

ПРОБЛЕМЫ НЕФТЕДОБЫЧИ, НЕФТЕХИМИИ, НЕФТЕПЕРЕРАБОТКИ И ПРИМЕНЕНИЯ НЕФТЕПРОДУКТОВ

УДК 622.276.8

Д. Г. Цыганов, Н. Ю. Башкирцева

ИССЛЕДОВАНИЕ ФОРМИРОВАНИЯ ВОДОНЕФТЯНЫХ ЭМУЛЬСИЙ КАМЕННОГО И ЕМ-ЕГАНСКОГО НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ХАНТЫ-МАНСИЙСКОГО АВТОНОМНОГО ОКРУГА

Ключевые слова: водонефтяная эмульсия, устойчивость эмульсии, поверхностно-активные вещества (ПАВ), деэмульгатор, подготовка нефти.

Проведен анализ научно-технической литературы по состоянию разработки нефтяных месторождений Ханты-Мансийского автономного округа. Рассмотрены особенности формирования устойчивости водонефтяных эмульсий в результате применения различных методов увеличения нефтеотдачи и интенсификации притока. Приведены результаты микроскопического анализа водонефтяных эмульсий Каменного и Ем-Еганского нефтяных месторождений. Установлено, что применение химических реагентов для увеличения нефтеотдачи и интенсификации способствуют повышению устойчивости водонефтяных эмульсий рассматриваемых месторождений, что осложняет процессы подготовки нефти.

Keywords: water-oil emulsion, emulsion stability, surfactants, demulsifying agent, oil preparation.

The analysis of scientific and technical literature in the matter of oil field development in Khanty-Mansiysky autonomous region has been done. The features of water-oil emulsion formation resulting from the application of different methods for increasing of oil recovery and production stimulation have been considered. The results of microscopic analysis of water-oil emulsions from Kameniy and Em-Eganskiy oil deposits have been summarized. It has been shown that the application of chemical reagents for increasing of oil recovery and production stimulation promotes the stability of water-oil emulsions in oil deposits considered here. As a result the processes of oil preparation become more complicated.

Характерной особенностью современного этапа развития нефтяной промышленности является существенное изменение структуры запасов в сторону увеличения доли трудноизвлекаемых нефтей. Последнее обусловлено вступлением большого числа высокопродуктивных месторождений в позднюю стадию разработки, характеризующуюся снижением добычи нефти и значительным ростом обводненности [1].

Современный этап разработки нефтяных месторождений Ханты-Мансийского автономного округа (ХМАО) характеризуется ростом добычи нефти. По 76% лицензионным участкам ХМАО, находящимся в разработке, отмечается стабильная и возрастающая добыча нефти. Повышение добычи нефти обеспечивается вводом в разработку новых запасов за счет бурения эксплуатационных скважин, сверхпроектными отборами нефти и проведением геолого-технических мероприятий (ГТМ), направленных на улучшения использования фонда эксплуатационных скважин, нормализацию баланса отбор – закачка, ограничение водопритоков, снижение обводненности и внедрение методов увеличения нефтеотдачи (МУН). С 2002 г. по 2010 г. в результате бурения новых и ввода новых скважин в эксплуатацию было добыто свыше 12 млн.т. нефти, свыше 76 млн.т. добыто за счет проведения ГТМ, применения методов интенсификации притоков и увеличения нефтеотдачи продуктивных пластов [2].

Отбор нефти составил 48% начальных извлекаемых запасов. Разбуренные запасы выработаны

ны на 75%. Коэффициент извлечения нефти (КИН) равен 0,167. Обводненность в целом по месторождениям ХМАО составляет 84%. Большую роль в стабилизации дебитов нефти, ее добычи, снижение обводненности, повышении КИН играют методы увеличения нефтеотдачи и интенсификации притока, так называемые вторичные и третичные методы. Чем менее эффективна начальная стадия разработки, то есть больше нефти остается после нее в пласте, тем более эффективны эти методы [3].

Ввод новых запасов в разработку и их эксплуатационное разбуривание относятся, скорее всего, к экстенсивным методам увеличения добычи. Резервы экстенсивного роста добычи нефти в ХМАО имеются в виде не введенных в разработку месторождений и залежей на разрабатываемых лицензионных участках. Реализация этого направления требует значительных инвестиций.

Более привлекательным является рациональное использование запасов введенных в разработку месторождений путем внедрения технологий интенсификации добычи нефти. Но, как показывает практика использование методов интенсификации добычи нефти имеет негативные последствия в виде быстрого снижения пластового давления, вынужденной интенсивной закачки воды для компенсации его падения и как следствие, быстрого преждевременного обводнения и выхода из эксплуатации скважин, содержащих значительные запасы.

