

УДК 665.622.43:66.086.4:66.084.8

**ВЛИЯНИЕ СОДЕРЖАНИЯ ВОДЫ И СОЛЕЙ В НЕФТИ
НА ВЫБОР ВАРИАНТА ПРОЦЕССА ОБЕЗВОЖИВАНИЯ**

**INFLUENCE OF OIL AND SALT CONTENT IN OIL
ON THE CHOICE OF DEHYDRATION PROCESS OPTION**

Г.В. Власова, Е.В. Староверова, Н.А. Пивоварова

**Астраханский государственный технический университет,
г. Астрахань, Российская Федерация**

Galina V. Vlasova, Elena V. Staroverova, Nadezda A. Pivovarova

Astrakhan State Technical University, Astrakhan, Russian Federation

e-mail: nadpivov@live.ru

Аннотация. В настоящее время при расширении добычи переработчики все чаще сталкиваются с проблемой обводненности нефти и, как следствие, образованием стойких водонефтяных эмульсий. Используемые сегодня традиционные технологии обезвоживания и обессоливания на протяжении многих лет показывают свою эффективность. При этом все больше изучают и внедряют в производство альтернативные методы воздействия на нефтяные и нефтегазовые системы, доказавшие свою эффективность, основанные на различной физической природе полей: магнитных, лазерных, акустических, кавитационных, высокочастотных, сверхвысокочастотных, радиационных и др. Низкоэнергетические технологии (акустические, вибрационные, магнитные и др.), с помощью которых можно с минимальными энергетическими затратами с использованием волнового воздействия изменять структуру вещества, являются наиболее перспективными в виду их экономичности, эффективности и доступности.

Работа посвящена выявлению зависимости степени обезвоживания парафинистой нефти с различным содержанием воды и солей от химических методов, волновых технологий (магнитной и ультразвуковой обработки) и их различных комбинаций. Представлены результаты исследования по влиянию воздействия деэмульгатора ФЛЭК Д-010, низкоэнергетических технологий, а также их комбинаций на степень обезвоживания нефти. Предложена система вариантов интенсификации процесса обезвоживания, которая может быть использована непосредственно на промыслах для нефтяных месторождений различных стадий эксплуатации.

Abstract. Currently, due to production expansion, refiners are increasingly faced with the problem of water cut in oil and, as a result, the formation of persistent oil-water emulsions. The traditional dehydration and desalination technologies used today have been effective for many years. At the same time, alternative methods of influencing oil and gas systems that have proved their effectiveness based on the different physical nature of the fields: magnetic, laser, acoustic, cavitation, high-frequency, microwave, radiation, etc. Low-energy technologies (acoustic, vibrational, magnetic, etc.), with the help of which it is possible to change the agent structure with minimal energy costs using wave action, are the most promising concerning their efficiency and accessibility.

The work is devoted to identifying the dependence of the degree of dehydration of paraffin oil with different contents of water and salts on chemical methods, wave technologies (magnetic and ultrasonic treatment) and their various combinations. The results of a study on the effect of the demulsifier FLEK D-010, low-energy technologies, as well as their combinations on the degree of oil dehydration are presented. A system of options for intensifying the dehydration process is proposed, which can be used directly in the fields for oil fields of various stages of operation.

Ключевые слова: разделение водонефтяных эмульсий; магнитная обработка; ультразвук; обводненность нефти; минерализация нефти

Key words: separation of water-oil emulsions; magnetic treatment; ultrasound; water cut; oil mineralization

Россия является одной из самых крупных нефте- и газодобывающих стран в мире. Часто при расширении добычи переработчики сталкиваются с проблемой обводненности нефти и, как следствие, образованием стойких водонефтяных эмульсий.

Используемые сегодня традиционные технологии обезвоживания и обессоливания на протяжении многих лет показывают свою эффективность.

Применяют физические (нагрев, отстаивание, центрифугирование, переменное электрическое поле и др.) и химические (внесение деэмульгаторов) методы, а также их комбинирование [1, 2]. Но у каждого метода есть свои недостатки.

В настоящее время все больше изучают и внедряют в производство альтернативные методы воздействия на нефтяные и нефтегазовые системы, доказавшие свою эффективность, основанные на различной физической природе полей: магнитных, лазерных, акустических, кавитационных, высокочастотных, сверхвысокочастотных, радиационных и др.

Низкоэнергетические технологии (акустические, вибрационные, магнитные и др.), с помощью которых можно с минимальными энергетическими затратами с использованием волнового воздействия изменять структуру вещества, являются наиболее перспективными в виду их экономичности, эффективности и доступности. Эти методы все чаще применяются в различных отраслях нефтяной промышленности [3–6].

Ультразвуковое воздействие на водонефтяные эмульсии вызывает механические колебания, которые приводят в движение капли воды, что

способствует их коагуляции, коалесценции и последующему расслоению эмульсий [7, 8].

