

Физико-химические свойства нефтяных эмульсий месторождений Северо-Западный Коныс и Жанаозен

Адильбекова А.О.*, Омарова К.И.,
Қарайтова М.

Казахский национальный университет
им. аль-Фараби, г. Алматы, Казахстан
*E-mail: Akbota.Adilbekova@kaznu.kz

Изучены физико-химические свойства нефтяных эмульсий двух различных месторождений Казахстана Северо-Западный Коныс и Жанаозен, относящихся по плотности к легким и тяжелым нефтям, соответственно. Определены качественный и количественный составы основных стабилизирующих компонентов нефтяных эмульсий (смола, асфальтенов и высокомолекулярных парафинов). Показаны степени дисперсности нефтяных эмульсий методом оптической микроскопии. Установлено, что по величине дисперсности данные пробы относятся к мелкодисперсным нефтяным эмульсиям, по склонности образовывать эмульсии – к низкостабильным (Коныс) и высокостабильным (Жанаозен) нефтяным эмульсиям. Обнаружено, что для легкой нефти месторождения Коныс ($\rho = 833 \text{ кг/м}^3$ при 20°C) содержание парафинов равно 11,5%, содержание смол – 0,69%, содержание асфальтенов – 0,19%. Такие же определения были проведены для тяжелой нефти (943 кг/м^3 при 20°C) месторождения Жанаозен: содержание парафинов превышает 30%, содержание смол равно 1,5%; содержание асфальтенов – 0,6%. Установлено, что образец нефти месторождения Жанаозен содержит 33% воды, хлористых солей – 154,8 мг/л, механических примесей – 5,22%, а в образцах нефти месторождения Северо-Западный Коныс содержание воды составляет 7,5%, содержание хлористых солей – 18 мг/л, механических примесей – 0,002%.

Ключевые слова: физико-химические свойства нефтяных эмульсий; стабилизирующие компоненты; хлористые соли; механические примеси; мелкодисперсные эмульсии; стабильность эмульсий.

Physical chemical characteristics of oil emulsions of North-West Konys and Zhanaozen oilfields

Adilbekova A.O.*, Omarova K.I.,
Karaitova M.

Al-Farabi Kazakh National University,
Almaty, Kazakhstan
*E-mail: Akbota.Adilbekova@kaznu.kz

Physical chemical properties of oil emulsions of two different oilfields of Kazakhstan - North-West Konys and Zhanaozen by their densities related to light and heavy oils, respectively, were studied. Qualitative and quantitative compositions of main stabilizing components of oil emulsions (resins, asphaltenes and high molecular paraffins) were determined. The dispersion degree of oil emulsions was determined using optical microscopy. It was found that samples relate to fine dispersed oil emulsions by dispersion, and to poorly stable (Konys) and highly stable (Zhanaozen) oil emulsions by ability to form emulsions. Light oil of Konys oilfield ($\rho = 833 \text{ kg/m}^3$ at 20°C) contains 11.5% of paraffins, 0.69% resins, 0.19% asphaltenes. The same measurements were carried out for heavy oil of Zhanaozen (943 kg/m^3 at 20°C) where paraffin content exceeded 30%, amount of resins was 1.5% and asphaltenes – 0.6%. The sample of Zhanaozen oilfield contains 33% of water, 154.8 mg/L chlorides, 5.22% mechanical impurities, and for oilfield samples of North-West Konys the water content was 7.5%, the content of chloride salts – 18 mg/L, and 0.002% of mechanical impurities.

Keywords: physical chemical properties of oil emulsions; stabilizing components; chlorides; mechanical impurities; fine dispersed emulsions; emulsions stability.

Солтүстік-Батыс Қоныс және Жаңаөзен кен орындары мұнай эмульсияларының физико-химиялық қасиеттері

Адильбекова А.О.*, Омарова К.И.,
Қарайтова М.

Әл-Фараби атындағы Қазақ ұлттық
университеті, Алматы қ., Қазақстан
*E-mail: Akbota.Adilbekova@kaznu.kz

