

### Исследование реагентов-деэмульгаторов для объектов промышленной подготовки нефти

Л. В. Таранова<sup>1\*</sup>, А. Г. Мозырев<sup>1</sup>, В. Г. Габдракипова<sup>2</sup>, А. М. Глазунов<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

<sup>2</sup>АО «Самотлорнефтегаз», г. Нижневартовск, Россия

\*e-mail: taranova@tyuiu.ru

**Аннотация.** В работе рассмотрены вопросы повышения качества подготовки высокообводненной продукции скважин с применением химических реагентов-деэмульгаторов на установках промышленной подготовки нефти; выполнен анализ использования реагентов на объектах Самотлорского месторождения. Представлены результаты исследований эффективности деэмульгаторов марок «Геркулес 2202 марка А» и «СНПХ-4460-2» в сравнении с показателями подготовки нефти и подтоварной воды, достигнутыми в присутствии применяемых на действующих объектах реагентов; определены их оптимальные расходы. Исследования показали, что выбранные деэмульгаторы обеспечивают требуемое качество подготавливаемой нефти и воды на рассматриваемых объектах нефтеподготовки и могут быть использованы наряду с базовыми для этих объектов реагентами. По совокупности показателей лучшие результаты достигнуты при использовании реагента «Геркулес 2202 марка А» с улучшением показателей по обводненности нефти и остаточному содержанию нефти в воде на 33,9 % и 2,8 % соответственно при снижении расхода реагента на 9,7 % по сравнению с базовым деэмульгатором.

**Ключевые слова:** деэмульгаторы; водонефтяные эмульсии; разрушение эмульсий; промышленная подготовка нефти

### Studying demulsifier reactants for crude oil processing facilities

Lyubov V. Taranova<sup>1\*</sup>, Andrey G. Mozyrev<sup>1</sup>, Vasylya G. Gabdrakipova<sup>2</sup>, Alexander M. Glazunov<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

<sup>2</sup>Samotlorneftegaz JSC, Nizhnevartovsk, Russia

\*e-mail: taranova@tyuiu.ru

**Abstract.** The article deals with the issues of improving the quality of highly watered well production fluid processing using chemical demulsifier reactants at crude oil processing facilities; the analysis of the use of the reactants at the

Samotlor field has been made. The article presents the results of the study of the effectiveness of the "Hercules 2202 grade A" and "SNPH-4460-2" demulsifiers in comparison with the indicators of oil and bottom water processing achieved in the presence of the reactants used at existing facilities; their optimal consumption has been determined. The study has shown that the selected demulsifiers provide the required quality of the oil and water under processing at the considered oil processing facilities and can be used along with the basic reactants for these facilities. On the basis of total indicators, the best results have been achieved using "Hercules 2202 grade A" with the improved indicators of water cut and residual oil content in water by 33.9 % and 2.8 % while reducing the reactant consumption by 9.7 % compared to the basic demulsifier.

*Key words:* demulsifier; oil-water emulsions; emulsion breakdown; crude oil processing

### **Введение**

Сбор и подготовка скважинной продукции во многом определяют стратегию развития нефтедобывающих компаний в вопросах полноты освоения углеводородного сырья в извлекаемых из недр ресурсов, бережливого отношения к окружающей среде, развития сервисных технологий [1, 2].

Разработка освоенных еще в прошлом веке нефтяных месторождений осуществляется на завершающих стадиях, которые характеризуются значительной величиной обводненности добываемой жидкости [3] при реализации системы поддержания пластового давления. Продукция скважин при этом представляет собой высокоэмульсионную нефть, обладающую повышенной вязкостью, содержащую растворенные соли. Это сказывается на работе оборудования по всей технологической цепочке добычи, транспортирования и подготовки нефти, затрудняет работу насосных установок, снижает показатели работы нефтепромыслового оборудования. Наличие минерализованных вод не только снижает качество подготовки нефти, но и обуславливает коррозионные процессы внутренних поверхностей оборудования промыслов, трубопроводов и установок нефтеподготовки [4].

Высокая обводненность, высокие темпы добычи и наличие в составе добываемых нефтей природных эмульгаторов (асфальто-смолистых веществ (АСВ), нафтеновых кислот, жирных кислот и их солей и пр.) приводят к возникновению стойких эмульсий [5–7]. Этот процесс усиливается в связи с проведением мероприятий для интенсификации добычи ресурсов и повышения нефтеотдачи пластов с использованием различных химических реагентов; кроме того, повышение стойкости водонефтяных эмульсий (ВНЭ) возможно также при смешении скважинной продукции различных нефтеносных горизонтов [8–10]. В этих условиях наиболее сложной в технологической цепочке процессов промысловой подготовки нефти становится стадия обезвоживания сырой нефти.

Для разрушения эмульсий в процессе нефтеподготовки применяют различные подходы, основанные на методах физического (термического, волнового) или химического (реагентного) воздействия, а также с использованием комбинации различных методов. Традиционно для разрушения водонефтяных смесей применяют термохимический подход с использованием реагентов-деэмульгаторов, являющихся поверхностно-активными веще-

ствами (ПАВ), нейтрализующими стабилизирующее действие природных эмульгаторов. Ассортимент используемых в отечественной и зарубежной практике деэмульгаторов (ДЭ) весьма широк; при этом применяемые реагенты достаточно разнообразны по своей природе.

В отечественной промышленности наибольшее применение нашли неионогенные деэмульгаторы [11], преимуществом которых является растворимость в нефтяной фазе эмульсий, что обеспечивает относительно низкий их расход и облегченное воздействие на окружающую среду.

К тенденциям современного этапа, влияющим на интенсификацию процесса нефтеподготовки, можно отнести решение ряда задач. Это разработка новых, более эффективных на поздней стадии эксплуатации месторождений реагентов [9, 12, 13], в том числе при подготовке высоковязких и тяжелых нефтей [14, 15]; и решение проблем разрушения промежуточных слоев [8, 16]. Комплексный подход с использованием комбинированных методов [16, 17]; разработка обладающих синергетическим эффектом композиций ДЭ [3, 11, 13, 18] и эффективных multifunctional композиционных реагентов [7, 19].

При этом решаются задачи оптимизации выбора реагентов применительно к конкретным условиям. Подбор эффективных ДЭ зависит от комплексного решения промысловых задач, начиная от состава и физико-химических свойств пластовых флюидов до технологических характеристик инфраструктуры. В этой связи весьма актуально решение задач рационального выбора эффективных деэмульгаторов применительно к конкретным технологическим объектам с учетом состава и свойств пластовых флюидов и используемой технологии подготовки нефти.