В работе [9] было рассмотрено совокупное воздействие микроволновой и магнитной обработки в присутствии деэмульгаторов. Сочетание магнитного и микроволнового излучений обеспечивало глубокое обезвоживание нефти. При этом степень обезвоживания изменялась в зависимости от выбранного деэмульгатора.

В работе [10] был изучен комбинированный метод ультразвуковой и химической обработки деэмульсации нефти. Результаты исследований показали, что комбинированный метод проявляет лучший эффект по сравнению с химическим и ультразвуковым методами. Исследование было проведено с разной ультразвуковой мощностью, временем обработки и температурой. Было выяснено, что конечная скорость обезвоживания возрастает с увеличением температуры и мощности ультразвука и почти не изменяется с увеличением времени обработки.

Обзор научных направлений в области обессоливания и обезвоживания углеводородного сырья показал, что есть положительный результат от использования альтернативных методов для разделения водонефтяных эмульсий. Однако влияние содержания воды и солей в нефти на процесс разделения эмульсий недостаточно широко освещено в литературе.

В связи с этим целью данной работы является показать эффективность использования волновых методов и их комбинаций для обезвоживания нефтяного сырья различной степени обводненности и минерализации.

В качестве объектов исследования были выбраны нефть месторождения им. Ю. Корчагина Неокомского надъяруса, расположенного в Северном Каспии недалеко от г. Астрахань, физико-химические показатели которой представлены в таблице 1, и пластовая вода различной минерализации: 75 г/дм^3 (далее по тексту – минерализация 1) и 140 г/дм^3 (далее по тексту – минерализация 2). Химический состав

пластовой воды месторождения им. Ю. Корчагина представлен в таблице 2.

Таблица 1. Физико-химические показатели нефти

Наименование	Значение
Плотность при 20 °С, кг/м ³	834
Содержание, % масс.:	
воды	6,1
механических примесей	0,055
парафинов	9
асфальтенов	1,15
Содержание хлористых солей, мг/дм ³	51,44
Температура застывания, °С	минус 6
Кинематическая вязкость, мм ² /с:	
при 50 °С	2,07
при 20 °С	4,15

Таблица 2. Химический состав пластовой воды

Наименование	Значение	
	(минерализация 1)	(минерализация 2)
Общее солесодержание, г/дм ³	75	140
Содержание, г/дм ³ :		
хлорид-ионов	48	85
сульфат-ионов	0,9	1,8

В ходе экспериментальных исследований использовали деэмульгатор ФЛЭК Д-010, который предназначен для работы с легкими парафинистыми нефтями. Деэмульгатор представляет собой раствор смеси неионных и ионных поверхностно-активных компонентов отечественного и импортного производства в ароматическом растворителе с изопропанолом. Деэмульгатор и его концентрация были выбраны исходя из ранних исследований [11]. Характеристика деэмульгатора представлена в таблице 3.

Таблица 3. Характеристики деэмульгатора ФЛЭК Д-010

Характеристики	Значения
Внешний вид	прозрачная жидкость светло-желтого цвета
Массовая доля активного вещества, %, в пределах	48–52
Вязкость кинематическая при температуре 20 °С, мм ² /с, не более	80
Температура застывания, °С, не выше	минус 45
Плотность при 20 °С, кг/м ³ , в пределах	865

Физико-химические показатели нефти и химического состава воды были исследованы стандартными методами, представленными в таблице 4.

Таблица 4. Методы определения показателей нефти и пластовой воды

Наименование	Метод определения
Плотность при 20 °С, кг/м ³	ГОСТ 33364-2015
Содержание, % масс.:	
воды	ГОСТ 2477-2014
механических примесей	ГОСТ 6370-83
парафинов	ГОСТ 11851-85
хлористых солей	ГОСТ 21534-76
асфальтенов	ГОСТ 11858-66
Температура застывания, °С	ГОСТ 20287-91
Кинематическая вязкость, мм ² /с	ГОСТ 33-2016
Общее солесодержание, г/дм ³	Метод сухого остатка
Содержание, г/дм ³ :	
хлорид-ионов	ПНД Ф 14.1:2:4.111-97
сульфат-ионов	ПНД Ф 14.1:2.240-07

Для оценки эффективности использования волновых методов и их комбинаций для обезвоживания нефтяного сырья различной степени обводненности и минерализации были приготовлены модельные смеси, состоящие из нефти и пластовой воды различной минерализации. Количество вводимой пластовой воды составляло 10 % об., 30 % об. и 50 % об. на нефть.

Экспериментальные исследования проводили по алгоритму, представленному на рисунке 1, согласно которому для осуществления химического воздействия пробу обводненной нефти тщательно перемешивают в течение 5 мин, далее к эмульсии добавляют деэмульгатор и отправляют на термическое отстаивание при 50 °С на 30 мин. В отделившейся нефтяной фазе определяют остаточное содержание воды.

Для проведения исследований с помощью волновых воздействий пробу обводненной нефти подвергают тем же процедурам, только после отстаивания в течение 10 мин воздействуют магнитным или ультразвуковым полем, после чего отправляют на повторное термическое отстаивание в течение 20 мин. В отделившейся нефтяной фазе определяют остаточное содержание воды.

