

УДК 66.063.12

Статья / Article

© ПНИПУ / PNRPU, 2017

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ РЕАГЕНТОВ-ДЕЭМУЛЬГАТОРОВ НА КИНЕТИКУ ОБЕЗВОЖИВАНИЯ РЕОЛОГИЧЕСКИ СЛОЖНОЙ НЕФТИ

Г.Г. Исмайылов, Е.И. Избасаров¹, М.Б. Адыгезалова, Р.З. Халилов

Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности (AZ1010, Азербайджан, г. Баку, пр. Азадлыг, 20)

¹АО «КазНИПИмунайгаз» (130000, Республика Казахстан, г. Актау, 6-й микрорайон, д. 2)

STUDY OF INFLUENCE OF DEMULSIFIERS ON COMPLEX IN RHEOLOGY OIL DEHYDRATION KINETICS

Gafar G. Ismayilov, Esen I. Izbasarov¹, Mekhpara B. Adygezalova, Ruslan Z. Khalilov

Azerbaijan State Oil and Industrial University (20 Azadlyg av., Baku, AZ1010, Republic of Azerbaijan)

¹KazNIPImunaigaz JSC (2 6th district, Aktau, 130000, Republic of Kazakhstan)

Получена / Received: 14.03.2017. Принята / Accepted: 15.05.2017. Опубликовано / Published: 30.06.2017

Ключевые слова:

подготовка нефти, вода, водонефтяная эмульсия, вязкость, плотность, химические реагенты, обезвоживание, деэмульгатор, поверхностно-активное вещество, кинетика, хлористые соли, реологические свойства, физико-химические свойства, химический состав, эффективная дозировка, расход реагента.

Одной из актуальных проблем разработки нефтяных месторождений является повышение эффективности нефтепромысловой подготовки углеводородов. Решение этой проблемы может значительно повысить степень подготовки нефти, уменьшить потери углеводородов с дренажной водой, тем самым улучшить экологию окружающей среды и принести дополнительную прибыль предприятию. В работе были изучены система сбора и подготовки воды и нефти месторождения Каражанбас, влияние поверхностно-активных веществ (ПАВ) на водонефтяные эмульсии в условиях данного месторождения. Кроме того, был избран химический реагент-деэмульгатор, имеющий наиболее эффективные свойства для промышленной подготовки продукции скважин месторождения Каражанбас. Приведены результаты лабораторных исследований водонефтяной эмульсии, физико-химического анализа состава воды, новых химических реагентов-деэмульгаторов, рекомендуемых для опытно-промышленных испытаний на месторождении Каражанбас. Анализируя результаты лабораторных исследований, можно сделать вывод, что по степени обезвоживания все испытываемые химические реагенты уступают базовому реагенту-деэмульгатору «Рандем-2208», а по обессоливающим свойствам базовый деэмульгатор уступает деэмульгаторам марки «Victory-2, 3» и «Rauan-2050». В ходе анализа установлено, что деэмульгатор марки «Victory-1» по сравнению с базовым и другими деэмульгаторами не проявляет высокую деэмульгирующую способность. Деэмульгатор марки «Victory-2» по сравнению с базовым «Рандем-2208» показал наименьшую деэмульгирующую способность, степень обезвоживания составляет 60,67 %. Деэмульгатор «Victory-3» по сравнению с базовым продуктом «Рандем-2208» обеспечивает достаточно хорошее обезвоживание. У деэмульгатора марки «Rauan-2050» по сравнению с базовым деэмульгатором «Рандем-2208» хорошая деэмульгирующая способность, с ростом водонасыщенности нефти его расход уменьшается. При этом путем целенаправленного повышения водонасыщенности подготовленной реологически сложной нефти до предельного ее значения можно в несколько раз уменьшить расход деэмульгатора, не снижая при этом эффективность процесса обезвоживания нефти.

Key words:

oil treatment, water, water-oil emulsion, viscosity, density, chemical agents, dehydration, demulsifier, surface active agent, kinetics, chloride salts, rheological properties, physical and chemical properties, chemical composition, efficient dosage, agent consumption.

One of the relevant challenges in development of oil fields is a challenge to increase efficiency of oilfield treatment of hydrocarbons. Solution for that challenge can significantly improve level of oil treatment, reduce hydrocarbon losses with drainage water and thereby improve ecology of the environment and make additional profit for an enterprise. A system of gathering and treatment of water and oil of Karazhanbas field, influence of surface active agents (surfactants) on water-oil emulsions under conditions of the field are studied in the paper. In addition, a chemical demulsifier which has the most efficient properties for field treatment of well production at Karazhanbas field is chosen. Results of laboratory studies of water-oil emulsion, physical and chemical analysis of water composition and new chemical demulsifiers, recommended for pilot tests at Karazhanbas field, are presented. Analysis of results of laboratory studies shows that all test chemicals are inferior to a base demulsifier Randem-2208 by a degree of dehydration. Base demulsifier is inferior to demulsifiers Victory-2, 3 and Rauan-2050 by a degree of desalination. It is established that demulsifier Victory-1 in comparison with base and other demulsifiers does not show a high demulsifying ability. In comparison with base Randem-2208 demulsifier Victory-2 showed the lowest demulsifying ability with degree of dehydration equal to 60.67 %. In comparison with the base product Randem-2208 demulsifier Victory-3 provides quite good dehydration. Compared to base demulsifier Randem-2208 demulsifier Rauan-2050 has a good demulsifying ability, consumption of demulsifier decreases with increase in water saturation in oil. At the same time, goal-based increase in water saturation of prepared rheologically complex oil to its ultimate value allows to reduce consumption of demulsifier in several times with no reduce in efficiency oil dehydration.

Исмайылов Гафар Гуламгусейн – доктор технических наук, профессор кафедры транспорта хранения нефти и газа (тел.: +994 50 644 40 06, e-mail: q.ismayilov@asoiu.edu.az).

Избасаров Эсен Исламбердиевич – докторант (тел.: +994 50 644 40 06, e-mail: Izbasarov_E@kaznipi.kz).

Адыгезалова Мехпара Бабаверди кызы – кандидат химических наук, доцент кафедры химии и технологии неорганических веществ (тел.: +994 70 365 65 90, e-mail: mehpareadigozelova@yahoo.com). Контактное лицо для переписки.

Халилов Руслан Закир – докторант кафедры транспорта хранения нефти и газа (тел.: +994 55 221 20 94, e-mail: ruslan.khalilov@bakerhughes.com).

Gafar G. Ismayilov – Doctor of Technical Sciences, Professor at the Department of Oil and Gas Transportation and Storage (tel.: +994 50 644 40 06, e-mail: q.ismayilov@asoiu.edu.az).

