

УДК 665.62; <https://doi.org/10.37878/2708-0080/2026-2.16>

<https://orcid.org/0009-0004-2842-809X>

<https://orcid.org/0000-0003-2518-649X>

<https://orcid.org/0000-0001-5323-0916>

<https://orcid.org/0000-0001-6121-1125>

<https://orcid.org/0000-0001-8508-1863>

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ РЕАГЕНТОВ - ДЕЭМУЛЬГАТОРОВ И ТЕМПЕРАТУРЫ НА ПРОЦЕСС ОБЕЗВОЖИВАНИЯ НЕФТИ



А.В. ТУЛЕУШЕВА,
докторант, магистр,
aig.tuleusheva@gmail.com



А.С. БУКАНОВА,
кандидат технических наук,
профессор,
aigul.bukanova@gmail.com



Ф.Б. КАЙРЛИЕВА,
кандидат технических наук,
ассоциированный профессор,
kairlieva.fazi@mail.ru



Н.А. КАРАБАСОВА,
старший преподаватель,
nagima@inbox.ru

С.К. БУКАНОВА, старший преподаватель, sauleshik81@mail.ru

НАО «АТЫРАУСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ НЕФТИ И ГАЗА ИМ. С. УТЕБАЕВА»
Республика Казахстан, 060027, г. Атырау, ул. М. Баймуханова, 45а

В условиях необходимости повышения эффективности переработки нефти и обеспечения стабильной работы нефтедобывающих установок актуальной является задача подбора эффективных реагентов-деэмульгаторов.

В статье представлены результаты лабораторных исследований по подбору деэмульгатора для разрушения водонефтяных эмульсий нефти месторождения «Салтанат Балгимбаев». Эффективность пяти деэмульгаторов оценивалась методом bottle test при различных дозировках и температурных режимах.

Наибольшую эффективность продемонстрировал деэмульгатор №3: уже на начальном этапе отстаивания наблюдалось интенсивное выделение воды, а к концу эксперимента остаточная обводненность нефти составила 2,8%. Для остальных деэмульгаторов остаточная обводненность находилась в диапазоне 6-7%, что указывает на наличие устойчивого промежуточного слоя.

Исследование влияния температуры показало, что повышение температуры от 10°C до 25°C оказывает более значимое влияние на динамику разделения фаз, чем увеличение дозировки реагента, снижая остаточную обводненность с 5-16% до 2-4%.

Полученные результаты обосновывают выбор оптимального деэмульгатора и температурного режима для опытно-промышленных испытаний, повышения производительности оборудования и снижения энергоемкости переработки. Исследование подтверждает целесообразность индивидуального подбора деэмульгатора для конкретного состава нефти и условий добычи.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: водонефтяная эмульсия, деэмульгатор, обезвоживание нефти, bottle test, термохимическое отстаивание, температура деэмульсации, остаточная обводненность.

МҰНАЙДЫ СУСЫЗДАНДЫРУ ПРОЦЕСІНЕ РЕАГЕНТ-ДЕЭМУЛЬГАТОРЛАР МЕН ТЕМПЕРАТУРАНЫҢ ӘСЕРІН ЗЕРТТЕУ

А.В. ТУЛЕУШЕВА, докторант, магистр, aig.tuleusheva@gmail.com

А.С. БУКАНОВА, техника ғылымдарының кандидаты, профессор, aigul.bukanova@gmail.com

Ф.Б. ҚАЙЫРЛИЕВА, техника ғылымдарының кандидаты, қауымдастырылған профессор, kairlieva.fazi@mail.ru

Н.А. ҚАРАБАСОВА, аға оқытушы, nagima@inbox.ru

С.К. БУКАНОВА, аға оқытушы, sauleshik81@mail.ru

С. ӨТЕБАЕВ АТЫНДАҒЫ АТЫРАУ МҰНАЙ ЖӘНЕ ГАЗ УНИВЕРСИТЕТІ» КЕАҚ
Қазақстан Республикасы, 060027, Атырау қ., М. Баймұханов к-сі, 45а

Мұнайды өңдеу тиімділігін арттыру және мұнай өндіру қондырғаларының тұрақты жұмысын қамтамасыз ету қажеттілігі жағдайында тиімді деэмульгаторларды таңдау мәселесі өзекті болып табылады.