Для анализа рационального использования запасов и оценки полноты их выработки в ХМАО

была разработана классификация лицензионных участков по степени выработанности запасов и обводненности продукции. В зависимости от стадии разработки выделено пять классов: I – начальной стадии разработки; II – «зрелой» стадии разработки; III – поздней стадии разработки; IV – аномальной разработки; V – лицензионные участки с заниженной оценкой извлекаемых запасов.

I класс характеризуется степенью выработанности запасов 40-55% и обводненностью продукции до 35 %. Лицензионные участки находятся на начальной стадии разработки с растущей добычей. К этому классу относится Варыгинский лицензионный участок.

II класс характеризуется средней степенью выработанности запасов (от 20-45 до 55-80%) и обводненностью продукции (от 35 до 75%) со стабильной и растущей добычей нефти (16 участков из 18). В качестве примера можно привести Хултурский и Восточно-Правдинский лицензионные участки.

III класс отличается высокими степенью выработанности запасов (от 45 до 97%) и обводненностью продукции (от 75 до 98%). Большинство лицензионных участков характеризуются падающей добычей, что объясняется поздней стадией разработки. К этому классу можно отнести Лор-Еганский и Мамонтовский, Талинский лицензионные участки.

IV класс значительным превышением обводненности продукции над степенью выработанности запасов, что является признаком малоэффективной разработки, либо из-за несоответствия проектной технологии горно-геологическим условиям, либо из-за невыполнения проектных решений. Примером этого класса может служить Самотлорский лицензионный участок.

V класс имеет заниженную оценку извлекаемых запасов, лицензионные участки нуждаются в уточнении запасов. Примером могут служить Повховский и Южно-Ягунский лицензионные участки.

Таким образом, можно считать, что лицензионные участки, отнесенные к I и II классам, эксплуатируются без существенного нарушения оптимальных технологий разработки и обеспечивают рациональное использование запасов без причинения ущерба недрам.

На поздней стадии разработки по характеристикам вытеснения по целому ряду лицензионных участков, отнесенных к III классу, выявляются недостатки применяемых, часто стандартных технологий, не позволяющих достичь утвержденного КИН, который следует рассматривать как недостаточную степень использования запасов [2].

Каменное и Ем-Еганское нефтяные месторождения Талинского лицензионного участка относятся к III классу. Вступление Каменного и Ем-Еганского месторождений ХМАО в позднюю стадию разработки ставит перед нефтяниками новые цели и задачи. Если в предыдущий период в основном накапливались производственные мощности за счет ввода в эксплуатацию новых площадей, то в настоящее время задача заключается в качественном улучшении разработки нефтяных месторождений и реализацией технологий, обеспечивающих макси-

мальную нефтеотдачу. Доля запасов в высокопродуктивных пластах безводной части залежи непрерывно уменьшается и соответственно увеличивается доля трудноизвлекаемых запасов. Наблюдается массовое обводнение пластов и продукции скважин. Дальнейшее стабильное функционирование столь сложной системы как технологический процесс добычи нефти невозможно без применения технологий, предусматривающих использование различных химических реагентов (индивидуальных веществ и композиций на их основе) [4].

В настоящее время на Каменном и Ем-Еганском нефтяных месторождениях ХМАО применяют более 20 методов воздействия на нефтяные пласты и их модификаций с целью увеличения нефтеотдачи и более 10 методов обработки призабойной зоны. Наиболее широко используют кислоты (соляная, плавиковая) и композиции на их основе. Полимерные соединения, в частности полиакриламид (ПАА), составляют 25% общего объема применяемых химических реагентов. В технологиях нефтеотдачи пластов широкое распространение получили поверхностно-активные вещества (ПАВ), представляющие собой растворы неионогенных ПАВ.

Кислотно-щелочное воздействие. В результате кислотных обработок восстанавливаются и улучшаются фильтрационные характеристики призабойной зоны пласта, повышается нефтеотдача. Однако наряду с положительным эффектом наблюдается целый ряд отрицательных явлений. При воздействии соляной кислоты на глинистые компоненты пласта помимо растворения оксидов щелочных и щелочноземельных металлов происходит нежелательное гелеобразование, усиливающееся с ростом содержания соляной кислоты в рабочей растворе. При воздействии серной кислотой наблюдается выпадение гипса в скважине и промышленном оборудовании. Кроме того, кислотное воздействие приводит к повышенному коррозионному разрушению отдельных узлов оборудования, цементного камня, скелета коллектора, что обуславливает вынос значительного количества механических примесей с продукцией скважин. Кислоты, являясь химически активными веществами, неизбежно вступают во взаимодействие с компонентами нефти, при этом образуются продукты, оказывающие влияние на устойчивость водонефтяных эмульсий [5].

