преобладают малоразветвленные парафиновые углеводороды; с повышением молекулярной массы твердых углеводородов в их составе возрастает доля нафтеновых и ароматических структур. Смолисто-асфальтеновые вещества представляют собой гетероциклические соединения сложного гибридного строения, в состав которых входят азот, сера, кислород и металлы (Fe, Mg, V, Ni, Ca, Ti, Mo, Cu, Cr и др.). До 98 масс. % САВ составляют ароматические и нафтеновые структуры. САВ концентрируются в тяжелых нефтяных остатках – гудронах и битумах. В зависимости от природы нефти САВ составляют от 40 до 60–70 масс. % тяжелого нефтяного остатка.

Представление о процентном содержании смол и асфальтенов в различных нефтях дает табл.1 [17]. Таким образом, смолисто-асфальтеновые вещества нефти составляют основную массу так называемых неуглеводородных соединений нефти. В зависимости от содержания парафинов (П), смол (С) и асфальтенов (А) и их соотношения в общей массе осадка $\beta = (C+A)/П$, все АСПО подразделяются на следующие типы: асфальтеновый, значение $\beta \geq 1,1$; парафиновый, значение $\beta \leq 0,9$; смешанный, значение $\beta \approx 0,9-1,1$.

Анализ состава АСПО, отобранных на различных глубинах скважин, показывает, что на глубине более 1000 м содержится больше асфальто-смолистых веществ, чем парафинов.

Таблица 1. Содержание смолисто-асфальтеновых веществ в различных нефтях

Месторождение	Географический район	Содержание, масс. %	
		Смолы	Асфальтены
Элленбергер	Зап. Техас	4,2	0,24
Рагуза	Сицилия	9	0,28
Грозный	РФ	8	1,5
Карам	Китай	14	1,8
Уилмингтон	Калифорния	14	5
Белаим	Египет	20	13
Баскан	Венесуэла	29	18
Мурадханлы	Азербайджан	18,32	4,86

Механические примеси на таких глубинах практически не участвуют в формировании отложений (их содержание не превышает 4–5 масс. %). С уменьшением глубины скважин наблюдаются снижение содержания асфальто-смолистых веществ в АСПО, а также увеличение количества механических примесей и твердых парафинов. Чем ближе к устью скважины, тем в составе АСПО больше церезинов, и, соответственно, тем выше структурная прочность отложений. Несмотря на то, что в составе АСПО содержание асфальтенов и смол, как правило, значительно ниже, чем парафинов, их присутствие в нефти может оказывать существенное влияние как на кинетику образования парафиновых кристаллов, так и на их строение за счет адсорбции на поверхности парафиновых кристаллов или соосаждения. Смолисто-асфальтеновые вещества могут находиться в нефти в молекулярно-растворенном, коллоидно-диспергированном состоянии или в виде макрофазы. Переход из одного состояния в другое может быть связан с изменением состава растворителя и температуры.

Вопрос о роли асфальтенов в процессах образования АСПО на сегодняшний день однозначного ответа не имеет. Кристаллизация парафинов начинается с наименее растворимых углеводородов, имеющих относительно большую молекулярную массу. Выделяющиеся кристаллы парафинов, соединяясь между собой, образуют прочную структурную решетку, в ячейках которой заключена жидкая фаза нефти. Скорость роста твердых отложений на стенке трубопровода за счет молекулярной диффузии определяется уравнением диффузии Фика:

$$dG/dt = AD_m dC/dy,$$

где G – общий объем отложений парафина; A – площадь поверхности; D_m – коэффициент молекулярной диффузии; dC/dy – производная от объемной доли растворенных в нефти частиц парафина по расстоянию от стенки трубы. Из приведенного уравнения следует, что интенсивность формирования отложений определяется концентрацией частиц парафина в единице объема и толщиной диффузионного слоя.

Постановка задачи

Для снижения температуры застывания и улучшения реологических характеристик добываемой нефти на месторождениях с тяжелой, высоковязкой нефтью, нефтяники используют целый ряд технологий: термическая обработка и другие методы физического воздействия, разбавление легкими фракциями нефти или различными растворителями, а также введением присадок, регулирующих вязкоупругие свойства нефти. Для улучшения реологических свойств высокопарафинистых нефтей используются химические методы обработки нефтей с применением депрессорных, ингибирующих и моющих присадок. В настоящее время в нефтяной промышленности используют очень большое количество присадок, но наибольшее распространение получили высокомолекулярные полимерные соединения различных типов.