Мақалада «Салтанат Балгимбаев» кен орнындағы мұнайдың су-мұнай эмульсияларын бұзуға арналған деэмульгаторды таңдау бойынша зертханалық зерттеулердің нәтижелері келтірілген. Бес деэмульгатордың тиімділігі әртүрлі мөлшерлемелер мен температуралық режимдерде bottle test әдісімен бағаланды.

Ең жоғары тиімділікті 3-нөмірлі деэмульгатор көрсетті: тұндырудың алғашқы кезеңінде судың қарқынды бөлінуі байқалды, ал тәжірибе соңында мұнайдың қалдық ылғалдылығы 2,8 % құрады. Қалған деэмульгаторлар үшін қалдық ылғалдылық 6–7 % диапазонында болып, тұрақты аралық қабаттың бар екенін көрсетеді. Температураның әсерін зерттеу көрсеткендей, 10 °C–ден 25 °C–ге дейінгі температураны көтеру реагент мөлшерін арт-

тыруға қарағанда фазаларды бөлу динамикасына айтарлықтай әсер етеді, қалдық ылғалдылықты 5–16 %-дан 2–4 %-ға дейін төмендетеді.

Алынған нәтижелер тәжірибелік-өнеркәсіптік сынақтар үшін оңтайлы дезэмульгатор мен температуралық режимді таңдауды негіздейді, жабдық өнімділігін арттыруға және өңдеудің энергия тұтынуын төмендетуге мүмкіндік береді. Зерттеу дезэмульгаторды нақты мұнай құрамы мен өндіру жағдайлары үшін жеке таңдау қажеттілігін растайды.

ТҮЙІН СӨЗДЕР: су-мұнай эмульсиясы, дезэмульгатор, мұнайды сусыздандыру, bottle test, термохимиялық тұндыру, дезэмульсация температурасы, қалдық сулану.

INVESTIGATION OF THE EFFECT OF DEMULSIFIERS AND TEMPERATURE ON THE OIL DEHYDRATION PROCESS

A.V. TULEUSHEVA, doctoral student, master's degree, aig.tuleusheva@gmail.com

A.S. BUKANOVA, ph. sci, professor, aigul.bukanova@gmail.com

F.B. KAIRLIYEVA, ph. sci, associate professor, kairlieva.fazi@mail.ru

N.A. KARABASSOVA, senior lecturer, nagima@inbox.ru

S.K. BUKANOVA, senior lecturer, sauleshik81@mail.ru

ATYRAU UNIVERSITY OF OIL AND GAS NAMED AFTER SAFI UTEBAEV
Republic Kazakhstan, 060027, Atyrau, Baimukhanov str. 45 a

In the context of the need to improve oil processing efficiency and ensure the stable operation of oil production facilities, the selection of effective demulsifiers is an important decision.

The article presents the results of laboratory studies on the selection of a demulsifier for breaking water-oil emulsions of crude oil from the «Saltanat Balgimbayev» field. The efficiency of five demulsifiers was evaluated using the bottle test method under different dosages and temperature conditions.

The highest efficiency was demonstrated by demulsifier №3: intensive water separation was observed at the initial stage of settling, and by the end of the experiment, the residual water content in the oil was 2,8%. For the other demulsifiers, the residual water content ranged from 6-7%, indicating the presence of a stable intermediate layer.

The study of temperature effects showed the increasing the temperature from 10°C to 25°C had a more significant impact on phase separation dynamics than increasing the reagent dosage, reducing the residual water content from 5-16% to 2-4%.

