

УДК 622.276.8

**Моделирование искусственных водонефтяных эмульсий
для исследования процесса отстаивания с применением
коалесцирующих элементов**

Е. А. Мякишев¹, М. Ю. Тарасов², С. А. Леонтьев^{3*}

¹ООО «Газпромнефть НТЦ», г. Тюмень, Россия

²ПАО «Гипротюменнефтегаз», Группа ГМС, г. Тюмень, Россия

³Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

*e-mail: leontevsa@tyuiu.ru

Аннотация. В работе приведены последовательность и результаты экспериментальных работ по моделированию искусственных водонефтяных эмульсий, приготовленных из безводной нефти и воды, по своей плотности и минерализации максимально приближенных к реальным промысловым условиям исследуемых месторождений. Практическая важность моделирования искусственных эмульсий была обусловлена необходимостью работы с эмульсиями различной степени обводненности, что возможно только в случае их лабораторного моделирования. Искусственную водонефтяную эмульсию готовили с помощью турбинной мешалки в термостатированной емкости. Далее устанавливали режим приготовления эмульсии: задавали количество оборотов (n_1 , мин⁻¹) и время перемешивания (t , мин). Для различных типов нефтей подбирали оптимальные параметры для создания стойких искусственных водонефтяных эмульсий.

Ключевые слова: турбинная мешалка; разрушение водонефтяных эмульсий; искусственные водонефтяные эмульсии; коалесцирующие элементы; обводненность

**The artificial simulation of oil-water emulsions to study emulsion settling
process with the use of coalescing element**

Evgeny A. Myakishev¹, Mikhail Yu. Tarasov², Sergey A. Leontiev^{3*}

¹Gazpromneft NTC LLC, Tyumen, Russia

²Giprotyumenneftegaz PJSC, HMS Group, Tyumen, Russia

³Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

*e-mail: leontevsa@tyuiu.ru

Abstract. The article presents the sequence and results of experimental modeling of artificial oil-water emulsions based on anhydrous oil and water with density and mineralization as close as possible to the real field conditions of the researched deposits. The practical importance of simulation of artificial emulsions was due to the need to work with emulsions of different degrees of water cut, which is possible only by laboratory simulation conditions. We prepared artificial oil-water emulsion using a turbine mixer in a thermostated container. Then we set the emulsion preparation mode: number of revolutions (n_1 , min⁻¹) and mixing time (t , min). We selected the optimal parameters to create stable artificial oil-water emulsions according to different types of oils.

Key words: turbine agitator; destruction of oil-water emulsions; artificial oil-water emulsions; coalescing elements; water cut

Введение

Одной из современных и перспективных технологий подготовки нефти является обезвоживание скважинной продукции в комбинированных аппаратах-нефтеводогазоразделителях с прямым подогревом, совмещающих в себе процессы нагрева, контактного воздействия на эмульсию коалесцирующих элементов и последующего отстаивания.

Существуют современные методы интенсификации процессов разрушения устойчивых водонефтяных эмульсий. Одним из таких является предварительное укрупнение дисперсной фазы перед отстаиванием с применением интенсифицирующих устройств — коалесцирующих элементов. При прохождении водонефтяной эмульсии через данные элементы дисперсная фаза накапливается на гидрофильной поверхности материала, укрупняется и в более крупных формах направляется на отстаивание. Это позволяет в большинстве случаев сократить время пребывания эмульсии в технологическом оборудовании и уменьшить ее остаточную обводненность [1–10]. Поэтому изучен процесс разрушения агрегативно устойчивых водонефтяных эмульсий с различными физико-химическими и эмульсионными свойствами до величины остаточного содержания воды в нефти $W = 5 \%$ (предварительный сброс воды) и $W = 0,5 \%$ (глубокое обезвоживание) в условиях дополнительной обработки коалесцирующими элементами [11–15].

Методика приготовления искусственных водонефтяных эмульсий

Для проведения исследования процесса разрушения эмульсий с различными физико-химическими и эмульсионными свойствами использовались легкая, средняя и тяжелая типовые нефти. Характеристики исследуемых нефтей приведены в таблице 1.