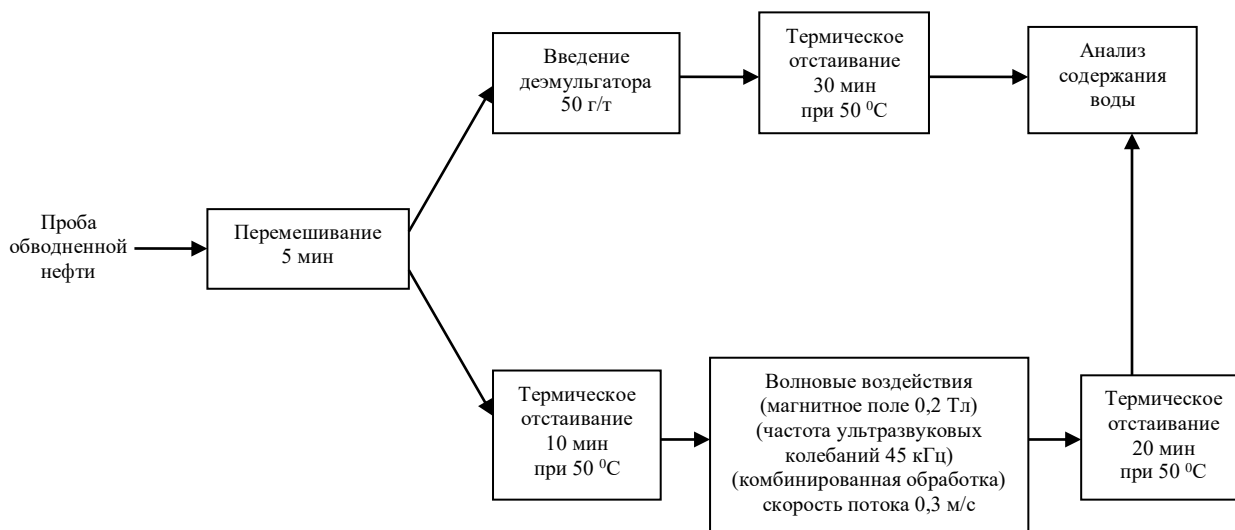


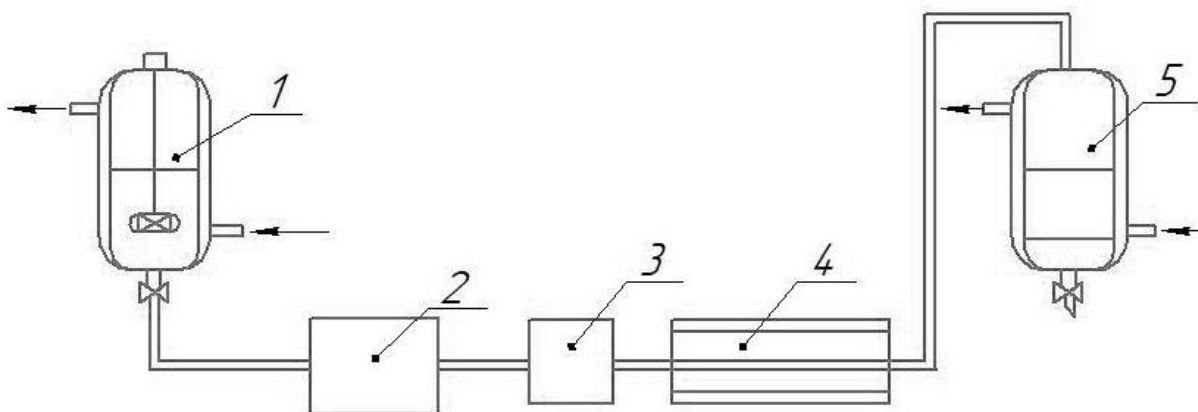
Рисунок 1. Алгоритм экспериментальных исследований для выбора варианта процесса обезвоживания нефти

Волновая обработка сырья осуществлялась на установке с использованием магнитного туннеля [12] при величине магнитной индукции 0,2 Тл [13] и линейной скорости потока 0,3 м/с.

В качестве ультразвукового излучателя использован лабораторный ультразвуковой аппарат (частота колебаний 50 кГц), расположенный

внутри герметичной технологической емкости, через которую проходит поток изучаемой водонефтяной эмульсии.

Комбинированная обработка заключалась в последовательном применении сначала ультразвуковой обработки и затем магнитной обработки на установке, схема которой представлена на рисунке 2.