Кинетика разрушения устойчивых водонефтяных эмульсий, полученных в присутствии соляной кислоты, показывает увеличение стойкости эмульсий. В ряде случаев образуются высоковязкие системы пастообразной консистенции, представляющие собой высокодисперсные эмульсии, способные привести к запечатыванию фильтрационных каналов пласта и к существенному ухудшению процесса сброса воды на установках предварительного сброса и подготовки нефти на УПН. При концентрации соляной кислоты более 5 % не было достигнуто разрушения эмульсии, даже в присутствии такого высокоэффективного деэмульгатора, как Диссолван 4411 [6].

Щелочи в системе нефтедобычи применяются в меньшем объеме. Щелочное воздействие основано на взаимодействии щелочи с пластовыми флюидами и породой, в результате которого в пласте образуются стойкие нефтяные эмульсии и малорастворимые осадки, что способствует изменению параметра подвижности и выравниванию фронта вытеснения. При этом в воде, содержащей щелочные электролиты, наблюдается интенсивное разбухание и пептизация глинистых частиц пласта. Из-за повышенного содержания в пластовой воде ионов поливалентных металлов (кальция, магния, алюминия и др.) может дополнительно образоваться значительное количество коллоидной взвеси гидроксидов этих металлов, что неизбежно ведет к увеличению общего содержания механических примесей в нефтяной фазе, повышая устойчивость водонефтяных эмульсий. При использовании щелочных растворов резко снижается поверхностное натяжение и образуются высокодисперсные эмульсии [5].

В результате проведенного анализа обобщенных водонефтяных эмульсий с различных кустов Каменного и Ем-Еганского месторождений было установлено, что содержание в них механических примесей составляет 450 г/т и 300 г/т соответственно, что приводит к осложнениям в дальнейшем процессе подготовки нефти.

Для определения влияния кислотных и щелочных обработок на устойчивость водонефтяных эмульсий были проведены экспериментальные работы по разрушению эмульсий, непосредственно содержащих серную, соляную кислоты, едкий натрий, продукты реакции соляной кислоты с известковыми и меловыми породами. Установлено, что при деэмульсации в присутствии щелочи увеличивается устойчивость эмульсий, причем повышение щелочности до $\text{pH}=9$ не влияет на глубину термохимического обезвоживания. При содержании щелочи 1% ($\text{pH}=12$) образуется очень устойчивая эмульсия, не разрушающаяся при низкой температуре даже в присутствии деэмульгатора.

Причиной ухудшения динамики и степени отделения воды является особо мелкодисперсная структура эмульсии, обусловленная низким значением межфазного натяжения на границе раздела нефть-вода (рис.1), что способствует образованию устойчивой к расслоению эмульсии.

На рисунке 1 приведена полученная зависимость межфазного поверхностного натяжения от pH воды, из которой видно, что максимальное значение межфазного поверхностного натяжения в области значений $\text{pH}_{\text{воды}}=6-9$ и при его изменении в ту или иную сторону межфазное натяжение уменьшается. При $\text{pH}>9$ происходит резкое снижение межфазного поверхностного натяжения, что способствует образованию мелкодисперсной, устойчивой к расслоению эмульсии [7].

Проведенные лабораторные и промысловые исследования показали, что многочисленные технологии с применением кислот реализуются со значительным побочным эффектом: выносом в систему нефтесбора непрореагировавшей кислоты, механическими примесями, образованием коллоидного

сульфида железа [8]. Технологическими регламентами на проведение обработок призабойной зоны пласта (ПЗП) с применением кислот, композиции кислот с полимерами и ПАВ предусматривается только промывка полости скважины после проведения обработок. Излив из ПЗП непрореагировавших реагентов или их нейтрализация не предусматривается, что неизбежно ведет к изменению устойчивости водонефтяных эмульсий и параметров технологического процесса подготовки нефти.