Таблица 1

Физико-химические свойства исследуемых нефтей

Параметр	Нефть № 1	Нефть № 2	Нефть № 3
Плотность при 20 °С, кг/м ³	836,4	850,0	881,0
Группа нефти согласно ГОСТ Р 51858-2002	Легкая	Средняя	Тяжелая
Кинематическая вязкость, мм ² /с – при 20 °С – при 50 °С	6,63 3,448	8,98 Нет данных	51,7 15,6
Температура застывания	–18	–60,0	–6
Температура начала кипения	32	Нет данных	81
Молекулярная масса	191	Нет данных	303
Массовое содержание – асфальтенов – смол силикагелевых – парафинов – серы	0,05 4,10 1,91 0,42	0,48 7,4 2,7 0,323	0,82 18,8 5,73 3,3

Экспериментальные исследования проводились на искусственных водонефтяных эмульсиях, приготовленных из безводной нефти и воды, по своей плотности и минерализации максимально приближенных к реальным промысловым условиям исследуемых месторождений. Практическая важность моде-

лирования искусственных эмульсий была обусловлена необходимостью работы с эмульсиями различной степени обводненности, что возможно только в случае их лабораторного моделирования.

Существующие способы лабораторного приготовления искусственных водонефтяных эмульсий (гомогенизации) можно условно разделить на следующие [16, 17]:

- механическое встряхивание воды и нефти в сосуде;
- перемешивание при помощи различных мешалок (поршневого, пропеллерного, турбинного типа);
- перемешивание шестеренчатым насосом;
- другие.

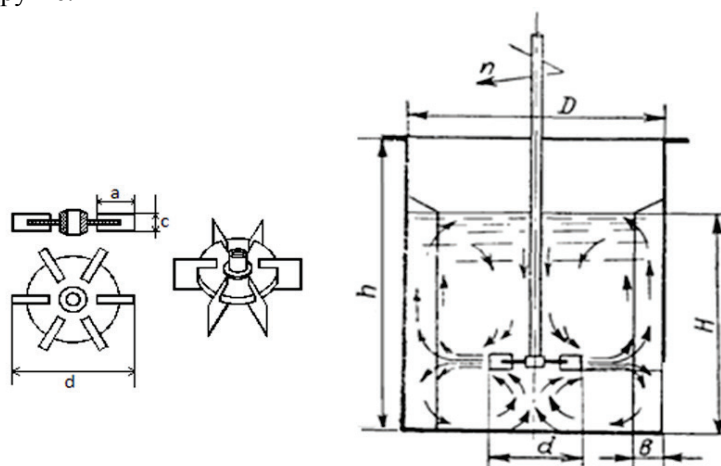


Рис. 1. Принципиальная схема шестилопастной турбинной мешалки и термостатируемой емкости с четырьмя внутренними отражательными перегородками

Способ приготовления эмульсий с применением мешалок турбинного типа является наиболее изученным с точки зрения гидродинамики турбулентного перемешивания в емкости [17, 18]. Более того, как показали проведенные исследования, данный способ достаточно эффективен для моделирования искусственных эмульсий с дисперсностью близкой к реальным промышленным эмульсиям (с размером капель воды в нефти от 1 до 10 мкм) [19, 20]. Поэтому было принято решение для приготовления эмульсий использовать стандартную шестилопастную турбинную мешалку и термостатируемую емкость с четырьмя внутренними отражательными перегородками. Схематично мешалка и емкость показаны на рисунке 1, их основные геометрические размеры представлены в таблице 2.