Esen I. Izbasarov – doctorate student (tel.: +994 50 644 40 06, e-mail: Izbasarov_E@kaznipi.kz).

Mekhpara B. Adygezalova (Author ID in Scopus: 50160952800) – PhD in Chemical Sciences, Associate Professor at the Department of Chemistry and Technology of Inorganic Matter (tel.: +994 70 365 65 90, e-mail: mehpareadigozelova@yahoo.com). The contact person for correspondence.

Ruslan Z. Khalilov – doctorate student at the Department of Oil and Gas Transportation and Storage (tel.: +994 55 221 20 94, e-mail: ruslan.khalilov@bakerhughes.com).

Введение

Задача повышения эффективности нефтепромысловой подготовки нефти всегда остается актуальной, так как ее решение может значительно повысить степень подготовки нефти, уменьшить потери углеводородов с дренажной водой, тем самым улучшить экологию окружающей среды и принести дополнительную прибыль предприятию [1–7].

Как известно, производственная подготовка нефти, ее деэмульгирование проводится под воздействием температуры: нефть подогревается и подается химический реагент [8–14]. При повышении температуры весьма существенно снижается вязкость нефти, значительно увеличивается разность плотностей воды и нефти. В свою очередь, подбор температуры деэмульгирования зависит от свойств нефти и условий его проведения. В результате совокупного воздействия температуры и химического реагента происходит коалесценция, т.е. интенсивное слияние капелек воды в более крупные, способные под действием силы тяжести достаточно быстро выпадать и отделяться от нефти. При проведении лабораторных исследований влияние основных факторов, таких как температура, концентрация реагентов, количество перемешиваний и время отстаивания, было тщательно изучено.

Постановка задачи

Технологический метод деэмульсации заключается в том, чтобы обеспечить получение максимального количества обезвоженной нефти с наименьшим содержанием остаточной воды и при минимальном расходе деэмульгатора. Все это должно быть достигнуто в условиях экономичного расходования топлива и пара, сохранности аппаратуры и оборудования установки. Процесс следует вести экономично при небольшом подогреве эмульсии, так как повышенная температура увеличивает расход топлива, уменьшает пропускную способность установки, увеличивает потери ценных легких фракций. Однако величина подогрева должна обеспечить течение процесса деэмульсации с достаточной скоростью [15–25].

Решение задачи

Как известно, водонефтяные эмульсии относятся к типичным представителям сложных гетерогенных и полидисперсных систем, и

исследования последних лет показали, что они характеризуются, помимо основного физико-химического свойства – вязкости, еще и степенью водонасыщенности [26–28]. В частности, исследования реологических характеристик искусственно созданных эмульсий на основе высоковязкой аномальной нефти месторождения Мурадханлы на ротационном вискозиметре Rheotest-2 при температурах 20, 40 °С показали, что с 22 до 80 % водонасыщенности вязкость системы, как и следовало ожидать, увеличивается с ростом обводненности (рис. 1, а, б). Как видно из этих рисунков, при 80%-ном водосодержании происходит полное насыщение нефти водой.

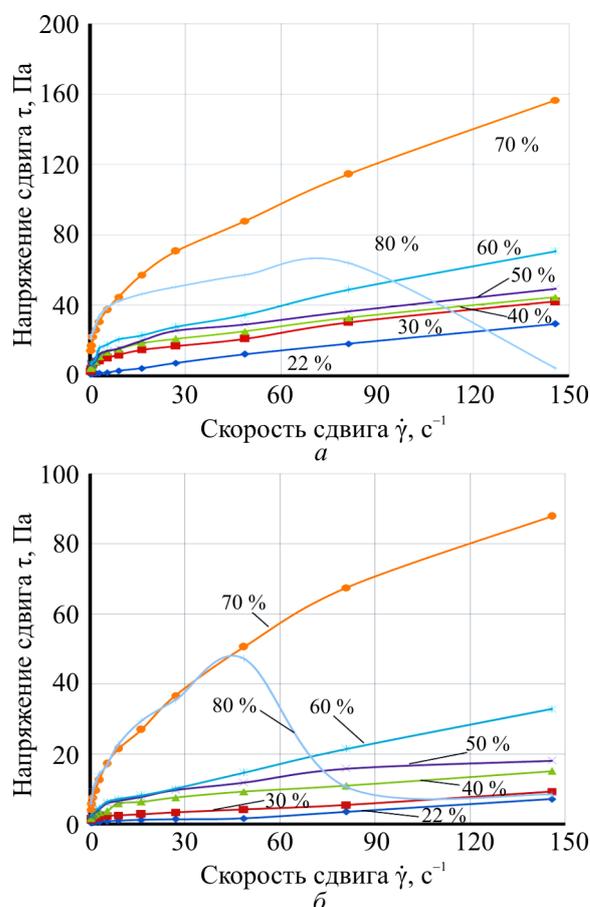


Рис. 1. Графики зависимости напряжения сдвига от скорости сдвига при тчении Мурадханлинской нефти при различном водосодержании:
а – $T 20\text{ }^{\circ}\text{C}$; б – $T 40\text{ }^{\circ}\text{C}$

На нефтепромыслах Азербайджана широкое применение нашли, в частности, зарубежный деэмульгатор «Дисольван» (Швейцария) и отечественный «Алкан». В технической документации регламентируется высокая эффективность действия этих реагентов. Однако, как правило, в промышленных условиях

реальная эффективность перечисленных деэмульгаторов значительно ниже регламентированной. Причиной такого положения является то, что на стадии разработки и производства реагентов очень сложно учесть все факторы, влияющие на их эффективность, вследствие изменения состава и водонасыщенности добываемой нефти.

Деэмульгаторы марки «Victory-1, 2, 3», «Rayan-2050», «Randem-2208», предназначенные для внедрения на объектах добычи, сбора, подготовки и транспорта углеводородного сырья АО «Каражанбасмунай», были испытаны в лабораторных условиях. Деэмульгаторы марок «Victory» являются многотипными, пригодны для разрушения различных типов водонефтяных эмульсий. Представляют собой композиционные составы на основе поверхностно-активных веществ, растворенных в органических растворителях. Испытуемый деэмульгатор марки «Rayan-2050» представляет собой композиционный состав на основе блоксополимеров окиси этилена и пропилена, растворенных в органических растворителях, и предназначен для обезвоживания и обессоливания нефтяных эмульсий в процессе сбора и подготовки нефти на промыслах. Деэмульгатор разработан ТОО «RayanНалко» и выпускается согласно СТ ТОО 7585-1915-38-36-2012.

