

EDN: DCDRSJ

УДК 543.054

Development of a Laboratory Method for Breaking a Stable Oil-Water Emulsion on the Example of High-Viscosity Naphthenic Oil from the Fields of the Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug

**Il'nar R. Nigametzianov^{*a, c}, Ella A. Vtorushina^{b, c},
Alina N. Nigametzianova^a and Valeria M. Muratova^{a, c}**

*^aResearch and Analytical Center for Rational Subsoil Use
named after V. I. Shpilman*

Khanty-Mansiysk, Russian Federation

^bTyumen Oil Research Center

Tyumen, Russian Federation

^cYugra State University

Khanty-Mansiysk, Russian Federation

Received 14.08.2023, received in revised form 16.02.2024, accepted 19.02.2024

Abstract. The article describes a technique developed by the authors for the destruction of a stable water-oil emulsion. In order to obtain dehydrated oil effective methods and optimal parameters (temperature, duration, demulsifier dosage) were selected, which are recommended for use when working with emulsions formed by naphthenic high-viscosity oils. The result of applying the technique is to obtain oil with a total water content of 0.5 %. The stability of this type of emulsions is due to the presence of high contents of natural emulsifiers, macromolecular compounds and naphthenic hydrocarbons in it.

Keywords: stable water-oil emulsion, demulsification, high-viscosity naphthenic oil.

Citation: Nigametzianov I. R., Vtorushina E. A., Nigametzianova A. N., Muratova V. M. Development of a laboratory method for breaking a stable oil-water emulsion on the example of high-viscosity naphthenic oil from the fields of the Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug. J. Sib. Fed. Univ. Chem., 2024, 17(1), 126–137. EDN: DCDRSJ



Разработка лабораторного способа разрушения устойчивой водонефтяной эмульсии на примере высоковязкой нефтяной нефти месторождений Ханты-Мансийского автономного округа

И. Р. Нигаметзянов^{а, в}, Э. А. Вторушина^{б, в},
А. Н. Нигаметзянова^а, В. М. Муратова^а,

^аНаучно-аналитический центр рационального недропользования
им. В. И. Шпильмана

Российская Федерация, Ханты-Мансийск

^бТюменский нефтяной научный центр

Российская Федерация, Тюмень

^вЮгорский государственный университет

Российская Федерация, Ханты-Мансийск

Аннотация. В статье представлена разработанная авторами методика для разрушения устойчивой водонефтяной эмульсии, заключающаяся в подборе эффективных способов и оптимальных параметров с целью получения обезвоженной нефти. В ходе эксперимента были подобраны оптимальные параметры для проведения деэмульсации: температура, продолжительность, дозировка деэмульгатора, которые рекомендуется применять при работе с эмульсиями, образованными нефтяными высоковязкими нефтями. Результатом применения методики является получение нефти с общим содержанием воды 0,5 %. Устойчивость данного типа эмульсий обуславливается наличием в ней высоких содержаний природных эмульгаторов и стабилизаторов: смол, асфальтенов и нефтяных углеводородов, а также высокомолекулярных соединений.

Ключевые слова: устойчивая водонефтяная эмульсия, деэмульсация, высоковязкая нефтяная нефть.

Цитирование: Нигаметзянов И. Р., Вторушина Э. А., Нигаметзянова А. Н., Муратова В. М. Разработка лабораторного способа разрушения устойчивой водонефтяной эмульсии на примере высоковязкой нефтяной нефти месторождений Ханты-Мансийского автономного округа. Журн. Сиб. федер. ун-та. Химия, 2024, 17(1). С. 126–137. EDN: DCDRSJ

Введение

В настоящее время запасы традиционной нефти близятся к своему истощению, что послужило толчком к использованию в нефтяной промышленности тяжелого углеводородного сырья, которое характеризуется высокими показателями плотности и вязкости [1,2]. В работе [3] было описано возможное использование высоковязкой нефти в качестве замены нефтям малой и средней вязкости. Однако разработка месторождений тяжелых высоковязких нефтей осложнена их склонностью к образованию устойчивых водонефтяных эмульсий, что затрудняет процессы добычи, транспортировки и переработки нефти. Водонефтяная эмульсия – это

соединение двух взаимно нерастворимых жидкостей, устойчивость которых обуславливается наличием в них природных эмульгаторов и стабилизаторов [4,5]. Природными эмульгаторами и стабилизаторами выступают смолы, асфальтены, асфальтогеновые, нафтеновые, жирные кислоты, соли этих кислот и др. Сложность разрушения эмульсий высоковязких нефтей обусловлена повышенным содержанием в их составе природных эмульгаторов, а также близкими значениями показателей плотности углеводородной и водной фаз, что приводит к трудностям подбора деэмульгаторов и условий для разрушения эмульсий [6]. Для нефтедобывающей промышленности образование водонефтяных эмульсий является актуальной проблемой, так как на большинстве крупных месторождений обводненность нефти может достигать 80 и более процентов [7,8].