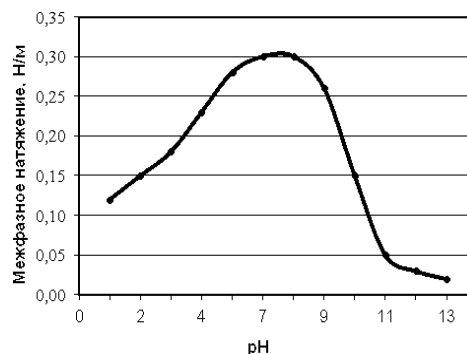


Рис. 1 – Зависимость межфазного натяжения на границе нефть – вода от pH пластовой воды

Полимеры. Полимеры (ПАА, эфиры целлюлозы) используются для формирования растворов с низкой концентрацией, которые закачивают в нагнетательные скважины. Использование полимера направлено на увеличение вязкости воды, которое определяется молекулярной массой полимера, его концентрацией, минерализацией воды. При этом соотношение подвижностей воды и нефти снижается, что способствует увеличению коэффициента охвата пласта воздействием. В литературе сведений о влиянии полимеров на стойкость водонефтяных эмульсий и процессы подготовки нефти и воды очень мало, и они порой противоречивы [9-11].

Исследования влияния ПАА на устойчивость водонефтяных эмульсий показали, что при $\text{pH}\approx 6,5$ присутствие ПАА не ухудшает динамику отделения воды. Причем при небольших расходах деэмульгатора LML 4312 (до 100 г/т) ПАА облегчает отделение воды. Однако глубина термохимического обезвоживания уменьшается: остаточное содержание воды составляет около 2 %. С уменьшением pH минерализованной воды отделение воды существенно снижается, особенно при малых расходах деэмульгатора (50 г/т), при этом остаточное содержание воды в большинстве проб составило менее 1%.

В процессе исследований установлено, что ПАА не влияет на межфазное поверхностное натяжение на границе нефть-вода. Уменьшение pH приводит к снижению межфазного натяжения, что согласуется с приведенными выше результатами.

Для ограничения водопитока на нефтяных месторождениях ХМАО широкое применение нашел сшитый ПАА марки А 1510, представляющий собой водный раствор, содержащий в качестве «сшивающего» агента ацетат хрома. Изучение влияния сшитого ПАА на устойчивость водонефтяных эмульсий не выявило его отрицательного влияния

на динамику отделения воды. Остаточное содержание воды в нефти для всех концентраций ПАА не превышало 1%. При микроскопическом анализе проб нефти после разделения было установлено, что нижние слои нефти представляют собой множественную эмульсию: в нефтяной фазе находятся крупные капли воды – обратная эмульсия, в которых эмульгированы капли нефти – прямая эмульсия [4].

Подобное явление приводит на установке УПН к накоплению множественной эмульсий в промежуточном слое, что неизбежно отразится на технологическом процессе подготовки и качестве получаемой нефти. Аналогичные эмульсии были также обнаружены в промежуточных слоях на УПСВ «Каменное».

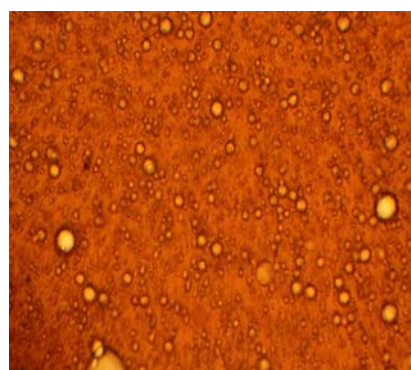
Таким образом, было установлено, что при низких концентрациях ПАА (до 40 мг/л) не наблюдается ухудшение процесса предварительного обезвоживания эмульсий. Дальнейшее повышение концентрации ПАА приводит к образованию множественных эмульсий, которые концентрируются в промежуточных слоях.

Поверхностно-активные вещества. Углеводородные композиции на основе ПАВ позволяют снизить межфазное натяжение на границе нефть-вода, обладают высокой солюбилизующей способностью, образуют на границе с углеводородом микроэмульсионную фазу [12]. Среди подобных композиций в ХМАО широкое применение нашел реагент СНПХ 9633. Его использование основано на блокировании высокопроницаемых промытых зон пласта обратными эмульсиями, образующимися при контакте реагента с пластовыми водами, обводняющими скважину. Для изучения влияния СНПХ 9633 на устойчивость водонефтяных эмульсий была произведена экспериментальная работа по разрушению искусственной эмульсии в присутствии этого реагента. Установлено, что с увеличением содержания СНПХ 9633 вязкость эмульсии уменьшается, однако при его концентрации 0,25 – 0,5% межфазное натяжение на границе нефть-вода имеет максимальные значения, поэтому отделение воды полностью прекращается. Дальнейшее увеличение концентрации СНПХ 9633 приводит к уменьшению значения межфазное натяжение на границе нефть-вода. Полученные результаты свидетельствуют о деэмульгирующих свойствах реагента СНПХ 9633. Однако с увеличением концентрации СНПХ 9633 уменьшается глубина термохимического обезвоживания эмульсии. Если в присутствии 0,25% СНПХ 9633 остаточное содержание воды составило 0,5-1,0%, то при содержании 2% реагента остаточное содержание воды возросло до 1,3-3,2%.