The obtained results justify the selection of the optimal demulsifier and temperature conditions for pilot-industrial tests, increasing equipment productivity and reducing energy consumption during processing. The study confirms the advisability of individual selection of demulsifiers for specific oil composition and production conditions.

KEYWORDS: *water-oil emulsion, demulsifier, oil dehydration, bottle test, thermochemical settling, demulsification temperature, residual water content.*

Введение. В процессе добычи нефти и ее совместного движения с пластовой водой образуются устойчивые водонефтяные эмульсии, характеризующиеся высоким содержанием диспергированной воды. Формирование таких эмульсий обусловлено интенсивным перемешиванием нефти с пластовой водой в стволе скважины при подъеме флюида на поверхность, а также при транспортировке по промысловым коммуникациям. [1].

Основным показателем для нефтяных эмульсий является их устойчивость, то есть способность в течение определенного промежуточного времени не разрушаться и не разделяться на две несмешивающиеся фазы. Для разных нефтяных эмульсий устойчивость может колебаться от нескольких секунд до многих лет. Поверхност-

но-активные вещества (ПАВ) в нефти, такие как асфальтены, парафины, смолы и нафтеновые кислоты образуют на каплях эмульсии механически прочные оболочки, препятствующие их коалесценции. [2].

Высокая устойчивость водонефтяных эмульсий существенно осложняет процессы подготовки нефти, особенно при высокой обводненности добываемой продукции, которая на ряде крупных месторождений может превышать 80%, а на уникальных – достигать 90% и более. Повышение эффективности в нефтепромысловой подготовке углеводородов является одной из самых актуальных проблем при разработке нефтяных месторождений. Одним из основных этапов промысловой подготовки нефти является процесс обезвоживания, осуществляемый в результате разрушения водонефтяной эмульсии, по большей части с применением термохимических процессов, таких как воздействие температуры и специальных деэмульгаторов. [3, 4] Существенное влияние на устойчивость эмульсий оказывают компонентный состав нефти, минерализация пластовой воды, наличие механических примесей и условия формирования эмульсии. Твердые частицы дополнительно стабилизируют эмульсионную систему и требуют увеличения расхода реагентов для достижения требуемой степени обезвоживания. [5, 6]. Устойчивость нефтяных эмульсий со временем повышается. Это связано с утолщением и увеличением прочности слоя гелеобразной пленки за счет адсорбции эмульгаторов и стабилизаторов. Процесс «старения» нефтяных эмульсий неравномерный: в начальный период он происходит весьма интенсивно, по мере насыщения поверхностного слоя глобул эмульгаторами постепенно замедляется и часто уже через сутки прекращается. [7].

Пластовая вода минерализована хлоридами натрия, магния и кальция, а также сульфатами и гидрокарбонатами и содержит механические примеси. Сырая нефть содержит в том числе органические легколетучие и неорганические газовые компоненты. Наличие в нефти указанных веществ и механических примесей оказывает вредное влияние на работу оборудования нефтеперерабатывающих заводов. При большом содержании воды повышается давление в оборудовании для перегонки нефти, существенно снижается их производительность, увеличивается энергоемкость. Отложение солей в трубах печей и теплообменников уменьшает коэффициент теплопередачи. [8, 9].

В промысловой практике наибольшее распространение получили комбинированные методы разрушения эмульсий, основанные на термохимическом отстаивании с применением деэмульгаторов. Повышение температуры приводит к снижению вязкости нефти, увеличению подвижности водяных капель и интенсификации процессов коалесценции, что способствует более эффективному разделению фаз. Скорость разделения фаз в водонефтяных эмульсиях описывается законом Стокса, согласно которому скорость осаждения капель воды пропорциональна квадрату их радиуса и разности плотностей фаз и обратно пропорциональна вязкости дисперсионной среды. Следовательно, интенсификация процесса обезвоживания возможна за счет укрупнения капель воды, увеличения разности плотностей фаз и снижения вязкости нефтяной фазы, в том числе путем повышения температуры. [10].

