

**Выбор деэмульгаторов для транспорта и подготовки нефти
Кондинского месторождения**

О. П. Дерюгина*, Е. Н. Скворцова

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

**e-mail: derjuginaop@tyuiu.ru*

Аннотация. В работе рассматриваются результаты исследования по подбору химических реагентов для улучшения реологических свойств нефтяной эмульсии Кондинского месторождения при транспортировке и обезвоживании эмульсии. В данном случае исследования проводились на искусственной эмульсии. Описана методика определения деэмульгирующей активности реагента при определенном температурном режиме установки предварительного сброса воды. Приводятся результаты исследования с различными химическими реагентами, также был подобран оптимальный режим приготовления эмульсии.

Данный эксперимент проводился с целью подбора наиболее эффективных деэмульгаторов для улучшения технологии и экономики процесса на месторождении и при транспортировке. Оптимальный выбор вида деэмульгатора, режима его применения и места ввода гарантирует высокое качество подготовки нефти. Проведенные исследования выявили возможность использовать в технологическом процессе следующие деэмульгаторы: ДЭ-4, ДЭ-6 и ДЭ-9. Результат использования данных реагентов — оптимальный расход реагента на тонну флюида и максимальное количество отделившейся из эмульсии воды за определенное время.

Ключевые слова: нефтяная эмульсия; деэмульгатор; обезвоживание нефти; реологические свойства нефти; транспортировка нефти

**Selection of demulsifiers for transportation and oil preparation
at Kondinskoye oil field**

Olga P. Deryugina*, Elena N. Skvortsova

Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

**e-mail: derjuginaop@tyuiu.ru*

Abstract. The article considers the results of the study on the selection of chemical reagents to improve the rheological properties of the oil emulsion of the Kondinskoye oil field during transportation and dehydration of the emulsion. The studies have been carried out on an artificial emulsion. We describe a method of determining demulsifying activity of a reagent at a certain temperature mode of a preliminary water discharge plant. In addition, we give the results of the study with various chemical reagents, select the optimal mode of emulsion preparation.

This experiment was conducted in order to select the most effective demulsifiers to improve the technology and economics of the field and transportation process. The optimal choice of type of demulsifier, mode of its application and places of entry guarantee high quality of oil preparation. The following demulsifiers could be used in the process: DE-4, DE-6, and DE-9. The result of using these

reagents is an optimal reagent flow rate per ton of fluid and a maximum amount of water separated from the emulsion over a certain time.

Key words: oil emulsion; demulsifier; oil dehydration; rheological properties of oil; oil transport

Введение

Повышение объемов добычи нефти происходит в настоящее время за счет вовлечения в разработку трудноизвлекаемой нефти. Одним из основных бассейнов является Западно-Сибирский нефтегазоносный бассейн. Доля такой нефти в Тюменской области совместно с Ханты-Мансийским и Ямало-Ненецким автономными округами составляет порядка 37 % от общих запасов вязких нефтей Российской Федерации.

Добываемые нефти имеют повышенное значение плотности, вязкости и содержания серы, что повышает себестоимость переработки нефти и требует новых решений в области технологии¹.

Важнейшим процессом в цепочке «добыча — транспорт — переработка» является процесс подготовки нефти. Себестоимость и качество товарных продуктов в значительной степени зависят именно от этого процесса.

Такие показатели, как обводненность нефтяной эмульсии, ее стабильность, а также стоимость товарной нефти, возрастают с увеличением времени эксплуатации месторождения.

Изучению по подбору реагентов для транспорта и подготовки нефтяных эмульсий посвящены многие исследования, среди которых выделяются работы А. Е. Зенцова, М. Ю. Тарасова, Е. В. Ибраевой, В. Г. Рябова и др. [1–10].

Широкомасштабные исследования по синтезу и исследованию химических реагентов также проводятся зарубежными учеными [11–16]. Работа О. В. Муа, S. Houga и др. посвящена обработке алжирской нефти с использованием деэмульгатора REB09305 OS. REB 09305 OS — это деэмульгатор, выпускаемый компанией Baker Petrolite, в состав которого входят от 60 до 100 % нефтяной нефти, 5–10 % алкоксилированного амина, тяжелого ароматического нафталина и этилбензола, 1–5 % изопропанола, ксилол и нафталин. Также достаточно много проводится экспериментов с использованием деэмульгаторов на основе оксидов полиэтилена и пропилена.

