

Е. В. Грохотова (к.т.н., доц.), Н. М. Мухина (магистрант), Г. М. Сидоров (д.т.н., проф.)

ИССЛЕДОВАНИЕ ВОЗМОЖНОСТЕЙ ОБЕЗВОЖИВАНИЯ НЕФТИ КАЛИНИНГРАДСКОЙ ОБЛАСТИ

Уфимский государственный нефтяной технический университет, кафедра технологии нефти и газа
450062, Уфа, ул. Космонавтов, 1, e-mail: ketrin2306@yandex.ru

E. V. Grokhotova, N. M. Mukhina, G. M. Sidorov

RESEARCH OF OIL DECOMPOSITION METHODS OF THE KALININGRAD REGION IN LABORATORY CONDITIONS

Ufa State Petroleum Technological University,
1, Kosmonavtov Str., 450062, Ufa, Russia, ph., e-mail: ketrin2306@yandex.ru

Одним из важных этапов подготовки нефти на промысла является деэмульгирование водонефтяных эмульсий. Глубина обезвоживания и обессоливания нефти во многом зависит от температуры водонефтяной эмульсии, действия используемого деэмульгатора и эффективности его смешения с нефтью. В статье приведены результаты экспериментов по подбору деэмульгаторов для обезвоживания нефти Калининградской области. Обоснован выбор оптимальных параметров процесса деэмульгирования исследуемой нефти: расход деэмульгатора, температура, интенсивность перемешивания с целью получения нефти с остаточным содержанием воды не более 0.1% мас.

Ключевые слова: бутылочный тест; деэмульгатор; нефтяная эмульсия; обезвоживание; отстаивание; смеситель; центрифугирование.

Содержание пластовой воды d добываемой нефти меняется в широких пределах. В результате предварительного обезвоживания на промыслах содержание воды уменьшается до 0.5–10 % мас. На следующем этапе на установках подготовки нефти вторично промывают нефть чистой водой для удаления хлоридов и отстаивают в резервуарах для обеспечения качества подготовки нефти I группы в соответствии с требованиями ГОСТ Р 51858-2002 по содержанию воды не более 0.5% мас., хлористых солей не более 100 мг/дм³, содержанию механических примесей не более 0.05% мас.^{1–3}

Для сокращения затрат, упрощения технологического процесса подготовки нефти, снижения металлоемкости установок подготовки нефти и себестоимости обработки необходимо применять более эффективные деэмульга-

One of the important stages of oil treatment in the field is the demulsification of oil-water emulsions. The depth of dehydration and desalting of oil largely depends on the temperature of the oil/water emulsion, the effect of the demulsifier used and the efficiency of its mixing with the oil. The article presents the results of experiments on the selection of demulsifiers for oil dehydration of the Kaliningrad region. The choice of the optimal parameters of the process of demulsification of the studied oil is substantiated: demulsifier consumption, temperature, mixing intensity in order to obtain oil with a residual water content of not more than 0.1% wt.

Key words: bottle test; centrifugation; dehydration; demulsifiers; mixer; oil emulsion; sedimentation.

торы, обладающие высокой деэмульгирующей способностью при низкой цене.

Выбор наиболее эффективных деэмульгаторов производится на основании лабораторных исследований с учетом свойств сырья и уточняется при опытно-промышленных испытаниях на действующей установке.

В данной статье приведены результаты обезвоживания с помощью эмульгаторов в лабораторных условиях нефтяной эмульсии Калининградской области, обводненностью 24% для наработки представительного образца нефти с остаточным содержанием воды не более 0.1% мас. Характеристики обезвоженной нефти представлены в табл. 1.

Для обоснования эффективности действия для исследуемой нефти использовали пять наиболее распространенных деэмульгаторов:

Дата поступления 12.02.19

Физико-химические свойства обезвоженной нефти

Плотность при 20 °С, кг/м ³	Вязкость кинематическая при 20 °С, мм ² /с	Содержание серы, % мас.	Содержание смол, % мас.	Содержание асфальтенов, % мас.	Содержание парафинов, % мас.
887.8	72	0.2	19.7	2.0	6.0

Влияние количества деэмульгаторов на эффективность отделения воды при 20 °С

Расход реагента, г/т	Количество выделившейся воды, % об., за время, ч			
	0.5	1.0	1.5	2.0
20	12.50	18.84	18.84	18.84
40	12.84	25.66	25.84	25.84
60	12.50	24.92	29.00	35.16
20	6.26	13.76	13.76	13.76
40	6.66	17.50	17.50	17.50
60	6.84	18.66	22.00	25.08
20	12.08	18.08	24.16	24.16
40	12.08	24.16	24.50	48.66
60	12.26	24.50	30.16	30.16
20	7.08	12.26	22.08	24.92
40	7.76	13.26	24.50	27.08
60	7.92	14.34	25.26	30.00
20	4.00	8.16	12.08	12.08
40	4.16	8.34	16.92	18.26
60	5.76	13.00	32.16	40.92

1. Evabreak 23, ООО «ЭВАКЕМ».
2. Азол 6003 марка С, ОАО «Котласский химический завод».
3. УноКем 40001 марка 4, АО «Неохим-продукт».
4. ФЛЭК-Д-012М, ООО «ФЛЭК».
5. Demulex, ООО «Поволжье ХимСнаб».