На реологические свойства нефтей в основном действуют находящиеся в их составе смолы и асфальтены, а в зависимости от температурного фактора – парафиновые углеводороды.

Для регулирования действия парафинов на реологические свойства нефтей и повышения эффективности транспортировки при низких температурах в транспортируемую нефть добавляют различные типы добавок (депрессаторов).

Наблюдаемые и встречаемые нами технические трудности при транспортировке показывают, что повышение вязкости нефтей напрямую связано с количеством смол и асфаль-

тенов при изменении температуры и от парафинов в его составе. Для регулирования эффективной транспортировки по трубопроводам, нефть смешивая заранее, компадируют и выбирая соответствующие технологические условия, транспортируют.

Целью настоящего исследования является изучение изменений реофизико-химических свойств товарных нефтей с применением присадок.

Решение задачи

Действие реагента на высоковязкие нефти проверено на шести образцах нефти Нефтчалинского, Ширванского, Карасуинского, Мурадханлинского и Сальянского месторождений, наиболее схожих по физико-химическим свойствам. В составе этих нефтей количество смолистых и асфальтеновых углеводородов больше, а парафиновых – меньше и их температура замерзания ниже. В сравнении с этими образцами Сангачальская нефть отличается по составу, так что в ней асфальтеновые углеводороды в среднем составляют 0,36 % (масс), парафиновые углеводороды 9 % (масс), а температура замерзания 18⁰. В составе же нефти Мурадханлинского месторождения асфальтеновые и парафиновые углеводороды соответственно составляют в среднем 4,86 % (масс) и 6,21 % (масс), температура замерзания 9⁰ (табл.2).

Как уже подчеркнуто, нефти Мурадханлинского и Сангачальского месторождений проявляют отличительные свойства, поэтому на них проверено действие реагента СНПХ-2005.

Таблица 2. Физико-химические свойства нефтей Мурадханлинского и Сангачальского месторождений

Показатели	Мурадханлы	Сангачал	Метод испытания
Плотность при 20 ⁰ С, кг/м ³	876,7	856,3	ГОСТ 3900
Вязкость, мм ² /с.при 20 ⁰ С	83,32	27,3	ГОСТ 33
Содержание, % (масс)			
смол	18,32	8,94	Xromotoqrafiya
асфальтенов	4,86	0,36	ГОСТ 11858
парафина	6,21	9,7	ГОСТ 11851

Лабораторные исследования были проведены на ротационном вискозиметре (Reo-test-2) с проверкой изменений динамической вязкости. Для проведения исследований по действию реагента на динамическую вязкость образцов, реагент был взят с расчетом 0,8 кг/тонн. Измерения динамической вязкости образцов нефти проводились параллельно для безреагентных и реагентных образцов товарных нефтей при температурах 5, 10, 20⁰ С и 5⁰ С с учетом добавки 1 кг/тонн. Результаты измерений приведены в табл.3 и 4.

Результаты анализов показали, что действие СНПХ-2005 на реологические свойства образцов нефти Мурадханлинского и Сангачальского месторождений различно, то есть, как видно из таблицы, при использовании добавки, взятой с учетом 0,8 кг/тонн при 20⁰ С, их вязкость снижается в среднем на 19,3 % (масс.), при 10⁰ С-на 26,1 % (масс.), при 5⁰ С – на 10,1% (масс.). Это говорит о том, что при низких температурах добавка слабо действует на реологию нефти. Если добавка взята с учетом 1 кг/тонн при 5⁰С, падение динамической вязкости относительно повышается. В табл.3 и 4 соответственно приведена тенденция изменения динамической вязкости при температурах 5, 10 и 20⁰ С без добавки и с добавкой с учетом 0,8 кг/тонн при различных скоростных этапах.

Результаты проводимых экспериментов показали, что при температуре 20⁰С при различных скоростях, динамическая вязкость взятых образцов нефтей падает, а при температурах 10 и 5⁰ С увеличивается. Причина происходящего, по-нашему мнению, заключается в изменении агрегатного состояния парафиновых углеводородов при низких температурах. Повышение значений динамической вязкости при низких температурах (10⁰С) в среднем составляет 33,8 % (масс.), а при 5⁰ С – 35,2 % (масс.). А для нефти Сангачальского месторождения при 5⁰ С по сравнению с первичным образцом (без добавки) идет обратный процесс. Таким образом, к образцу нефти Сангачальского месторождения добавляли СНПХ-2005 с расчетом 1 кг/тонн и 0,8 кг/тонн при 5⁰С и измеряли динамическую вязкость. Результаты измерений показали, что с повышением количества добавки, вязкость нефти падает от 35,2 % (масс.) до 7,9 % (масс.).