Таблица 2

Основные геометрические размеры шестилопастной турбинной мешалки и термостатируемой емкости с четырьмя внутренними отражательными перегородками

Диаметр мешалки (d), м	Длина лопасти мешалки (a), м	Высота лопасти мешалки (c), м	Диаметр емкости (D), м	Высота емкости (h), м	Высота отражательных перегородок (H), м	Глубина отражательных перегородок (b), м
0,02	0,004	0,003	0,05	0,065	0,05	0,005

Искусственную водонефтяную эмульсию готовили следующим образом. В термостатируемую емкость заливали расчетное количество нефти, не содержащей в своем составе реагент-деэмульгатор, и добавляли расчетное количество воды с учетом требуемой обводненности. В качестве водной фазы использовалась реальная пластовая вода исследуемого месторождения либо ее имитат (2 %-й раствор хлористого натрия (NaCl) в дистиллированной воде), максимально соответствующий по минерализации. Объем приготовленной искусственной эмульсии составлял 80–360 мл (1–4 пробы $V = 80$ мл + «потери») в зависимости от объема термостатируемой емкости и требуемого количества параллельных во времени экспериментов. Далее устанавливали режим приготовления эмульсии — задавали количество оборотов (n_1 , мин⁻¹) и время перемешивания (t , мин). На данной стадии работ подогрев емкости не осуществлялся, эмульсия готовилась при комнатной температуре $T = 20$ °С.

Выбор параметров режима перемешивания эмульсии представляет собой определенную сложность. Опытным путем установлено, что эмульсии, приготовленные в лаборатории при одних и тех же условиях перемешивания из одинаковых проб нефти и воды, а также их соотношений, могут значительно отличаться по показателю агрегативной устойчивости — расслаиваться на свободную воду и нефть в течение 1 часа (здесь и далее время отстаивания эмульсии) или же, наоборот, образовывать эмульсии с высокой степенью устойчивости. Известно, что определяющим фактором устойчивости эмульсии при этом является показатель дисперсности полученных эмульсий (размер капель воды в объеме нефти).

Известны способы математического определения режима приготовления эмульсии — интенсивности перемешивания (минимального количества оборотов n_1 , об/мин) и времени турбулизации (минимального времени перемешивания t , мин) для получения искусственной эмульсии, по степени дисперсности максимально приближенной к реальным промышленным условиям. Так, интенсивность перемешивания эмульсии в условии равенства капель воды в нефти в трубопроводе и емкости для перемешивания можно определить по формуле [15]

$$\left[N = \frac{0,05 \cdot d_i \cdot (1 + 2,316 \cdot W)}{(d_i / T)^{0,75} \cdot d_{32}} \cdot \left(\frac{\Delta \rho \cdot g \cdot H}{\rho_c \cdot d_i^2} \right)^{0,15} \cdot \left(\frac{\sigma}{\rho_c \cdot d_i^3} \right)^{0,6} \right]^{0,685}, \quad (1)$$

где N — скорость вращения турбинки, об/сек; d_i — диаметр турбинки, м; W — концентрация дисперсной фазы в эмульсии, д. ед.; T — диаметр емкости для перемешивания, м; d_{32} — равновесный диаметр капель воды в нефти моделируемой эмульсии, м; $\Delta \rho$ — разница плотностей дисперсионной среды и дисперсной фазы, кг/м³; g — ускорение свободного падения, м/с²; H — высота уровня эмульсии в емкости, м; ρ_c — плотность дисперсионной среды, кг/см³; σ — межфазное натяжение на границе нефть/вода, Н/м.

Согласно источнику [20], минимальное время перемешивания эмульсии в первом приближении для шестилопастной турбинной мешалки при заданном количестве оборотов можно рассчитать по следующей формуле:

$$N \cdot t = \frac{1995,3}{(d_i / T)^{2,37}} \cdot F^{0,97} \cdot \left(\frac{\mu_d}{\mu_c} \right) / Fr^{0,66}, \quad (2)$$

где N — скорость вращения турбинки, об/с; t — время перемешивания, с; d_i — диаметр турбинки, м; T — диаметр емкости для перемешивания, м; $F = We/Re$ — критерий Тейлора, равный отношению критериев Вебера ($We = \rho_c \cdot d_i^3 \cdot N^2 / \sigma$) и Рейнольдса ($Re = \rho_c \cdot d_i^2 \cdot N / \mu_c$); μ_d и μ_c — вязкости дисперсионной среды и дисперсной фазы, Па · с; σ — межфазное натяжение на границе нефть/вода, Н/м; $Fr = \rho_c \cdot d_i^2 \cdot N^2 / (\Delta\rho \cdot H \cdot g)$ — критерий Фруда; H — высота уровня эмульсии в емкости, м.