На нестабильность эмульсии сырой нефти и разделение дисперсной воды в виде свободной воды влияют свойства эмульсии и рабочие параметры во время процесса деэмульгирования. Исследования О. А. Adeyanju, L. O. Oyekunle направлены на то, чтобы связать эти свойства.

Объект и методы исследования

В данной статье рассматриваются исследования нефтяной эмульсии Кондинского месторождения. Это нефтяное месторождение расположено в Ханты-Мансийском автономном округе — Югре и входит в Эргинский кластер ПАО НК «Роснефть», который является одним из приоритетных проектов компании. Данный кластер состоит из пяти нефтяных месторождений.

При добыче нефтяной эмульсии используются передовые технологии увеличения нефтеотдачи продуктивного пласта, поскольку запасы флюида Эргинского кластера относятся к трудноизвлекаемым.

¹ Проект энергостратегии Российской Федерации на период до 2035 года [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://minenergo.gov.ru/node/1920>.

На месторождении используются следующие технологии: бурение горизонтальных скважин, операции гидроразрыва пласта с использованием сверхпрочного полимерного проппанта, методы «умного заводнения», экологическая безопасность на Кондинском месторождении и другие передовые технологии.

Разработка месторождения началась с 2016 года. Обводненность нефтяной эмульсии достигла 38 % на момент данного исследования. Можно предположить, что скорость разработки нефтяного месторождения достаточно высока. Устойчивые эмульсии значительно осложняют работу технологического оборудования, приводят к его коррозионному износу, удорожают себестоимость товарной продукции. Данная проблема решается путем применения специальных химических реагентов — деэмульгаторов.

В работе проведены лабораторные испытания химических реагентов для исследуемого месторождения. С этой целью была разработана программа лабораторных исследований химических реагентов различных производителей, а именно были изучены следующие показатели: внешний вид, температура застывания, кинематическая вязкость, плотность, массовая доля активного вещества, диспергируемость деэмульгатора в воде, деэмульгирующая активность реагента при предварительном сбросе воды. В данной статье акцент сделан на деэмульгирующую активность химических реагентов.

Экспериментальная часть

Сущность показателя определения деэмульгирующей активности химического реагента при предварительном сбросе воды заключается в стандартном статическом отстое эмульсии с использованием градуированных отстойников по 100 мл. Деэмульгирующая активность определяется на водонефтяной эмульсии, которая является типичной для исследуемого месторождения и не содержит реагентов. В данном случае используется искусственная эмульсия, приготовленная при помощи обезвоженной нефти данного месторождения и пластовой воды. Возможно приготовление искусственной эмульсии с использованием модельной воды, которая должна точно повторять свойства пластовой воды.

Определение деэмульгирующей активности химических реагентов для условий установок предварительного сброса воды (УПСВ) проводят при определенных температурных параметрах, характерных для данной установки. В соответствии с требованиями технологического регламента остаточное содержание воды после УПСВ не должно превышать 5–10 %.

Целью тестирования химических реагентов является определение эффективности действия деэмульгаторов при реализации предварительного сброса воды до 5–10 % в течение времени пребывания в отстойной зоне аппарата 40–60 мин.

Ранжирование образцов предлагаемых деэмульгаторов проводилось по величине остаточного содержания воды в нефти после заданного времени отстоя. Каждому деэмульгатору, в том числе и базовому, присваивался ранг с учетом дозировки и температуры проведения испытания, затем рассчитывалась сумма баллов, и присваивалось итоговое место.

В результате, чем меньше получалось итоговое место, тем выше ранг химического реагента и тем выше его деэмульгирующая эффективность для данного изучаемого объекта.

Лабораторные исследования проводились на искусственной водонефтяной эмульсии Кондинского месторождения. Был подобран оптимальный режим приготовления эмульсии:

- скорость перемешивающего устройства — 3 000 об/мин;
- время перемешивания — 15 мин;
- температура — 20 °С.

В качестве нефтяной фазы использовалась осушенная проба нефти с остаточным содержанием воды — 0,62 %. В качестве водной фазы использовалась модельная вода с минерализацией 13,7 г/дм³ и плотностью 1,006 г/см³.

В ходе исследования была подобрана оптимальная температура стадии отстаивания УПСВ, которая составила 36 °С.