Многолетние исследования мировых ученых, направленные на изучение и совершенствование свойств разнообразных реагентов с деэмульгирующими свойствами, подтверждают обреченность поиска универсального деэмульгатора водонефтяной

эмульсии. Собственно, и попытки разработки универсальных теоретических критериев подбора состава деэмульгатора применительно к конкретным условиям также пока не увенчались успехом. [11] Основной причиной избирательного действия деэмульгаторов на водонефтяную эмульсию является сложность многокомпонентного и полидисперсного составов с той и другой стороны. В связи с этим выбор деэмульгатора или его композиции для процессов обезвоживания и обессоливания осуществляется индивидуально на основе экспериментальных исследований с учетом характеристик нефти и условий технологического процесса. [12, 13].

С понижением температуры процесса обезвоживания повышается расход деэмульгатора от 40-50 г/т до 150-250 г/т, что в основном зависит от интенсивности снижения вязкости обрабатываемой нефти. Однако, стремясь повысить эффективность процесса деэмульсации, нельзя увлекаться увеличением дозирования деэмульгатора в нефть. Нельзя нарушать оптимальное соотношение «нефть: деэмульгатор». Изменение дозировки деэмульгатора от оптимальной величины в сторону понижения, очевидно, приведет к снижению эффективности процесса деэмульсации. При передозировке вместо разрушения эмульсии появляется эффект повышения ее стабилизации. Выбор наиболее эффективного деэмульгатора для нефти осуществляется в результате обобщения результатов исследований в лабораторных условиях и промысловых испытаний. [14].

Таким образом, актуальной задачей настоящего исследования является экспериментальный подбор эффективного деэмульгатора и оптимальных температурных условий для обезвоживания нефти месторождения «Салтанат Балгимбаев».

Материалы и методы исследования

Объектом исследования являлась водонефтяная эмульсия нефти месторождения «Салтанат Балгимбаев». Основные физико-химические свойства исследуемой нефти приведены в *таблице 1*. Нефть относится к легким, низкопарафинистым, с невысокой температурой застывания и относительно низкой исходной обводненностью. [15].

Таблица 1 — Физико-химические свойства нефти месторождения «Салтанат Балгимбаев»

Параметр	Значение
Плотность при 20 °С, кг/м ³	861
Содержание хлористых солей, мг/дм ³	2207
Температура застывания, °С	-21
Обводненность, %	3,81

Подбор и оценка эффективности деэмульгаторов проводились в лабораторных условиях по методике *bottle test*. Метод основан на оценке динамики выделения воды, качества раздела фаз «нефть – вода», наличия промежуточного слоя и остаточной обводненности нефти. Агрегативная устойчивость эмульсии определялась путем центрифугирования образца в течение 10 минут при скорости 2500 об/мин. Для определения истинной обводненности проводилось повторное центрифугирование с добавлением специального деэмульгатора, обеспечивающего полное разру-

шение промежуточного слоя. Эмульсия разливалась в градуированные цилиндры объемом 100 мл, в которые вводились деэмульгаторы в заданных дозировках. В качестве контроля использовалась холостая проба без реагента. После встряхивания в лабораторном шейкере в течение 5 минут цилиндры помещались в термостат при заданной температуре. В процессе отстаивания с интервалом 15–30 минут фиксировалось количество выделившейся воды. По окончании эксперимента определялась остаточная обводненность нефти. [16].

Результаты и обсуждение

Подбор деэмульгатора для месторождения «Салтанат Балгимбаев».

Сравнительная оценка эффективности пяти деэмульгаторов (базовый, №1–№4) проводилась при дозировке 250 г/т, температуре 55 °С и времени отстаивания 144 мин (Рисунок 1).

