

УДК 665.6/.7

ИССЛЕДОВАНИЕ ДИНАМИКИ ПРОЦЕССА ОТСТАИВАНИЯ ВОДОНЕФТЯНЫХ ЭМУЛЬСИЙ

А.В. Кравцов, Н.В. Ушева, О.Е. Мойзес, Е.А. Кузьменко, Д.А. Балясина, Л.В. Капустина

Томский политехнический университет

E-mail: moe@tpu.ru

Экспериментальными методами изучено влияние интенсивности перемешивания водонефтяной эмульсии и ввода деэмульгатора на процессы обезвоживания нефтей месторождений Западной Сибири. Определено изменение количества отделяющейся воды в процессе отстаивания при различной начальной обводненности нефти и варьировании условий проведения процесса.

Ключевые слова:

Промысловая подготовка, водонефтяная эмульсия, деэмульгатор, физико-химические свойства, обезвоживание, обводненность.

Key words:

Trade preparation, oil-water emulsion, demulsifier, physical chemistry properties, dehydration, water contaminability.

Одним из основных этапов при промышленной подготовке нефти является процесс обезвоживания [1, 2], который осуществляется в результате разрушения водонефтяной эмульсии, в основном, с применением термохимических методов. Отсутствие эффективных методик расчета остаточной обводненности нефти затрудняет моделирование и проектирование промышленных установок. Учесть влияние процессов каплеобразования при моделировании процесса обезвоживания нефти без экспериментальных данных в системах с реальными жидкостями практически невозможно.

Как показано в работах [3–5], исследование процессов разрушения водонефтяных эмульсий можно осуществлять, используя в качестве объекта исследования не модельные жидкости, а нефти. Поэтому целью данной работы являлось изучение процесса обезвоживания для различных нефтей месторождений Западной Сибири.

Исследования были проведены для проб четырех нефтей: Западно-Лугинецкой, Верхне-Салатской, Снежной, Типовой, физико-химические свойства которых определялись по стандартным методикам в Проблемной научно-исследовательской лаборатории горючих ископаемых Томского политехнического университета (табл. 1).

Методика эксперимента подробно изложена в работе [6]. Искусственные эмульсии готовились добавлением пластовой воды к нефти в объемном содержании 10, 20 и 30 об. %. Каждый образец водонефтяной смеси в количестве 100 мл помещался в коническую колбу объемом 200 мл и тщательно перемешивался вручную в течение 10 мин. Затем эмульсия перемешивалась с помощью автоматической лопастной мешалки ER10 в течение 10 мин. Использовались две скорости перемешивания: 1000 и 2000 об./мин, обеспечивающие различную дисперсность приготавливаемой эмульсии.

Полученные водонефтяные эмульсии разливались в мерные цилиндры объемом 100 мл и помещались в термостат для поддержания температурного режима (20 и 50 °С). Далее в течение 150 мин. через каждые 15 мин. фиксировались показания по количеству отстоявшейся воды. Опыты были вы-

полнены без добавления и с добавлением деэмульгатора марки «Дисольван-4411», расход которого определялся из расчета 20 г/т нефти. Погрешность измерения составляет 1 об. %. Для выбранных образцов нефтей месторождений Западной Сибири были проведены исследования влияния на процесс отстаивания начальной обводненности нефти, интенсивности перемешивания эмульсии, температуры и деэмульгатора. Результаты исследований приведены в табл. 2, 3 и на рис. 1–4.

Таблица 1. Физико-химические характеристики нефтей

Показатели	Нефть			
	Западно-Лугинецкая	Верхне-Салатская	Типовая	Снежная
Плотность при 20 °С, г/см ³	0,813	0,792	0,839	0,854
Кинематическая вязкость при 20 °С, м ² /с	2,99	5,42	6,21	9,92
Содержание парафинов, мас. %	Высокопарафинистая	Малопарафинистая	2,40	3,36
Содержание, мас. %: • асфальтенов; • силикагелевых смол	Не определялось	Не определялось	0,90	3,36
	Не определялось	Не определялось	4,50	5,82

Таблица 2. Показатели процесса отстаивания эмульсий с различной начальной обводненностью без применения (Б) и с применением деэмульгатора (С) при 50 °С

Показатели	Началь- ная об- воднён- ность, W , об. %	Нефть							
		Снежная				Западно-Лугинецкая			
		Режим перемешивания ($v_1=1000$ об/мин, $v_2=2000$ об/мин)							
		v_1		v_2		v_1		v_2	
		Б	С	Б	С	Б	С	Б	С
Количество отстоявшейся воды, об. %	10	8	10	0	7	4	10	3	10
	20	17	20	7	18	17	20	15	20
	30	29	30	20	28	30	30	29	30