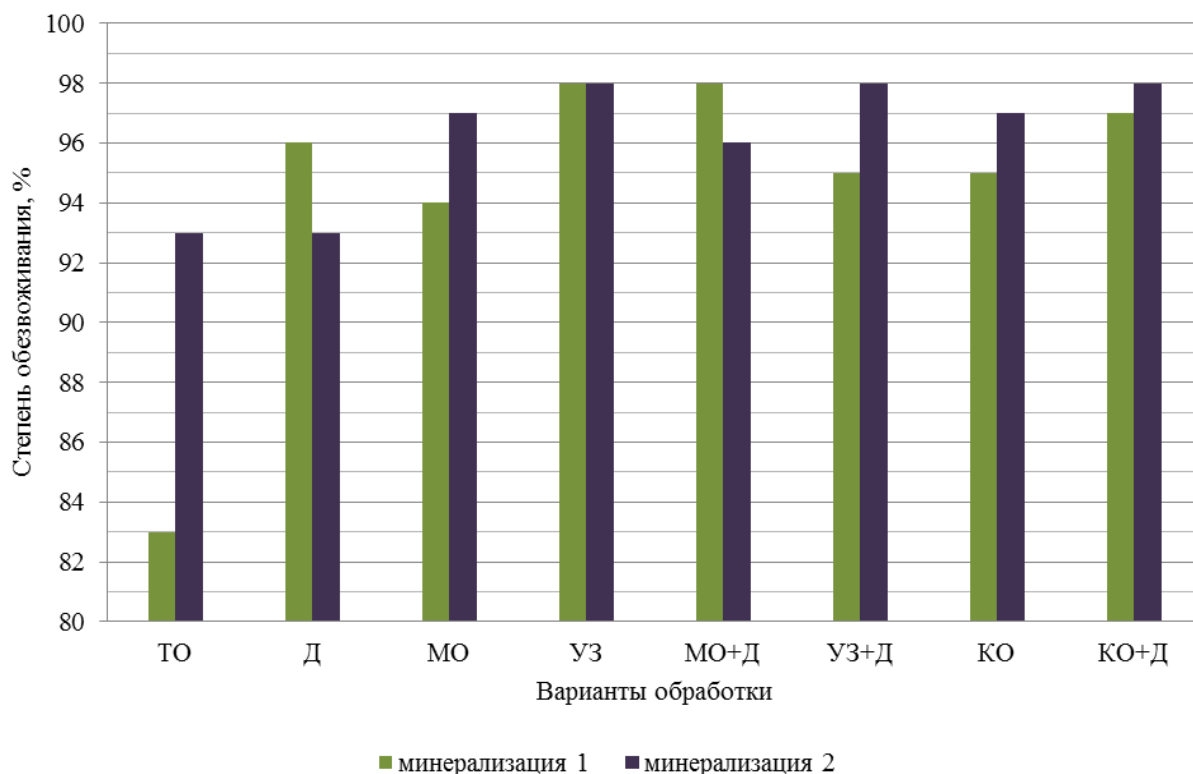
1 – экстрактор с мешалкой для ввода пробы; 2 – насос; 3 – ультразвуковой излучатель; 4 – магнитный активатор; 5 – экстрактор для разделения эмульсии

Рисунок 2. Схема установки проточного типа для комбинированной обработки нефти

На рисунках 3–5 представлены данные для сравнения влияния различной минерализации воды (75 г/дм^3 и 140 г/дм^3) на процесс разрушения нефтяной эмульсии на примере 10 %-ных, 30 %-ных и 50 %-ных обводенных проб соответственно.

Влияние минерализации на степень обезвоживания нефти неоднозначно. Для пробы с минерализацией 1 лучшие результаты получены при использовании деэмульгатора ФЛЭК Д-010, ультразвука и комбинированном варианте (магнитное поле + деэмульгатор) – 96–98 %. Также высокий результат наблюдается при комбинации ультразвука, магнитной обработки и деэмульгатора – 97 %. Более низкие результаты получены при магнитной обработке и комбинированных вариантах