Это и определило цели и задачи работы — исследование эффективности реагентов и обоснование рекомендаций по их выбору с определением оптимальных удельных расходов ДЭ, обеспечивающих требуемое качество подготавливаемой нефти и воды для объектов подготовки различного технологического оформления с учетом особенностей состава нефтей.

### **Объект и методы исследования**

Объектом исследований в работе стали водонефтяные эмульсии четырех объектов подготовки нефти и деэмульгаторы марок «Геркулес 2202 марка А» и «СНПХ-4460-2», демонстрирующие высокую эффективность при промысловой подготовке нефти [20, 21]. Приведем их краткую характеристику.

Для исследований были выбраны высокообводненные нефти технологических объектов подготовки нефти Самотлорского месторождения различной степени обводненности (в пределах 87–97 % масс.) и на базе нефтей разных типов; характеристика сырых нефтей объектов подготовки и показатели состава и свойств нефти приведены в таблицах 1, 2. Нефти отличаются по количеству АСВ и, соответственно, по значениям плотности и вязкости.

Пластовые воды изучаемых объектов относятся к хлоридным натриевым, тип вод по В. А. Сулину — хлоридно-кальциевый; по минерализации

согласно ОСТ 41-05-263-86<sup>1</sup>, относятся к группе солоноватых (подгруппа сильносоленоватых). В качестве отличительных особенностей можно выделить более высокую минерализацию вод объектов 3 и 4 — 18,22 и 20,96 г/дм<sup>3</sup> против 12,43 и 12,83 г/дм<sup>3</sup> для вод объектов 1 и 2 и соответственно, повышенное содержание основных солеобразующих ионов и более высокую плотность вод.

Таблица 1

**Характеристика и показатели качества объектов подготовки**

| Объект | Обводненность, % масс. | Требуемый показатель качества |                         | Расход ДЭ, г/т | Показатель качества с используемым ДЭ |                         | Базовый ДЭ          |
|--------|------------------------|-------------------------------|-------------------------|----------------|---------------------------------------|-------------------------|---------------------|
|        |                        | В/Н, % масс.                  | Н/В, мг/дм <sup>3</sup> |                | В/Н, % масс.                          | Н/В, мг/дм <sup>3</sup> |                     |
| 1      | 97                     | 0,7                           | 30                      | 30,9           | 0,44                                  | 25,9                    | Рекод-118           |
|        |                        | 0,9                           | 32,0                    | 30,8           | 0,61                                  | 26,0                    | Пральт-11 марка А-2 |
| 2      | 97                     | 0,7                           | 29,0                    | 28,9           | 0,59                                  | 25,5                    | Unidem ES-302       |
|        |                        | 0,7                           | 31,0                    | 29,0           | 0,76                                  | 25,2                    |                     |
| 3      | 88,5                   | 1,5                           | 40,0                    | 28,0           | 0,88                                  | 37,4                    | Unidem ES-302       |
|        | 87                     | 2,0                           | 40,0                    | 28,1           | 1,48                                  | 37,4                    |                     |
| 4      | 91                     | 0,3                           | 50,0                    | 34,7           | 0,12                                  | 48,8                    | Decleave V-1323     |
|        | 92                     | 0,3                           | 40,0                    | 34,7           | 0,2                                   | 38,9                    | Пральт-11 марка А-2 |

Таблица 2

**Характеристика нефтей объектов подготовки**

| Объект | $\rho$ кг/м <sup>3</sup> | $\eta$ , мм <sup>2</sup> /с | $t_{заст.}$ , °С | Содержание, % масс. |            |       |
|--------|--------------------------|-----------------------------|------------------|---------------------|------------|-------|
|        |                          |                             |                  | Парафины            | Асфальтены | Смолы |
| 1      | 863,4                    | 9,742                       | –41              | 1,6                 | 1,26       | 11,43 |
| 2      | 862,2                    | 9,572                       | –36              | 1,6                 | 1,14       | 11,98 |
| 3      | 846,7                    | 7,456                       | –24              | 1,46                | 0,68       | 8,76  |
| 4      | 847,2                    | 7,577                       | –17              | 2                   | 0,48       | 7,34  |

В качестве ДЭ исследованы реагенты, предназначенные для обезвоживания высоковязких, смолистых и парафинистых нефтей на объектах предварительного сброса воды и на установках подготовки нефти: «Геркулес 2202 марка А» (производитель ООО «КОЛТЕК-Эко-Хим») и «СНПХ-4460-2» (АО «НИИнефтепромхим») <sup>2,3</sup>.

<sup>1</sup> ОСТ 41-05-263-86. Воды подземные. Классификация по химическому составу и температуре [Электронный ресурс]. – Введ. 1986-07.01. – Режим доступа: <http://waterservice-dmitrov.ru/data/documents/OST-41-05-263-86.pdf>.

<sup>2</sup> Деэмульгатор водонефтяных эмульсий Геркулес 2202 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://eco-chemistry.ru/products/dejemul-gator-vodoneftnyanyh-jemul-sij-gerkules-2202>.

<sup>3</sup> Деэмульгатор СНПХ-4460 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://neftpx.ru/prodtech/deemulgatory/>.

Дезэмульгаторы Геркулес представляют собой смесь оксиалкилированных смол, полиоксиалкиленовых гликолей и других ПАВ; реагент товарной марки «Геркулес 2202 марка А» — смесь неионогенных поверхностно-активных компонентов в растворителе (смесь спиртовых и ароматических растворителей). Реагент «СНПХ-4460-2» представляет собой композицию из различных ПАВ в спиртовоароматическом растворителе; относится к маслорастворимым и вододиспергируемым дезэмульгаторам и является высокоэффективным ДЭ для промышленной подготовки высоковязких нефтей в системах сбора и на установках подготовки нефти, проявляя эффективность в широком интервале температур при малых удельных расходах.