Результаты исследований показали, что при температуре 20 °С без добавления деэмульгатора практически не происходит отделения воды в образцах нефтей Снежного и Западно-Лугинецкого

иесторождений, поэтому показатели процесса отстаивания воды приведены (табл. 2, рис. 1–3) только для температуры 50 °С. Эмульсии, полученные на основе Типовой и Верхне-Салатской нефтей, близких по вязкости и с небольшим содержанием парафинов, хорошо разделяются даже без применения деэмульгатора при температурах 20 и 50 °С и различных режимах перемешивания (табл. 3).

Таблица 3. Показатели процесса отстаивания эмульсий с различной начальной обводненностью без применения деэмульгатора

Показатели	Началь- ная об- воднён- ность, W , об. %	Нефть							
		Типовая				Верхнее-Салатская			
		Режим перемешивания ($v_1=1000$ об/мин, $v_2=2000$ об/мин)							
		v_1		v_2		v_1		v_2	
		Температура отстаивания, °C							
		20	50	20	50	20	50	20	50
Количество отстоявшейся воды, об. %	10	5	8	2	6	4	7	3	7
	20	15	19	11	19	17	20	17	20
	30	26	29	25	28	28	30	26	30

Показано, что процессы отстаивания при 50 °С протекают более быстро и с большей глубиной обезвоживания при увеличении обводненности исходной эмульсии (табл. 2, 3). Наиболее детально различия в процессе отстаивания для исследованных нефтей можно проследить по зависимостям количества отстоявшейся воды от времени (рис. 1–3). Так, например, при отделении воды в эмульсии обводненностью 10 об. % (рис. 1) наблюдаются не только различия по остаточной обвод-

ненности, но и в динамике процесса, что, по-видимому, определяется физико-химическими свойствами нефтей и условиями формирования и разрушения водо-нефтяных эмульсий. При содержании воды в нефти 30 об. % количество выделившейся воды и время завершения процесса для Западно-Лугинецкой, Верхнее-Салатской и Типовой нефтей практически совпадают (рис. 3). Нефть Снежного месторождения имеет наибольшее значение вязкости при повышенном содержании парафинов и смолисто-асфальтеновых веществ, поэтому при обводненности 10 об. % вода практически не отделялась (рис. 1). Для данной нефти процесс отстаивания начинается по истечении 60 мин, при этом с увеличением начальной обводненности от 20 до 30 об. % (рис. 2, 3) остаточная обводненность снижается и составляет 14 и 10 об. % соответственно.

При введении в систему деэмульгатора практически полное обезвоживание малопарафинистых Типовой и Верхнее-Салатской нефти происходило быстро, в течение нескольких минут. Для нефти Западно-Лугинецкого месторождения введение деэмульгатора привело к тому, что нефть полностью обезвоживалась при температуре 50 °С, а при температуре 20 °С выделялось незначительное количество эмульгированной воды. При низких температурах для высоковязких нефтей с большим содержанием смолисто-асфальтеновых веществ (например, нефть Снежного месторождения) процессы обезвоживания не происходят даже при введении деэмульгатора, интенсифицировать процессы разрушения водонефтяной эмульсии можно только при увеличении температуры.