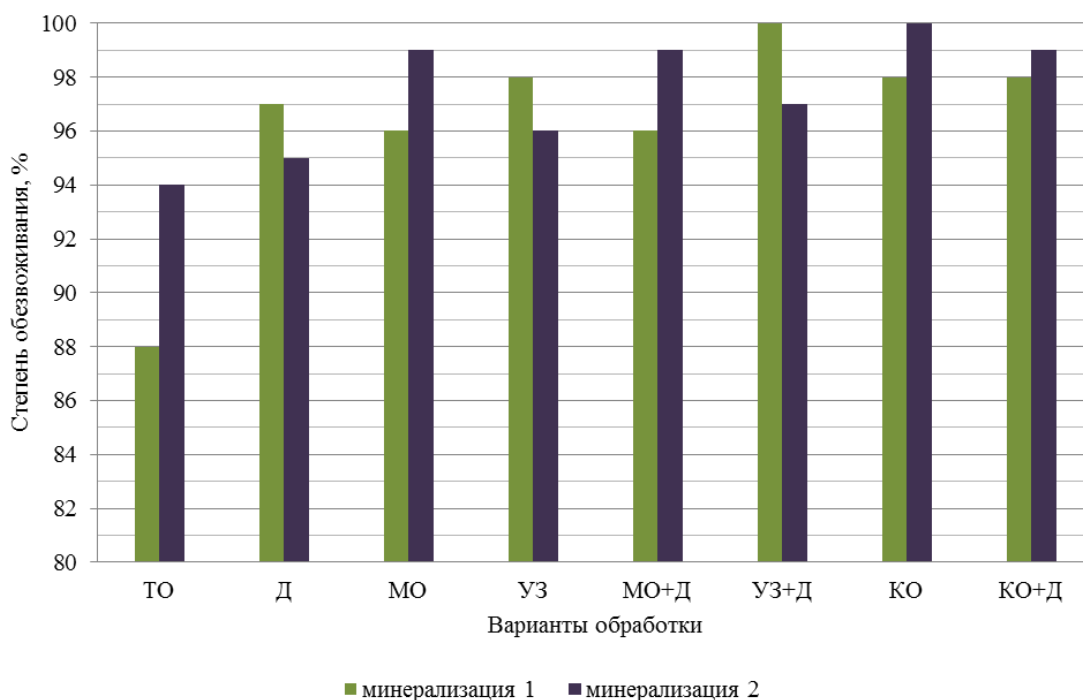
(ультразвук + деэмульгатор и ультразвук + магнитное поле) – 94–95 %.
 Самую низкую эффективность показал метод термического отстоя – 83 %.



ТО – термический отстой; Д – деэмульгатор ФЛЭК Д-010;
 МО – магнитная обработка; УЗ – ультразвуковая обработка;
 КО – комбинированная обработка (ультразвук + магнитное поле)

Рисунок 3. Зависимость степени обезвоживания нефти от варианта её обработки при различной минерализации и обводненности 10 %

Для пробы с минерализацией 2 наиболее эффективно использовать ультразвуковую обработку и ее комбинации с деэмульгатором или с магнитным полем и деэмульгатором – 98 %. Несколько хуже разделение эмульсии произошло при использовании магнитной обработки и ее комбинации с ультразвуком или с деэмульгатором – 96–97 %. В методе термического отстоя и химическом методе наблюдали самый низкий результат – 93 %.

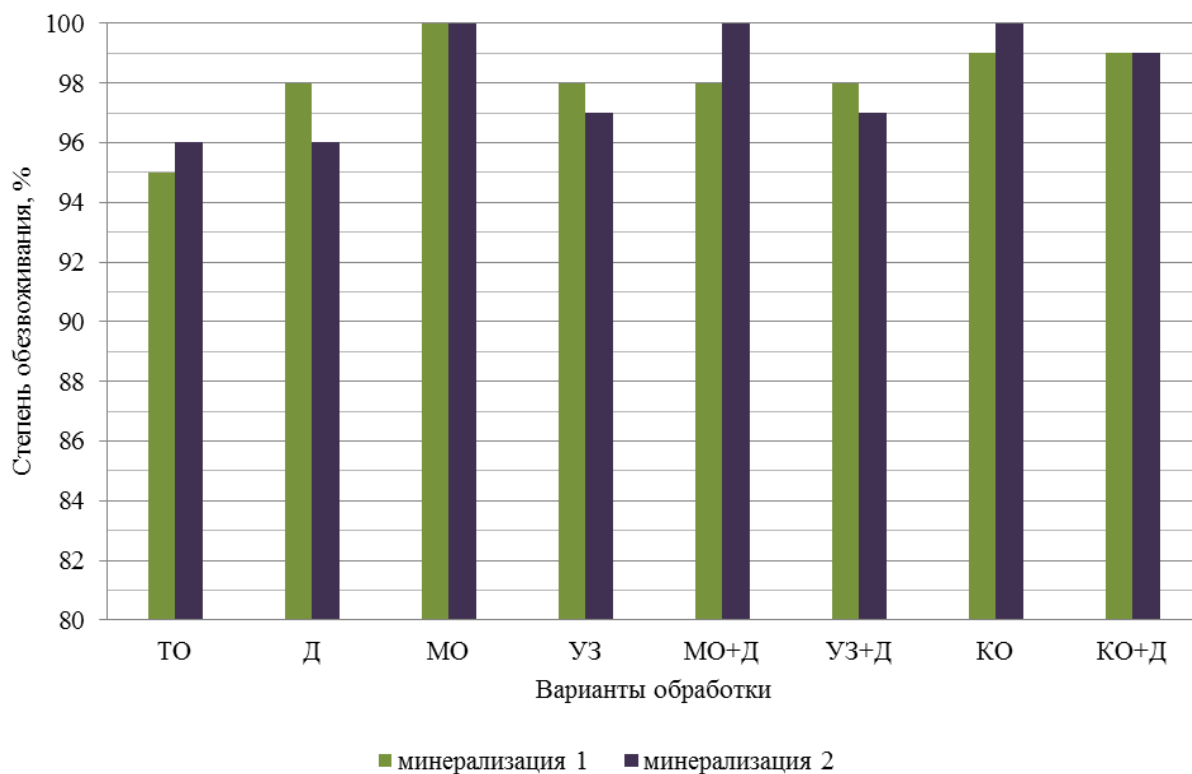


ТО – термический отстой; Д – деэмульгатор ФЛЭК Д-010;
 МО – магнитная обработка; УЗ – ультразвуковая обработка;
 КО – комбинированная обработка (ультразвук + магнитное поле)