Эффективность деэмульгаторов определялась согласно методике СТ АО 000840001829-04-14 «Порядок проведения лабораторных испытаний по оценке деэмульгирующей активности химических реагентов методом бутылочного теста («bottle test») [29], сущность которой заключается в визуальном наблюдении за расслаиванием эмульсии и водоотделением в стеклянных сосудах (бутылках-отстойниках). Исследуемый продукт вводился в различных дозировках в водонефтяную эмульсию, разлитую в 100-миллиметровые отстойники, далее фиксировалась динамика воды, отделяющейся из эмульсии. Для оценки устойчивости исследуемой эмульсии в эксперимент включают «холостой» опыт, в котором эмульсию обрабатывают при тех же условиях без добавления деэмульгатора. Тестирование деэмульгаторов проводилось с использованием водонефтяной эмульсии месторождения Каражанбас при температуре 90 °С. По окончании тестов определялось

содержание хлористых солей в нефти титрованием водного экстракта по ГОСТ 21534-76 [30].

Степень обезвоживания деэмульгатора рассчитывали по формуле

$$\Pi = \frac{V_1}{V} 100 \%,$$

где V_1 – объем воды, отделившейся после термостатирования, %; V – содержание связанной воды в пробе, %.

Определение эффективной дозировки проводилось по следующим критериям:

– примерная (ориентировочная) оценка эффективности при удельных расходах 150, 200, 240, 300 г/т;

– уточнение оптимальной эффективной дозировки деэмульгатора при удельных расходах 220–260 г/т.

В табл. 1–5 и на рис. 2–7 приведены результаты исследования кинетики выделения воды испытуемых деэмульгаторов в условиях месторождения Каражанбас. Анализ лабораторных исследований показал, что нефть месторождения, отобранная из скважины и газозамерного узла, однородна: близка по химическому составу и свойствам, относится к типу парафинистых (в среднем 3,7 % мас.), высокосмолистых (в среднем 19 % мас.), по содержанию серы – высокосернистая, по хлористым солям и механической примеси относится к третьей группе.

Поскольку деэмульгатор марки «Рандем-2208» уже применяется на объектах месторождения Каражанбас, то он считается базовым и является реагентом-деэмульгатором сравнения. По результатам тестирования (табл. 1 и рис. 2) видно, что при введении в исходную водонефтяную эмульсию в количестве 240 г/т не наблюдается отрицательного влияния на процесс подготовки, обезвоживания и обессоливания нефти: степень обезвоживания составляет 63,27 %, а остаточное содержание хлористых солей – 2,44 г/л.

Результаты исследования (табл. 2 и рис. 3) показывают, что деэмульгатор марки «Victory-1» при введении в водонефтяную эмульсию месторождения Каражанбас, по сравнению с другими марками деэмульгаторов «Victory», не проявляет высокую деэмульгирующую способность. При максимальном удельном

расходе 300 г/т степень обезвоживания составляет 30,86 %, остаточное содержание воды в нефти – 69,14 %. Содержание хлористых солей в нефти уменьшилось с 5,94 до 3,57 г/л. При введении деэмульгатора в

водонефтяную эмульсию выделяющаяся вода не мутнеет, не наблюдается четкой границы раздела фаз, присутствует адгезия к стенкам пробирки, промежуточный слой отсутствует, не образуется осадок.

Таблица 1

Результаты исследования кинетики ориентировочной и уточненной эффективной дозировки деэмульгатора «Randem-2208» при температуре тестирования 90 °С

№ п/п	Продукт	Дозировка, г/т	Количество выделившейся воды, %										Степень обезвоживания, %	Остаточное содержание воды, %	Содержание хлористых солей, мг/л	
			Время, мин													
			5	10	15	20	30	40	50	60	75	90				120
Ориентировочная эффективность, значение связанной воды – 44,6 %																
1	Холостая проба	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,41	0,82	0,82	1,64	3,28	4,10	9,19	90,81	8090,9
2	«Рандем-2208»	150	0,00	2,46	12,30	18,04	22,14	22,96	23,78	24,60	26,24	27,06	27,06	60,67	39,33	2764,2
3	«Рандем-2208»	200	0,00	3,90	11,70	17,16	22,62	22,62	23,40	24,18	24,96	25,74	25,74	57,71	42,29	2976,3
4	«Рандем-2208»	240	0,00	2,49	12,45	20,75	24,90	26,56	27,39	27,39	28,22	28,22	28,22	63,27	36,73	2436,7
5	«Рандем-2208»	300	0,00	3,20	13,60	19,20	22,40	24,80	25,60	26,40	27,20	27,20	27,20	60,99	39,01	2648,1
Уточненная эффективность, значение связанной воды – 42 %																
1	Холостая проба	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,80	0,80	0,80	1,20	1,60	2,40	5,71	94,29	13045,9
2	«Рандем-2208»	220	0,00	8,00	13,60	16,00	19,20	21,60	22,40	22,40	22,40	23,20	24,00	57,14	42,86	6319,1
3	«Рандем-2208»	260	0,00	8,20	13,94	17,22	20,50	22,14	22,96	23,78	24,60	24,60	25,01	59,55	40,45	6664,6

Таблица 2

Результаты исследования кинетики ориентировочной эффективной дозировки деэмульгатора «Victory-1» при температуре тестирования 90 °С (значение связанной воды – 55,6 %)

№ п/п	Продукт	Дозировка, г/т	Количество выделившейся воды, %										Степень обезвоживания, %	Остаточное содержание воды, %	Содержание хлористых солей, мг/л		
			Время, мин														
			5	10	15	20	30	40	50	60	75	90				120	
1	Холостая проба	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,80	3,20	5,76	94,24	5940,9
2	«Victory-1»	150	0,00	0,00	0,08	1,60	4,80	7,20	8,00	10,40	12,80	15,20	18,40	33,09	66,91	3193,5	
3	«Victory-1»	200	0,00	0,00	0,08	3,95	7,11	9,48	10,27	12,64	14,22	15,01	18,17	32,68	67,32	3269,6	
4	«Victory-1»	240	0,00	0,00	0,08	5,60	9,60	12,00	15,20	16,00	18,40	20,80	23,20	41,73	58,27	2587,4	
5	«Victory-1»	300	0,00	0,00	0,16	5,77	7,96	10,61	12,25	12,87	14,20	15,91	17,16	30,86	69,14	3566,0	

Таблица 3

Результаты исследования кинетики ориентировочной и уточненной эффективной дозировки деэмульгатора «Victory-2» при температуре тестирования 90 °С