Таблица 3. Изменение динамической вязкости образцов нефти Мурадханлинского месторождения, без и с добавкой СНПХ-2005 с учетом 0,8 кг/тонн, 1,0 кг/тонн присадки

Этапы скорости	Динамическая вязкость без и с добавкой 0,8 кг/тонн СНПХ-2005, сПз.									Динамическая вязкость без и с добавкой 1,0 кг/тонн СНПХ-2005, сПз.		
	20 °С			10 °С			5 °С			5 °С		
	Товарная нефть	Нефть с присадкой	Среднее снижение вязкости, %	Товарная нефть	Нефть с присадкой	Среднее снижение вязкости, %	Товарная нефть	Нефть с присадкой	Среднее снижение вязкости, %	Товарная нефть	Нефть с присадкой	Среднее снижение вязкости, %
1а	652,3	563,4	14,3	939,0	751,2	27,0	1234,5	1233,8	0,04	1234,5	1038,0	7,9
2а	397,0	332,0	16,4	626,1	469,6	25,0	678,3	626,1	7,7	678,3	533,0	21,4
3а	247,0	195,0	21,1	397,5	288,0	21,3	406,9	375,6	7,7	406,9	336,0	17,4
4а	128,0	88,0	31,3	243,6	156,6	21,4	261,0	208,8	20,0	261,0	197,0	24,5
5а	80,0	62,0	22,5	135,6	83,5	15,3	177,3	114,8	35,3	177,3	116,0	34,6
6а	49,0	33,0	32,7	81,2	52,2	14,3	104,3	69,6	33,3	104,3	58,0	44,4
7а	27,8	13,0	53,2	48,7	34,8	14,4	69,5	41,7	40,0	69,5	38,3	44,9
8а	15,4	13,5	12,3	30,9	19,3	18,8	44,4	28,97	34,8	44,4	25,1	43,5
9а	13,9	8,2	41,0	19,7	11,6	17,8	31,3	19,7	37,1	31,3	17,4	44,4
10а	7,7	4,5	41,6	12,2	7,1	15,6	18,7	13,5	27,8	18,7	11,6	38,0
11а	5,8	3,1	46,6	7,7	5,8	19,5	10,8	8,5	21,3	10,8	6,4	41,0
12а	4,1	2,4	14,3	5,4	3,2	20,4	7,1	5,4	23,9	7,1	3,8	46,7
Динам. вязк, сПз	136,1	109,8		212,3	156,9		244,7	220,0		244,1	198,1	
Ср. снижен вязк. %			19,3			26,1			10,1			30,1

Таблица 4. Изменение динамической вязкости образцов нефти Сангачальского месторождения без и с добавкой СНПХ-2005 с учетом 0,8 кг/тонн, 1,0 кг/тонн присадки

Этапы скорости	Динамическая вязкость без и с добавкой 0,8 кг/тонн СНПХ-2005, сПз.									Динамическая вязкость без и с добавкой 1,0 кг/тонн СНПХ-2005 присадкой, сПз.		
	20 °С			10 °С			5 °С			5 °С		
	Товарная нефть	Нефть с присадкой	Среднее снижение вязкости, %	Товарная нефть	Нефть с присадкой	Среднее снижение вязкости, %	Товарная нефть	Нефть с присадкой	Среднее снижение вязкости, %	Товарная нефть	Нефть с присадкой	Среднее снижение вязкости, %
1а	657,3	525,8	20,0	751,2	1126,8	-50,0	1126,8	1126,8	0,0	1126,8	1154,8	-28,0
2а	401,8	313,1	22,1	469,6	547,9	-16,7	626,1	678,3	-8,3	626,1	652,2	-26,1
3а	219,1	156,5	28,6	288,0	322,4	-11,9	375,6	406,3	-8,3	375,6	391,3	-15,7
4а	144,4	99,2	31,3	156,6	194,9	-24,5	208,8	261,0	-25,0	208,8	226,2	-8,4
5а	73,02	46,9	35,8	83,5	120,0	-43,7	114,8	177,3	-54,4	114,8	156,5	-36,3
6а	40,6	26,1	35,7	52,2	75,4	-44,4	69,6	104,3	-49,9	69,6	92,7	-33,3
7а	27,8	24,3	12,6	34,8	48,7	-39,9	41,7	69,5	-66,7	41,7	46,9	-12,6
8а	13,5	9,7	28,1	19,3	30,9	-60,1	28,97	44,4	-53,3	28,97	25,1	13,3
9а	6,96	7,0	-0,6	11,6	19,7	-69,8	19,7	31,3	-58,9	19,7	17,4	11,7
10а	3,9	3,9	0	7,1	11,6	-63,4	13,5	18,7	-38,5	13,5	11,0	18,9
11а	2,3	2,7	-17,4	5,8	7,1	-22,4	8,5	10,8	-27,1	8,5	7,3	13,7
12а	1,3	1,5	-15,4	3,2	4,7	-46,9	5,4	7,1	-31,5	5,4	4,9	8,6
Дин.вязк сПз	132,1	101,4		155,4	209,2		219,9	244,7		219,9	232,8	