Тығыздығы бойынша жеңіл және ауыр мұнайларға жататын Солтүстік-Батыс Қоныс және Жаңаөзен кен орындары мұнайларының физико-химиялық қасиеттері зерттелді. Мұнай эмульсияларының тұрақтандырғыш компоненттерінің (шайырлар, асфальтендер және жоғары молекулалық парафиндер) сапалық және сандық құрамы анықталды. Оптикалық микроскопия әдісі арқылы мұнай эмульсияларының дисперстілік дәрежесі көрсетілді. Дисперстілік дәрежесі бойынша мұнай үлгілері ұсақ дисперсті мұнай эмульсияларына, ал эмульсия түзу қабілеті бойынша тұрақтылығы төмен (Қоныс) және тұрақтылығы жоғары (Жаңаөзен) мұнай эмульсияларына жататыны анықталды. Қоныс кен орнының жеңіл мұнайындағы (20°C -ғы $\rho = 833 \text{ кг/м}^3$) парафиндердің мөлшері 11,5% шайырлар – 0,69%, асфальтендер мөлшері – 0,19% тең. Жаңаөзен мұнайы (20°C -ғы $\rho = 943 \text{ кг/м}^3$) үшін де осындай зерттеулер нәтижелері бойынша парафиндердің мөлшері 30% артады, шайырлар мөлшері 1,5%; асфальтендер 0,6% құрайды. Жаңаөзен кен орнының мұнайы құрамында 33% су, хлор тұздары – 154,8 мг/л, механикалық қоспалар 5,22% бар екені анықталды. Ал Солтүстік-Батыс Қоныс кен орнының мұнайында судың мөлшері 7,5%, хлорлы тұздардың – 18 мг/л, механикалық қоспалардың – 0,002% тең.

Түйін сөздер: мұнай эмульсияларының физико-химиялық қасиеттері; тұрақтандырғыш компоненттер; хлорлы тұздар; механикалық қоспалар; ұсақ дисперсті эмульсиялар; эмульсиялардың тұрақтылығы.



Физико-химические свойства нефтяных эмульсий месторождений Северо-Западный Коньс и Жанаозен

Адилбекова А.О.*, Омарова К.И., Карайтова М.

Казахский национальный университет им. аль-Фараби, г. Алматы, Казахстан

*E-mail: Akbota.Adilbekova@kaznu.kz

1. Введение

Обводнение сырой нефти различных месторождений вызывает серьезные осложнения при добыче, подготовке, транспорте и переработке нефти, так как водонефтяные эмульсии обладают высокой вязкостью и устойчивостью к разрушению [1]. Образование эмульсии начинается при движении нефти к устью скважины и продолжается при дальнейшем движении по промысловым коммуникациям, т.е. эмульсии образуются там, где происходит непрерывное перемешивание нефти с водой. Содержание воды в нефти приводит к удорожанию ее транспортировки и переработки [2].

Наибольшая доля энергозатрат в системе подготовки нефти связана с необходимостью разрушения стабильных эмульсий, которые вызывают коррозию и абразивный износ оборудования. Поэтому проблема обезвоживания нефтяных эмульсий является актуальной задачей для нефтедобывающей и нефтеперерабатывающей отраслей. Для эффективного разрушения водонефтяных эмульсий необходимо понимать природу стабилизации высокоустойчивых эмульсий различных месторождений [3].

Природными эмульгаторами нефтяных эмульсий могут быть низко- и высокомолекулярные компоненты нефти с достаточной поверхностной активностью (соли щелочноземельных нафтеновых кислот, карбоновые кислоты, асфальтены, смолы, высокомолекулярные парафины), а также твердые эмульгаторы, образуемые высокодисперсными частицами пород и микрокристаллами парафинов [4-7]. В природных условиях эмульгаторы всех групп часто встречаются одновременно в различных соотношениях в зависимости от содержания смол и нафтеновых кислот в нефти. Асфальтены, находясь в сырой нефти в коллоидно-дисперсном состоянии, концентрируются на поверхности раздела фаз и обра-

зуют защитную пленку. Этот процесс является необратимым. Поэтому эмульсионные свойства нефтей зависят от количественного содержания асфальтенов. Нефти, подвергнутые деасфальтизации, не способны к образованию стойких эмульсий [5].

Главным фактором, определяющим состояние асфальтенов в нефти, является углеводородный состав нефти, т.е. наличие смол и парафинов, которые также являются стабилизаторами нефтяной эмульсии. Парафиновые стабилизаторы придают защитным оболочкам на каплях эмульгированной воды высокую прочность. Асфальто-смолистый компонент – необходимая часть защитной оболочки, обеспечивающая прочные контакты частиц парафинового компонента, как между собой, так и с водной поверхностью капель. Прочность структурно-механического слоя со временем увеличивается из-за концентрирования высокомолекулярных стабилизаторов, т.е. происходит так называемое «старение» нефти [2, 8].