Проведение лабораторных исследований нефтей, зачастую представленных водонефтяными эмульсиями, связано с некоторыми сложностями, поскольку наличие воды в нефти влияет на точность определения ее химического состава и физических характеристик, а также делает технически невозможным выполнение большинства видов исследований, необходимых для товарной характеристики нефти. Поэтому предварительное обезвоживание нефти перед проведением лабораторных исследований является обязательным этапом.

Разрушение водонефтяных эмульсий может достигаться с применением механических, химических (введение различных химических соединений) и физических (нагрев, отстаивание, фильтрация и т.д.) способов, а также сочетанием данных методов [9–11].

Результатом разрушения водонефтяной эмульсии является слияние капель воды и расслоение на две фазы: водную и нефтяную. На следующем этапе проводят анализ отделившейся нефтяной фазы, включающий получение данных о физико-химических характеристиках, определение фракционного, группового, элементного и молекулярного состава. На основе полученных результатов лабораторных исследований делается вывод о типе, качестве, товарных характеристиках нефти, а также выявляются причины устойчивости и стабилизации исследуемой эмульсии.

Таким образом, цель данной работы – разработка лабораторного способа разрушения устойчивых водонефтяных эмульсий, образованных высоковязкими нафтеновыми нефтями.

Экспериментальная часть

Объекты и методы исследования

Объектом исследования являлась эмульсия типа (вода/масло), образованная высоковязкой нафтеновой нефтью из меловых отложений Ван-Еганского месторождения, пласт ПК 20 (1), Ханты-Мансийского автономного округа. Образец представлен тягучей гомогенной жидкостью светло-коричневого цвета с содержанием воды 40 %, не поддающейся расслоению при продолжительном отстаивании.

Эксперименты по разрушению эмульсии проводили с использованием центрифуги Liston C 2203 (ООО «Листон», Россия), ультразвуковой ванны («Сапфир», Россия) и водяной бани LOIP LB-161 (АО «ЛОИП», Россия).

Исследование физико-химических характеристик (динамическую, кинематическую вязкость и плотность) определяли при помощи автоматического плотномера/вискозиметра Штабингера SVM 3001 (Anton Paar, Австрия) в соответствии с ГОСТ 33–2016 Приложение А. Опре-

деление содержания воды проводили методом Дина-Старка с использованием аппарата АКОВ в соответствии с ГОСТ 2477. Фракционный состав определяли в соответствии с ГОСТ 2177 метод Б на автоматическом анализаторе фракционного состава Diana 700 (Anton Paar, Австрия). Молекулярную массу определяли с использованием установки КРИОН-1 (ТЕРМЭКС, Россия) в соответствии с руководством по эксплуатации. Определение группового состава проводили методом колоночной жидкостно-адсорбционной хроматографии согласно ГОСТ 11851–85 Метод А, пункт 4.4. Анализ молекулярного состава выполняли с помощью хромато-масс-спектрометра Trace 1310/TSQ 8000EVO (Thermo Fisher Scientific, США).

Результаты и их обсуждение

1. Определение физико-химических параметров исходной эмульсии

В табл. 1 представлены результаты исследований физико-химических характеристик исходной эмульсии. Перед началом работы было определено процентное содержание воды в эмульсии. Отталкиваясь от полученного значения, был проведен количественный расчет объема водной фазы, который должен отделиться при полном разрушении эмульсии.

Таблица 1. Физико-химические характеристики исходного флюида

Table 1. Physicochemical characteristics of the original fluid

Показатель	Значение
Плотность, г/см ³	0,97682
Кинематическая вязкость, мм ² /с	2736,6
Динамическая вязкость, мПа*с	2673,2
Содержание воды, %	40,0

Еще одним важным этапом анализа являлось определение плотности и вязкости. Данные показатели необходимы для подбора оптимального способа разрушения эмульсии. Чем выше показатели плотности и вязкости исходной эмульсии, тем сложнее подобрать условия для ее разрушения [12].