Расход различных деэмульгаторов ДЭ-1 — ДЭ-12 подбирался близким к существующему расходу базового деэмульгатора СНПХ-4460 с дозировкой 20–35 г/т при температурах 30, 36, 40 °С соответственно.

Тестирование деэмульгаторов проводилось при следующих термодинамических условиях:

- при температуре испытания 30 °С содержание деэмульгатора составляло 40, 50 г/т нефти;
- при температуре испытания 36 °С содержание деэмульгатора — 30, 40 г/т нефти;
- при температуре испытания 40 °С содержание деэмульгатора — 20, 30 г/т нефти.

В таблице приведен рейтинг эффективности деэмульгаторов, который обеспечивает сброс воды из нефтяной эмульсии до остаточного содержания воды менее 10 % при различных температурах.

Обобщенный рейтинг эффективности исследуемых химических реагентов

Наименование химического реагента	Суммарное количество баллов при различных температурах, °С и расходах реагента, г/т			Общее количество баллов	Место по итогам исследования
	30 °С (40, 50 г/т)	36 °С (30, 40 г/т)	40 °С (20, 30 г/т)		
ДЭ-1	70	45	40	155	9
ДЭ-2	34	22	32	88	4
ДЭ-3	42	48	58	148	8
ДЭ-4	18	8	20	46	1
ДЭ-5	40	33	54	127	7
ДЭ-6	30	25	17	72	2
ДЭ-7	28	41	35	104	6
ДЭ-8	84	67	69	220	12
ДЭ-9	48	22	16	86	3
ДЭ-10	82	67	52	201	11
ДЭ-11	70	74	83	227	13
ДЭ-12	46	56	69	171	10
Базовый ДЭ	42	23	29	94	5

Как видно из таблицы, лучшими образцами реагентов по итогам испытаний при различных температурах стали: 1-е место — ДЭ-4; 2-е место — ДЭ-6; 3-е место — ДЭ-9; 4-е место — ДЭ-2; 5-е место — базовый ДЭ.

На основании полученных данных установлено, что наилучшие результаты обезвоживания нефти получают при использовании деэмульгатора ДЭ-4. Физико-химические свойства данного образца деэмульгатора: внешний вид — однородный, прозрачный, бесцветный. Температура застывания составляет не выше минус 50 °С по ГОСТ 20287. Температура вспышки составляет 9–12 °С по ГОСТ 4333-2014. Кинематическая вязкость при 20 °С — 17,8 мм²/с по ГОСТ 33-2016. Плотность при 20 °С — 0,901 г/см³ по ГОСТ 18995.1-73. Мас-совая доля активного вещества — 53 %.

Выводы

Проанализированы результаты исследований деэмульгирующей активности химических реагентов для условий установок предварительного сброса воды с учетом изменения температуры.

Наиболее эффективным деэмульгатором, по деэмульгирующей активности, является деэмульгатор ДЭ-4 (1-е место), показавший наилучшие результаты по обеспечению предварительного сброса воды до требуемых параметров.

Рекомендуемый режим работы блока предварительного сброса воды:

- при температуре 30 °С дозировка деэмульгатора должна составлять 45 г/т нефти;
- при температуре 36 °С дозировка деэмульгатора — 35 г/т нефти;
- при температуре 40 °С — 25 г/т нефти.

На Кондинском месторождении можно заменить деэмульгатор на более эффективный для данной установки, после проведения дополнительных испытаний.