Для сравнения нашего реагента с реагентом СНПХ-2005 также проводили эксперимент. Результаты проводимых исследований приведены в табл.5.

Таблица 5. Результаты анализов

Показатель	Объём композита в 300 мл						
	0	10	20	30	40	50	60
Кинематическая вязкость, мм ² /сек	83,37	70,24	57,65	45,59	40,98	58,31	69,77

Из таблицы видно, что при добавлении 40 мл реагента, вязкость товарной нефти Мурадханлинского месторождения снижается до значения 40,98 мм²/сек. Дальнейшее прибавление реагента опять приводит к увеличению кинематической вязкости нефти.

Графическая зависимость вязкости нефти от количества реагента приведена на рис.1.

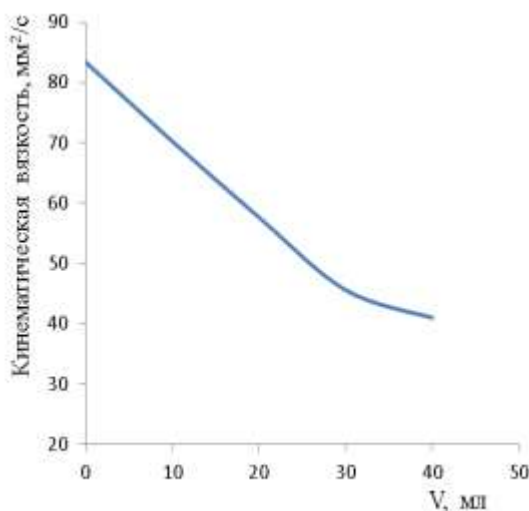


Рис.1. Графическая зависимость кинематической вязкости нефти от объёма композита (состав композита: 1г реагент – 98 г техническая вода – 1 капля сульфанола)

Также изучена зависимость кинематической вязкости от температуры. В табл.6 представлены результаты исследований при 50⁰С.

На рис.2 и 3 приведены графические зависимости кинематической вязкости от количества композита при 50⁰С.

Из таблицы и графиков видно, что температура отрицательно влияет на свойства реагента.

Таблица 6. Результаты изменения кинематической вязкости в зависимости от количества композита при 50⁰С

I		II	
Количество композита в нефти, мл	Кинематическая вязкость нефти, мм ² /сек.	Количество композита в нефти, мл	Кинематическая вязкость нефти, мм ² /сек
0	83,32	0	83,46
10	74,31	10	75,43
20	58,72	20	58,89
30	47,87	30	49,68
40	46,28	40	48,72

I - { ДЦО
Нанореагент

II - { ДЦО
сульфаниловая кислота
Нанореагент

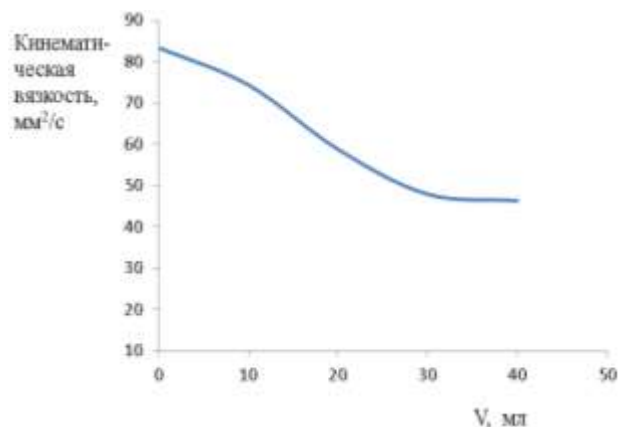


Рис.2. Графическая зависимость кинематической вязкости нефти от количества композита при 50⁰С (состав композита: 198 г очищенный ДЩО; 2 г – нанореагент)

Также изучено снижение кинематической вязкости от количества ПАВ. Результаты экспериментов показали, что увеличение количества ПАВ отрицательно влияет на снижение кинематической вязкости углеводородов. Несмотря на то, что не наблюдается закономерность между количеством ПАВ и кинематической вязкостью углеводорода, но, в конечном счёте, уменьшается последний.