Наиболее быстрым способом сравнительной оценки деэмульгирующей активности химического реагента является бутылочный тест («BottleTest») ⁴.

Объективная оценка деэмульгирующих свойств реагента предусматривает определение его активности как при низких, так и при высоких температурах. Температура эмульсии в трубопроводах и аппаратах промышленной системы сбора составляет 5–15 °С, в аппаратах ступени предварительного обезвоживания на УПН – 20–25 °С, в аппаратах ступени глубокого обезвоживания 50–60 °С ⁵.

Время отстаивания может быть от 1 до 5 ч в зависимости от устойчивости эмульсии и динамики отделения воды, но на основании анализа работы действующих установок подготовки нефти можно утверждать, что среднее время отстоя составляет 2 ч. Обычно за это время достигается близкая к максимальной глубина обезвоживания, которую может обеспечить деэмульгатор при правильно подобранных расходе и температуре.

Перед началом эксперимента визуально убедились в том, что водонефтяная эмульсия стабильна, после чего водонефтяную эмульсию наливали в три цилиндра в количестве по 50 мл. В каждый цилиндр вносили деэмульгатор из условия дозирования 20, 40 и 60 г/т.

Пробы перемешивали вручную для полного растворения деэмульгаторов (не менее 200 качаний), после чего оставляли на 2 ч, регистрируя каждые 30 мин количество выделившейся водной фазы путем измерения высоты водного слоя.

Аналогичным образом провели испытания всех деэмульгаторов.

В табл. 2 приведены результаты эксперимента.

Оценку эффективности деэмульгаторов осуществлялась сравнивая объемы воды, выделившейся после отстоя.

На основе проведенного анализа (Бутылочного теста) выявлено, что наиболее эффективными среди испытанных деэмульгаторов являются деэмульгаторы Evabreak (рис. 1) и Demulex (рис. 2).

В зависимости от обводненности нефтяной эмульсии регулируется дозировка – от 40 до 200 г/т.

Для проведения дальнейших аналитических исследований необходимо провести разработку представительного образца нефти, обезвоженной различными методами.

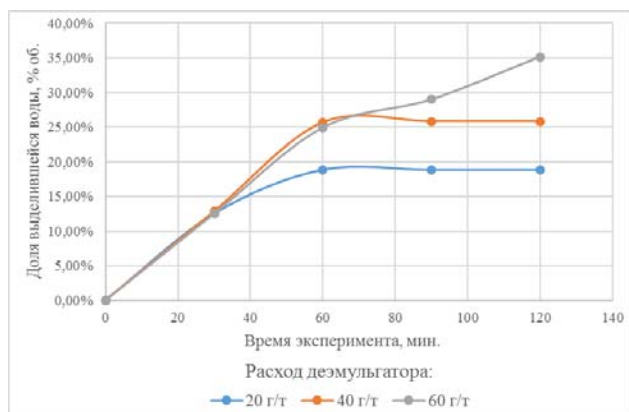


Рис. 1. Эффективность деэмульгатора Evabreak при 20 °C

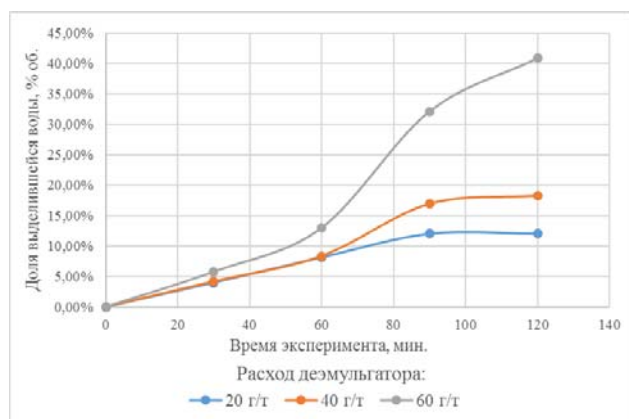


Рис. 2. Эффективность деэмульгатора Demulex при 20 °C

Для получения в лабораторных условиях максимально обезвоженной эмульсии (с содержанием воды не более 1 %) необходимо обеспечить следующее:

- предварительный нагрев эмульсии с дозированным деэмульгатором до 40–60 °C;
- интенсивное перемешивание эмульсии в роторной мешалке в течение получаса при 750–1000 об./мин;
- отстаивание в делительной воронке.

Если после отстаивания эмульсии содержание остаточной воды более 1% применяют:

- центрифугирование при 3900 оборотах в минуту (в лабораторной центрифуге) для концентрирования и укрупнения капель воды в нефти;
- промывание водой в количестве 5–6 % на эмульсию с целью выделения остаточной воды с последующим перемешиванием и отстаиванием.