Библиографический список

1. Ковда Д. А., Мастобаев Б. Н. Изменение физико-химических свойств нефти при добыче (на примере месторождений РФ) и влияние их на процессы подготовки и транспорт // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2013. – № 1. – С. 9–12.
2. Яценко И. Г. Трудноизвлекаемые нефти: физико-химические свойства и экологические последствия их добычи // Экспозиция Нефть Газ. – 2014. – № 1. – С. 30–35.
3. Корюкова С. В., Дерюгина О. П. Анализ технологических параметров с целью оптимизации работы установок подготовки нефти на Западно-Сибирских месторождениях // Новые технологии — нефтегазовому региону: материалы Междунар. науч.-практ. конф. студентов, аспирантов и молодых ученых. – Тюмень, 2018. – С. 74–77.
4. Корюкова С. В., Дерюгина О. П. Повышение эффективности разрушения водонефтяных эмульсий путем замены деэмульгатора // Новые технологии — нефтегазовому региону: материалы Междунар. науч.-практ. конф. студентов, аспирантов и молодых ученых. – Тюмень, 2018. – С. 77–80.
5. Подбор эффективных реагентов для транспорта и подготовки нефти Южно-Хыльчуйского месторождения / Ю. В. Манакова [и др.] // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2017. – Т. 16, № 2. – С. 164–173. DOI: 10.15593/2224-9923/2017.2.7
6. Применение деэмульгаторов в процессах подготовки нефти к транспорту / А. Г. Гумеров [и др.] // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2006. – № 66. – С. 27–34.
7. Велиев М. М., Гумеров А. Г., Макаренко О. А. и др. Исследование новых химических реагентов для подготовки к транспорту и обезвоживанию нефти на месторождениях Белый Тигр и Дракон // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2019. – № 4 (120). – С. 77–85. DOI: 10.17122/njtj-oil-2019-4-77-85
8. Методические подходы к применению химических реагентов для подготовки нефти и очистки нефтепромысловых сточных вод на месторождениях, находящихся на поздней стадии разработки / А. Е. Зенцов [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 4. – С. 92–95.

9. Оптимизация режима деэмульсации в промышленной подготовке нефти / И. Р. Байков [и др.] // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2018. – № 5 (115). – С. 57–68. DOI: 10.17122/ntj-oil-2018-5-57-68
10. Мастобаев Б. Н., Шаммазов А. М., Мовсумзаде Э. М. Химические средства и технологии в трубопроводном транспорте нефти. – М.: Химия, 2002. – 296 с.
11. Tweens demulsification effects on heavy crude oil/ water emulsion / N. H. Roodbari [et al.] // Arabian Journal of Chemistry. – 2016. – Vol. 9, Issue 1. – P. 806–811. DOI: 10.1016/j.arabjc.2011.08.009
12. Treatment of Algerian crude oil using REB09305 OS demulsifier / O. B. Mya [et al.] // Egyptian Journal of Petroleum. – 2018. – Vol. 27, Issue 4. – P. 769–773. DOI: 10.1016/j.ejpe.2017.11.004
13. Demulsification of W/O emulsion at petroleum field and reservoir conditions using some demulsifiers based on polyethylene and propylene oxides / A. M. Alsabagh [et al.] // Egyptian Journal of Petroleum. – 2016. – Vol. 25, Issue 4. – P. 585–595. DOI: 10.1016/j.ejpe.2016.05.008
14. Adeyanju O. A., Oyekunle L. O. Optimization of chemical demulsifications of water in crude oil emulsions // Egyptian Journal of Petroleum. – Available at: <https://doi.org/10.1016/j.ejpe.2019.07.002>.
15. Al-Sabagh A. M., Nasser N. M., Abd El-Hamid T. M. Investigation of Kinetic and Rheological Properties for the Demulsification Process // Egyptian Journal of Petroleum. – 2013. – Vol. 22, Issue 1. – P. 117–127. DOI: 10.1016/j.ejpe.2012.11.013
16. Development of microemulsions to reduce the viscosity of crude oil emulsions / I. C.V.M. Santos [et al.] // Fuel. – 2017. – Vol. 210. – P. 684–694. DOI: 10.1016/j.fuel.2017.08.088