Процесс разрушения нефтяных эмульсий с применением деэмульгаторов является физико-химическим и зависит от компонентного состава и свойств защитных оболочек природных стабилизаторов обрабатываемых нефтяных эмульсий. Присутствие механических примесей в водонефтяных эмульсиях также увеличивает их устойчивость и требует применения для деэмульгирования больших количеств деэмульгаторов. На развитой поверхности частиц твердой фазы происходит адсорбционное поглощение молекул деэмульгатора, следствием чего является увеличение его удельного расхода, необходимого для расслоения нефти [3, 8].

Целью данной работы является изучение качественного и количественного состава основных стабилизирующих компонентов нефтяных эмульсий (смол, асфальтенов и парафинов) двух месторождений нефти РК Северо-Западный

Коньсы и Жанаозен. В настоящее время физико-химические свойства и устойчивость нефтяных эмульсий месторождений РК описаны в литературе недостаточно [9-11]. Физико-химические свойства нефтяных эмульсий месторождений Коньсы и Жанаозен ранее не были изучены с точки зрения природы и количества стабилизирующих компонентов в сырой нефти. Поэтому выбор эффективных деэмульгаторов на месторождениях проводится в основном методом подбора без соответствующего теоретического обоснования, основанном на знании механизмов устойчивости и разрушения водонефтяных эмульсий. Для изучения были выбраны именно пробы данных месторождений, так как они представляют собой образцы легкой и тяжелой нефти.

Для подготовки нефти к переработке необходимо также знать степень обводненности нефти, поэтому было исследовано содержание воды, растворенных в ней хлористых солей, минеральных примесей для нефтей данных месторождений и соответствие их содержания СТ РК 1347-2005 [12].

2. Эксперимент

В качестве объектов исследования были изучены нефти месторождения Северо-Западный Коньсы Кызылординской области ($\rho = 833 \text{ кг/м}^3$ при 20°C) и месторождения Жанаозен (943 кг/м^3 при 20°C). Образцы нефти для исследования были предоставлены сотрудниками лабораторий месторождения Коньсы и сотрудниками АО КИНГ («Казахстанский институт нефти и газа»).

Метод определения содержания воды в нефти. Определение содержания воды в нефти проводили методом Дина-Старка по ГОСТ 1314-2004. Этот метод основан на азеотропной перегонке пробы нефти или нефтепродукта с растворителями. Рассчитывали объемную долю воды, %, в нефти.

Метод определения содержания хлористых солей в нефти. Определение содержания хлористых солей проводили по ГОСТ 21534. Сущность метода заключается в извлечении хлористых солей из нефти водой и индикаторном титровании водной вытяжки при помощи $\text{Hg}(\text{NO}_3)_2$. К водному экстракту из нефти приливали 0,2 моль/л раствора HNO_3 до pH 4 и 10 капель дифенилкарбазида и титровали до появления слабого розового окрашивания, не исчезающего в течение 1 мин.

Метод определения содержания механических примесей в нефти. Массовое содержание механических примесей определили по ГОСТ 6370, ISO 3735. Навеску испытуемой обезвоженной нефти растворяли в бензине. Раствор фильтровали через сухой бумажный фильтр, который был высушен и взвешен. По привесу фильтра находили количество механических примесей [12].

Оптический метод определения дисперсности нефтяной эмульсии. Дисперсность водных капель была определена при помощи оптического микроскопа. Каплю нефти помещали на стеклянную пластину и распределяли

на ее поверхности. Изображения были получены с помощью микроскопа «Leica DM6000M» в Национальной нанотехнологической лаборатории КазНУ им. аль-Фараби.

Определение содержания асфальтенов и смол в составе нефти было проведено согласно ГОСТ 11858-66, ASTM D 6560. Метод заключался в выделении асфальтенов n-гептаном или петролевым эфиром из нефти и последующем отделении их фильтрацией. Смолы, растворенные в фильтрате, адсорбировались на силикагеле и затем адсорбировались спирто-толуольной смесью.

Определение содержания парафинов в нефти было проведено согласно ГОСТ11851-85. Метод заключался в предварительном удалении асфальто-смолистых веществ из нефти и последующем выделении парафинов смесью ацетона и толуола при температуре -20°C . Определение содержания парафинов, асфальто-смолистых веществ в составе нефти было проведено в испытательной лаборатории ТОО «Ойлсерт Интернешнл».

ИК-спектроскопический анализ нефти. ИК-спектроскопический анализ образцов нефти был проведен на Фурье ИК-спектрометре «Spectrum - 65» (PerkinElmer) в области $4000 - 450 \text{ см}^{-1}$.