Эффективность исследованных дезэмульгаторов (ИДЭ) оценивали в сравнении с показателями качества подготовки нефти с используемыми на объектах реагентами: «Рекод-118» (ЗАО НПЦ «ХИМТЕХНО»), «Unidem ES-302» (ООО «Юнитек»), «Decleave V-1323» (ООО «МИРРИКО»), «Пральт-11 марка А-2» (ООО «Виразж»). Используемые базовые реагенты предназначены для систем сбора и подготовки, в том числе для разрушения высоковязких эмульсий с повышенным содержанием смолистых веществ; реагенты «Decleave V-1323» и «Пральт-11 марка А-2», кроме того, предотвращают и образование промежуточных слоев, способствуя их разрушению. Реагент «Рекод-118» обладает также свойствами ингибитора парафиновых отложений, а «Пральт-11 марка А-2» является не только ДЭ, но и ингибитором коррозии. Все реагенты относятся к одному типу неионогенных ПАВ на основе сополимеров (блоксополимеров) оксидов алкенов — этилена и пропилена.

Для оценки дезэмульгирующей способности используемых реагентов определяли остаточное содержание воды в подготовленной нефти (В/Н) и остаточное содержание нефти в подтоварной воде (Н/В) после обработки дезэмульгатором. При проведении исследований учитывали требования к подготавливаемым потокам — нефть и подтоварная вода, а также достигнутые показатели качества подготовки в присутствии используемых на объектах дезэмульгаторов, приведенных в таблице 1.

Дезэмульгирующую активность испытуемых реагентов определяли на естественных водонефтяных эмульсиях и в температурных режимах объектов подготовки, учитывая требования к содержанию остаточной воды в нефти и остаточному содержанию нефтепродуктов в подтоварной воде и принимая во внимание влияние природы дезэмульгаторов на качество сбрасываемой воды, используемой в последующем для заводнения нефтяных пластов.

Определение степени обводненности нефти проводили согласно стандартной методике по ГОСТ 2477-2014<sup>4</sup> и методикам испытания химических реагентов по Положению ПАО «НК «Роснефть»<sup>5</sup>. Сущность метода заключается в нагревании пробы нефти в присутствии нерастворимого в воде растворителя — азеотропная отгонка воды по методу Дина — Старка с последующим измерением объема сконденсированной воды в приемни-

---

<sup>4</sup> ГОСТ 2477-2014. Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды [Электронный ресурс]. – Введ. 2016-07-01. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200120803>.

<sup>5</sup> Положение компании «Порядок применения химических реагентов на объектах добычи углеводородного сырья компании». – Москва, 2017. – 110 с.

ке-ловушке, по количеству которой рассчитывается массовая доля воды в испытываемой нефти.

Качество подтоварной воды определяли по остаточному содержанию в ней нефтепродуктов в соответствии с методикой по ОСТ 39-133-81<sup>6</sup> и методикой испытания химических реагентов по Положению ПАО «НК «Роснефть»<sup>7</sup>. Метод основан на экстрагировании нефти из воды при помощи несмешивающегося с водой растворителя (хлороформа) с последующим определением оптической плотности экстракта на фотометре. По результатам определяют количество нефти в 1 мл экстракта с использованием калибровочного графика и рассчитывают содержание нефти в воде в мг/дм<sup>3</sup>.

### Результаты

В работе мы проанализировали состав и свойства пластовых флюидов, структуру изучаемых объектов нефтеподготовки и используемые для этих целей реагенты.

Установки предназначены для подготовки нефти, поступающей из скважин Самотлорского месторождения, с получением нефти товарного качества и подготовкой подтоварных вод до требований к водам, используемым в системе поддержания пластового давления.

Первая установка — это дожимная насосная станция (ДНС), в состав которой входят устройство для предварительного отбора газа (УПОГ), блоки нефтегазовых и газовых сепараторов, горизонтальные отстойники (ОГ) и технологический отстойник для осуществления процесса обезвоживания нефти, резервуар водоочистных сооружений для подготовки воды перед нагнетанием в пласт. В качестве деэмульгаторов используются «Рекод-118» и «Пралът-11 марка А-2».

Вторая рассмотренная установка представляет собой комплексный пункт сбора, принципиальное технологическое и аппаратное оформление которого аналогично первому объекту.

Третий объект — это также комплексный пункт сбора со следующими отличиями в схеме подготовки: на установке не используется предварительный отбор газа, а процесс обезвоживания осуществляется без использования технологического отстойника. Деэмульгатором для этих двух объектов служит реагент «Unidem ES-302».

Последний анализируемый объект представляет собой ДНС, но в отличие от первой установки в его составе отсутствует технологический резервуар с разделением ВНЭ в блоке горизонтальных отстойников. В качестве реагентов здесь применяются «Decleave V-1323» и «Пралът-11 марка А-2».

Таким образом, для рассматриваемых объектов можно отметить следующие отличия в организации процесса нефтеподготовки. Процесс разгазирования осуществляется с предварительным отбором газа или без него; в первом случае ДЭ вводятся перед УПОГ, во втором — перед нефтегазовым сепаратором первой ступени. Сброс подтоварных вод реализуют либо в

<sup>6</sup> ОСТ 39-133-8. Вода для заводнения нефтяных пластов. Определение содержания нефти в промысловой сточной воде [Электронный ресурс]. — Введ. 1982-06-01. — Режим доступа: <https://files.stroyinf.ru/Index2/1/4293836/4293836584.htm>.

<sup>7</sup> Положение компании...

блоке горизонтальных отстойников, либо с использованием связки ОГ–технологический резервуар–отстойник. Доочистка подтоварных вод производится во всех случаях методом гравитационного отстоя в резервуарах водоочистных сооружений.

Сравнивая характеристики сырьевых потоков установок по данным таблиц 1 и 2, можно отметить следующее:

- продукция скважин первых двух установок характеризуется наибольшим содержанием пластовых вод (97 %); степень обводненности сырья последующих объектов — на уровне 87–92 %;
- нефти первого и второго объектов отличаются повышенным содержанием АСВ — суммарно 12,69 и 13,12 % масс. против 9,44 и 7,82 % масс. для третьей и четвертой установок и с учетом этого более высокими значениями плотности и вязкости — нефти первых двух установок характеризуются как нефти средней плотности; для объектов 3, 4 — как легкие нефти.

Оценку эффективности действия выбранных для исследования деэмульгаторов осуществляли путем сравнения содержания остаточной воды в нефти (В/Н) после ее обработки ДЭ и содержания нефтепродуктов в сбрасываемой воде (Н/В), варьируя расход деэмульгатора. При этом ставили задачу, с одной стороны, обеспечения требований к качеству подготовки, с другой — улучшения показателей по сравнению с базовыми реагентами, используемыми на объектах с минимизацией расхода ДЭ.