№ п/п	Продукт	Дозировка, г/т	Количество выделившейся воды, %										Степень обезвоживания, %	Остаточное содержание воды, %	Содержание хлористых солей, мг/л	
			Время, мин													
			5	10	15	20	30	40	50	60	75	90				120
Ориентировочная эффективность, значение связанной воды – 54 %																
1	Холостая проба	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,80	1,60	2,40	4,44	95,56	7118,3
2	«Victory-2»	150	0,00	0,00	2,31	6,16	8,47	18,48	24,64	27,72	30,03	30,80	31,57	58,46	41,54	2245,6
3	«Victory-2»	200	0,00	0,00	3,16	7,90	18,96	26,07	30,02	30,81	31,60	32,39	32,39	59,98	40,02	2141,3
4	«Victory-2»	240	0,00	0,00	2,34	7,80	13,26	26,52	29,64	30,42	31,20	31,98	32,76	60,67	39,33	2099,8
5	«Victory-2»	300	0,00	0,00	2,46	9,84	22,14	28,70	30,34	31,98	33,62	34,44	34,44	63,78	36,22	2038,8
Уточненная эффективность, значение связанной воды – 42 %																
1	Холостая проба	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,80	0,80	0,80	1,20	1,60	2,40	5,71	94,29	5940,9
2	«Victory-2»	220	0,00	7,20	11,20	13,60	16,00	19,20	20,00	20,80	21,60	21,60	22,40	53,33	46,67	2120,7
3	«Victory-2»	260	0,00	6,56	9,84	13,94	16,40	18,86	19,68	21,32	21,32	22,14	22,14	52,71	47,29	2778,5

Таблица 4

Результаты исследования кинетики ориентировочной и уточненной эффективной дозировки деэмульгатора «Victory-3» при температуре тестирования 90 °С

№ п/п	Продукт	Дозировка, г/т	Количество выделившейся воды, %										Степень обезвоживания, %	Остаточное содержание воды, %	Содержание хлористых солей, мг/л	
			Время, минут													
			5	10	15	20	30	40	50	60	75	90				120
Ориентировочная эффективность, значение связанной воды – 44 %																
1	Холостая проба	0	0,00	0,00	0,16	2,40	3,20	4,00	4,80	4,80	5,60	6,40	7,20	16,36	83,64	6749,2
2	«Victory-3»	150	0,08	4,74	8,69	11,85	15,01	21,33	22,91	25,28	26,07	26,07	26,07	59,25	40,75	2457,0
3	«Victory-3»	200	0,00	2,46	5,74	9,84	13,94	20,50	22,14	24,60	24,60	25,42	26,24	59,64	40,36	2367,0
4	«Victory-3»	240	0,16	4,00	7,20	10,40	15,20	18,40	21,60	24,00	24,80	25,60	26,40	60,00	40,00	1109,7
5	«Victory-3»	300	0,04	3,28	7,38	11,48	17,22	23,78	27,06	27,88	28,70	28,70	29,52	67,09	32,91	725,0
Уточненная эффективность, значение связанной воды – 42 %																
1	Холостая проба	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,80	0,80	0,80	1,20	1,60	2,40	5,71	94,29	5940,9
2	«Victory-3»	220	0,00	7,20	13,60	16,80	20,80	22,40	23,20	24,00	24,00	24,00	24,00	57,14	42,86	1556,2
3	«Victory-3»	260	0,00	8,20	13,94	16,40	21,32	23,78	23,78	24,60	25,42	25,42	25,42	60,52	39,48	1093,4

Таблица 5

Результаты исследования кинетики ориентировочной и уточненной эффективной дозировки деэмульгатора «Rauan-2050» при температуре тестирования 90 °С (значение связанной воды – 42 %)

№ п/п	Продукт	Дозировка, г/т	Количество выделившейся воды, %										Степень обезвоживания, %	Остаточное содержание воды, %	Содержание хлористых солей, мг/л	
			Время, мин													
			5	10	15	20	30	40	50	60	75	90				120
1	Холостая проба	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,80	0,80	0,80	1,20	1,60	2,40	5,71	94,29	5940,9
2	«Rauan-2050»	100	0,00	2,40	5,60	9,60	12,00	13,60	15,20	15,20	16,00	16,80	17,60	41,90	58,10	3626,3
3	«Rauan-2050»	150	0,00	4,00	8,00	9,60	12,80	14,40	16,80	17,60	17,60	18,40	19,20	45,71	54,29	3231,4
4	«Rauan-2050»	200	0,00	8,00	12,00	13,60	16,80	20,00	21,60	22,40	23,20	24,00	24,80	59,05	40,95	2650,1
5	«Rauan-2050»	220	0,00	7,20	8,80	12,00	16,80	20,00	20,80	22,40	23,20	24,00	24,80	59,05	40,95	1154,7
6	«Rauan-2050»	240	0,00	7,29	9,72	12,96	18,63	21,06	21,87	23,49	25,11	25,11	25,92	61,71	38,29	709,8
7	«Rauan-2050»	260	0,00	5,67	8,10	12,15	17,82	20,25	21,12	22,64	24,14	25,10	25,10	59,76	40,24	1007,6
8	«Rauan-2050»	300	0,00	8,10	11,34	15,39	20,25	21,68	22,30	23,11	23,98	24,72	24,72	58,86	41,14	1105,3

В результате оценки эффективности из линейки деэмульгаторов «Victory» для уточнения оптимальной эффективной дозировки исследования продолжены с деэмульгаторами марки «Victory-2» и «Victory-3».

При введении в нефтяную эмульсию деэмульгатора марки «Victory-2» (табл. 3 и рис. 4) в дозе 240 и 300 г/т наблюдается снижение содержания хлористых солей (с 7,12 до 2,04 г/л) более чем в три раза. При этом степень обезвоживания достигает максимального значения при 300 г/т и составляет 63,78 %, в то время как такой же эффект достигается при использовании 240 г/т базового реагента. Подтоварная (выделившаяся) вода не мутнеет, наблюдается четкая граница раздела фаз, промежуточный слой отсутствует,

не образуется осадок и не установлена адгезия к стенкам пробирки.

Результаты деэмульгатора «Victory-3», представленные в табл. 4 и рис. 5, показывают, что при введении его в водонефтяную эмульсию наблюдается существенное снижение хлористых солей до 0,73 г/л. При прочих равных условиях деэмульгатор марки «Victory-3» по сравнению с двумя другими деэмульгаторами из этой же линейки («Victory-1 и 2») при дозировке 300 г/т более эффективен, степень обезвоживания достигает максимального значения и составляет 67,9 %. По сравнению с базовыми деэмульгатором «Рандем-2208» «Victory-3» не обеспечивает достаточно хорошее обезвоживание при удельном расходе 240 г/т. При введении

деэмульгатора в водонефтяную эмульсию выделявшаяся вода не мутнеет, наблюдается четкая граница раздела фаз, промежуточный слой отсутствует, не образуется адгезия к стенкам пробирки, но визуально присутствует в малом количестве осадок.