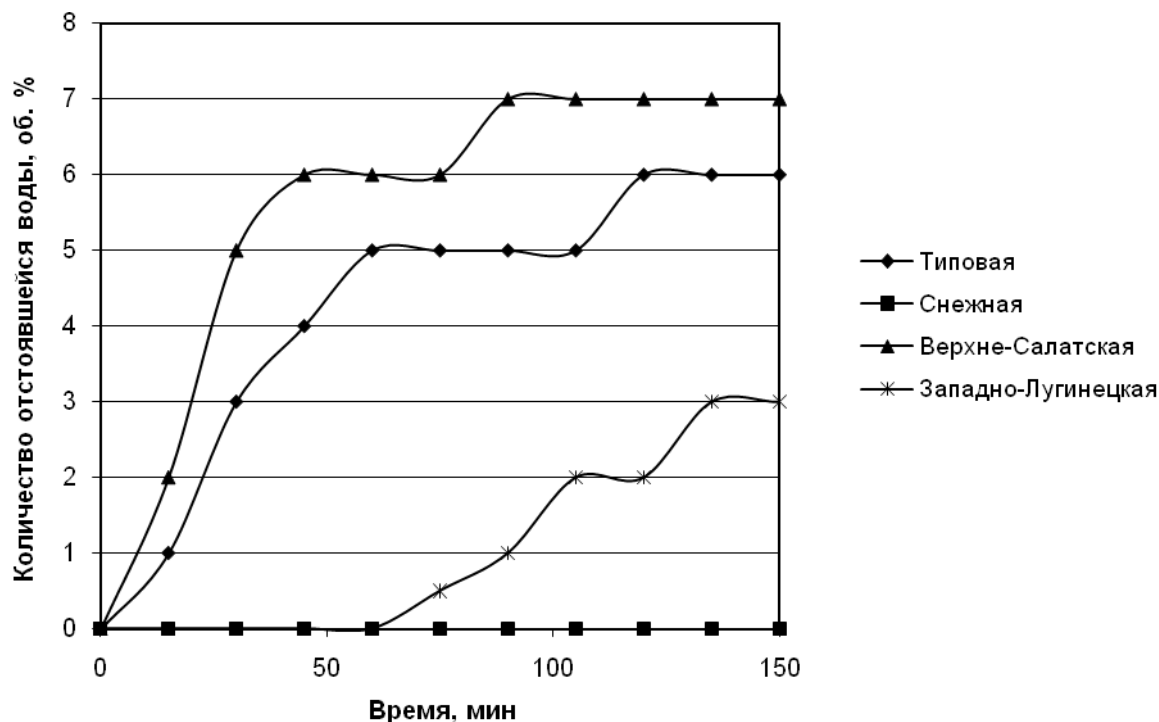


Рис. 1. Зависимость количества отстоявшейся воды от времени ($W=10$ об. %, $v_2=2000$ об/мин)

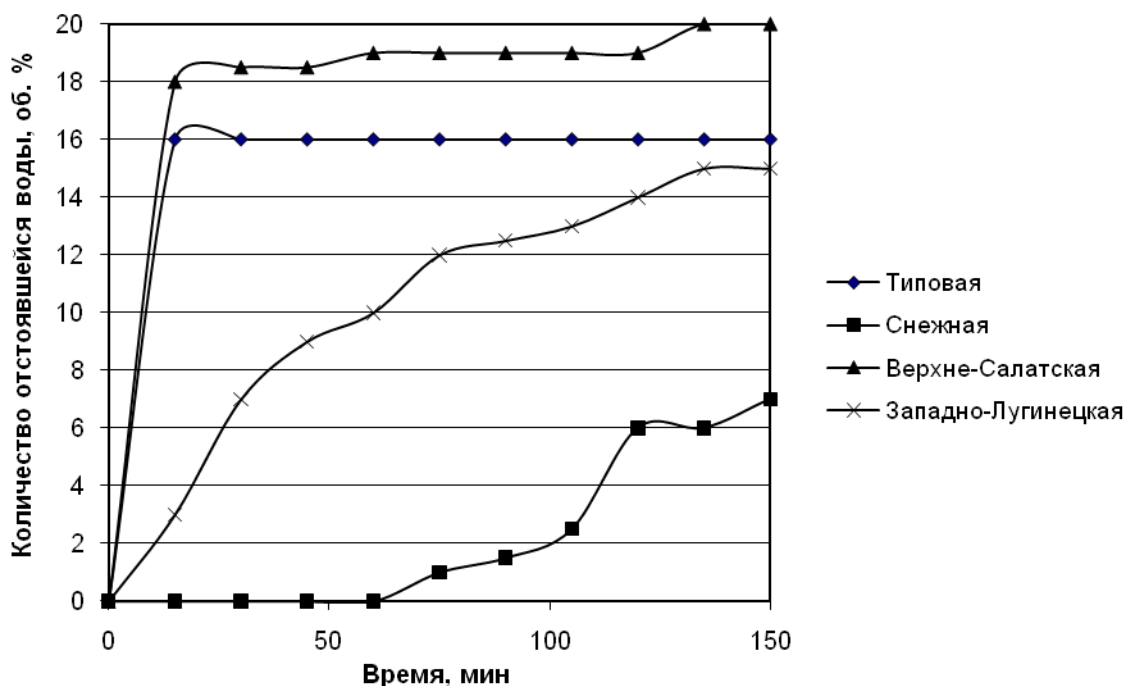


Рис. 2. Зависимость количества отстаившейся воды от времени ($W=20$ об. %, $v_2=2000$ об/мин)