Диапазон изменения дозировки реагента определяли исходя из расхода используемого на каждом объекте деэмульгатора: начальную дозировку принимали на 20 % выше расхода базового ДЭ, уменьшая в последующем расход на 10 % по сравнению с предыдущими значениями. Результаты исследований эффективности деэмульгатора «Геркулес 2202 марка А» представлены на рисунках 1 и 2; деэмульгатора «СНПХ-4460-2» — на рисунках 3 и 4.

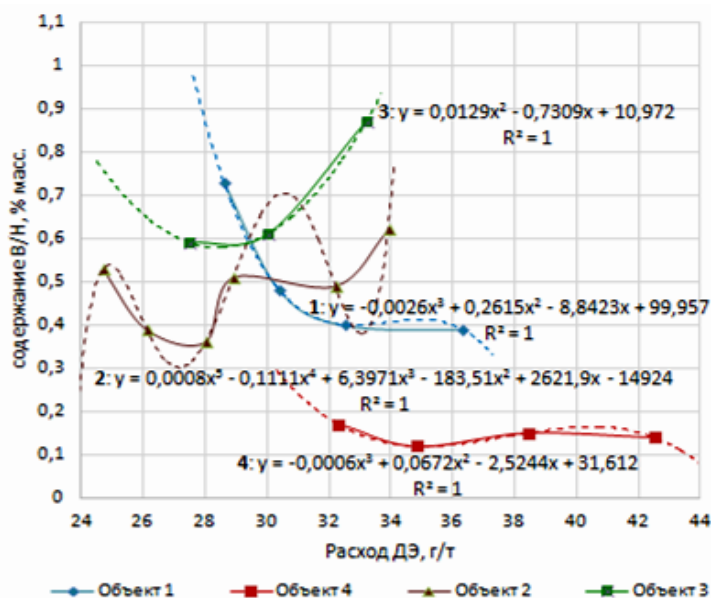


Рис. 1. Зависимости остаточного содержания воды в нефти от расхода деэмульгатора «Геркулес 2202 марка А»

Анализируя характер зависимостей, в целом можно отметить, что изменение показателей качества подготовки нефти от расхода реагента описывается уравнениями высших порядков с наличием в диапазоне исследованных расходов оптимальных концентраций — минимальных расходов ДЭ, обеспечивающих максимальную эффективность от его использования.

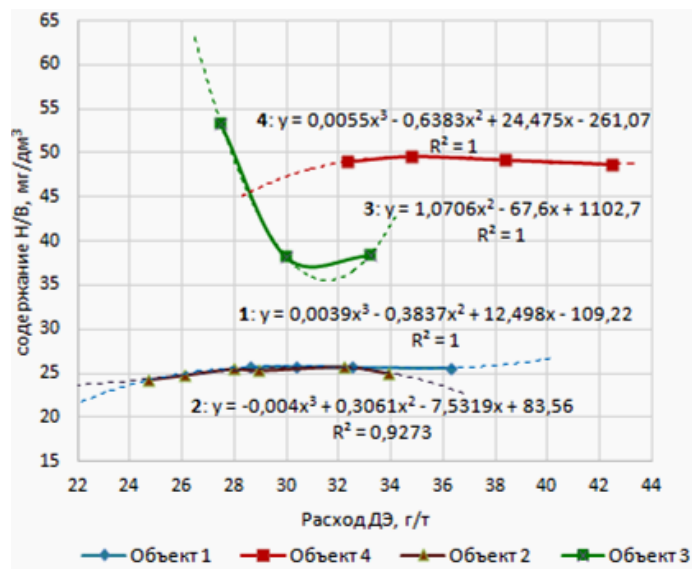


Рис. 2. Зависимости остаточного содержания нефти в воде от расхода деэмульгатора «Геркулес 2202 марка А»

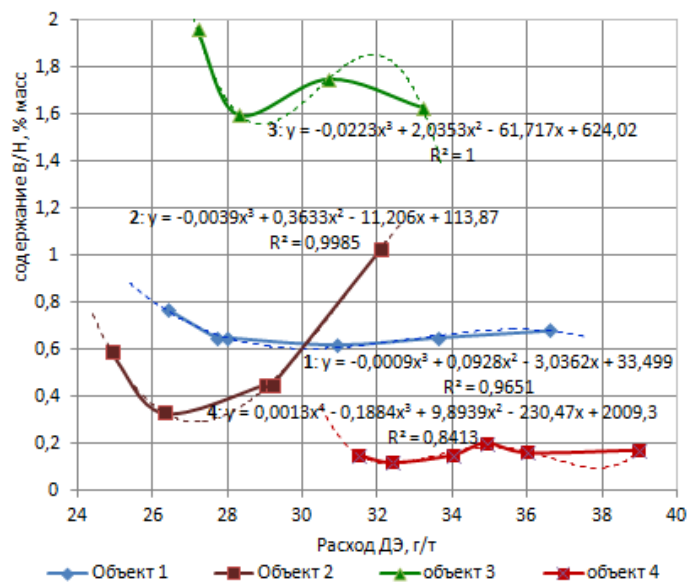


Рис. 3. Зависимости остаточного содержания воды в нефти от расхода деэмульгатора «СНПХ-4460-2»

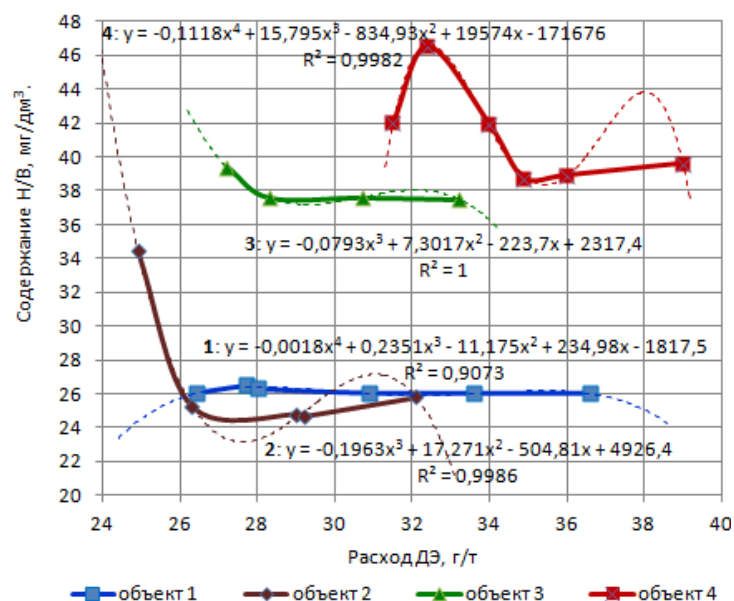


Рис. 4. Зависимости остаточного содержания нефти в воде от расхода деэмульгатора «СНПХ-4460-2»

При сравнении эффективности деэмульгатора «Геркулес 2202 марка А» на эмульсиях изучаемых объектов можно отметить следующее.