В данной работе подбор режима приготовления искусственных эмульсий каждой нефти осуществлялся опытным путем с контролем дисперсности полученной эмульсии и отстаивания пробы при комнатной температуре в цилиндре объемом $V = 100$ мл. Постепенным увеличением оборотов от $n_1 = 2\,500$ до $n_1 = 3\,500$ мин⁻¹ и изменением времени перемешивания от $t_1 = 10$ до $t_1 = 15$ мин добивались требуемой дисперсности эмульсии (средний размер капель воды 1–10 микрон) и ее агрегативной устойчивости (90–100 %). Степень дисперсности полученных искусственных эмульсий по окончании процесса турбулизации определялась на лабораторном микроскопе ML2000Series фирмы MEIJI TECHNO (Япония) со встроенной фотокамерой model 49901 35 PALColorVideo Camera фирмы ColeParmer и программного комплекса «SigmaScanPro» для обработки полученных изображений. Дополнительно в течение 1 часа фиксировали динамику самопроизвольного разрушения искусственной эмульсии и по окончании отстаивания определяли ее агрегативную устойчивость. Для этого в центрифужный пальчик наливали 50 % бензина (или нефразы) и 50 % полученной искусственной эмульсии. Во второй пальчик наливалась дистиллированная вода для отцентровки рабочего механизма центрифуги. Пальчики прокручивали в центрифуге с интенсивностью 2 000 мин⁻¹ в течение 5 минут. По окончании центрифугирования фиксировали количество свободной воды и рассчитывали по формуле

$$W_{ay} = \frac{Q_{\text{в}} - Q_{\text{отс.}}}{Q_{\text{в}}} \cdot 100, \quad (3)$$

где W_{ay} — агрегативная устойчивость эмульсии, %; $Q_{\text{в}}$ — количество воды, содержащейся в исходной эмульсии, см³; $Q_{\text{отс.}}$ — количество отстоявшейся воды, см³. Полученное значение умножали на 2 из-за добавления 50 % растворителя.

Результатом данного этапа работ стал подбор такого максимального содержания воды ($W = 10, 20, 30, 40, 50$ % и др.) для исследуемой нефти, при котором эмульсия является агрегативно-устойчивой после 1 часа отстаивания и показатель ее дисперсности соответствует диапазону значений 1–10 мкм. В случае если при повышении обводненности эмульсия начинала разрушаться в течение 1 часа, дальнейший подбор режима приготовления для данной нефти прекращали. После определения основных параметров режима приготовления готовили новую пробу и выдерживали в течение 30 минут для «старения» (для формирования и упрочнения бронирующих оболочек на глобулах воды).