Объектом исследования являлась эмульсия типа (вода/масло), которую отбирали в сосуды и подвергали различным методам разрушения, фиксируя объемы отделившихся нефтяных и водных фаз, и определением содержания воды в нефтяной фазе на каждом этапе по ГОСТ 2477–2014 [13]. Объем исходной эмульсии, затрачиваемый на один эксперимент, составлял 40 см³, расчетный объем водной фазы, который должен отделиться при полном разрушении эмульсии составляет 16 см³

2. Подбор способов разрушения

2.1. Применение физических способов

Отстаивание: разрушение эмульсии, основанное на гравитационном осаждении капель в специальных сосудах, проводилось в течение 24 и 48 ч.

Термическое воздействие в открытой системе: применение термического воздействия в открытой системе заключалось в термостатировании эмульсии на водяной бане при $t=100\text{ }^{\circ}\text{C}$ в течение 24 и 48 ч.

Термическое воздействие в закрытой системе: применение термического нагрева в закрытой системе заключалось в том, что анализируемую пробу эмульсии высоковязкой нефти помещали в металлический сосуд и герметично закрывали крышкой. Сосуд помещали в нагревательный кожух для достижения $t=100\text{ }^{\circ}\text{C}$. Минимально допустимый объем эмульсии для реализации данного способа 700 см^3 . Термостатирование проводилось в течение 24 и 48 ч.

Многократное центрифугирование: разрушение эмульсии с применением центрифуги проводилось при комнатной температуре при рабочем режиме 1800 об/мин в течение 60 мин, цикл повторяли 5 раз.

Ультразвуковое воздействие: разрушение эмульсии с применением ультразвуковой ванны заключалось в том, что исследуемую эмульсию отбирали в сосуды и подвергали ультразвуковому воздействию при рабочей частоте 35 кГц в течение 60 и 120 мин. Выбранная рабочая частота ультразвукового воздействия применялась для дальнейших экспериментов.

По результатам проведенных исследований было установлено, что ни один из использованных физических способов не привел к разрушению эмульсии, из чего был сделан вывод о неэффективности применения данных способов для эмульсий, образованных высоковязкими нефтяными нефтями.

2.2. Применение химических способов

Химический способ заключался в применении деструкторов и деэмульгатора.

Для достижения разрушения водонефтяной эмульсии, образованной высоковязкой нефтью, был использован деэмульгатор марки «Диссолювант 4411» (дозировка 200 мкл в 40 мл эмульсии). Отстаивание с деэмульгатором проводилось в течение 24 и 48 ч. Для дальнейших экспериментов была использована такая же дозировка деэмульгатора.

Выбор деэмульгатора проводился с учетом следующих характеристик: однородность и нефтерастворимость, легкодоступность и рентабельность, отсутствие влияния на химический состав нефти, соответствие температуре застывания климатических условий нефтяного региона.

Применение деструкторов при комнатной температуре, которыми выступали лимонная и концентрированная соляная кислоты (дозировка 1 г в 40 мл эмульсии), а также деэмульгатора также не привело к разделению водной и нефтяной фаз, что показало неэффективность их использования для разрушения водонефтяной эмульсии, образованной высоковязкой нефтью.

Поскольку применение физических и химических способов по отдельности не привело к положительным результатам, на следующем этапе были опробованы физико-химические способы.

2.3. Применение физико-химических способов

Термическое воздействие в сочетании с деэмульгатором «Диссолювант 4411» в открытой системе: данный способ разрушения заключался в добавлении деэмульгатора «Диссолювант 4411» в водонефтяную эмульсию и термостатировании при $t=100\text{ }^{\circ}\text{C}$. Расслоение на водную

и нефтяную фазы происходило в течение 120 мин. Объем воды, отделенной от эмульсии, составил 10 см³, остаточное содержание воды в нефтяной фазе составило 20 %, что говорит о частичном разрушении эмульсии. Дальнейшее термостатирование и введение большего количества деэмульгатора дополнительных результатов не принесло.

Термическое воздействие в сочетании с деэмульгатором «Диссолювант 4411» в закрытой системе: для деэмульсации водонефтяной эмульсии высоковязкой нефти применялся способ термического разрушения в закрытой системе с добавлением деэмульгатора «Диссолювант 4411». Общее время термостатирования составило 120 мин. По истечении данного времени было зафиксировано расслоение эмульсии на водную и нефтяную фазы. Объем воды, отделенной от эмульсии, составил 175 см³. Остаточное содержание воды в отделенной нефтяной фазе составило 20 %, что говорит о частичном разрушении эмульсии. Дальнейшее термостатирование и введение большего количества деэмульгатора дополнительных результатов не принесло.