- По эффективности обезвоживания нефти реагент показывает лучшие результаты на эмульсии четвертого объекта — остаточное содержание воды составило 0,12 % масс.; показатель В/Н для остальных установок составил 0,36; 0,39 и 0,59 % масс. для объектов 2, 1, 3 соответственно. Но при этом максимальный эффект достигается при различном расходе реагента; по минимальному расходу, обеспечивающему максимальный эффект, получен следующий ряд объектов:  $2 < 3 < 1 < 4$  с расходом ДЭ 28,0; 30,0; 32,5 и 34,8 г/т соответственно.

- По остаточному содержанию нефти в воде лучшие показатели отмечены для первой и второй установок: показатель Н/В во всем диапазоне исследованных расходов реагента находится в интервале 24,3–25,8 мг/дм<sup>3</sup>; далее и по достигаемому эффекту, и по показателям расхода следуют третий и четвертый объекты: остаточное содержание нефти составило 38,2 и 48,2 мг/дм<sup>3</sup> при расходах реагента 30,0 и 38,4 г/т соответственно.

Для реагента «СНПХ-4460-2» при сравнении расходов деэмульгатора и достигаемых эффектов получены следующие данные:

- минимальный расход реагента, обеспечивающий максимальный эффект от его использования, составил 26,3; 28,3; 30,9; 34,7 г/т для эмульсий объектов 2, 3, 1, 4 соответственно;

- эффективность обезвоживания нефти при оптимальных расходах реагента снижается в ряду объектов  $4 > 2 > 1 > 3$ , составляя 0,12; 0,33; 0,62; 1,6 % масс. по показателю В/Н;

- по остаточному содержанию нефти в воде можно отметить снижение эффективности водоподготовки в ряду объектов  $2 > 1 > 3 > 4$  со значениями показателя Н/В 24,1; 26,0; 37,6; 38,7 мг/дм<sup>3</sup> соответственно.

Обобщая полученные результаты, следует отметить, что при использовании обоих реагентов наблюдается снижение эффективности подготовки нефти в ряду объектов  $4 > 2 > 1 > 3$  и снижение качество подготовки вод в ряду  $2 \approx 1 > 3 > 4$ .

Схожий характер изменения показателей эффективности ДЭ для первых двух объектов и близкую область достигаемых эффектов можно, очевидно, объяснить сходством состава нефтей этих объектов и технологии их подготовки.

Для нефтей последующих двух объектов наблюдаются следующие отличия: максимальная и минимальная степень обезвоживания для третьего и четвертого объектов при использовании обоих ДЭ, а также более низкое качество подготовки вод по сравнению с первыми двумя объектами. Эти отличия можно объяснить, с одной стороны, различием состава и типа нефтей (более легкие нефти), с другой — описанными выше особенностями технологии подготовки нефти на исследуемых объектах.

Однако, несмотря на различие численных значений показателей подготовки, при использовании исследуемых ДЭ в целом обеспечиваются требования к качеству подготовки нефти и подтоварной воды на соответствующих объектах (см. табл. 1).

### Обсуждение

Сравним эффективность ИДЭ с результатами, полученными при использовании базовых реагентов (БДЭ) на рассматриваемых объектах подготовки нефти. Обобщенные данные при оптимальных расходах реагентов сведены в таблицу 3; при их анализе можно отметить следующие закономерности для исследованных объектов.

Для первого объекта подготовки не отмечено существенных изменений при использовании ИДЭ по сравнению с базовыми реагентами «Рекод-118» и «Пральт-11 марка А-2»; можно отметить лишь незначительное (1,6 %) снижение расхода реагента «Геркулес 2202 марка А». Аналогичные незначительные изменения отмечены для четвертого объекта по сравнению с базовыми реагентами «Decleave V-1323» и «Пральт-11 марка А-2».

При сравнении исследованных реагентов по показателю В/Н при совместном учете оптимальных концентраций и достигаемого эффекта наблюдается следующая зависимость в порядке убывания эффективности деэмульгаторов: Геркулес 2202 марка А  $\approx$  Рекод-118  $>$  Пральт-11 марка А-2  $\approx$  СНПХ-4460-2 (для объекта 1) и Decleave V-1323  $\approx$  Геркулес 2202 марка А  $>$  Пральт-11 марка А-2  $\approx$  СНПХ-4460-2 (для объекта 4).

Таким образом, для этих установок замена деэмульгатора не даст положительного результата по сравнению с применяемыми реагентами, однако деэмульгатор «Геркулес 2202 марка А» может использоваться наряду с «Рекод-118» и «Decleave V-1323», а «СНПХ-4460-2» — наряду с «Пральт-11 марка А-2».

Для третьего объекта можно отметить снижение степени подготовки нефти в ряду Геркулес 2202 марка А  $>$  Unidem ES-302  $>$  СНПХ-4460-2,

следовательно, и возможность замены используемого реагента на «Геркулес 2202 марка А» с улучшением качества подготовки нефти по показателю В/Н; однако при этом несколько возрастает остаточное количество воды в нефти.

Лучшие результаты применения исследованных ИДЭ получены на эмульсии второй установки в присутствии реагента «Геркулес 2202 марка А» по сравнению с базовым «Unidem ES-302», где достигнуты значительное (более 30 %) улучшение показателей качества подготовки нефти и снижение (на 2,8 %) показателя Н/В. Эти результаты достигнуты при существенном снижении расхода деэмульгатора — на 9,7 %. В присутствии «СНПХ-4460-2» на данном объекте наблюдается еще большее улучшение качества подготовки по показателю В/Н (порядка 40 %), но без изменения расхода ДЭ по сравнению с базовым вариантом.

С учетом совместной оценки максимального эффекта и оптимальной концентрации для второго объекта наблюдается снижение эффективности в ряду Геркулес 2202 марка А > СНПХ-4460-2 > Unidem ES-302. Таким образом, можно отметить целесообразность использования исследованных реагентов взамен базового деэмульгатора с улучшением показателей подготовки нефти и воды и снижением расхода реагента.