Газохроматографический анализ состава нефти. Исследуемые образцы нефти, предварительно обезвоженной методом азеотропной перегонки, анализировали на газовом хроматографе с масс-спектрометрическим детектором 7890A/5975C (Agilent, США), оснащенном автосамплером Combi-PAL (CTC Analytics, Швейцария) в лаборатории ЦФХМА КазНУ им. аль-Фараби. Растворенные в хлороформе образцы объемом 0,2 мкл вводили в испаритель - устройство для ввода проб газового хроматографа, нагретый до 280°C с делением потока 100:1. Хроматографировали в режиме постоянной скорости гелия (чистота 99,995 %, Оренбург-Техгаз, Россия), составляющей 1 мл/мин, на колонке DB-5MS длиной 60 м, внутренним диаметром 0,25 мм и толщиной пленки 0,25 мкм. Температуру программировали от 50°C (выдержка 1 мин) до 310°C (выдержка 30 мин) со скоростью нагрева $10^\circ\text{C}/\text{мин}$. Время анализа 57 мин. Масс-спектрометрическое детектирование проводили в режиме регистрации ионного тока в интервале массовых чисел 34-400. Температуры интерфейса, источника ионов и квадруполя составляли 310 , 230 и 150°C , соответственно. Регистрацию и обработку данных проводили с использованием программного обеспечения Agilent MSD ChemStation ver. E.02.02 SP1. Идентификацию пиков проводили с использованием библиотеки NIST'08.

Все измерения были повторены три раза для каждого образца нефти.

3. Результаты и обсуждения

Устойчивость нефтяных эмульсий различных месторождений сильно отличается и определяется качественным и количественным составом стабилизирующих компонентов, которые образуют на

границе раздела вода – нефть развитый адсорбционный слой ПАВ с высокой структурной вязкостью. Эффективными стабилизаторами являются природные компоненты нефти – маслорастворимые высокомолекулярные ПАВ – смолы, асфальтены, парафины. Соотношение стабилизирующих компонентов значительно меняется при изменении степени обводненности нефтяных эмульсий даже одно и того же месторождения. Устойчивость эмульсий определяется взаимодействием между асфальтенами и смолами и их количественным соотношением [13].

Нефти, добываемые в Казахстане, варьируются от легких до тяжелых. Запасы тяжелых нефтей значительно превышают запасы легких и маловязких нефтей [14]. Тяжелые нефти характеризуются высокой плотностью, высоким содержанием асфальтенов, смол и образуют высокостабильные эмульсии [4].

Поэтому подготовка нефти к переработке включает, в первую очередь, обезвоживание и обессоливание нефти, т.е. разрушение нефтяной эмульсии. В работе были изучены физико-химические свойства нефтяных эмульсий, которые, в свою очередь, влияют на их устойчивость. Содержание стабилизирующих компонентов в нефти различных месторождений может быть различным. Следовательно, и устойчивость нефтяных эмульсий, которые следует разрушить, может быть разной [3, 4, 13].

Были определены количества основных стабилизирующих компонентов нефти для нефтяных эмульсий различных месторождений, отличающихся по плотности.

Обнаружено, что для легкой нефти ($\rho = 833 \text{ кг/м}^3$ при 20°C) месторождения Северо-Западный Коныс Кызылординской области содержание парафинов равно 11,5%; содержание смол равно 0,69%; содержание асфальтенов – 0,19%. Такие же определения были проведены для тяжелой нефти (943 кг/м^3 при 20°C) месторождения Жанаозен. Установлены следующие количества для данных компонентов: содержание парафинов превышает 30%, содержание смол равно 1,5%; содержание асфальтенов – 0,6%.

Такое содержание высокомолекулярных парафинов, асфальтенов и смол в исследуемых образцах нефти способствует стабилизации глобул воды в нефтяных эмульсиях [8]. Известно, что нефти по склонности к образованию эмульсии в зависимости от содержания смол, асфальтенов и физико-химических характеристик можно

подразделить на три группы: высокоэмульсионные, среднеэмульсионные, низкоэмульсионные (таблица 1).

Согласно таблице 1, нефть месторождения Жанаозен относится к среднестабильным эмульсиям по содержанию высокомолекулярных компонентов, а по плотности и вязкости – к высокостабильным эмульсиям, тогда как легкая нефть месторождения Северо-Западный Коныс – к низкостабильным эмульсиям.