Результаты представлены в *таблице 2*. Анализ результатов показал, что применение деэмульгаторов значительно ускоряет процесс разрушения эмульсии по сравнению с холостой пробой, для которой характерно крайне медленное выделение воды и высокая остаточная обводненность (до 28 %).



Рисунок 1 – Внешний вид водонефтяных эмульсий, обработанных деэмульгаторами, где 1 – базовый деэмульгатор; 2 – деэмульгатор № 1; 3 – деэмульгатор №2; 4 – деэмульгатор №3, 5 – деэмульгатор №4; blank-холостая проба, после отстоя

Наибольшей эффективностью характеризуется деэмульгатор №3. Уже на начальном этапе отстаивания при его применении наблюдалось интенсивное выделение воды, а к концу эксперимента остаточная обводненность нефти составила 2,8 %. Для остальных реагентов остаточная обводненность находилась в диапазоне 6–7 %, что указывает на наличие устойчивого промежуточного слоя.

Визуальная оценка показала, что при использовании деэмульгатора №3 формируется четкий раздел фаз «нефть – вода», а выделившаяся вода отличается высокой прозрачностью, что свидетельствует о более полном разрушении эмульсионной структуры.

Таблица 2 – Результаты разрушения водонефтяной эмульсии различными деэмульгаторами

№	Реагент	Дозировка, г/т	Количество выделившейся воды, %					Остаточная обводненность в нефти, в %
			Время, мин					
			5	15	30	60	144	
1	Базовый деэмульгатор	250	30	31	58	61	63	6
2	Деэмульгатор №1	250	36	40	56	59	60	7
3	Деэмульгатор №2	250	31	42	52	58	62	6
4	Деэмульгатор №3	250	55	58	62	64	64	2,8
5	Деэмульгатор №4	250	35	40	58	64	65	6
6	Деэмульгатор №5	250	сл	сл	2	3	5	28

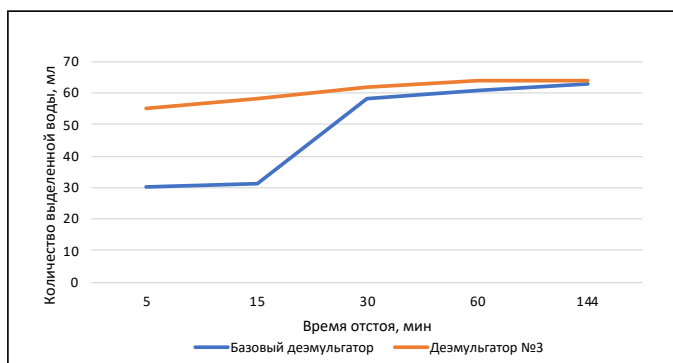


Рисунок 2 – Динамика выделения воды при дозировке 250 г/т.

Влияние температурного режима. Исследование влияния температуры проводилось при дозировках деэмульгатора 200 г/т и 500 г/т и температурах 10°С и 25°С. Установлено, что повышение температуры оказывает более значимое влияние на динамику выделения воды, чем увеличение дозировки реагента.

Исследуемый образец деэмульгатора вводился в различных дозировках (200, 500 г/т) в водонефтяную эмульсию. Исследование деэмульгирующей способности проводилось при температурном режиме +10, +25°С. Бутылки – отстойники ставились на отстой в водяную баню при заданной температуре. В определенные промежутки времени отстоя в бутылках – отстойниках замерялось количество выделившейся воды. По окончании времени отстоя фиксировалось качество раздела фаз «нефть – вода».

При температуре 25 °С процесс разделения фаз протекал значительно быстрее, а остаточная обводненность нефти снижалась до 2–4 %. При температуре 10 °С, даже при повышенной дозировке деэмульгатора, остаточная обводненность составляла 5–16 %. Это связано со снижением вязкости нефти и интенсификацией процессов коалесценции при повышении температуры.

Для того, чтобы окончательно принять решение о применении данного деэмульгатора на месторождении, необходимы опытно – промышленные испытания.