Многократное центрифугирование в сочетании с деэмульгатором «Диссолювант 4411»: разрушение эмульсии проводилось с применением многократного центрифугирования при комнатной температуре в комплексе с деэмульгатором «Диссолювант 4411» в рабочем режиме 1800 об/мин в течение 60 мин. Цикл повторяли 5 раз. Применение данного физико-химического способа результатов не принесло.

Ультразвуковое воздействие в сочетании с деэмульгатором «Диссолювант 4411»: данный способ основывался на использовании ультразвукового воздействия с введением деэмульгатора «Диссолювант 4411». Ультразвуковое воздействие продолжалось в течение 120 мин при $t=70$ °С. По истечении данного времени наблюдалось расслоение эмульсии. Объем отделенной воды составил 7 см³, остаточное содержание воды в нефтяной фазе составило 27,5 %, что говорит о частичном разрушении эмульсии. Дальнейшее ультразвуковое воздействие и добавление большего объема деэмульгатора к улучшению результата не привело.

3. Оптимальные параметры для проведения разрушения

Температура

Одной из причин выбора температуры термостатирования пробы, равной 100 °С, при использовании термического воздействия с деэмульгатором являлся тот факт, что в эмульсии, образованной высоковязкой нефтью, отсутствовали низкокипящие фракции. Еще одной причиной являлась высокая обводненность, то есть содержание большого количества воды, закипание которой происходило при достижении 100 °С. Дальнейшее увеличение температуры нецелесообразно.

Постоянное термостатирование образца эмульсии при ультразвуковом воздействии также положительно сказывается на результатах разрушения.

Продолжительность

Затрачиваемое время, при котором происходило частичное разрушение эмульсии с использованием термического и ультразвукового воздействия, составило 120 минут. Сокращение времени термического и ультразвукового воздействия уменьшает объем отделившейся водной фазы. Увеличение продолжительности термического и ультразвукового воздействия до 300 минут не приводит к отделению большего объема водной фазы.

Оптимальная концентрация деэмульгатора

Оптимальный объем деэмульгатора подбирался следующим образом: анализируемую эмульсию объемом 40 см³ отбирали в отдельные пробирки и приливали деэмульгатор «Дис-сольвант 4411» в дозировках 0, 1250, 2500, 2800, 5000, 10000 г/т. Затем исследуемые образцы подвергали разрушению способом термического воздействия в присутствии деэмульгатора. В ходе испытаний была подобрана оптимальная дозировка 5000 г/т. На рис. 1 показан график зависимости объема отделившейся воды от концентрации деэмульгатора.

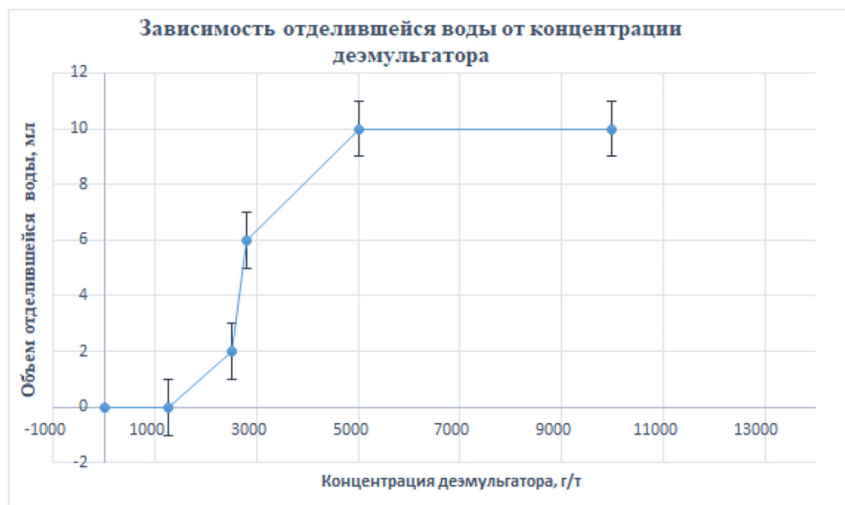


Рис. 1. График зависимости объема отделившейся воды от концентрации деэмульгатора

Fig. 1. Graph of the dependence of the volume of separated water on the concentration of the demulsifier

Предварительный нагрев исходной эмульсии

В связи с тем, что водонефтяная эмульсия образована высоковязкой нефтью, необходим предварительный нагрев исследуемого образца для уменьшения плотности и вязкости, что приводит к увеличению кинетической энергии капель воды, способствуя их ускоренной коалесценции. В случае несоблюдения данного условия процесс разрушения исследуемой эмульсии не принесет положительных результатов.