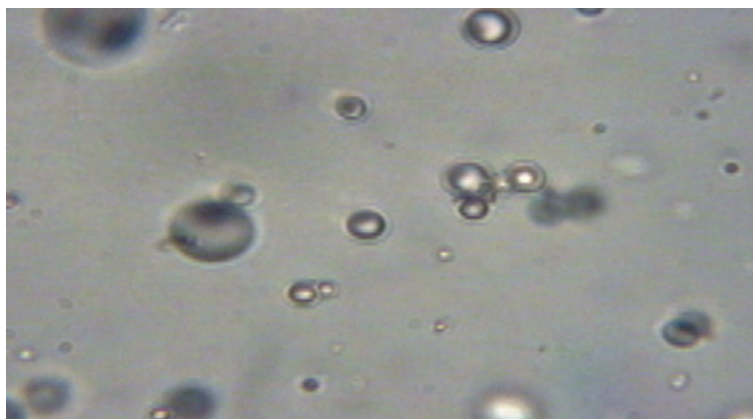


Рис. 2. Микрофотография 20 %-й эмульсии нефти № 1

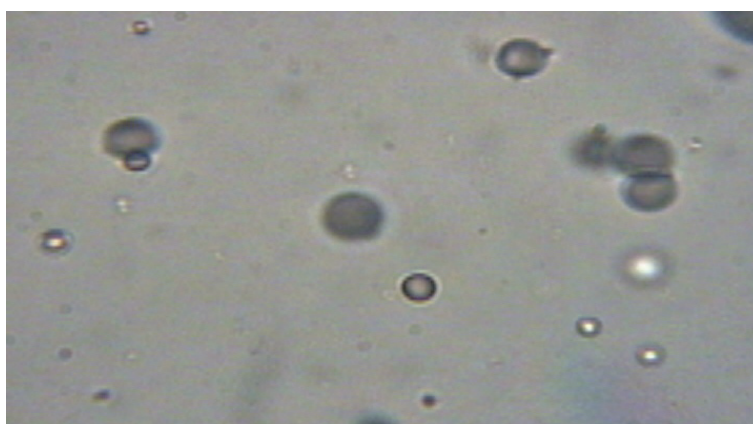


Рис. 3. Микрофотография 25 %-й эмульсии нефти № 2

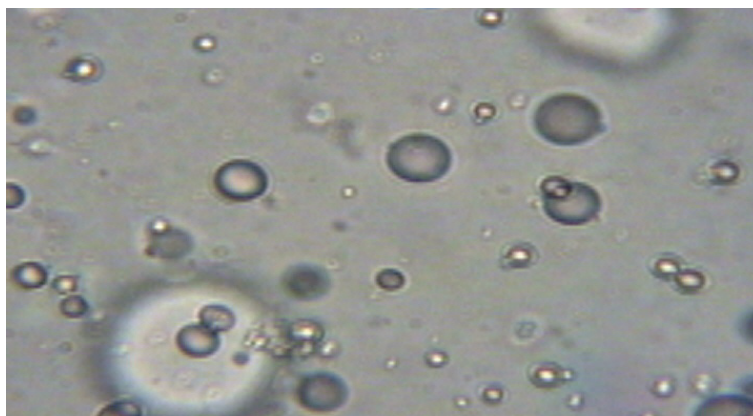


Рис. 4. Микрофотография 50 %-й эмульсии нефти № 3

Результаты подбора режима приготовления и результаты дисперсного анализа эмульсий исследуемых нефтей приведены в таблице 3.

Результаты определения режимов приготовления агрегативно-устойчивой водонефтяной эмульсии

Номер исследуемых образцов нефти	Содержание воды в нефти, %	Режим приготовления эмульсии		Количество свободной воды в мл от объема пробы ($V = 80$ мл) за время отстаивания, мин				Величина промежуточного слоя, мл	Агрегативная устойчивость эмульсии, %
		Интенсивность, мин ⁻¹	Продолжительность, мин	0	15	30	60		
Нефть № 1	20	3 500	10	0	0	0	0	3	100
Нефть № 2	25	3 000	10	0	0	0	0	0	100
Нефть № 3	50	3 000	10	0	0	0	0	0	100

Микрофотографии полученных эмульсий исследуемых нефтей представлены на рисунках 2–4.

Выводы

В результате лабораторных исследований установлены следующие оптимальные параметры перемешивания для получения устойчивых искусственных водонефтяных эмульсий:

- для эмульсий легких нефтей с режимом приготовления $n_1 = 3\,500\text{ мин}^{-1}$ и временем перемешивания $t = 10$ мин;
- для эмульсий средней и тяжелой нефтей режим приготовления составил $n_1 = 3\,000\text{ мин}^{-1}$, время приготовления $t = 10$ мин.