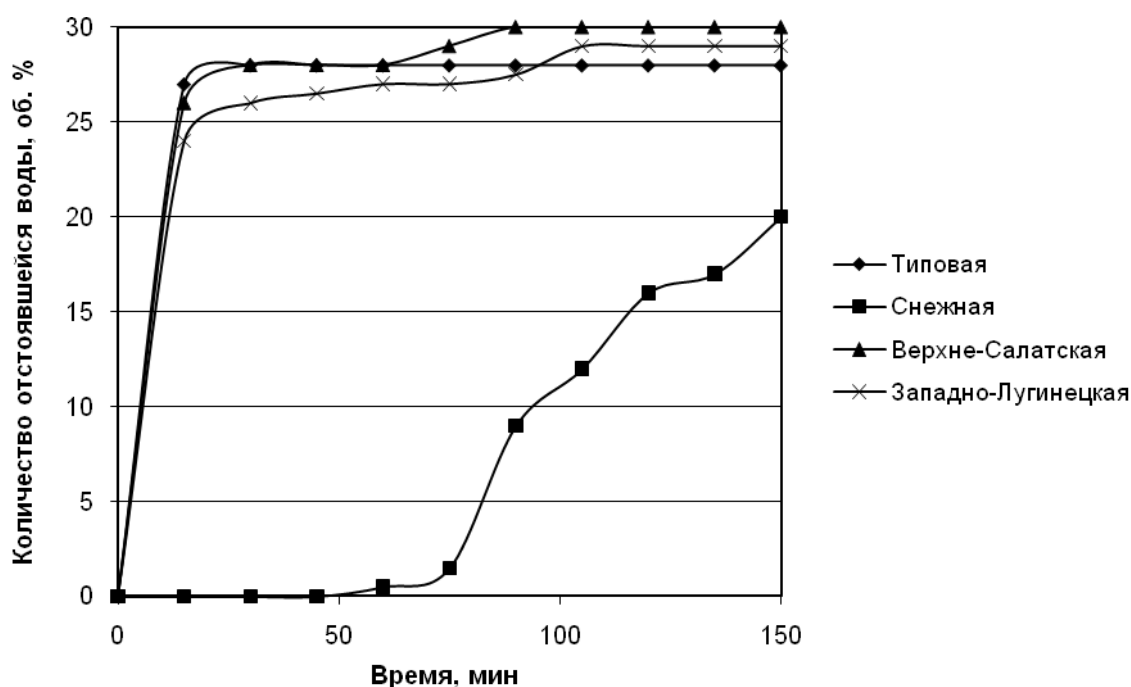


Рис. 3. Зависимость количества отстаившейся воды от времени ($W=30$ об. %, $v_2=2000$ об/мин)

При введении в систему деэмульгатора практически полное обезвоживание малопарафинистых Типовой и Верхне-Салатской нефти происходило быстро, в течение нескольких минут. Для нефти Западно-Лугинецкого месторождения введение деэмульгатора привело к тому, что нефть полностью обезвоживалась при температуре 50°C , а при температуре 20°C выделялось незначительное количество эмульгированной воды. При низких температурах для высоковязких нефтей с большим содержанием смоли-

сто-асфальтеновых веществ (нефть Снежного месторождения) процессы обезвоживания не происходят даже при введении деэмульгатора, интенсифицировать процессы разрушения водонефтяной эмульсии можно только при увеличении температуры.

Повышение интенсивности перемешивания приводит к увеличению времени отстаивания и остаточной обводненности нефти, что, по-видимому, обусловлено образованием мелкодисперсной эмульсии (рис. 4).