Рисунок 4. Зависимость степени обезвоживания нефти от варианта её обработки при различной минерализации и обводненности 30 %

Для пробы с минерализацией 1 комбинированный метод (ультразвук + деэмульгатор) позволяет полностью разделить водонефтяную эмульсию. Меньшую эффективность разделения эмульсии наблюдали при использовании деэмульгатора, магнитной, ультразвуковой обработок и комбинированного варианта (ультразвук + магнитное поле и ультразвук + магнитное поле + деэмульгатор) – 96–98 %. Самый низкий результат разделения эмульсии получен при термическом отстое – 88 %.

Для пробы с большей минерализацией в процессе обезвоживания эффективно использовать метод магнитной обработки и ее различных комбинаций с химическим методом и ультразвуком – 99 % и 100 % соответственно. Самую низкую степень обезвоживания наблюдали при термическом отстое – 94 %.



ТО – термический отстой; Д – деэмульгатор ФЛЭК Д-010;
 МО – магнитная обработка; УЗ – ультразвуковая обработка;
 КО – комбинированная обработка (ультразвук + магнитное поле)

Рисунок 5. Зависимость степени обезвоживания нефти от варианта её обработки при различной минерализации и обводненности 50 %

В пробе с минерализацией 1 100 %-ное обезвоживание достигается при магнитной обработке. Также высокую эффективность наблюдаем в комбинированных вариантах (ультразвук + магнитное поле и ультразвук + магнитное поле + деэмульгатор) – 99 %, несколько ниже в химическом, ультразвуковом и комбинированном методах (магнитное поле + деэмульгатор и магнитное поле + ультразвук) – 98 %. Метод термического отстоя позволяет достичь степени обезвоживания 95 %.

Магнитная обработка и ее комбинация с деэмульгатором, ультразвуком и ультразвуком с деэмульгатором для пробы с минерализацией 2 показали также высокий результат, как и для аналогичной пробы с 30 %-ной обводненностью, – 99 % и 100 % соответственно. Более низкая эффективность разделения эмульсии отмечена при термическом отстое,

при использовании деэмульгатора, ультразвука и его комбинации с деэмульгатором – 96–97 %.

Можно предположить, что благодаря разнице плотностей соленой воды и нефти в изучаемых пробах процесс разделения водонефтяных эмульсий протекает легче. Также с повышением минерализации растёт количество компонентов (как ионов растворённых солей, так и парамагнитных частиц солей жёсткости), способных влиять на прочность бронирующего слоя. Эффект воздействия ультразвука на водонефтяную систему заключается в разрушении под действием механических напряжений и кавитации внешних оболочек надмолекулярных структур – дисперсных частиц. При этом углеводороды, их формирующие, переходят в дисперсионную среду. Магнитное поле заставляет парамагнитные компоненты бронирующего слоя изменять своё местоположение, тем самым разрыхляя и деформируя его. В свою очередь ионы растворённых солей обретают упорядоченное движение внутри глобулы воды в соответствии с правилом Ленца, что также нарушает устойчивость системы.

Таким образом, при комбинированной волновой обработке происходит изменение структуры нефтяной дисперсной системы по двум направлениям: перестраивается дисперсионная углеводородная среда и ослабляются связи между молекулами, составляющими бронирующие оболочки.

На основании полученных результатов нами предложена система для выбора эффективного варианта обработки нефти при её различной минерализации и обводненности, которая приведена на рисунке 6.

обводненность / минерализация	10	30	50
менее 140	<ul style="list-style-type: none"> УЗ МО+Д КО+Д 98% 97%	<ul style="list-style-type: none"> УЗ+Д УЗ КО КО+Д 100% 98%	<ul style="list-style-type: none"> МО КО КО+Д 100% 99%
более 140	<ul style="list-style-type: none"> УЗ УЗ+Д КО+Д КО МО 98% 97%	<ul style="list-style-type: none"> КО МО МО+Д КО+Д 100% 99%	<ul style="list-style-type: none"> МО МО+Д КО КО+Д 100% 99%

МО – магнитная обработка; УЗ – ультразвуковая обработка;
 Д – деэмульгатор ФЛЭК Д-010;
 КО – комбинированная обработка (ультразвук + магнитное поле)

Рисунок 6. Варианты интенсификации процесса обезвоживания нефтяного сырья в зависимости от его обводненности и минерализации

Видно, что для месторождений нефтей с малой обводненностью (10 %) и минерализацией 75 г/дм³ эффективно использовать ультразвуковой метод или комбинированный (магнитная обработка с величиной магнитной индукции 0,2 Тл с применением деэмульгатора ФЛЭК Д-010 концентрацией 50 г/т). Для нефтей с высокой минерализацией 140 г/дм³ также хорошо подходит ультразвуковой метод – 98 %.