Таблица 3

**Сравнение показателей эффективности базовых и исследованных деэмульгаторов**

| Объект | БДЭ/ИДЭ                               | Расход<br>БДЭ/ИДЭ, г/т | Показатель<br>качества с БДЭ/ИДЭ |                             | Результат<br>в сравнении с БДЭ                                |
|--------|---------------------------------------|------------------------|----------------------------------|-----------------------------|---------------------------------------------------------------|
|        |                                       |                        | В/Н,<br>% масс.                  | Н/В, мг/<br>дм <sup>3</sup> |                                                               |
| 1      | Рекод-118/Геркулес 2202 марка А       | 30,9/30,4              | 0,44/0,43                        | 25,8/25,9                   | Изменения<br>в пределах 1 %                                   |
|        | Пральт-11 марка А-2/СНПХ-4460-2       | 30,8/30,9              | 0,61/0,62                        | 26,0/26,0                   |                                                               |
| 2      | Unidem ES-302/ Геркулес 2202 марка А  | 28,9/26,1              | 0,59/0,39                        | 25,5/24,8                   | Расход ДЭ: ↓ на 9,7 %;<br>В/Н: ↑ 33,9 %,<br>Н/В: ↑ 2,8 %      |
|        | Unidem ES-302/ СНПХ-4460-2            | 29,0/29,0              | 0,76/0,45                        | 25,2/24,8                   | Расход ДЭ:<br>без изменения<br>В/Н: ↑ 40,8 %,<br>Н/В: ↑ 1,6 % |
| 3      | Unidem ES-302/Геркулес 2202 марка А   | 28,0/30,0              | 0,88/0,61                        | 37,4/38,2                   | Расход ДЭ: ↑ на 7 %<br>В/Н: ↑ 30,7 %,<br>Н/В: ↓ 2 %           |
|        | Unidem ES-302/СНПХ-4460-2             | 28,1/28,3              | 1,48/1,60                        | 37,4/37,6                   | Расход ДЭ: ↑ 0,7 %<br>В/Н: ↑ 8 %<br>Н/В: ↓ 0,5 %              |
| 4      | Decleave V-1323/Геркулес 2202 марка А | 34,7/34,8              | 0,12/0,12                        | 48,8/49,2                   | Изменения<br>в пределах 1 %                                   |
|        | Пральт-11 марка А-2/СНПХ-4460-2       | 34,7/34,9              | 0,20/0,20                        | 38,9/38,7                   |                                                               |

**Выводы**

Обобщая результаты исследований, можно сделать следующие выводы.

- Исследованные реагенты марок «Геркулес 2202 марка А» и «СНПХ-4460-2» обеспечивают требуемое качествоготавливаемой нефти и воды на рассматриваемых объектах подготовки нефти и могут быть использованы наряду с базовыми для этих объектов реагентами.
- Повышение качества подготовки по остаточной обводненности нефти в присутствии реагента «Геркулес 2202 марка А» отмечено для

эмульсий второго и третьего объектов (более 30 %); в присутствии «СНПХ-4460-2» — для объекта 2 (порядка 40 %). Снижение количества остаточной нефти в воде отмечено для эмульсии объекта 2 в присутствии обоих исследованных реагентов.

- Снижение удельного расхода деэмульгатора — на 9,7 % достигнуто в присутствии реагента «Геркулес 2202 марка А» для второго объекта подготовки нефти.

- По совокупности показателей лучшие результаты демонстрирует реагент «Геркулес 2202 марка А» по сравнению с базовым ДЭ «Unidem ES-302»; максимальный эффект от его использования: улучшение показателей обводненности нефти и остаточного содержания нефти в воде на 33,9 и 2,8 % соответственно, при снижении расхода реагента на 9,7 %.

- Установлена целесообразность замены базового реагента «Unidem ES-302» на исследованные деэмульгаторы для второго объекта подготовки в области расходов реагентов 26–28 г/т. Отмечена также возможность использования «Геркулес 2202 марка А» наряду с «Рекод-118», «Unidem ES-302» и «Decleave V-1323» на объектах 1, 3, 4 соответственно, а также «СНПХ-4460-2» наряду с «Пралът-11 марка А-2» на первом и четвертом объектах.

#### **Библиографический список**

1. Исследование новых химических реагентов для подготовки к транспорту и обезвоживания нефти на месторождениях Белый тигр и Дракон / М. М. Велиев, А. Г. Гумеров, О. А. Макаренко, Э. М. Велиев. – DOI 10.17122/ntj-oil-2019-4-77-85. – Текст : непосредственный // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2019. – № 4 (120). – С. 77–85.
2. Applications and Advances in the Extraction and Analysis of Monoterpenes and Sesquiterpenes in Plants / J. Omar, M. Olivares, A. Vallejo [et al.]. – Текст : непосредственный // New developments in terpenes research / Edited by J. Hu. – Columbus, Ohio (USA), 2014. – С. 249–297.
3. Акберова, А. Ф. Интенсификация процесса разрушения устойчивых водонефтяных эмульсий с использованием новых эффективных композиционных деэмульгаторов / А. Ф. Акберова. – DOI 10.17122/ngdelo-2019-2-68-73. – Текст : непосредственный // Нефтегазовое дело. – 2019. – Т. 17, № 2. – С. 68–73.
4. Влияние реагента «эко-органика» на вязкость водонефтяной эмульсии Вишнево-Полянского месторождения нефти / Ю. В. Волков, С. Е. Валеева, А. Р. Гайнутдинова, М. Р. Фаткулин. – Текст : непосредственный // Экспозиция Нефть Газ. – 2019. – № 2 (69). – С. 16–18.
5. Оценка эффективности широко применяемых реагентов-деэмульгаторов для обезвоживания нефти термохимическим способом / Е. А. Гладий, А. Ф. Кемалов, В. И. Гайнуллин, Т. С. Бажиров. – Текст : непосредственный // Экспозиция Нефть Газ. – 2015. – № 5 (44). – С. 18–20.
6. Исследование поверхностных свойств реагентов, используемых для разрушения устойчивых водонефтяных эмульсий / Д. Г. Цыганов, Н. Ю. Башкирцева, О. Ю. Сладовская [и др.]. – Текст : непосредственный // Вестник технологического университета. – 2016. – Т. 19, № 14. – С. 108–111.