References

1. Kovda, D. A., & Mastobaev, B. N. (2013). Changes in the physical and chemical properties in the extraction of oil (for example RF fields) and their influence on the process of preparation and transportation, (1), pp. 9-12. (In Russian).
2. Yashchenko, I. G. (2014). Difficult-to-recover oils: physical and chemical properties and environmental impacts of production. Exposition Oil & Gas, (1), pp. 30-35. (In Russian).
3. Koryukova, S. V., & Deryugina, O. P. (2018). Analiz tekhnologicheskikh parametrov s tsel'yu optimizatsii raboty ustanovok podgotovki nefiti na Zapadno-Sibirskikh mestorozhdeniyakh. Novyye tekhnologii - neftegazovomu regionu: materialy Mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii studentov, aspirantov i molodykh uchenykh. Tyumen, pp. 74-77. (In Russian).
4. Koryukova, S. V., & Deryugina, O. P. (2018). Povysheniye effektivnosti razrusheniya vodoneftnykh emul'siy putem zameny deemul'gatora. Novyye tekhnologii - neftegazovomu regionu: materialy Mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii studentov, aspirantov i molodykh uchenykh. Tyumen, pp. 77-80. (In Russian).
5. Manakova, I. V., Ryabov, V. G., Ibraeva, E. V. Zakshevskaia L. V., & Siur, T. A. (2017). Screening for efficient agents for transportation and treatment of oil of South-Khylchuiu field. Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering, 16 (2), pp. 164-173. (In Russian). DOI: 10.15593/2224-9923/2017.2.7
6. Gumerov, A. G., Karamyshev, V. G., Togasheva, A. R., & Khazipov, R. X. (2006). Priimeneniye deemul'gatorov v protsessakh podgotovki nefiti k transportu. Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products, (66), pp. 27-34. (In Russian).
7. 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 Product, (4(120)), pp. 77-85. (In Russian). DOI: 10.17122/ntj-oil-2019-4-77-85
8. Zentsov, A. E., Stolbov, I. V., Tarasov, N. Yu. Tashbulatov, I. A., Kim, A. V., & Klyonova, I. V. (2014). Technical approach to the application of chemicals for oil treatment and oilfield waste water purification in fields at the late development stages. Oil Industry, (4), pp. 92-95. (In Russian).
9. Baikov, I. R., Smorodova, O. V., Kitaev, S. V., & Erilin, I. S. (2018). The oil demulsification mode in oil field treating optimization. Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products, (5(115)), pp. 57-68. (In Russian). DOI: 10.17122/ntj-oil-2018-5-57-68
10. Mastobayev, B. N., Shammazov, A. M., & Movsumzade, E. M. (2002). Khimicheskiye sredstva i tekhnologii v truboprovodnom transporte nefiti. Moscow, Khimiya, 296 p. (In Russian).

11. Roodbari, N. H., Badiei, A., Soleimani, E., & Khaniani, Y. (2016). Tweens demulsification effects on heavy crude oil/water emulsion. *Arabian Journal of Chemistry*, 9(1), pp. S806-S811. (In English). DOI: 10.1016/j.arabjc.2011.08.009
12. Mya, O. B., Houga, S., Chihouba, F., & Asla, B. (2018). Treatment of Algerian crude oil using REB09305 OS demulsifier. *Egyptian Journal of Petroleum*, 27(4), pp. 769-773. (In English). DOI: 10.1016/j.ejpe.2017.11.004
13. Alsabagh, A. M., Hassan, M. E., Desouky, S. E. M., Nasser, N. M., Elsharaky, E. A., & Abdelhamid, M. M. (2016). Demulsification of W/O emulsion at petroleum field and reservoir-conditions using some demulsifiers based on polyethylene and propylene oxides. *Egyptian Journal of Petroleum*, 25(4), pp. 585-595. (In English). DOI: 10.1016/j.ejpe.2016.05.008
14. Adeyanju, O. A., Oyekunle, L. O. (2019). Optimization of chemical demulsifications of water in crude oil emulsions. *Egyptian Journal of Petroleum*. (In English). Available at: <https://doi.org/10.1016/j.ejpe.2019.07.002>.
15. Al-Sabagh, A. M., Nasser, N. M., & Abd El-Hamid, T. M. (2013). Investigation of Kinetic and Rheological Properties for the Demulsification Process // *Egyptian Journal of Petroleum*, 22(1), pp. 117-127. (In English). DOI: 10.1016/j.ejpe.2012.11.013
16. C.V.M. Santos L, Martelloti, R. R., Oliveira, P. F., & Mansur, C. R. E. Development of microemulsions to reduce the viscosity of crude oil emulsions. (2017). *Fuel*, Vol. 210, pp. 684-694. (In English). DOI: 10.1016/j.fuel.2017.08.088

Сведения об авторах

Дерюгина Ольга Павловна, к. т. н., доцент кафедры переработки нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: derjuginaop@tyuiu.ru

Скворцова Елена Николаевна, к. т. н., доцент кафедры переработки нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Information about the authors

Olga P. Deryugina, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Oil and Gas Processing, Industrial University of Tyumen, e-mail: derjuginaop@tyuiu.ru

Elena N. Skvortsova, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Oil and Gas Processing, Industrial University of Tyumen