Для месторождений с 30 %-ным содержанием воды и содержанием солей 75 г/дм³ в нефти лучше всего подходит метод комбинированной обработки ультразвуком с применением деэмульгатора, но также можно использовать метод ультразвуковой обработки. При минерализации 140 г/дм³ можно использовать магнитную обработку с величиной магнитной индукции 0,2 Тл – 99 % или комбинирование её с ультразвуком.

Для месторождений нефти на поздней стадии разработки, содержащей 50 % воды и различное количество солей, эффективно использовать метод магнитной обработки, а также комбинирование её с ультразвуком и с применением деэмульгатора.

Вывод

Таким образом, после магнитной обработки более обводненные пробы нефти (содержание воды 50 %) разделяются лучше, чем с меньшим содержанием воды (10–30 %); после ультразвуковой обработки обводненность нефти не оказывает влияния на результаты (степень обезвоживания 98 %); комбинирование ультразвука и магнитной обработки наиболее эффективно (до полного обезвоживания) для обводненной пробы нефти (30 %), в то время как разделение «крайних» проб (10 % и 50 %) составило 95–98 %.

С повышением минерализации до 140 г/дм³ эффективность деэмульгатора уменьшается для всех проб нефти; ультразвуковая обработка лучше проявляется на менее обводненных пробах и снижается по мере роста содержания воды; при комбинированной обработке наиболее эффективно сочетание ультразвука и деэмульгатора для малообводненной пробы и сочетание ультразвука с магнитной обработкой или магнитной обработки с деэмульгатором.

Список используемых источников

1. Глаголева О.Ф., Капустин В.М. Технология переработки нефти. Первичная переработка. М.: Химия, 2007. 400 с.
2. Хуторянский Ф.М. Подготовка к переработке стойких высокообводненных ловушечных эмульсий НПЗ. СПб.: ХИМИЗДАТ, 2006. 151 с.

3. Лоскутова Ю.В., Юдина Н.В. Влияние магнитного поля на структурно-реологические свойства нефтей // Известия Томского политехнического университета. 2006. № 4. С. 104-109.
4. Солодова Н.Л. Волновые технологии в нефтедобыче и нефтепереработке. Казань: КНИТУ, 2012. 84 с.
5. Инюшин Н.В. Аппараты для магнитной обработки жидкостей. Уфа: Реактив, 2001. 147 с.
6. Шейх-Али А.Д. Комбинированное воздействие магнитного поля и деэмульгаторов на процесс обезвоживания нефти // Подготовка нефти и газа. 2018. № 1. С. 76-80.
7. Верховых А.А., Вахитова А.К., Елпидинский А.А. Обзор работ по воздействию ультразвука на нефтяные системы // Вестник Казанского технологического университета. 2016. Т. 19. № 8. С. 37-42.
8. Сахабутдинов Р.З. Исследование процесса обезвоживания сверхвязкой нефти при ультразвуковом воздействии // Нефтяное хозяйство. 2013. № 10. С. 116-119.
9. Верховых А.А. Интенсификация процесса обезвоживания нефти комплексным физическим воздействием // Вестник Казанского технологического университета. 2015. Т. 18. № 17. С. 58-59.
10. Mingxu Yi. Research on Crude Oil Demulsification Using the Combined Method of Ultrasound and Chemical Demulsifier // Journal of Chemistry. 2017. P. 1-7. DOI: 10.1155/2017/9147926.
11. Такаева М.А. Особенности обессоливания парафинистой нефти. Часть 2. Экспериментальное исследование влияния волновых воздействий и активирующей добавки на процесс обессоливания парафинистой нефти // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2010. № 1. С. 84-86.
12. Пат. 2167824 РФ, МПК С 02 F 1/48. Магнитный туннель / П.Р. Велес, Н.А. Пивоварова. 98104229/12, Заявлено 05.03.1998; Опубл. 27.05.2001. Бюл. 15.

13. Пивоварова Н.А., Гражданцева А.С., Власова Г.В., Колосов В.М., Сальникова Т.В. Волновые технологии подготовки углеводородного сырья к первичной переработке // Нефть. Газ. Новации. 2018. № 5. С. 19-23.

References

1. Glagoleva O.F., Kapustin V.M. *Tekhnologiya pererabotki nefiti. Pervichnaya pererabotka* [Oil Refining Technology. Primary Processing]. Moscow, Khimiya Publ., 2007. 400 p. [in Russian].

2. Khutoryanskii F.M. *Podgotovka k pererabotke stoikikh vysokoobvodnennykh lovushechnykh emul'sii NPZ* [Preparation for the Processing of Persistent Highly Watered Trap Emulsions of Refineries]. Saint-Petersburg, KhIMIZDAT Publ., 2006. 151 p. [in Russian].