Однако, как правило, в промысловых условиях реальная эффективность перечисленных деэмульгаторов значительно ниже регламентируемой. Причиной такого

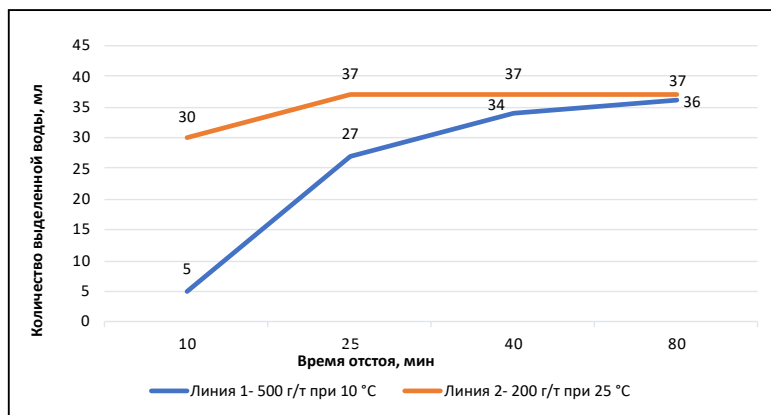


Рисунок 3 – Динамика выделения воды из водонефтяной эмульсии при дозировке 500 г/т при 10°C и при дозировке 200 г/т при 25°C

положения является то, что на стадии разработки и производства реагентов очень сложно учесть все факторы, влияющие на их эффективность, вследствие изменения состава и водонасыщенности добываемой нефти. [17].

Заключение и выводы

Проведение лабораторных исследований по подбору деэмульгатора, а также проверке эффективности деэмульгатора при разных дозировках и температурных режимах показало следующее:

1. Установлено, что водонефтяная эмульсия нефти месторождения «С. Балгимбаев» обладает высокой агрегативной устойчивостью и требует применения химических деэмульгаторов для эффективного разрушения.

2. По совокупности показателей деэмульгатор №3 обеспечивает наиболее полное разрушение эмульсии и минимальную остаточную обводненность нефти (2,8 %).

3. Показано, что повышение температуры оказывает более выраженное влияние на эффективность деэмульгирования по сравнению с увеличением дозировки реагента.

4. Повышение температуры отстаивания приводит к снижению остаточной обводненности нефти с 5–16 % до 2–4 %.

5. Полученные результаты могут быть использованы для оптимизации процессов промышленной подготовки нефти и обоснования опытно-промышленных испытаний выбранного деэмульгатора. 🌐

ЛИТЕРАТУРА

1. Матиев К.И., Ага-заде А.Д., Алсафарова М.Э., Акберова А.Ф. Подбор эффективного деэмульгатора для разрушения водонефтяной эмульсии и исследования по определению совместимости с базовым деэмульгатором. // SOCAR Proceedings, 2018. – С. 75-76. [Matiyev K.I. Aga-zade A.D. Alsafarova M.E. Akberova A.F. Podbor effektivnogo deemulgatora dlya razrusheniya vodonefyanoy emulsii i issledovaniya po opredeleniyu sovmestimosti s bazovym deemulgatorom. SOCAR Proceedings. 2018. – S. 75-76.]
2. Леонтьева А.И., Балабаева Н., Брянкин К.В., Аль Фадхли Кхазаал Хамид Кхазаал, Аль Рубай Раафат Абдурахман Ахмет. Формирование структуры водонефтяных