Для изучения качественных составов стабилизирующих компонентов нефти были использованы ИК-спектроскопический метод и метод газовой хроматографии. ИК-спектры для нефти месторождения Жанаозен показывают наличие парафиновых структур нормального и разветвленного строения, длинноцепочечные парафины (полосы при $2954,51$; $2850,24$; $1462,87$; $1377,13$; $719,77 \text{ см}^{-1}$). Полосы при $1162,25 \text{ см}^{-1}$ и $1073,08 \text{ см}^{-1}$ соответствуют ароматическим структурам, $1631,81 \text{ см}^{-1}$ – нафтеновым связям. Наличие полос, отвечающих конденсированным бензольным кольцам, подтверждает наличие асфальтенов и смол, так как в состав молекулы асфальтена входят фрагменты гетероциклических, алициклических, конденсированных углеводородов, состоящие из нескольких циклов (рисунок 1). При переходе от смол к асфальтенам увеличивается количество конденсированных циклов, гетероатомов.

Данные ИК-спектров пробы легкой нефти месторождения Северо-Западный Коныс (рисунок 2) показали, что данную нефть можно классифицировать как метановую нефть, так как в ее составе в большом количестве присутствуют n-алканы. Кроме того, присутствуют полосы поглощения, характерные для $\nu=2851 \text{ см}^{-1}$ ($\nu\text{-CH}_2$), 2729 см^{-1} – карбонильные соединения, 1605 см^{-1} – бензольные группы, 1463 см^{-1} – производные алкилбензолов, 1377 см^{-1} – алканы ($\delta\text{-C(CH}_3)$), 1032 см^{-1} – ароматические соединения, (монозамещенные $\delta\text{-CH}$), 873 см^{-1} и 812 см^{-1} – ароматические соединения (тризамещенные $\delta\text{-CH}$ 1,2,4) и 720 см^{-1} – соответствуют длинноцепочечным алканам.

Методом газовой хроматографии установлено, что в составе нефти месторождения Коныс преобладают легкие фракции, а также n-алканы $\text{C}_9\text{-C}_{20}$ в большом количестве. Для пробы нефти Жанаозен хроматограмма также показывает наличие низших углеводородов нормального строения (рисунок 3 а, б).

Результаты газовой хроматографии коррелируют с результатами ИК-спектрометрического анализа.

Таблица 1 – Классификация нефтей по склонности к образованию эмульсий [2]

Стабильность	Физико-химические характеристики нефтей			
	плотность, кг/м^3	кинематическая вязкость, $\nu \cdot 10^{-6}$ $\text{м}^2/\text{с}$	содержание, %	
			асфальтены	смолы
Высокоэмульсионные	860-890	Выше 15	2-4	8-20
Среднеэмульсионные	840-860	7-12	0,6-1,5	5-8
Низкоэмульсионные	700-840	4-8	0,7-1	До 5