3. Loskutova Yu.V., Yudina N.V. Vliyanie magnitnogo polya na strukturno-reologicheskie svoistva neftei [Influence of a Magnetic Field on the Structural-Rheological Properties of Oils]. *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta – Bulletin of the Tomsk Polytechnic University*, 2006, No. 4, pp. 104-109. [in Russian].

4. Solodova N.L. *Volnovye tekhnologii v neftedobyche i neftepererabotke* [Wave Technologies in Oil Production and Oil Refining]. Kazan, KNITU Publ., 2012. 84 p. [in Russian].

5. Inyushin N.V. *Apparaty dlya magnitnoi obrabotki zhidkosti* [Apparatus for Magnetic Processing of Liquids]. Ufa, Reaktiv Publ., 2001. 147 p. [in Russian].

6. Sheikh-Ali A.D. Kombinirovannoe vozdeistvie magnitnogo polya i deemul'gatorov na protsess obezvozhvaniya nefiti [The Combined Effect of a Magnetic Field and Demulsifiers on the Process of Oil Dehydration]. *Podgotovka nefiti i gaza – Oil and Gas Preparation*, 2018, No. 1, pp. 76-80. [in Russian].

7. Verkhovyykh A.A., Vakhitova A.K., Elpidinskii A.A. Obzor rabot po vozdeistviyu ul'trazvuka na neftyanye sistemy [Overview of the Effects of Ultrasound on Oil Systems]. *Vestnik Kazanskogo tekhnologicheskogo universiteta – Herald of Kazan Technological University*, 2016, Vol. 19, No. 8, pp. 37-42. [in Russian].
8. Sakhabutdinov R.Z. Issledovanie protsessa obezvozhvaniya sverkhvyazkoi nefti pri ul'trazvukovom vozdeistvii [Study of Ultrasonic Dehydration Process for Heavy Oil]. *Neftyanoe khozyaistvo – Oil Industry*, 2013, No. 10, pp. 116-119. [in Russian].
9. Verkhovyykh A.A. Intensifikatsiya protsessa obezvozhvaniya nefti kompleksnym fizicheskim vozdeistviem [Intensification of the Oil Dehydration Process by a Complex Physical Effect]. *Vestnik Kazanskogo tekhnologicheskogo universiteta – Herald of Kazan Technological University*, 2015, Vol. 18, No. 17, pp. 58-59. [in Russian].
10. Mingxu Yi. Research on Crude Oil Demulsification Using the Combined Method of Ultrasound and Chemical Demulsifier. *Journal of Chemistry*, 2017, pp. 1-7. DOI: 10.1155/2017/9147926.
11. Takaeva M.A. Osobennosti obessolivaniya parafinistoi nefti. Chast' 2. Eksperimental'noe issledovanie vliyaniya volnovykh vozdeistvii i aktiviruyushchei dobavki na protsess obessolivaniya parafinistoi nefti [Features of Waxy Crude Desalination Part 1. Opportunities of Wave Action and Activating Additives in Crude Oil Desalination]. *Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedenii. Neft' i gaz – The Journal «Oil and Gas Studies»*, 2010, No. 1, pp. 84-86. [in Russian].
12. Veles P.R., Pivovarova N.A. *Magnitnyi tunnel'* [Magnetic Tunnel]. Patent RF, No. 2167824, 2001. [in Russian].

13. Pivovarova N.A., Grazhdantseva A.S., Vlasova G.V., Kolosov V.M., Sal'nikova T.V. Volnovye tekhnologii podgotovki uglevodorodnogo syr'ya k pervichnoi pererabotke [Wave Techniques In Hydrocarbons Treatment Upstream Initial Processing]. *Neft'. Gaz. Novatsii – Oil. Gaz. Novation*, 2018, No. 5, pp. 19-23. [in Russian].

Сведения об авторах

About the authors

Власова Галина Владимировна, канд. техн. наук, доцент, доцент кафедры «Химическая технология переработки нефти и газа», АГТУ, г. Астрахань, Российская Федерация

Galina V. Vlasova, Candidate of Engineering Sciences, Associate Professor, Assistant Professor of Chemical Technology of Oil and Gas Processing Department, Astrakhan State Technical University, Astrakhan, Russian Federation

e-mail: xtng_vlasova@mail.ru

Староверова Елена Владимировна, преподаватель Отделения «Нефтегазовое», АГТУ, г. Астрахань, Российская Федерация

Elena V. Staroverova, Lecturer of Oil and Gas Department, Astrakhan State Technical University, Astrakhan, Russian Federation

Пивоварова Надежда Анатольевна, д-р техн. наук, профессор, профессор кафедры «Химическая технология переработки нефти и газа», АГТУ, г. Астрахань, Российская Федерация

Nadezhda A. Pivovarova, Doctor of Engineering Sciences, Professor, Professor of Chemical Technology of Oil and Gas Processing Department, Astrakhan State Technical University, Astrakhan, Russian Federation

e-mail: nadpivov@live.ru