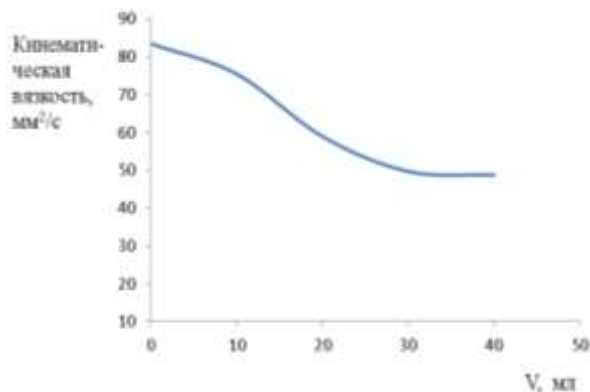


Рис.3. Графическая зависимость кинематической вязкости нефти от количества композита при 50⁰С (состав композита: 95 мл ДЩО, 103 мл 0,3 % раствор сульфаниловой кислоты, 2 г – нанореагент)

Таким образом, проведённые опыты показывают, что композиты БАФ–1 и БАФ–2 примерно в два раза (51 %) уменьшают вязкость высоковязких смешанных нефтей Мурадханлинского месторождения.

Как известно, вязкость различных нефтей в основном зависит от процентного содержания смол и асфальтенов в составе нефтей [11]. Также известно, что смолы и асфальтены состоят из гетероатомов с различной молекулярной массой (от 450 до 1500).

Механизм действия реагентов на реологические свойства нефтей, по-нашему мнению, происходит за счёт образования невалентных соединений между реагентом и гетероатомами смол и асфальтенов с самоорганизацией и самоконструированием, так как применяемые нами координационные полимеры имеют достаточно большие кристаллографические поры (20 Å), доступные для гетероатомов. При взаимодействии реагента с нефтью возникает невалентный скекинг взаимодействия между пористыми координационными полимерами и хроматическими, гетероатомными макроассоциатами, содержащимися в нефти и разрушают их на мелкие фрагменты, что обеспечивает снижение вязкости.

Таким образом, результаты исследования показали, что при использовании добавки БАФ-1 и БАФ-2 (при соотношении 1:1) с учетом 0,400кг/тонн динамическая вязкость товарной нефти Мурадханлинского месторождения при 20⁰С, снижается на 43,88%. Это означает, что малое количество (0,4кг/тонн) указанного реагента действует в 2,7 раза сильнее, чем СНПХ-2005.

Заклучение

Полученные результаты позволяют сделать вывод о том, что реагенты БАФ-1 и БАФ-2 не только в сравнении с СНПХ-2005, а вообще являются эффективными реагентами для снижения вязкости тяжелых товарных нефтей и обладают исключительными высокими технико-экономическими параметрами.