7. Эшметов, Р. Ж. Интенсификация процесса разрушения устойчивых водонефтяных эмульсий с использованием полифункциональных ПАВ / Р. Ж. Эшметов. – Текст : непосредственный // *Universum : химия и биология*. – 2018. – № 2 (44). – С. 7–10.
8. Исследование методов разрушения высокоустойчивого промежуточного слоя в резервуарах КНПС «Пурпе» / Б. Р. Фахрутдинов, А. Г. Сакаева, О. А. Варнавская [и др.]. – Текст : непосредственный // *Вестник технологического университета*. – 2015. – Т. 18, № 22. – С. 79–81.
9. Особенности формирования и разрушения водонефтяных эмульсий на поздней стадии разработки нефтяных месторождений / Р. З. Сахабутдинов, Ф. Р. Губайдуллин, И. Х. Исмагилов, Т. Ф. Космачева. – Москва : ОАО «ВНИИОЭНГ», 2005. – 324 с. – Текст : непосредственный.
10. Мусакаев, Н. Г. К вопросу разрушения стойких нефтяных эмульсий с целью обеспечения качественной подготовки нефти / Н. Г. Мусакаев, Р. Р. Ахметзянов. – DOI 10.31660/0445-0108-2019-2-73-80. – Текст : непосредственный // *Известия высших учебных заведений. Нефть и газ*. – 2019. – № 2. – С. 73–80.
11. Вахитова, А. К. Исследование композиционных смесей на естественных водонефтяных эмульсиях / А. К. Вахитова, А. Н. Головач, А. А. Елпидинский. – Текст : непосредственный // *Вестник технологического университета*. – 2015. – Т. 18, № 17. – С. 52–54.
12. Поиск эффективного деэмульгатора для технологии подготовки продукции нефтяных скважин на поздней стадии эксплуатации месторождений / Ф. Ф. Хамидуллина, Р. Ф. Хамидуллин, Р. Х. Мингазов, И. К. Киямов. – Текст : непосредственный // *Вестник Казанского технологического университета*. – 2014. – Т. 17, № 7. – С. 266–271.
13. Разработка композиционного деэмульгатора для процессов подготовки продукции нефтяных скважин на поздней стадии эксплуатации месторождений / Ф. Ф. Хамидуллина, Р. Ф. Хамидуллин, Р. Х. Мингазов, И. К. Киямов. – Текст : непосредственный // *Вестник Казанского технологического университета*. – 2014. – Т. 17. – № 7. – С. 258–262.
14. Исследование влияния реагентов-деэмульгаторов на кинетику обезвоживания реологически сложной нефти / Г. Г. Исмаилов, Е. И. Избасаров, М. Б. Адыгезалова, Р. З. Халилов. – DOI 10.15593/2224-9923/2017.2.4. – Текст : непосредственный // *Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. Геология. Нефтегазовое и горное дело*. – 2017. – Т. 16, № 2. – С. 138–147.
15. Композиционный деэмульгатор для подготовки тяжелых высоковязких нефтей / Р. Р. Мингазов, А. В. Лужецкий, О. Ю. Сладовская [и др.]. – Текст : непосредственный // *Экспозиция Нефть Газ*. – 2011. – № 1 (13). – С. 15–18.
16. Заббаров, Р. Р. Разрушение высокоустойчивых эмульсий комбинированным методом / Р. Р. Заббаров, И. Н. Гончарова. – Текст : непосредственный // *Вестник Казанского технологического университета*. – 2012. – Т. 15, № 11. – С. 199–200.
17. Десяткин, А. А. Использование комбинированного метода разрушения нефтяных эмульсий Самотлорского месторождения / А. А. Десяткин, З. А. Юлтирова, Г. Р. Мухаметшина. – Текст : непосредственный // *Башкирский химический журнал*. – 2008. – Т. 15, № 2. – С. 59–61.
18. Вахитова, А. К. Оценка деэмульгирующих свойств трехкомпонентных смесей на водонефтяной эмульсии НГДУ «БАВЛЫНЕФТЬ» / А. К. Вахитова, А. Н. Головач, А. А. Елпидинский. – Текст : непосредственный // *Вестник технологического университета*. – 2015. – Т. 18, № 19. – С. 67–69.
19. Дияров, И. Н. Композиционные неионогенные ПАВ для комплексной интенсификации процессов добычи, подготовки и транспортировки высоковязких нефтей / И. Н. Дияров, Н. Ю. Башкирцева. – Текст : непосредственный // *Вестник Казанского технологического университета*. – 2010. – № 4. – С. 141–158.

20. История разработки и применения деэмульгаторов при добыче и подготовке нефти к переработке / Х. Х. Ахмадова, М. А. Такаева, М. А. Мусаева, А. М. Сыркин. – Текст : непосредственный // История и педагогика естествознания. – 2015. – № 1. – С. 27–34.

21. Ковда, Д. А. Улучшение процессов подготовки нефти на промыслах Башкирии для дальнейшей транспортировки / Д. А. Ковда, Б. Н. Мастобаев. – Текст : непосредственный // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2014. – № 1. – С. 30–33.