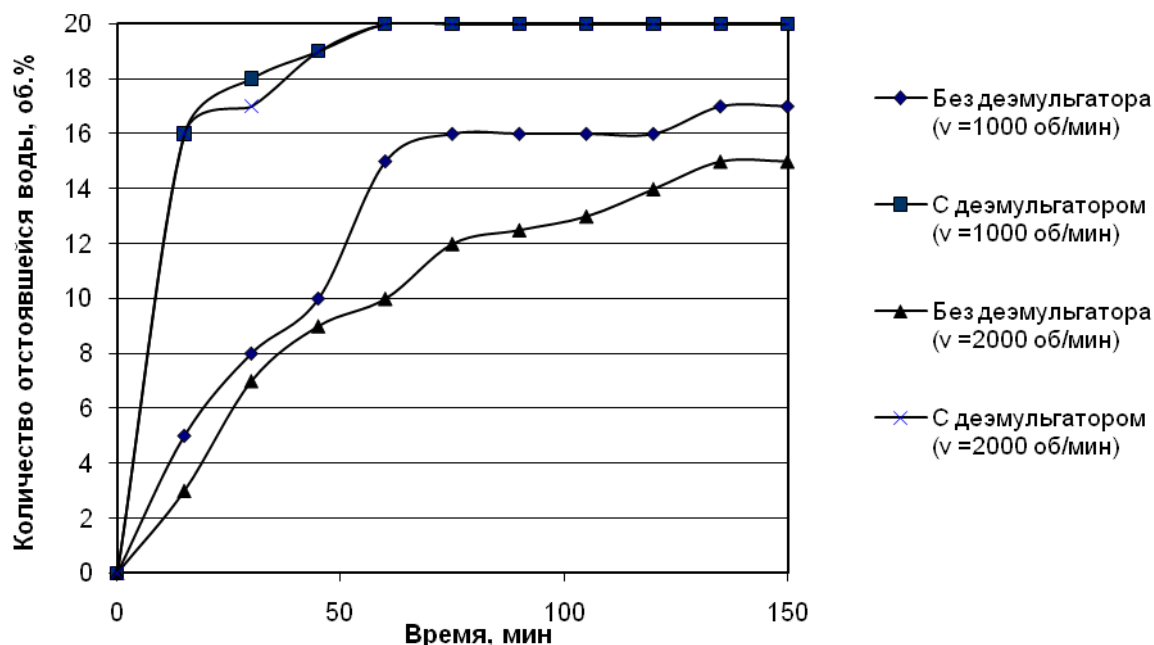


Рис. 4. Зависимость количества отстаившейся воды от времени (Западно-Лугинецкая нефть, $W=20$ об. %, $50\text{ }^{\circ}\text{C}$)

Полученные экспериментальные данные, дополненные исследованиями остаточной обводненности, позволят в дальнейшем рассчитать скорости осаждения и диаметры капель осаждающейся воды. Результаты исследований также необходимы при разработке и проверке адекватности моделей процессов отстаивания и для создания методик расчета остаточной обводненности нефти при её промышленной подготовке.

Выводы

Показано, что Снежная и Западно-Лугинецкая нефти обезвоживаются при повышенной температуре ($50\text{ }^{\circ}\text{C}$), добавление деэмульгатора позволяет сократить время отстаивания для различных режимов перемешивания при снижении остаточной обводненности до 1 %.

Показано, что малопарафинистые с невысокой вязкостью нефти, такие как, Верхне-Салатская и Типовая, образуют эмульсии, которые эффективно разрушаются при температурах 20 и $50\text{ }^{\circ}\text{C}$ без добавления деэмульгатора.

На динамику процесса обезвоживания значительное влияние оказывает содержание воды в нефти: при увеличении содержания воды в эмульсии с 10 до 30 об. % время процесса отстаивания сокращается в 2 раза, а относительное количество выделившейся воды увеличивается в 1,2 раза.

Анализ влияния деэмульгатора на процессы обезвоживания на примере Западно-Лугинецкой нефти показал, что при добавлении деэмульгатора время завершения процесса сокращается в 2 раза, наблюдается практически полное отделение воды.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Тронов В.П. Промысловая подготовка нефти. – Казань: ФЭН, 2000. – 417 с.
2. Лутошкин Г.С. Сбор и подготовка нефти, газа и воды. – 3-изд., стереотипное. – М.: ООО ТИД «Альянс», 2005 – 319 с.
3. Тронов В.П. Сепарация газа и сокращение потерь нефти. – Казань: ФЭН, 2002. – 407 с.
4. Садриев А.Р., Миргалиев И.Р., Гречухина А.А., Морозов Г.А. Исследование воздействия микроволновой обработки на устойчивость нефтяных эмульсий // Технология нефти и газа. – 2009. – № 1. – С. 28–31.
5. Садриев А.Р., Гречухина А.А., Хамидуллин Р.Ф. Изучение влияния механико-акустического воздействия на процесс обезвоживания нефти // Технология нефти и газа. – 2008. – № 3. – С. 28–31.
6. Ермаков С.А. Прогнозирование технологических показателей подготовки нефти в зависимости от свойств продукции, поступающей на установку подготовки // Нефтегазовое дело. – 2007. – № 5. – С. 102–118.

Поступила 09.03.2010 г.