- эмульсий. // Вестник ТГТУ, 2017. С. 635-637. [Leontyeva A.I. Balabayeva N. Bryankin K.V. Al Fadkhli Kkhazaal Khamid Kkhazaal. Al Rubay Raafat Abdurakhman Akhmet. Formirovaniye struktury vodoneftyanykh emulsiy. Vestnik TGTU. 2017. S. 635-637.]
3. Сладовская О.Ю., Отажонов С.И., Галина Л.А., Сладовский А.Г. Современные реагенты – деэмульгаторы для разрушения водонефтяных эмульсий. // Вестник технологического университета, 2018. – Т.21, №2.– С. 49-53. [Sladovskaya O.Yu. Otazhonov S.I. Galina L.A. Sladovskiy A.G. Sovremennyye reagenty – deemulgatory dlya razrusheniya vodoneftyanykh emulsiy. Vestnik tekhnologicheskogo universiteta. 2018. – T.21. №2.– S. 49-53.]
 4. Хрисониди В.А., Струева В.А. Современные методы разрушения водонефтяных эмульсий. // The scientific heritage №50, 2020.– С. 38-41. [Khrisonidi V.A. Struyeva V.A. Sovremennyye metody razrusheniya vodoneftyanykh emulsiy. The scientific heritage №50. 2020.- S. 38-41.]
 5. Адильбекова А.О., Омарова К.И., Карайтова М. Физико – химические свойства нефтяных эмульсий месторождений Северо-Западный Коньыс и Жанаозен. // Вестник КазНУ. Серия химическая, 2016. – С. 27-28. [Adilbekova A.O. Omarova K.I. Karaytova M. Fiziko – khimicheskiye svoystva neftyanykh emulsiy mestorozhdeniy Severo-Zapadnyy Konys i Zhanaozen. Vestnik KazNU. Seriya khimicheskaya. 2016. –S. 27-28.]
 6. Небогина Н.А., Литвинец И.В., Прозорова И.В. Влияние температуры формирования водонефтяных эмульсий на их структурно – реологические свойства. // Вестник ПНИПУ, 2018. – С. 70-75. [Nebogina N.A. Litvinets I.V. Prozorova I.V. Vliyaniye temperatury formirovaniya vodoneftyanykh emulsiy na ikh strukturno – reologicheskiye svoystva. Vestnik PNIPU. 2018. – S. 70-75.]
 7. Рябова В.И., Филатов А.К., Яхин Б.А., Антипов В.А., Сидоров Г.М. Исследование эффективности реагентов для проведения деэмульсации водонефтяных эмульсий. // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов, 2017. № 2 (108).–С. 52-58. [Ryabova V.I. Filatov A.K. Yakhin B.A. Antipov V.A. Sidorov G.M. Issledovaniye effektivnosti reagentov dlya provedeniya deemulsatsii vodoneftyanykh emulsiy. Problemy sbora. podgotovki i transporta nefiti i nefteproduktov. 2017. № 2 (108). – S. 52-58.]
 8. Машкова Е.Г., Юсупова М.И. Система обезвоживания и обессоливания нефти. // Наука и современность, 2017. – С. 137-141. [Mashkova E.G. Yusupova M.I. Sistema bezvozhivaniya i obessolivaniya nefiti. Nauka i sovremennost. 2017. – S. 137-141.]
 9. Баямирова Р.У., Тогашева А.Р., Жолбасарова А.Т., Сарбопеева М.Д., Воробьев А.Е. Влияние условий формирования водонефтяных эмульсий на их структурно-механические свойства. // Yessenov Science Journal, 2022. – С. 97-99. [Bayamirova R.U. Togasheva A.R. Zholbasarova A.T. Sarbopeyeva M.D. Vorobyev A.E. Vliyaniye usloviy formirovaniya vodoneftyanykh emulsiy na ikh strukturno-mekhanicheskiye svoystva. Yessenov Science Journal. 2022. – S. 97-99.]
 10. Земенков Ю.Д., Александров М.А., Маркова Л.М., Дудин С.М., Подорожников С.Ю., Никитина А.В. Техника и технологии сбора и подготовки нефти и газа. – Тюмень: Издательство, 2015. – С. 43. [Zemenkov Yu.D.. Aleksandrov M.A. Markova L.M. Dudin S.M. Podorozhnikov S.Yu. Nikitina A.V. Tekhnika i tekhnologii sbora i podgotovki nefiti i gaza. – Tyumen: Izdatelstvo. 2015. – S. 43.]
 11. Попов А.А., Ясьян Ю.П., Нисковская М.Ю., Сыроватка В.А., Хрисониди В.А. Деэмульгаторы водонефтяных эмульсий: вчера, сегодня, завтра. // НефтеГазоХимия, 2025. – С. 38-44. [Popov A.A. Yasian Yu.P.. Niskovskaya M.Yu. Syrovatka V.A. Khrisonidi V.A. Deemulgatory vodoneftyanykh emulsiy: vchera. segodnya. zavtra. NefteGazoKhimiya. 2025. – S. 38-44.]