Литература

1. Wu Qing, Processing high tan crude: part 1, Jan2010, [www.digitalrefining.com/article/1000524, Processing high TAN crude part I.html#UmUziHBkOsQ](http://www.digitalrefining.com/article/1000524_Processing_high_TAN_crude_part_I.html#UmUziHBkOsQ).
2. Prospectus Opportunities Crude Report 2011, Hydrocarbon Publishing Company, 2011 www.hydrocarbonpublishing.com/ReportP/Prospectus-Opportunity%20Crudes%20II2011.pdf
3. Stratiev D. et al. Evaluation of crude oil quality. // Petroleum & Coal. – 2010, 52 (1). – Pp.35-43.
4. Drilling down on crude oil price differentials. // Observation, TD Economics. – 2013.
5. Aldescu M. Challenges of heavy crudeprocessing. // Sour and Heavy. – 2012.
6. Da Cruz D. et al. Optimization tool for predicting crude oil blending properties. / 4th Mercusor Congress on Process System Engineering.
7. Ахметов Б.Р., Евдокимов И.Н., Елисеев Н.Ю. Некоторые особенности надмолекулярных структур в нефтяных средах. // Химия и технология топлив и масел. – 2002, №4. – С.41-43.
8. Hung J., Castillo, J., Reyes A. Kinetics of Asphaltene Aggregation in Toluene-Heptane Mixtures Studied By Confocal Microscopy. // Energy & Fuels. – 2005, 19. – Pp.898-904.
9. Жуйко П.В. Разработка принципов управления реологическими свойствами аномальных нефтей. / Автореферат докт. диссертации. УГТУ. – Ухта, 2003. – 43 с.
10. Нуруллаев В.Х., Зейналов Р.Л. О взаимодействии нефтей при их смешении. / 69-ой международной научной конференции Нефть и Газ. – М., 2015. – С.377.
11. Нуруллаев В.Х. Определение физико-химических свойств смешиваемых нефтей, перекачиваемых по трубопроводам. // Журнал Нефть и газ. – М., 2015, № 6. – С.84-90.
12. Нуруллаев В.Х., Исмаилов Г.Г., Келеова И.Н. О влиянии смешения разнотипных нефтепродуктов на их реологические и физико-химические свойства. / Труды пятой международной научно-практич. конф. Проблемы инновационного развития нефтегазовой индустрии. – Алмата, 2013. – С.23-27.
13. Исмаилов Г.Г., Кулиев М.М. Нуруллаев В. Х. Об учете определения структурной устойчивости течений аномальных систем в нефтесборной сети. // Трубопроводный транспорт: теория и практика. – М., 2010, № 4. – С.31-33.
14. Нуруллаев В.Х., Гахраманов Ф.С., Алиев С.Т. О возможности регулирования технологического режима перекачки смеси мазут-нефть. // Вестник Азербайджанской инженерной академии. – Баку, 2014, № 2. – С.83-88.
15. Усубалиев Б. Т., Рамазанова Э.Э., Нуруллаев В.Х., Гахраманов Ф.С., Алиева Ф.Б. Использование наноструктурных координационных соединений для снижения вязкостей тяжелых товарных нефтей при транспортировке. // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – Уфа, 2015, № 3. – С.117-126.

Xülasə

Nurullayev V.X., Usubəliyev B.T., Qəhrəmanov F.S.

Aşqarların tətbiqi ilə əmtəə neftlərinin reofiziki-kimyəvi xassələrinin tədqiqi

Son zamanlar nəql olunan neftlərin həcmnin artırılması tendensiyası müşahidə edilir. Belə ki, nəql olunan neftin həcmnin artırılması məsələsini həll etmək üçün onların reoloji xassələri nəzərə alınmaqla yeni texnologiyaların işlənməsi və ya neftin nəqli üçün tətbiq olunan texnologiyaların və boru kəmərlərinin istismar xarakteristikalarının optimallaşdırılması vacibdir. Problemin aktuallığı baxımından qarışıq neftlərin fiziki-kimyəvi üsullarla eksperimental tədqiqinin

nəticələri böyük maraq doğurur. Bizim tərəfimizdən aparılan tədqiqatlar göstərmişdir ki, ayrı-ayrı komponentlərin yol verilməyən və optimal qatılıqlarını qiymətləndirmək məqsədilə neftlərin qarışdırılması zamanı tərkiblərinin qarşılıqlı təsiri faktoru nəzərə alınmalıdır.

Açar sözlər: dispers sistemlər, SNPCH-2005, qatranlar, asfaltenlər, özlülük, parafinləşmə, dinamik özlülük, BAF-1 və BAF-2 reagentləri.

Summary

Nurullayev V.Kh., Usubaliyev B.T., Gakhramanov F.S.

Research of reophysical and chemical properties of commodity oils with application of additives

Recently, there has been a steady trend towards an increase in the volume of transported oil. Thus, in order to solve the problem of increasing the volume of oil pumping, it is necessary to develop new or optimize the applied oil transportation technologies, taking into account their flow properties and operational characteristics of pipelines. Due to the urgency of the problem, the results of experimental studies of mixed oils by physic-chemical methods are of great interest. Our studies have shown that, when mixing oils it is necessary to take into account the factor of the mutual influence of the composition of oils in order to estimate the unacceptable and optimal concentrations of individual components.

Keywords: disperse systems, SNPCH-2005, resins, asphaltenes, viscosity, paraffinization, dynamic viscosity, BAF-1 and BAF-2 reagents.