Библиографический список

1. Мякишев Е. А. Количественная оценка технологических параметров подготовки нефти в аппаратах с коалесцирующими элементами типа НГВРП // Новые технологии — нефтегазовому региону: материалы Всеросс. науч.-практ. конф. студентов, аспирантов и молодых ученых, посвященной 50-летию ТИИ-ТюмГНГУ: Тюмень, 2013 – Т. 1. – С. 18–21.
2. Мякишев Е. А., Тарасов М. Ю. Подготовка нефти в аппаратах с коалесцирующими элементами, промышленные и лабораторные исследования // Инженерная практика. – 2013. – № 11. – С. 46–54.
3. Мякишев Е. А., Тарасов М. Ю. Особенности подготовки нефтей различного типа в аппаратах с коалесцирующими элементами // Инженерная практика. – 2016. – № 1–2. – С. 34–39.
4. Лабораторное моделирование процессов обезвоживания нефти в аппаратах с коалесцирующими элементами / М. Ю. Тарасов [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 2. – С. 102–104.
5. Мякишев Е. А., Тарасов М. Ю., Зенцов А. Е. Исследование эффективности использования коалесцирующих элементов для обезвоживания различного типа нефтей // Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирского мегабассейна (опыт, инновации): материалы девятой Междунар. науч.-техн. конф. (посвященной 100-летию со дня рождения Протожанова Александра Константиновича) (10–11 декабря 2014 г.). – Тюмень, 2014. – Т. 1. – С. 224–226.
6. Леонтьев С. А., Галикеев Р. М., Тарасов М. Ю. Технологический расчет и подбор стандартного оборудования для установок систем сбора и подготовки скважинной продукции: учеб. пособие. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2015. – 123 с.

7. Леонтьев С. А., Галикеев Р. М., Умеренков М. В. Применение попутного нефтяного газа для собственных нужд на Хохряковском месторождении // Наука и ТЭК. – 2011. – № 3 – С. 37–43.
8. Мякишев Е. А., Тарасов М. Ю. Исследование процесса обезвоживания нефтей различного типа с использованием коалесцирующих элементов // Нефть. Газ. Новации. – 2016. – № 5. – С. 28–34.
9. Тарасов М. Ю., Леонтьев С. А., Мякишев Е. А. Разработка усовершенствованной конструкции нефтегазоводоразделителя с прямым подогревом // Нефть и газ Западной Сибири: материалы Междунар. науч.-техн. конф. – Тюмень, 2017. – Т. 1. – С. 99–100.
10. Жингель Ю. М., Леонтьев С. А. Опыт применения инновационных технологий на Салымском месторождении // Интернаука. – 2017. – № 6–1 (10). – С. 60–61.
11. Лабораторное исследование реологических свойств нефти и графическое определение температуры точки перехода / Р. М. Галикеев [и др.] // Территория Нефтегаз. – 2010. – № 8. – С. 74–77.
12. О результатах лабораторного моделирования процессов взаимодействия пластового флюида с закачиваемой водой в условиях, имитирующих интенсивный отбор жидкости из пласта / А. Е. Бортников [и др.] // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2015. – № 2. – С. 66–69.
13. Серов Д. Ю. Разработка и оптимизация промышленного подогревателя водонефтяных эмульсий на основе моделирования его работы: дис. ... канд. техн. наук. – Саратов: Саратовский гос. технический ун-т, 2001. – 201 с.
14. Пат. 2572135 РФ. МПК B01D 19/00. № 2014116748/05. Способ дегазации и обезвоживания нефти и устройство для его осуществления / Щербинин И. А., Фахретдинов И. З., Тарасов М. Ю., Мякишев Е. А.; заявл. 24.04.14; опубл. 27.12.2015, Бюл. № 30. – 6 с.
15. Пат. 159315 РФ. МПК B01D 19/00. № 2015139214/05. Устройство дегазации и обезвоживания нефти / Щербинин И. А., Фахретдинов И. З., Тарасов М. Ю., Мякишев Е. А.; заявл. 24.04.14; опубл. 10.02.16, Бюл. № 4. – 1 с.
16. Штербачек З., Тауск П. Перемешивание в химической промышленности / Пер. с чеш., под ред. И. С. Павлушенко. – Л.: Ленинградское отделение Госхимиздата, 1963. – 416 с.
17. Брагинский Л. Н., Бегачев В. И., Барабаш В. М. Перемешивание в жидких средах: Физические основы и инженерные методы расчета. – Л.: Химия, 1984. – 336 с.
18. Emery G. E. Tank-bottoms reclamation unit upgraded to meet stricter rules // Oil and Gas Journal. – 1993. – Vol. 91, Issue 15. – P. 41–46.
19. Эмульсии нефти с водой и методы их разрушения / Д. Н. Левченко [и др.]. – М.: Химия, 1967. – 200 с.
20. Пергушев Л. П. Исследование влияния дисперсных характеристик обратных нефтяных эмульсий на технологические параметры процессов сбора и подготовки нефти: дис. ... канд. техн. наук. – Бугульма: ТатНИПИнефть, 2000. – 243 с.