В табл. 5 и на рис. 6 представлены результаты исследования кинетики ориентировочной и уточненной эффективной дозировки деэмульгатора «Rauan-2050». При введении в водонефтяную эмульсию данного деэмульгатора степень обезвоживания при удельных расходах 240 и 300 г/т составила 61,7 %, а остаточное содержание воды в нефти – 38,29 %. Выделявшаяся вода не мутнеет, наблюдается четкая граница раздела фаз, промежуточный слой отсутствует, не образуется осадок и не установлена адгезия к стенкам пробирки.

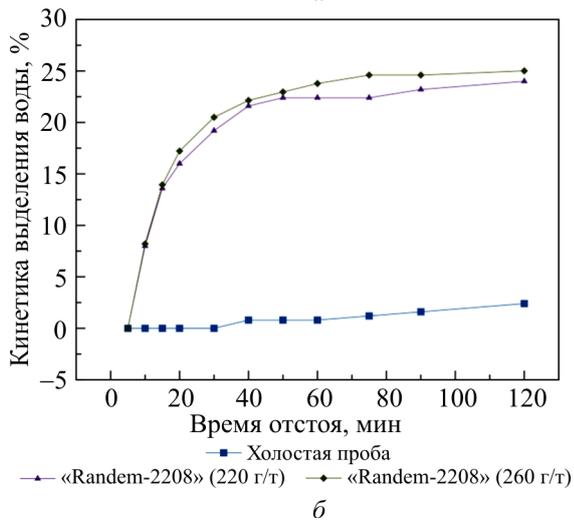
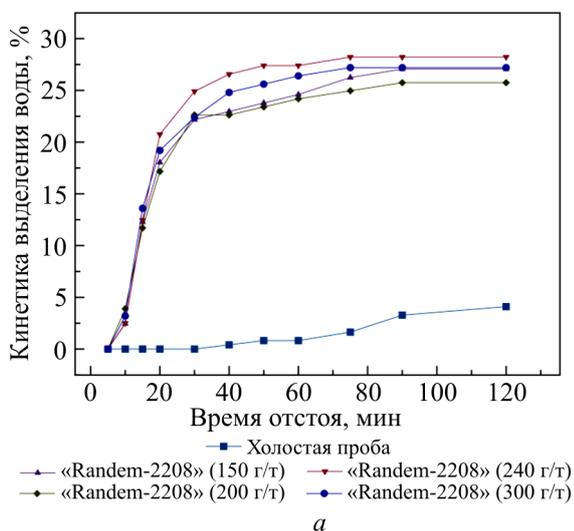


Рис. 2. Кинетика выделения воды в присутствии деэмульгатора «Randem-2208» при значениях связанной воды 44,6 % (а) и 42 % (б) (см. табл. 1)

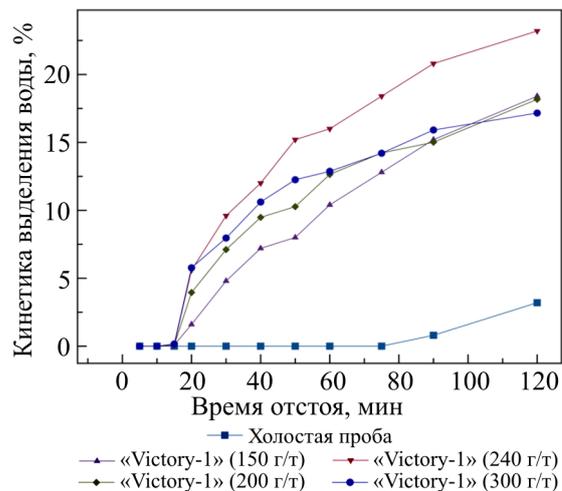


Рис. 3. Кинетика выделения воды в присутствии деэмульгатора «Victory-1»

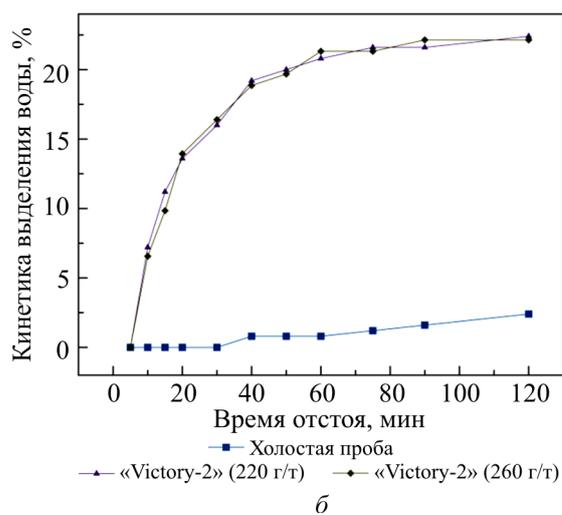
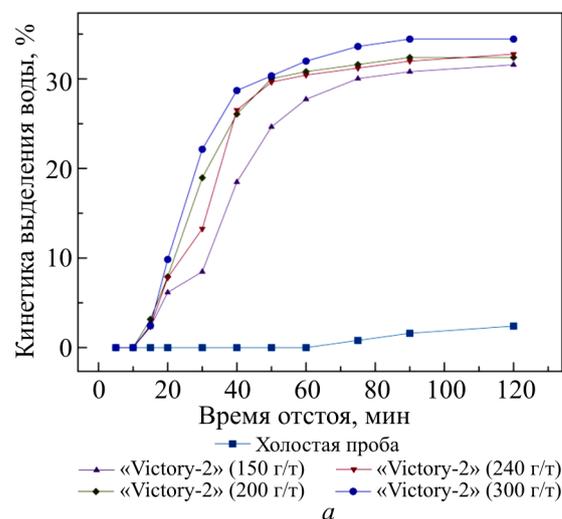


Рис. 4. Кинетика выделения воды в присутствии деэмульгатора «Victory-2» при значениях связанной воды 54 % (а) и 52 % (б) (см. табл. 3)