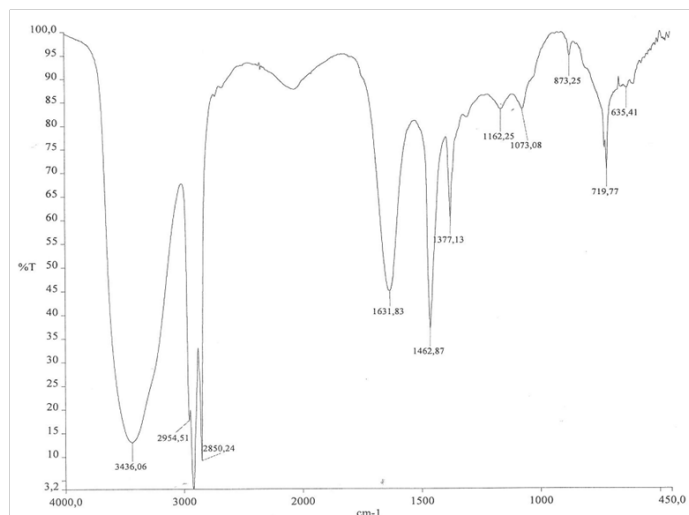


Рисунок 1 – ИК-спектр пробы сырой нефти месторождения Жанаозен

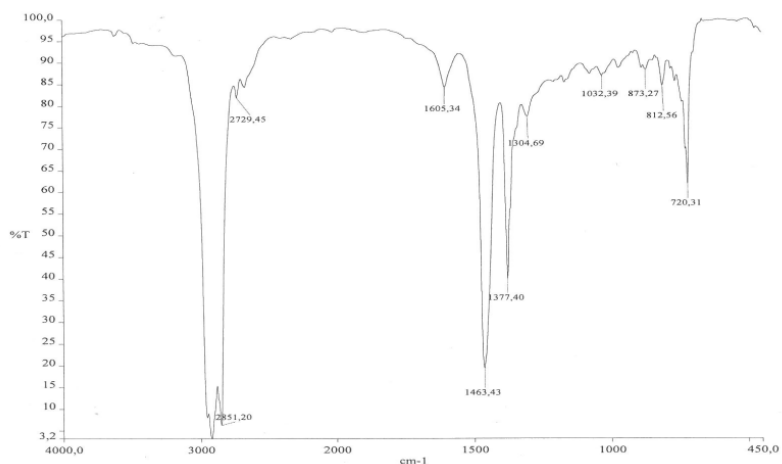


Рисунок 2 – ИК-спектр пробы сырой нефти месторождения Северо-Западный Коныс

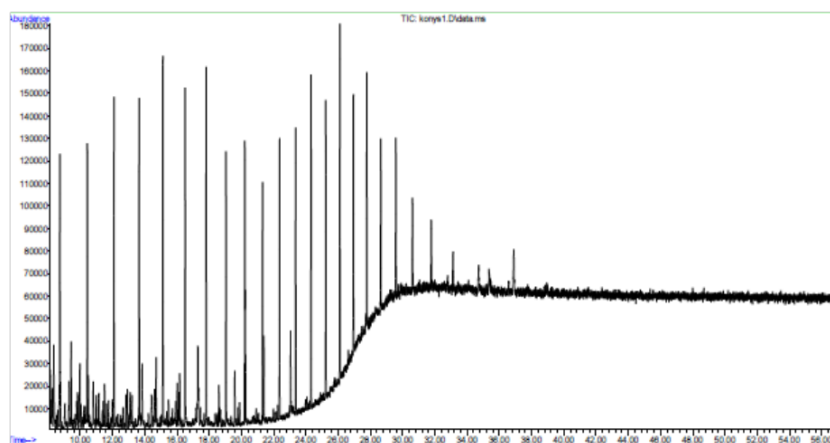
ИК-спектры пробы нефти Жанаозен показывают пики, соответствующие области поглощения гидроксильных групп ν -ОН $3436,06 \text{ см}^{-1}$, $3434,11 \text{ см}^{-1}$, свидетельствующие о наличии воды в составе сырой нефти.

Установлено, что образец нефти месторождения Жанаозен содержит 33% воды, а в образцах нефти месторождения Северо-Западный Коныс содержание воды 7,5%. Вода в сырой нефти содержится в диспергированном состоянии. Дисперсность является важной характеристикой эмульсий, влияющей на их свойства, такие как вязкость и плотность, способность к деэмульсации. Нефтяные эмульсии носят полидисперсный характер. Микрофотографии проб позволяют определить дисперсность нефтяной эмульсии вода/нефть (рисунки 4-5).

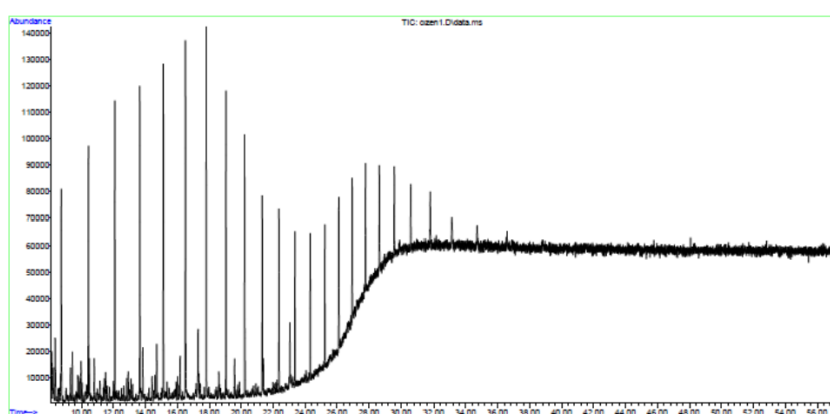
Размер частиц глобул воды, судя по изображениям для пробы нефти Коныс, равно примерно 1,4-11,9 мкм, для

пробы Жанаозен – 2-10 мкм. Микрофотографии проб эмульсий вода/нефть нефти Жанаозен ясно показывают, что капли воды окружены слоем определенной толщины. Это могут быть адсорбционные слои, сформированные также твердыми частицами механических примесей, которые могут быть гидрофобной природы или так называемые «черные эмульгаторы», состоящие из асфальтенов и смол. По величине дисперсности данные пробы относятся к мелкодисперсным нефтяным эмульсиям.