References

1. Myakishev, E. A. (2013). Kolichestvennaya otsenka tekhnologicheskikh parametrov podgotovki nefi v apparatakh s koalestsiyushchimi elementami tipa NGVRP. Novye tekhnologii - neftegazovomu regionu: materialy Vserossiyskoy nauchno-prakticheskoy konferentsii studentov, aspirantov i molodykh uchenykh, posvyashchennoy 50-letiyu TII-TyungNGU. T. 1. Tyumen, pp. 18-21. (In Russian).
2. Myakishev, E. A., & Tarasov, M. Yu. (2013). Podgotovka nefi v apparatakh s koalestsiyushchimi elementami, promyslovye i laboratornye issledovaniya. Inzhenernaya praktika, (11), pp. 46-54. (In Russian).
3. Myakishev, E. A., & Tarasov, M. Yu. (2016). Osobennosti podgotovki nefey razlichnogo tipa v apparatakh s koalestsiyushchimi elementami. Inzhenernaya praktika, (1-2), pp. 34-39. (In Russian).
4. Tarasov, M. Yu., Zentsov, A. E., Zyryanov, A. B., & Myakishev, E. A. (2013). Laboratory simulation of oil dehydration processes in apparatuses with coalescing elements. Oil Industry, (2), pp. 102-104. (In Russian).
5. Myakishev, E. A., Tarasov, M. Yu., & Zentsov, A. E. (2014). Issledovanie effektivnosti ispol'zovaniya koalestsiyushchikh elementov dlya obezvozhivaniya razlichnogo tipa nefey. Geologiya i neftegazonosnost' Zapadno-Sibirskogo megabassejna (opyt, innovatsii): materialy Devyatoy Mezhdunarodnoy nauchno-tekhnicheskoy konferentsii (posvyashchennoy 100-letiyu so dnya rozhdeniya Protozanova Aleksandra Konstantinovicha) (December 10-11, 2014). Tom 1. Tyumen, pp. 224-226. (In Russian).