Из данных, представленных в табл. 2, видно, что результаты, полученные способом термического воздействия в открытой и закрытой системах, сопоставимы. Однако физико-химический способ, основывающийся на термическом воздействии в закрытой системе, оказался более трудоемким. Это объясняется сложностью эксплуатации самой установки, а также большими объемами затрачиваемой эмульсии для реализации данного способа. Остаточное содержание воды в нефтяной фазе (табл. 2) при применении каждого из способов указывает на неполное разрушение водонефтяной эмульсии. В связи с этим на следующем этапе была проведена дальнейшая комбинация эффективных способов разрушения для получения положительного результата.

Таблица 2. Результаты разрушения эмульсии

Table 2. The results of the emulsion destruction

Определяемые показатели	Способ разрушения		
	Термическое воздействие в открытой системе	Ультразвуковое воздействие	Термическое воздействие в закрытой системе
$V_{\text{эмульсии}}, \text{ см}^3$	40	40	700
Содержание воды, %	40	40	40
$V_{\text{отделившейся воды}}, \text{ см}^3$	10	7	175
$V_{\text{отделившейся нефти}}, \text{ см}^3$	30	33	525
Остаточное содержание воды, %	20	27.5	20

4. Лабораторная методика разрушения эмульсии высоковязкой нефтяной нефти

Исходя из полученных результатов, была разработана лабораторная многоступенчатая методика разрушения эмульсии, образованной нефтяной высоковязкой нефтью, включающая комбинацию апробированных способов и оптимальных условий, подобранных в ходе выполнения эксперимента.

Обязательным этапом для эффективного процесса разрушения водонефтяной эмульсии является предварительный нагрев исходной эмульсии, а также деэмульгатора. В открытый сосуд объемом 50 см^3 помещали анализируемый образец водонефтяной эмульсии, термостатировали на водяной бане при $t=100 \text{ }^\circ\text{C}$ в течение 30 мин, затем вводили деэмульгатор «Диссолювант 4411» в дозировке 5000 г/т. Далее эмульсию подвергали термическому нагреву в течение 60 мин на водяной бане при $t=100 \text{ }^\circ\text{C}$. По истечении времени сосуд помещали на 30 мин в предварительно разогретую до $t=70 \text{ }^\circ\text{C}$ ультразвуковую ванну. На данном этапе наблюдалось разделение водной и нефтяной фазы. Остаточное содержание воды в нефтяной фазе составило 6,4 %, что для дальнейших исследований физико-химических характеристик и молекулярного состава отделенной нефти недостаточно (рекомендуемое значение – менее 1 %). Для более тщательного обезвоживания используются реагенты-осушители различного состава.

Полученную нефтяную фазу с содержанием воды 6,4 % пропустили через колонку с осушающим реагентом б/в CaCl_2 , заполненным на 1/3 от объема колонки. В течение 8 ч через колонку прошло 300 см^3 высоковязкой нефти. Содержание воды в полученной нефтяной фазе составило 0,5 %. Было установлено, что дополнительное термостатирование колонки ускоряет процесс в 2 раза. Термостатирование происходило с использованием потока горячего воздуха, проходящего через колонку. Дальнейшие исследования по разработке устройства для более равномерного термостатирования могут ускорить процесс прохождения нефти через колонку в несколько раз.