Отрицательное воздействие оказывают механические примеси, присутствующие в нефти [8]. Количество механических примесей были равны 0,002% (Коныс), и 5,22% (Жанаозен). Как видно, в нефти обоих месторождений содержание воды, хлористых солей и механических примесей значительно превышает их допустимое количество для переработки нефти [9]. Содержание хлористых солей для



а)



б)

Рисунок 3 – Хроматограммы проб нефти Северо-Западный Коныс (а), Жанаозен (б)

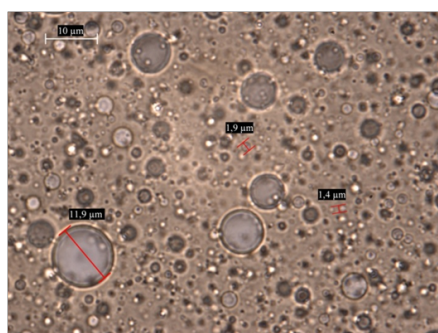


Рисунок 4 – Микрофотография пробы нефтяной эмульсии месторождения Северо-Западный Коныс

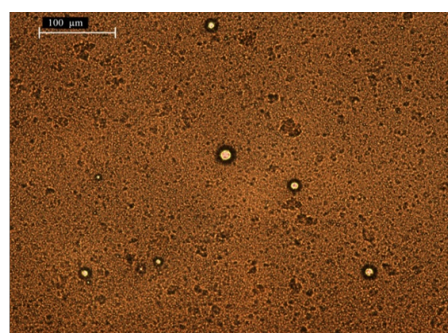


Рисунок 5 – Микрофотография пробы нефтяной эмульсии месторождения Жанаозен

нефти месторождения Жанаозен – 154,8 мг/л, а для нефти месторождения Коныс – 18 мг/л. В настоящее время, как показывает отечественный и международный опыт, требования для нефти, поступающей на НПЗ, повышаются и содержание воды должно быть не более 0,2%, хлористых солей – 3 мг/л и механических примесей не выше 0,005%. Как было сказано выше, вода и хлористые соли наносят

значительный ущерб при транспорте и переработке нефти, вызывая коррозию оборудования. Механические примеси могут отлагаться на стенках трубопроводов и оборудования, уменьшая их поперечное сечение и вызывая износ оборудования. Кроме того, механические примеси также оказывают стабилизирующее действие на эмульсию вода/нефть, образуя твердые стабилизаторы нефти. Устойчивость эмуль-

сии в присутствии твердых стабилизаторов определяется их количественным содержанием и природой частиц. Твердые частицы могут адсорбционно поглощать молекулы деэмульгатора [2, 15]. Поэтому сравнительно высокое содержание механических примесей в пробе нефти месторождения Жанаозен способствует стабилизации нефтяной эмульсии за счет развитой поверхности твердой фазы (рисунок 5), на которой может происходить как физическая адсорбция, так и хемосорбция асфальтенов и смол с образованием межфазных слоев высокой механической прочности.

4. Заключение

Таким образом, проведенные исследования свойств нефтяных эмульсий двух месторождений Северо-Западный Коныс и Жанаозен показали, что нефти отличаются по физико-химическим свойствам и составу, что может влиять на устойчивость нефтяных эмульсий. Исследование состава стабилизирующих компонентов образцов двух нефтей

позволило разделить их по склонности образовывать эмульсии на низкостабильную (Коныс) и близкую к высокостабильной (Жанаозен) нефтяные эмульсии. Изучение физико-химических характеристик нефтяных эмульсий позволит прогнозировать подбор эффективных деэмульгаторов, растворителей для деэмульгаторов, используемых для разрушения водонефтяных эмульсий, что будет продолжением данных исследований.

Благодарность

Данная работа выполнена в рамках проекта Министерства образования и науки Республики Казахстан 4782/ГФ4 «Разработка деэмульгаторов на основе композиций низко- и высокомолекулярных ПАВ для разрушения водонефтяных эмульсий». Авторы выражают благодарность сотрудникам Национальной нанотехнологической лаборатории и ЦФХМА КазНУ имени аль-Фараби за помощь в проведении анализов.