6. Leontiev, S. A., Galikeev, R. M., & Tarasov, M. Yu. (2015). Tekhnologicheskiy raschet i podbor standartnogo oborudovaniya dlya ustanovok sistem sbora i podgotovki skvazhinnoy produktssii. Tyumen, TyumGNGU Publ., 123 p. (In Russian).
7. Leontiev, S. A., Galikeev, R. M., & Umerenkov, M. V. (2011). Primenenie poputnogo neftyanogo gaza dlya sobstvennykh nuzhd na Khokhryakovskom mestorozhdenii. Nauka i TEK, (3), pp. 37-43. (In Russian).
8. Myakishev, E. A., & Tarasov, M. Yu. (2016). Issledovanie protsessa obezvozhivaniya neftey razlichnogo tipa s ispol'zovaniem koalestsiyushchikh elementov. Neft'. Gaz. Novacii, (5), pp. 28-34. (In Russian).
9. Tarasov, M. Yu., Leontiev, S. A., & Myakishev, E. A. (2017). Razrabotka usovershenstvovannoy konstruktssii neftegazovodorazdelitelya s pryamym podogrevom. Neft' i gaz Zapadnoy Sibiri: materialy Mezhdunarodnoy nauchno-tekhnicheskoy konferentsii. Tom 1. Tyumen, pp. 99-100. (In Russian).
10. Zhigel', Yu. M., & Leontiev, S. A. (2017). Opyt primeneniya innovatsionnykh tekhnologiy na salymskom mestorozhdenii. Internauka, (6-1(10)), pp. 60-61. (In Russian).
11. Galikeev, R. M., Leontiev, S. A., Tarasov, M. Yu., & Portnyagina E. V. (2010). Laboratory investigation of the rheological properties of oil and graphical determination of the temperature of the transition point. Oil and Gas Territory, (8), pp. 74-77. (In Russian).
12. Bortnikov, A. E., Kordiak, K. E., Moroz, V. N., Leontiev, S. A., & Valeev, M. D. (2015). Results of laboratory modeling of formation fluid interaction with the injected water in conditions simulating liquid intensive discharge out of a formation. Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields, (2), pp. 66-69. (In Russian).
13. Serov, D. Yu. (2001). Razrabotka i optimizatsiya promyslovogo podogrevatelya vodoneftnykh emul'siy na osnove modelirovaniya ego raboty. Diss. kand. tekhn. nauk. Saratov, 201 p. (In Russian).
14. Shcherbinin, I. A., Fakhretdinov, I. Z., Tarasov, M. Yu., & Myakishev, E. A. Sposob degazatsii i obezvozhivaniya nefti i ustroystvo dlya ego osushchestvleniya. Pat. RF 2572135. MPK B01D 19/00. No 2014116748/05. Applied: 24.04.14. Published: 27.12.15. Bulletin No 30. 6 p. (In Russian).
15. Shcherbinin, I. A., Fakhretdinov, I. Z., Tarasov, M. Yu., & Myakishev E. A. Ustroystvo degazatsii i obezvozhivaniya nefti. Pat. 159315 RF MPK B01D 19/00. No 2015139214/05. Applied: 24.04.14. Published: 10.02.16. Bulletin No 4. 1 p. (In Russian).
16. Stěrbáček, Z., & Tausk, P. (1959) Míchání v chemickém průmyslu. Praha: Státní nakladatelství technické literatury. (In Czech).
17. Braginskiy, L. N., Begachev, V. I., & Barabash V. M. (1984). Peremeshivanie v zhidkikh sredakh: Fizicheskie osnovy i inzhenernye metody rascheta. Leningrad, Khimiya Publ., 336 p. (In Russian).
18. Emery, G. E. (1993). Tank-bottoms reclamation unit upgraded to meet stricter rules. Oil and Gas Journal, 91(15), pp. 41-46. (In English).
19. Levchenko, D. N., Bergstein, N. V., Hudyakova, A. D., & Nikolaeva, N. M. (1967). Emul'sii nefti s vodoy i metody ikh razrusheniya. Moscow, Khimiya Publ., 200 p. (In Russian).
20. Pergushev, L. P. Issledovanie vliyaniya dispersnykh kharakteristik obratnykh neftyanykh emul'siy na tekhnologicheskie parametry protsessov sbora i podgotovki nefti. Diss. kand. tekhn. nauk. Bugulma, 243 p. (In Russian).

Сведения об авторах

Мякишев Евгений Александрович, главный специалист, ООО «Газпромнефть НТЦ», г. Тюмень

Тарасов Михаил Юрьевич, к. т. н., заместитель начальника проектно-конструкторского отдела, Тюменский проектный и научно-исследовательский институт нефтяной и газовой промышленности им. В. И. Муравленко (ПАО «Гипротюменнефтегаз»), Группа ГМС, г. Тюмень

Леонтьев Сергей Александрович, д. т. н., профессор кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: leontevsa@tyuiu.ru

Information about the authors

Evgeny A. Myakishev, Chief Specialist, Gazpromneft NTC LLC, Tyumen

Mikhail Yu. Tarasov, Candidate of Engineering, Deputy Head of the Design Department, Tyumen Design and Scientific-Research Institute of Oil and Gas Industry named after V. I. Muravlenko (Giprotyumenneftegaz PJSC), HMS Group, Tyumen

Sergey A. Leontiev, Doctor of Engineering, Professor at the Department of Development and Exploitation of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen, e-mail: leontevsa@tyuiu.ru