Разработанная лабораторная методика разрушения эмульсии привела к ее полному разрушению. Микрофотографии, полученные при помощи поляризационного микроскопа Olympus с цифровой фотокамерой SIMAGIS XS-6CU, представленные на рис. 2, показывают, что предложенная методика разрушения эмульсии практически полностью обезвоживает исследуемую нефть. Остаточное содержание воды, которое можно обнаружить на микроскопических сним-

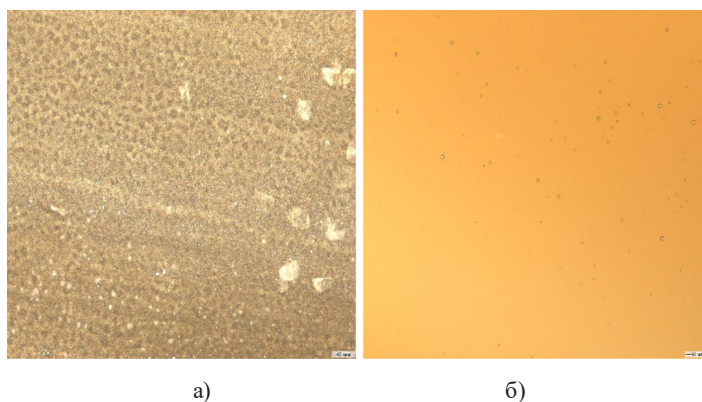


Рис. 2. Микрофотографии исходной эмульсии (а) и нефти, полученной после разрушения эмульсии и обезвоживания посредством пропускания через колонку с CaCl_2 (б). Увеличение $200\times$

Fig. 2. Micrographs of the original emulsion (a) oil received after emulsion destruction and passing through a column with CaCl_2 (b). Magnification $200\times$

ках, соответствует 0,5 % по данным количественного определения содержания воды методом Дина-Старка.

Предложенная лабораторная методика, комбинирующая несколько физико-химических способов разрушения водонефтяных эмульсий (термостатирование, воздействие деэмульгатором, ультразвуком и осушителем), показала лучшие результаты в сопоставлении с результатами применения наиболее популярного способа разрушения водонефтяных эмульсий – введение деэмульгатора (удалось не только отделить нефтяной слой от исходного продукта, но и полностью его обезвожить). Основным недостатком данной методики является ее времязатратность, обусловленная длительностью процедуры фильтрации отделенной нефтяной фазы через колонку с б/в CaCl_2 . Дальнейшие исследования в данной области позволят подобрать оптимальный осушитель и сократить время выполнения данного этапа.

Полученная в результате проведенных экспериментов нефть с содержанием воды 0,5 % может быть использована для проведения дальнейших лабораторных исследований.

5. Определение основных физико-химических параметров, фракционного, группового и молекулярного состава обезвоженной нефти

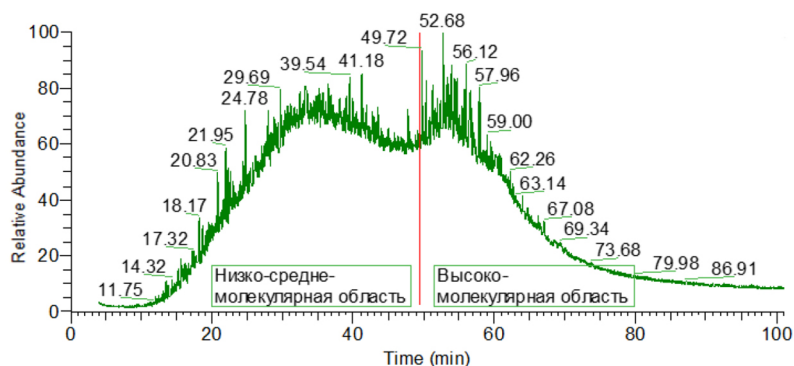
Результаты лабораторных исследований обезвоженной нефти приведены в табл. 3.

По полученным результатам (табл. 3) можно сделать вывод, что устойчивость исследуемой водонефтяной эмульсии связана с наличием высоких содержаний смолисто-асфальтеновых веществ в составе отделенной нефти. Кроме того, на устойчивость эмульсии влияет фракционный состав отделенной нефти, в котором преобладают (48,5 %) фракции, кипящие свыше $500\text{ }^\circ\text{C}$, а также групповой состав с преобладанием ароматических углеводородов (43,7 %) и высоким содержанием нафтеновых углеводородов (24,8 %). Таким образом, высокое содержание в исследуемой нефти высокомолекулярных соединений обуславливает повышенные показатели плотности и вязкости, что усложняет разрушение бронирующих оболочек водонефтяных эмульсий при процессе разрушения.