Список литературы

- 1 Тронов В.П. Промысловая подготовка нефти. – Казань: Фэн, 2000. – 416 с.
- 2 Елеманов Б.Д., Герштанский О.С. Осложнения при добыче нефти. – М.: Наука, 2007. – 420 с.
- 3 Ибрагимов И.Г., Хафизов А.Р., Шайдаков В.В. и др. Осложнения в нефтедобыче. – Уфа: Монография, 2003. – 302 с.
- 4 Ермаков С.А., Мордвинов А.А. О влиянии асфальтенов на устойчивость водонефтяных эмульсий // Нефтегазовое дело. – 2007. – №1. – С.1-9.
- 5 Joshi N.B., Mullins O.C., Abdul J., Creek J. and McFadden J. Asphaltene precipitation from live crude oils // Energy & Fuels. – 2001. – Vol.15. – P.979-986.
- 6 McLean J.D., Kilpatrick P.K. Effects of asphaltene solvency on stability of water-in-crude-oil emulsions // Journal of Colloid and Interface Science. – 1997. – Vol.189. – P.242-253.
- 7 Yarranton H.W., Hussein H., Masliyah J. Water-in-hydrocarbon emulsions stabilized by asphaltenes at low concentrations // Journal of Colloid and Interface Science. – 2000. – Vol.228. – P.52-63.
- 8 Фукс И.Г. Коллоидная химия нефти и нефтепродуктов / под. ред. Туманян Б.П. – М.: Техника, 2001. – 95 с.
- 9 Надиров Н.К. Водонефтяная смесь и проблемы ее разделения // Нефть и газ. – 2010. – №3. – С.72-78.
- 10 Нурабаев Б.К. Эффективная технология обессоливания парафинистых нефтей месторождения Озен // Нефть и газ. – 2010. – №3. – С.39-41.
- 11 Ахметкалиев Р.Б. О механизме разделения устойчивых водонефтяных эмульсий // Нефть и газ Казахстана. – 1998. – №4. – С.59-63.
- 12 СТ РК 1347-2005 «Нефть. Общие технические условия».
- 13 Xia L., Lu S., Cao G. Stability and demulsification of emulsions stabilized by asphaltenes or resins // Journal of Colloid and Interface Science. – 2004. – Vol.271 – P.504-506.
- 14 Полищук Ю.М., Ященко И.Г. Высоковязкие нефти: анализ пространственных и временных изменений физико-химических свойств // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2005. – №1. – С.1-17.
- 15 Yan N., Gray M., Masliyah J. On water-in-oil emulsions stabilized by fine solids // Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects. – 2001. – Vol.193. – P.97-107.

References

- 1 Tronov VP (2000) Preparation of oil on oilfield [Promyslovaya podgotovka nefiti]. Fen, Kazan, Russia. (In Russian)
- 2 Elemanov BD, Gershtanskii OS (2007) Complications at Oil Recovery [Oslozhneniya pri dobyche nefiti]. Science, Moscow, Russia. (In Russian)
- 3 Ibragimov IG, Hafiz AR, Shaidakov VV et al (2003) Complications in oil production [Oslozhneniya v nefte dobyche]. Monograph, Ufa, Russia. (In Russian)
- 4 Ermakov SA, Mordvinov AA (2007) Petroleum Engineering [Neftegazovoe delo] 1:1-9.

- 5 Joshi NB, Mullins OC, Abdul J, Creek J, McFadden J (2001) *Energ Fuel* 15:979-986. <http://dx.doi.org/10.1021/ef010047l>
- 6 McLean JD, Kilpatrick PK (1997) *J Colloid Interf Sci* 189(2):242-253. <http://dx.doi.org/10.1006/jcis.1997.4807>
- 7 Yarranton HW, Hussein H, Masliyah J, (2000) *J Colloid Interf Sci* 228:52-63. <http://dx.doi.org/10.1006/jcis.2000.6938>
- 8 Fuks GI (2001) *Colloid Chemistry of Oil and Oil Products [Kollodnaya himiya nefti i nefteproductov]*. Technique, Moscow. (In Russian)
- 9 Nadirov NK (2010) *Oil and Gas [Neft i gaz]* 3:72-78. (In Russian)
- 10 Nurabaev BK (2010) *Oil and Gas [Neft i gaz]* 3:39-41. (In Russian)
- 11 Ahmetkaliev RB (1998) *Oil and Gas of Kazakhstan [Neft i gaz Kazakhstana]* 4:59-63. (In Russian)
- 12 Ministry of Industry and Trade of Kazakhstan (2005) ST RK 1347-2005 "Oil. General technical terms». (In Russian)
- 13 Xia L, Lu S, Cao G (2004) *J Colloid Interf Sci* 271:504-506. <http://dx.doi.org/10.1016/j.jcis.2003.11.027>
- 14 Polischuk YM, Yaschenko IG (2005) *Petroleum Engineering [Neftegazovoe delo]* 1:1-17. (In Russian)
- 15 Yan N, Gray M, Masliyah J (2001) *Coll Surf A* 193:97-107. [http://dx.doi.org/10.1016/S0927-7757\(01\)00748-8](http://dx.doi.org/10.1016/S0927-7757(01)00748-8)