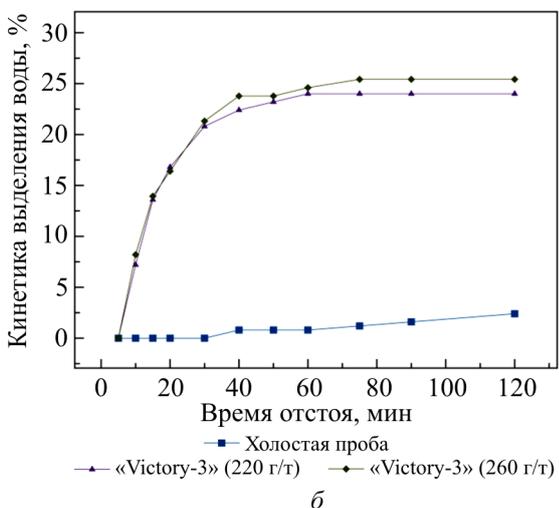
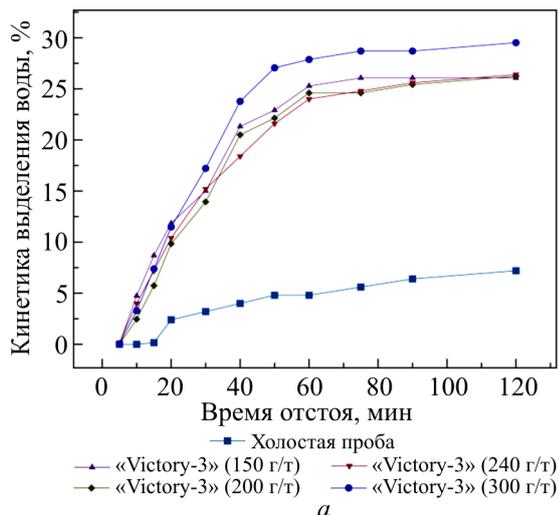


Рис. 5. Кинетика выделения воды в присутствии деэмульгатора «Victory-3» при значениях связанной воды 44 % (а) и 42 % (б) (см. табл. 4)

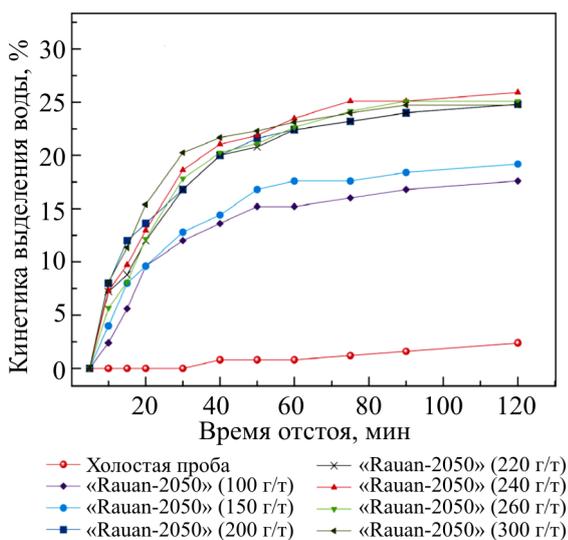


Рис. 6. Кинетика выделения воды в присутствии деэмульгатора «Rauan-2050»

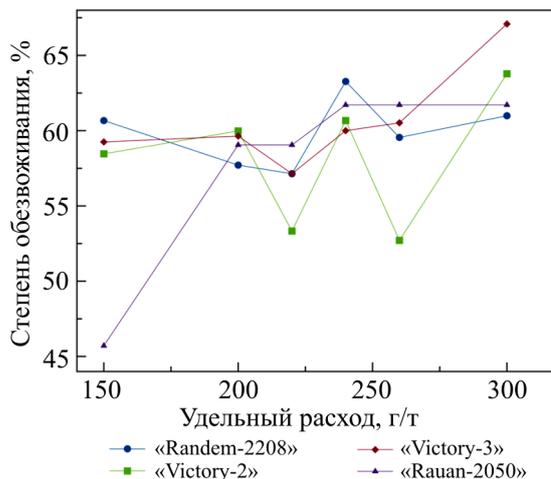


Рис. 7. Зависимость степени обезвоживания от удельного расхода деэмульгаторов марок «Randem-2208», «Victory-2, 3» и «Rauan-2050»

При концентрациях 240, 260 и 300 г/т деэмульгатор марки «Rauan-2050» по степени обезвоживания и остаточному содержанию воды показывает одинаковые (стабильные) результаты, в то время как содержание хлористых солей в нефти снижается на порядок – от 5,94 до 0,71 г/л, что также является показателем качества подготовки нефти.

Заключение

Анализируя результаты лабораторных исследований (рис. 7), можно сделать вывод, что по степени обезвоживания при технологическом удельном расходе 240 г/т все испытуемые химические реагенты уступают базовому реагенту-деэмульгатору «Рандем-2208», а по обессоливающим свойствам базовый деэмульгатор уступает деэмульгаторам марки «Victory-2, 3» и «Rauan-2050».

Таким образом, анализ результатов проведенных лабораторных исследований показал следующее:

1. Деэмульгатор марки «Victory-1» по сравнению с базовым и другими деэмульгаторами не проявляет высокую деэмульгирующую способность.
2. Деэмульгатор марки «Victory-2» по сравнению с базовым деэмульгатором «Рандем-2208» при технологическом удельном расходе 240 г/т показал наименьшую деэмульгирующую способность, степень обезвоживания составляет 60,67 %.
3. Деэмульгатор марки «Victory-3» по сравнению с базовым деэмульгатором «Рандем-

2208» обеспечивает достаточно хорошее обезвоживание и обессоливание водонефтяной эмульсии при удельных расходах 220–300 г/т.

4. Деэмульгатор марки «Rauan-2050» по сравнению с базовым деэмульгатором «Рандем-2208» проявляет хорошую деэмульгирующую способность. При удельных расходах 220–300 г/т имеет стабильные результаты по остаточному содержанию воды в нефти и существенно снижает содержание хлористых солей в нефти, но при концентрации, применяемой на месторождении – 240 г/т, лучшая деэмульгирующая способность у «Рандем-2208».

Анализируя стойкость нефтяных эмульсий в зависимости от обводненности, по расходным показателям реагента-деэмульгатора, обеспечивающим их расслоение, было замечено, что на эффективность процесса деэмульсации оказывает влияние взаимодействие двух факторов:

Библиографический список

1. Трубопроводный транспорт нефти и газа: учеб. для вузов / Р.А. Алиев, Б.Д. Белоусов, А.Г. Немудров [и др.]. – М.: Недра, 1988. – 368 с.
2. Антипин Ю.В., Валеев М.Д., Сыртланов А.Ш. Предотвращение осложнений при добыче обводненной нефти. – Уфа: Башкортостан, 1987. – 168 с.
3. Ахметов А.Т., Телин А.Г., Корнилов А.А. Дисперсионные и реологические характеристики обратных водонефтяных эмульсий на основе нефтей // Научно-технический вестник ЮКОС. – 2004. – № 9. – С. 43–50.
4. Ахметов Р.А., Блейхер Э.М. Трубопроводный транспорт высоковязких нефтей с жидкими углеводородными разбавителями // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – М.: ТНТО, 1970. – 52 с.
5. Ахметов Р.М., Ливанов Ю.В. Диспетчеризация и учет на нефтепроводах. – М.: Недра, 1976. – 351 с.
6. Стимулирование свойств реагентов физическими полями в процессе деэмульсации нефтей / М.К. Багиров, О.Т. Багиров, Ф.А. Рамазанова, И.Н. Келова // Процессы нефтехимии и нефтепереработки. – 2002. – 1 (8). – С. 19–22.
7. Байков Н.М., Поздышев Г.Н., Мансуров Р.И. Сбор и промысловая подготовка нефти, газа и воды. – М.: Недра, 1981. – 261 с.
8. Трубопроводный транспорт нефти / Г.Г. Васильев [и др.]. – М.: Недра, 2002. – Т. 1. – 361 с.
9. Сварофская Н.А. Подготовка, транспорт и хранение скважинной продукции. – Томск: Изд-во Томск. политехн. ун-та, 2004. – 268 с.
10. Серкебаева С.Б. Особенности реологии водно-нефтяных эмульсий // Нефтепромысловое дело. – 2015. – № 1.
11. Промысловый сбор и подготовка аномальных нефтей: сб. науч. тр. ВНИИСПНефть. – Уфа, 1986. – 137 с.
12. Жуйко П.В. Разработка принципов управления реологическими свойствами аномальных нефтей: автореф. дис. ... д-ра техн. наук. – Ухта, 2003. – 43 с.
13. Нурмаммедов Р.Г., Исмаилов Г.Г. Об изменении показателей качества нефтей при их смешивании // Вестник Казахстано-Британского технического университета. – 2013. – № 1 (24). – С. 19–27.
14. Серкебаева Б.С., Мырзагалиева К.Н. Оптимизация технологии применения деэмульгаторов // Нефть и газ: сб. тез. – М., 2015. – Т. 1. – С. 391.
15. Эмульсии нефти с водой и методы их разрушения / Д.Н. Левченко, Н.В. Бергштейн, А.Д. Худакова, Н.М. Николаева – М.: Энергоиздат, 1987. – 464 с.
16. Трубопроводный транспорт нефти / Г.Г. Васильев, Г.Е. Коробков, А.А. Коршак, А.М. Шаммазов; под ред. М.С. Вайнштока. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2002. – Т. 1. – 497 с.
17. Нефтегазовое дело [Электронный научный журнал]. – URL: <http://www.ogbus.ru> (дата обращения: 13.01.2017).
18. Тронов В.П. Промысловая подготовка нефти. – М.: Недра, 1977. – 260 с.
19. Pal R. Techniques for measuring composition (oil and water content) of emulsions // Colloids & Surfaces. – 1994. – № 84. – P. 141–193. DOI: 10.1016/0927-7757(93)02711-M
20. Water-in-crude oil emulsions from the Norwegian continental shelf. Part II. Chemical destabilization and interfacial tensions // Colloid and Polymer Science. – 1990. – Vol. 268, № 4. – P. 389–398. DOI: 10.1007/BF01411682
21. Effective structure factor of osmotically deformed nanoemulsions / T.G. Mason, S.M. Graves, J.N. Wilking,

M.Y. Lim // Journal of Physical Chemistry B. – 2006. – Vol. 110. – P. 22097–22102. DOI: 10.1021/jp0601623

22. Berli C.L.A. Rheology and phase behavior of aggregating emulsions related to droplet-droplet interactions // Brazilian Journal of Chemical Engineering. – 2007. – Vol. 24. – P. 203–210. DOI: 10.1590/S0104-66322007000200005

23. Oliveira R.C.G., Goncalves M.A.L. Emulsion rheology – theory vs. field observation // Proc. Offshore Technology Conference. – Houston, Texas, 2005. OTC Paper 17386.

24. Nour A.H., Yunus R.M. Stability investigation of water-in-crude oil Emulsion // Journal of Applied Sciences. – 2006. – Vol. 6. – P. 2895–2900. DOI: 10.3923/jas.2006.2895.2900

25. Macroscopic vs. local rheology of yield stress fluids / P. Coussot, L. Tocquer, C. Lanos, G. Ovarlez // Journal of Non-Newtonian Fluid Mechanics. – 2009. – Vol. 158, № 1–3. – P. 85–90. DOI: 10.1016/j.jnnfm.2008.08.003

26. Исмайылов Г.Г., Сафаров Н.М., Гасанов Х.И. О перспективах и целесообразности применения технологий гидротранспорта в Азербайджане // Трубопроводный транспорт – 2011: материалы междунар. техн. симп. – М., 2011. – С. 19–24.

27. Исмайылов Г.Г., Сафаров Н.М., Келова И.Н. О новом подходе к структурно-реологическим свойствам водонефтяных эмульсий // Вестник Азербайджанской инженерной академии. – 2011. – Т. 3, № 2. – С. 81–94.

28. Гумбатов Г.Г. Изучение процесса сбора, транспорта и подготовки нефтей в условиях морских месторождений Азербайджана. – Баку: Эльм, 1996. – 240 с.

29. ГОСТ 14870-77. Продукты химические. Методы определения воды. – М.: Изд-во стандартов, 1977. – 14 с.

30. ГОСТ 21534-76. Методы определения содержания хлористых солей. – М.: Изд-во стандартов, 1976. – 17 с.

References

1. Aliev R.A., Belousov B.D., Nemudrov A.G. et al. Truboprovodnyi transport nefiti i gaza [Pipeline transportation of oil and gas]. Moscow, Nedra, 1988, 368 p.

2. Antipin Iu.V., Valeev M.D., Syrtlanov A.Sh. Predotvrashchenie oslozhnenii pri dobyche obvodnennoi nefiti [Prevention of complications in the production of watered oil]. Ufa, Bashkortostan, 1987, 168 p.

3. Akhmetov A.T., Telin A.G., Kornilov A.A. Dispersionnye i reologicheskie kharakteristiki obratnykh vodoneftianykh emul'sii na osnove neftei [Dispersion and rheological characteristics of reverse water-oil emulsions based on oils]. *Nauchno-tehnicheskii vestnik IuKOS*, 2004, no. 9, pp.43-50.

4. Akhmetov R.A., Bleikher E.M. Truboprovodnyi transport vysokoviazkikh neftei s zhidkimi uglevodorodnymi razbaviteliami [Pipeline transportation of high-viscosity oils with liquid hydrocarbon diluents]. *Transport i khranenie nefiti i nefteproduktov*. Moscow, TNTO, 1970, 52 p.

5. Akhmetov R.M., Livanov Iu.V. Dispetcherizatsiia i uchet na nefteprovodakh [Dispatching and accounting at oil pipelines]. Moscow, Nedra, 1976, 351 p.

6. Bagirov M.K., Bagirov O.T., Ramazanova F.A., Kelova I.N. Stimulirovanie svoistv reagentov fizicheskimi poliami v protsesse deemul'satsii neftei [Stimulation of the properties of reagents by physical fields during the demulsification of oils]. *Protsessy neftekhimii i neftepererabotki*. Baku, 2002, 1 (8), pp.19-22.