Таблица 3. Характеристики нефти после обезвоживания

Table 3. Oil characteristics after dehydration

Показатель	Значение
Начальная температура кипения нефти, °С	184
<i>Физико-химические параметры</i>	
Плотность, г/см ³	0,95583
Кинематическая вязкость, мм ² /с	2033
Динамическая вязкость, мПа*с	1942,88
Содержание воды, %	0,5
Молекулярная масса, г/моль	424
<i>Фракционный состав, %</i>	
Бензиновая фракция (до 200 °С)	0,5
Керосиновая фракция (200–300 °С)	9,0
Масляная и газойлевая фракция (300–500 °С)	42,0
Остаток (свыше 500 °С)	48,5
<i>Групповой состав, %</i>	
Парафины	< 0,1
Нафтены	24,8
Ароматические углеводороды	43,7
Смолы	20,4
Асфальтены	1,5

Рис. 3. Масс-хроматограмма (режим ТИС) насыщенной фракции нефти по полному ионному току (m/z 45–550)Fig. 3. Mass chromatogram (TIC mode) of saturated oil fraction by total ion current (m/z 45–550)

По данным хромато-масс-спектрометрии (рис. 3) профиль исследуемого образца нефти представлен плохо разрешенным нафтеновым «горбом», на котором отсутствуют нормальные и изопреноидные алканы. Согласно типизации А. А. Петрова [14] данная нефть относится к типу Б¹ (нафтенового или нафтено-ароматического основания). Высокое содержание нафтеновых соединений приводит к увеличению устойчивости эмульсии, так как нафтеновые со-

единения при добыче нефти из скважины под действием высокого давления и температуры склонны к процессам окисления с образованием нафтеновых кислот. Нафтеновые кислоты и их соли, в свою очередь, являются природными эмульгаторами, которые в совокупности с высокомолекулярными соединениями (в частности, смолами и асфальтенами) обуславливают высокую устойчивость данной эмульсии [15].

Заключение

В ходе проведенных исследований была разработана лабораторная методика разрушения эмульсии высоковязкой нафтеновой нефти, включающая подбор оптимальных параметров (температура, продолжительность, концентрация деэмульгатора), при которых достигается полное разрушение эмульсии высоковязкой нафтеновой нефти с получением обезвоженной нефти (с содержанием воды 0,5 %). Предложенная методика в сравнении с другими отличается тем, что может быть реализована в любой испытательной химико-аналитической лаборатории с применением стандартного лабораторного оборудования.

Список литературы / References

- [1] Муслимов Р.Х., Романов Г.В., Каюкова Г.П., Юсупова Т.Н., Петров С.М. Перспективы тяжелых нефтей. *ЭКО 2012*. Т. 1(451), С. 35–40 [Muslimov R. H., Romanov G. V., Kaiukova G. P., Iusupova T. N., Petrov S. M. *Prospects of heavy oil. ECO 2012*. Vol. 1 (451), P. 35–40. (In Rus.)]
- [2] Цыганов Д.Г., Башкирцева Н. Ю. Исследование формирования водонефтяных эмульсий Каменного и Ем-Еганского нефтяных месторождений Ханты-Мансийского автономного округа *Вестник Казанского технологического университета*. 2014. Т. 17 (6), С. 242–246 [Tsyganov D. G., Bashkirtseva Y. Iu. Study of the formation of water-oil emulsions in the Kamenny and Em-Egan oil fields of the Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug *Bulletin of the Kazan Technological University* 2014. Т. 17(6), P. 242–246. (In Rus.)]
- [3] Петров С. М., Халикова Д. А., Абдельсалам Я. И., Закиева Р. Р., Каюкова Г. П., Башкирцева Н. Ю. Потенциал высоковязкой нефти Ашальчинского месторождения как сырья для нефтепереработки. *Вестник Казанского технологического университета* 2013. № 18, С. 261–265 [Petrov S. M., Khalikova D. A., Abdel'salam Ya. I., Zakieva R. R., Kaiukova G. P., Bashkirtseva N. Y. The potential of high-viscosity oil from the Ashalchinsky field as a raw material for oil refining. *Bulletin of Kazan Technological University* 2013. 18, P. 261–265. (In Rus.)]
- [4] Очиллов А. А., Ашуров Б.Ш. Деэмульгирования высоковязких тяжелых нефтей и способы их решения. *Science and Education* 2022. Т. 3(4), С. 510–515 [Ochilov A. A., Ashurov B. S. Demulsification of high-viscosity heavy oils and methods of their solution. *Science and Education* 2022. Vol. 3 (4), P. 510–515]
- [5] Романова Ю.Н., Мусина Н.С., Марютина Т.А., Юртов Е.В. Исследование влияния импульсного магнитного поля на разрушение водонефтяных эмульсий. *Успехи химии и химической технологии* 2019. Т. 33(10), С. 44–46 [Romanova Yu.N., Mysina N. S., Mariutina T. A., Iurtov E. V. Study of the influence of a pulsed magnetic field on the destruction of water-oil emulsions. *Advances in chemistry and chemical technology* 2019. Vol.33 (10), P. 44–46. (In Rus.)]
- [6] Хрисониди В. А., Пиндюрина А. А., Рахамова С.Р. Технологии разрушения эмульсий в системе подготовки нефти. *The Scientific Heritage*. 2021. Т. 71–1, С. 14–17. [Hrisonidi V. A.,