### References

1. Veliev, M. M., Gumerov, A. G., Makarenko, O. A., & Veliev, E. M. (2019). Study of new chemical reagents for oil treating and dehydration of oil at White Tiger and Dragon oil fields. Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products, (4(120)), pp. 77-85. (In Russian). DOI: 10.17122/ntj-oil-2019-4-77-85
2. Omar, J., Olivares, M., Vallejo, A., Delgado, S., Navarro, P., Aizpurua, O., & Etxebarría, N. (2014). Applications and Advances in the Extraction and Analysis of Monoterpenes and Sesquiterpenes in Plants. New developments in terpenes research. Columbus, Ohio (USA), pp. 249-297. (In English).
3. Akberova, A. F. (2019). Intensification of the stable water-oil emulsions breaking process using new effective composite demulsifiers. Petroleum Engineering, 17(2), pp. 68-73. (In Russian). DOI: 10.17122/ngdelo-2019-2-68-73
4. Volkov, Yu. V., Valeeva, S. E., Gainutdinova, A. R., & Fatkulín, M. R. (2019). The effect of the "eco-organic" reagent on the viscosity of oil-water emulsion of the Vishnevo-Polyansky oil field. Exposition Oil & Gas, (2(69)), pp. 16-18. (In Russian).
5. Gladý, E. A., Kemalov, A. F., Gainullín, V. I., & Bazhírov, T. S. (2015). Assessment of the effectiveness of a widely used reagentdemulsifier in the thermochemical dehydration of oil. Exposition Oil & Gas, (5(44)), pp. 16-18. (In Russian).
6. Tsyganov, D. G., Bashkirtseva, N. Yu., Sladovskaya, O. Yu., Garifullina L. I., & Trushin, A. Yu. (2016). Issledovanie poverkhnostnykh svoystv reagentov, ispol'zuemykh dlya razrusheniya ustoychivyykh vodoneftnyanykh emul'siy. Bulletin of the Technological University, 19(14), pp. 108-111. (In Russian).
7. Eshmetov, R. Zh. (2018). The destruction process intensification of stable water-oil emulsions using polyfunctional surface active agents. Universum: khimiya i biologiya, (2(44)), pp. 7-10. (In Russian).
8. Fakhrutdinov, B. R., Sakaeva, A. G., Varnavskaya, O. A., Bashkirtseva, N. Yu., & Gazizova, A. A. (2015). Issledovanie metodov razrusheniya vysokoustoychivogo promezhutochnogo sloya v rezervuarakh KNPS "Purpe". Bulletin of the Technological University, 18(22), pp. 79-81. (In Russian).
9. Sakhabutdinov, R. Z., Gubaydullin, F. R., Ismagilov, I. Kh., & Kosmacheva, T. F. (2005). Osobennosti formirovaniya i razrusheniya vodoneftnyanykh emul'siy na pozdney stadii razrabotki neftnyanykh mestorozhdeniy. Moscow, VNIIOENG OJSC Publ., 324 p. (In Russian).
10. Musakaev, N. G., & Akhmetzyanov, R. R. (2019). To the issue of the destruction of persistent oil emulsions in order to ensure high-quality oil treatment. Oil and Gas Studies, (2), pp. 73-80. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2019-2-73-80
11. Vakhitova, A. K., Golovach, A. N., & Elpidinskiy, A. A. (2015). Issledovanie kompozitsionnykh smesey na estestvennykh vodoneftnyanykh emul'siyakh. Bulletin of the Technological University, 18(17), pp. 52-54. (In Russian).
12. Khamidullina, F. F., Khamidullin, R. F., Mingazov, R. Kh., & Kiyamov, I. K. (2014). Poisk effektivnogo deemul'gatora dlya tekhnologii podgotovki produktsii neftnyanykh skvazhin na pozdney stadii ekspluatatsii mestorozhdeniy. Vestnik Kazanskogo tekhnologicheskogo universiteta, 17(7), pp. 266-271. (In Russian).

13. Khamidullina, F. F., Khamidullin, R. F., Mingazov, R. Kh., & Kiyamov, I. K. (2014). Razrabotka kompozitsionnogo deemul'gatora dlya protsessov podgotovki produktsii neftnykh skvazhin na pozdney stadii ekspluatatsii mestorozhdeniy. Vestnik Kazanskogo tekhnologicheskogo universiteta, 17(7), pp. 258-262. (In Russian).
14. Ismaiyllov, G. G., Izbasarov, E. I., Adygezalova, M. B., & Khalilov, R. Z. (2017). Study of influence of demulsifiers on complex in rheology oil dehydration kinetics. Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering, 16(2), pp. 138-147. (In Russian). DOI: 10.15593/2224-9923/2017.2.4
15. Mingazov, R. R., Luzhetsky, A. V., Sladovskaja, O. J., Bashkirtseva, R. R., Rahmatullin, R. R., & Tolstoguzov, V. A. (2011). Composite demulsifier for the preparation of heavy high-viscosity oils. Exposition Oil & Gas, (1(13)), pp. 15-18. (In Russian).
16. Zabbarov, R. R., & Goncharova, I. N. (2012). Razrushenie vysokoustoychivyykh emul'siy kombinirovannym metodom. Vestnik Kazanskogo tekhnologicheskogo universiteta, 15(11), pp. 199-200. (In Russian).
17. Desyatkin, A. A., Yultimirova, Z. A., & Mukhametshina, G. R. (2008). The use of the combined method of demulsification in Samotlorskoe deposit. Bashkir chemistry journal, 15(2), pp. 59-61. (In Russian).
18. Vakhitova, A. K., Golovach, A. N., & Elpidinskiy, A. A. (2015). Otsenka deemul'giruyushchikh svoystv trekhkomponentnykh smesey na vodoneftyanoy emul'sii NGDU "BAVLYNEFT". Bulletin of the Technological University, 18(19), pp. 67-69. (In Russian).
19. Diyarov, I. N., & Bashkirtseva, N. Yu. (2010). Kompozitsionnye neionogennye PAV dlya kompleksnoy intensivatsii protsessov dobychi, podgotovki i transportirovki vysokovyazkikh neftey. Vestnik Kazanskogo tekhnologicheskogo universiteta, (4), pp. 141-158. (In Russian).
20. Akhmadova, Kh. Kh., Takayeva, M. A., Musayeva, M. A., & Syrkin, A. M. (2015). The history of the development and application of demulsifiers in the extraction and treatment system for processing. HISTORY AND PEDAGOGY OF NATURAL SCIENCE, (1), pp. 27-34. (In Russian).
21. Kovda, D. A., & Mastobaev, B. N. (2014). Improved processes for the preparation of oil in the oil fields of Bashkortostan for further transportation. Transport and Storage of Oil Products and Hydrocarbons, (1), pp. 30-33. (In Russian).

#### **Сведения об авторах**

**Таранова Любовь Викторовна**, к. т. н., доцент кафедры переработки нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: taranovalv@tyuiu.ru

**Мозырев Андрей Геннадьевич**, к. т. н., заведующий кафедрой переработки нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

**Габдракипова Василия Галиевна**, лаборант химического анализа, АО «Самотлорнефтегаз», г. Нижневартовск

**Глазунов Александр Михайлович**, к. т. н., доцент кафедры переработки нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

#### **Information about the authors**

**Lyubov V. Taranova**, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Oil and Gas Processing, Industrial University of Tyumen, e-mail: taranovalv@tyuiu.ru

**Andrey G. Mozyrev**, Candidate of Engineering, Head of the Department of Oil and Gas Processing, Industrial University of Tyumen

**Vasylya G. Gabdrakipova**, Laboratory Assistant of Chemical Analysis, Samotlorneftegaz JSC, Nizhnevartovsk

**Alexander M. Glazunov**, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Oil and Gas Processing, Industrial University of Tyumen