12. Рябов В.Г., Шипигузов Л.М., Ширкунов А.С., Кочиев А.Д. Подбор реагентов-деэмульгаторов для обезвоживания ряда месторождений Казахстана. // Нефть и газ, 2015. – С. 111. [Ryabov V.G. Shipiguzov L.M. Shirkunov A.S. Kochiyev A.D. Podbor reagentov- deemulgatorov dlya obezvozhivaniya ryada mestorozhdeniy Kazakhstana. Neft i gaz. 2015. – С. 111.]
13. Хрисониди В.А., Пиндюрина А.А., Рахамова С.Р. Технологии разрушения эмульсий в системе подготовки нефти. // The scientific heritage №71, 2021. – С. 14-17. [Khrisonidi V.A. Pindyurina A.A. Rakhomova S.R. Tekhnologii razrusheniya emulsiy v sisteme podgotovki nefti. The scientific heritage №71. 2021. – S. 14-17.]
14. Шаймарданов В.Х. Процессы и аппараты технологий сбора и подготовки нефти и газа на промыслах. – М: НИЦ «Регулярная хаотическая динамика», 2013. – С. 103. [Shaymardanov V.Kh. Protsessy i apparaty tekhnologiy sbora i podgotovki nefti i gaza na promyslakh. –M: NITs «Regulyarnaya khaoticheskaya dinamika». 2013. – С. 103.]
15. Зайнуллина А.Ш., Арыстан А.Ж. Сравнительный анализ физико-химических свойств нефти различных месторождений. // Алматы технологиялық университетінің хабаршысы №1, 2019.– С. 95-96. [Zaynullina A.Sh.. Arystan A.Zh. Sravnitelnyy analiz fiziko – khimicheskikh svoystv nefti razlichnykh mestorozhdeniy. Almaty tekhnologiyalyq universitetinin khabarshysy №1. 2019.– S. 95-96.]
16. Diego Pradilla, Jeferson Ramirez, Fabio Zanetti, Oscar Á lvarez. Demulsifier Performance and Dehydration Mechanisms in Colombian Heavy Crude Oil Emulsions. – Energy Fuels 2017, 31. - С.10371. [Диего Прадилла. Жеферсон Рамирез. Фабио Занетти. Оскар Алварез. Демулсифиер Перформансе анд Дехидратион Мечанисмс ин Соломбиан Хеавй Сруде Оил Емулсионс. – Энергй Фуелс 2017. 31. – S. 10371.]
17. Исмайылов Г.Г., Избасаров Е.И., Адыгезалова М.Б., Халилов Р.З. Исследование влияния реагентов – деэмульгаторов на кинетику обезвоживания реологически сложной нефти. // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело, 2017. Т. 16 №2. – С. 138-145. Ismayylov G.G. Izbasarov E.I. Adygezalova M.B. Khalilov R.Z. Issledovaniye vliyaniya reagentov – deemulgatorov na kinetiku obezvozhivaniya reologicheskoi slozhnoy nefti. Vestnik PNIPU. Geologiya. Neftegazovoye i gornoye delo. 2017. T. 16 №2. – S. 138-145.