7. Baikov N.M., Pozdnyshv G.N., Mansurov R.I. Sbor i promyslovaia podgotovka nefiti, gaza i vody [Collection and field preparation of oil, gas and water]. Moscow, Nedra, 1981, 261 p.

8. Vasil'ev G.G. et al. Truboprovodnyi transport nefiti [Pipeline transportation of oil]. Moscow, Nedra, 2002, vol.1, 361 p.

9. Svarofskaia N.A. Podgotovka, transport i khranenie skvazhinnoi produktsii [Preparation, transportation and storage

of well production]. Tomsk, Izdatel'stvo Tomskogo politekhnicheskogo universiteta, 2004, 268 p.

10. Serkebaeva S.B. Osobennosti reologii vodno-neftianykh emul'sii [Features of rheology of water-oil emulsions]. *Neftepromyslovoe delo*, 2015, no. 1.

11. Promyslovoi sbor i podgotovka anomal'nykh neftei [Field gathering and treatment of anomalous oil]. *Sbornik nauchnykh trudov VNIISPTneft'*. Ufa, 1986, 137 p.

12. Zhuiko P.V. Razrabotka printsipov upravleniia reologicheskimi svoistvami anomal'nykh neftei [Development of principles for controlling the rheological properties of anomalous oils]. Abstract of Doctor's degree dissertation. Ukhta, 2003, 43 p.

13. Nurmammedov R.G., Ismaiylv G.G. Ob izmenenii pokazatelei kachestve neftei pri ikh smeshivanii [On the change in indicators of the quality of oils when they are mixed]. *Vestnik Kazakhstansko-Britanskogo tekhnicheskogo universiteta*, 2013, no.1 (24), pp.19-27.

14. Serkebaeva B.S., Myrzagalieva K.N. Optimizatsiia tekhnologii primeneniia deemul'gatorov [Optimization of the technology of demulsifying agents]. *Neft' i gaz*. Moscow, 2015, vol.1, p.391.

15. Levchenko D.N., Bergshtein N.V., Khudakova A.D., Nikolaeva N.M. Emul'sii nefiti s vodoi i metody ikh razrusheniia [Emulsions of oil and water and methods of their destruction]. Moscow, Energoizdat, 1987, 464 p.

16. Vasil'ev G.G., Korobkov G.E., Korshak A.A., Shammazov A.M. Truboprovodnyi transport nefiti [Pipeline transportation of oil]. Ed. M.S. Vainshtok. Moscow, Nedra-Biznestsentr, 2002, vol.1, 497 p.

17. Neftgazovoe delo [Oil and gas business], available at: <http://www.ogbus.ru> (accessed: 13 January 2017).

18. Tronov V.P. Promyslovaia podgotovka nefiti [Commercial oil preparation]. Moscow, Nedra, 1977, 260 p.

19. Pal R. Techniques for measuring composition (oil and water content) of emulsions. *Colloids & Surfaces*, 1994, no.84, pp.141-193. DOI: 10.1016/0927-7757(93)02711-M

20. Water-in-crude oil emulsions from the Norwegian continental shelf. Part II. Chemical destabilization and interfacial tensions. *Colloid and Polymer Science*, 1990, vol.268, no.4, pp.389-398. DOI:10.1007/BF01411682

21. Mason T.G., Graves S.M., Wilking J.N., Lim M.Y. Effective structure factor of osmotically deformed nanoemulsions. *Journal of Physical Chemistry B*, 2006, vol.110, pp.22097-22102. DOI: 10.1021/jp0601623

22. Berli C.L.A. Rheology and phase behavior of aggregating emulsions related to droplet-droplet interactions. *Brazilian Journal of Chemical Engineering*, 2007, vol. 24, pp.203-210. DOI: 10.1590/S0104-66322007000200005

23. Oliveira R.C.G., Goncalves M.A.L. Emulsion rheology – theory vs. field observation. *Proc. Offshore Technology Conference*. Houston, 2005, OTC Paper 17386.

24. Nour A.H., Yunus R.M. Stability investigation of water-in-crude oil Emulsion. *Journal of Applied Sciences*, 2006, vol. 6, pp.2895-2900. DOI: 10.3923/jas.2006.2895.2900

25. Coussot P., Tocquer L., Lanos C., Ovarlez G. Macroscopic vs. local rheology of yield stress fluids. *Journal of Non-Newtonian Fluid Mechanics*, 2009, vol.158, no.1-3, pp.85-90. DOI: 10.1016/j.jnnfm.2008.08.003

26. Ismailylov G.G., Safarov N.M., Gasanov Kh.I. O perspektivakh i tselesoobraznosti primeneniia

tekhnologii gidrotransporta v Azerbaidzhane [About prospects and expediency of application of hydro transport technologies in Azerbaijan]. *Materialy mezhdunarodnogo tekhnicheskogo simpoziuma «Truboprovodnyi transport – 2011»*. Moscow, 2011, pp.19-24.

27. Ismailylov G.G., Safarov N.M., Kelova I.N. O novom podkhode k strukturno-reologicheskim svoistvam vodoneftianykh emul'sii [On a new approach to the structural and rheological properties of water-oil emulsions]. *Vestnik Azerbaidzhanskoi inzhenernoi akademii*, 2011, vol.3, no.2, pp.81-94.

28. Gumbatov G.G. Izuchenie protsessa sbora, transporta i podgotovki neftei v usloviakh morskikh mestorozhdenii Azerbaidzhana [Study of the process of collecting, transporting and preparing oil in the conditions of the offshore fields of Azerbaijan]. Baku, El'm, 1996, 240 p.

29. GOST 14870-77. Produkty khimicheskie. Metody opredeleniia vody [Chemical products. Methods for determination of water]. Moscow, Izdatel'stvo standartov, 1977, 14 p.

30. GOST 21534-76. Metody opredeleniia sodержaniia khloristykh solei [Methods for determining the content of chloride salts]. Moscow, Izdatel'stvo standartov, 1976, 17 p.

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:

Исследование влияния реагентов-деэмульгаторов на кинетику обезвоживания реологически сложной нефти / Г.Г. Исмаильлов, Е.И. Избасаров, М.Б. Адыгезалова, Р.З. Халилов // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2017. – Т.16, №2. – С.138–147. DOI: 10.15593/2224-9923/2017.2.4

Please cite this article in English as:

Ismailylov G.G., Izbasarov E.I., Adygezalova M.B., Khalilov R.Z. Study of influence of demulsifiers on complex in rheology oil dehydration kinetics. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2017, vol.16, no.2, pp.138-147. DOI: 10.15593/2224-9923/2017.2.4