Pendiurina A. A., Rakhimova S. R. Technologies of emulsion destruction in the oil treatment system. *The Scientific Heritage*. 2021. Vol. 71–1, P. 14–17. (In Rus.)]

[7] Бадикова А. Д., Изилиянова Д. Л., Мухамадеев Р. У. Особенности разделения водонефтяных эмульсий с использованием химических реагентов. *Universum: технические науки* 2019. Т. 12–2 (69), С. 71–75 [Badikova A. D., Izilanova D. L., Mukhamadiev R. U. Features of separation of oil-water emulsions using chemical reagents. *Universum: technical sciences* 2019. Vol. 12–2 (69), P. 71–75. (In Rus.)]

[8] Сармузина Р. Г., Карабалин У. С., Акчулаков Б. У., Бойко Г. И., Любченко Н. П., Панова Е. С. Композиционные реагенты для разрушения сложных водонефтяных эмульсий месторождений Западного Казахстана. *Нефтегазохимия* 2016. № 4, С. 45–49. [Sarmizina R. G., Karabalin U. S. Akchulakov B. U., Boiko G. I., Liubchenko N. P., Panova E. S. Composite reagents for the destruction of complex oil-water emulsions in the fields of Western Kazakhstan. *Neftegazokhimiya* 2016. 4, P. 45–49. (In Rus.)]

[9] Хрисониди В. А., Струева В. А. Современные методы разрушения водонефтяных эмульсий. *The scientific heritage*. 2020. Т. 50–3, С. 38–41. [Hrisonidi V. A., Struyeva V. A. Modern methods of destruction of oil-water emulsions. *The scientific heritage* 2020. Vol 50–3, P. 38–41. (In Rus.)]

[10] Фаррахов И. Р. Совершенствование процесса деэмульгирования на узле по подготовке сырой нефти. *Международный журнал гуманитарных и естественных наук* 2022. Т. 11–1 (74), С. 99–103 [Farrakhov I. R. Improving the demulsification process at the crude oil preparation unit. *International Journal of Humanities and Natural Sciences* 2022. Vol. 11–1 (74), P. 99–103. (In Rus.)]

[11] Хрисодини В. А., Пиндюрина А. А., Рахамова С. Р. Технологии разрушения эмульсии в системе подготовки нефти. *The scientific heritage* 2021. Т. 71–1, С. 14–17. [Khrisodini V. A., Pindiurina A. A., Rakhimova S. R. Technologies for breaking emulsions in oil treatment systems. *The scientific heritage* 2021. Vol. 71–1, P. 14–17. (In Rus.)]

[12] Леонтьева А. И., Балабаева Н. Н., Брянкин К. В. Формирование структуры водонефтяных эмульсий. *Вестник ТГТУ* 2017. № 4, С. 635–640 [Leontieva A. I., Balabaeva N. N., Bryankin K. V. Formation of the structure of water-oil emulsions. *Bulletin of TSTU*. 2017. 4, P. 635–640 (In Rus.)]

[13] ГОСТ 2477–2014. Межгосударственный стандарт. Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды. М.: Стандартинформ, 2018. [GOST 2477–2014. Interstate standard. Oil and petroleum products. Method for determining the water content. Moscow: Standartinform, 2018]

[14] Петров А. А. Углеводороды нефти. М.: Наука. 1984. 264 с. [Petrov A. A. Hydrocarbons of oil. Moscow, Nauka, 1984. 264 p. (In Rus.)]

[15] Исмоилов М. Ю., Имомова М. Ё., Абдуганиев Ё. Г. Исследование и применение нанотехнологических кислот. *International scientific journal of Biruni* 2022. № 2, С. 53–59. [Ismailov, M. Yu., Imomova, M. E., Abduganiev, E. G. Research and application of nanotechnology in the. *International Scientific Journal Biruni*. 2022. 2, P. 53–59. (In Rus.)]