Экспериментальная часть

Было взято 2 пробы эмульсии по 450 мл. Дозировка деэмульгатора Evabreak составила

в I пробе – 50 г/т, во II – 100 г/т. Полученную смесь перемешали с помощью мешалки, 30 мин при 750 об./мин и перелили в делительные воронки соответствующего объема.

Отстаивали нефтяную эмульсию в течение суток.

Количество отстаившейся воды через сутки составило:

I проба – 60 мл (эффективность деэмульгатора 55.56%);

II проба – 88 мл (эффективность деэмульгатора 81.48%).

Отделенную нефть тщательно перемешивали и отбирали пробу на анализ воды. Остаточное содержание воды определяли методом Дина-Старка (ГОСТ 2477). Содержание воды в полученной нефти составило 5.2% мас.

Для дальнейшего обезвоживания нефти использовали центрифугирование, при этом в 2-х пробах отделилось дополнительно 57 мл воды.

В пробах нефти после центрифугирования остаточное содержание воды составило 0.1–0.2 % мас.

Известно, что при нагревании эмульсионной нефти понижается ее вязкость, пленка эмульгатора расширяется и разрушается, а капельки жидкости сливаются друг с другом. Однако при повышении температуры подготовки нефти, происходит переход легких фракций нефти в газообразную фазу, что влечет за собой увеличение количества газа, повышение потерь легких углеводородов от уноса газом и снижение выхода товарной нефти.

Мы провели дополнительный эксперимент с нагреванием водонефтяной эмульсии до 50 °C после добавления деэмульгатора.

После суток количество отстаившейся воды составило:

I проба – 88 мл (эффективность деэмульгатора 81.48%);

II проба – 106 мл (эффективность деэмульгатора 98.15%).

Остаточное содержание воды в нефти составило 1% мас.

После центрифугирования отстаившейся нефти в 2-х пробах отделилось дополнительные 12 мл воды, остаточное содержание воды в нефти составило не более 0.1% мас.

Таким образом, в ходе лабораторных исследований по обезвоживанию нефтяной эмульсии с помощью деэмульгаторов получили нефть с содержанием воды не более 0.1% мас., что соответствует I группе по содержанию массовой доли воды в нефти согласно ГОСТ Р 51855-2002.

Литература

1. Баннов П.Г. Процессы переработки нефти.— М.: ЦНИИТЭнефтехим, 2000.— 224 с.
2. Рябов В.Г., Старкова Н.Н., Тархов Л.Г., Кудинов А.В. Переработка нефти и газа.— Пермь: Изд-во Перм. гос. техн. ун-та, 2008.— 103 с.
3. Хуторянский Ф.М., Галиев Р.Г., Капустин В.М. Глубокое обезвоживание и обессоливание нефти на НПЗ. Современный научно-технический уровень процесса // Матер. XVIII Менделеевского съезда по общей и прикладной химии.— М., 2007.— Т.3.— С.461.
4. Сахабутдинов Р.З., Губайдулин Ф.Р., Хамидуллин Р.Ф. Методики испытаний деэмульгаторов для промышленной подготовки нефти.— Казань: Казан. гос. технолог. ун-т, 2009.— 35 с.
5. ОАО АНК «Башнефть» / Стандарт «Порядок проведения лабораторных и опытно-промышленных испытаний химических реагентов для применения в процессах добычи и подготовки нефти и газа» СТ-07.1-00-00-02, утверждено 13.02.2013 №53р.— 83 с.

References

1. Bannov P.G. *Protsessy pererabotki nefiti* [Oil refining processes]. Moscow, TsNIITEnftekhim Publ., 2000, 224 p.
2. Ryabov V.G., Starkova N.N., Tarkhov L.G., Kudinov A.V. *Pererabotka nefiti i gaza* [Oil and gas processing]. Perm, Publishing House Perm. state tech. University, 2008, 103 p.
3. Khutoryansky FM, Galiev R.G., Kapustin V.M. *Glubokoye obezvozhivaniye i obessolivaniye nefiti na NPZ. Sovremennyy nauchno-tehnicheskiy uroven' protsessa* [Deep dehydration and desalting of crude oil at refineries. Modern scientific and technical level of the process]. *Mater. XVIII Mendeleevskogo syezda po obshchey i prikladnoy khimii* [Report XVIII Mendelian Congress on General and Applied Chemistry]. Moscow, 2007, vol.3, p.461.
4. Sakhabutdinov R.Z., Gubaidulin F.R., Khamidullin R.F. *Metodiki ispytaniy deemul'gatorov dlya promyslovooy podgotovki nefiti* [Test methods for demulsifying agents for oil field preparation]. Kazan, Kazan. state technologist. Univ., 2009, 35 p.
5. JSOC Bashneft. *Standart «Poryadok provedeniya laboratornykh i opytno-promyslovykh ispytaniy khimicheskikh reagentov dlya primeneniya v protsessakh dobychi i podgotovki nefiti i gaz* [Standard «Procedure for conducting laboratory and pilot field testing of chemical reagents for use in the production and preparation of oil and gas» ST-07.1-00-00-02], approved as of February 13, 2013, no.53p, 83 p.