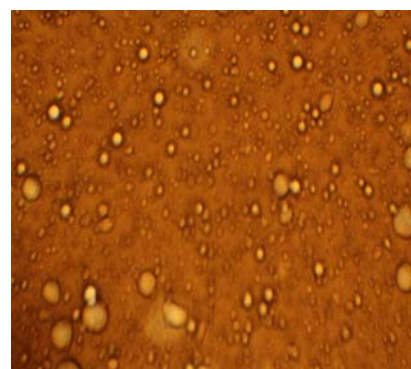
Изучение межфазного натяжения на границе раздела фаз нефть-вода показало, что СНПХ 9633 способствует уменьшению межфазного натяжения. Низкое межфазное натяжение приводит к образованию мелкодисперсной, стабильной во времени эмульсии.

Анализ обобщенных с различных кустов проб водонефтяных эмульсий Каменного и Ем-Еганского месторождений показал высокую устойчивость исследуемых эмульсий. На рис. 2 представ-

лены микрофотографии водонефтяных эмульсий рассматриваемых месторождений.



а



б

Рис. 2 – Микрофотографии нефтяной эмульсий Каменного месторождения (а) и Ем-Еганского месторождения (б) 8-кратное увеличение

Из рисунка видно, что водонефтяные эмульсии с Каменного и Ем-Еганского месторождения содержат в основном мельчайшие глобулы воды размерами от 0,1 до 20 мкм, равномерно распределенные по всему объему эмульсий, этим обуславливается высокая стойкость анализируемых эмульсий [13-14]. Высокая устойчивость водонефтяных эмульсий рассматриваемых месторождений подтверждается так же наличием большого по толщине адсорбционного слоя на поверхности капель эмульгированной воды (рис.3).

Экспериментально установлено, что в состав защитного слоя на границе нефть – вода входит ряд веществ как в виде адсорбционных отдельных молекул (кислоты, низкомолекулярные смолы), так и виде коллоидных частиц (высокомолекулярные смолы, асфальтены), а также микрочастицы парафина, минеральных и глинистых частиц [15-16].

Гелеобразные частицы, представляющие собой агрегаты водонабухающих полимеров и высокомолекулярных ПАВ, приводят к агрегированию вокруг себя мельчайших глобул воды и препятствуют их сливанию.

Таким образом, основными причинами повышения устойчивости водонефтяных эмульсий Каменного и Ем-Еганского месторождений ХМАО являются побочные эффекты технологических процессов интенсификации добычи нефти с применением химических реагентов. В результате образуют-

ся мелкодисперсные и агрегативно устойчивые эмульсий, поступающие на установки подготовки нефти (УПСВ «Каменное» и ЦТП «Красноленинский»). Вследствие этого происходит нарушение процесса обезвоживания нефти и ухудшения качества подготавливаемой нефти. Промежуточные слои перестают выполнять роль зоны активной коалесценции и фильтрации капель воды и механических примесей и переходят в разряд устойчивых эмульсий, происходит накопления устойчивых эмульсий в промежуточных слоях отстойной и резервуарной аппаратуры и увеличения эксплуатационных расходов на подготовку нефти и воды.

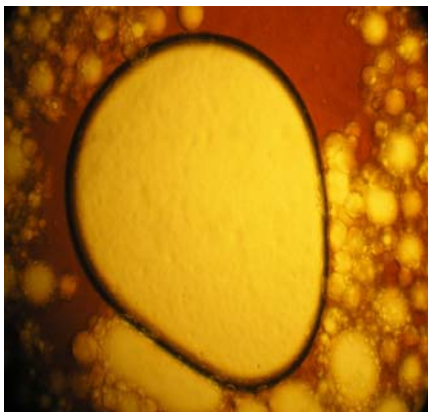


Рис. 3 – Микрофотография нефтяной эмульсий Ем-Еганского месторождения 40 кратное увеличение

Поэтому актуальным остаются вопросы повышения эффективности процессов подготовки нефти из осложненных эмульсий на основании исследования влияния на них химических реагентов, применяемых в нефтедобыче, разработки новых эффективных деэмульгаторов из отечественного сырья для разрушения устойчивых водонефтяных эмульсий и технологий их обработки.

Литература

1. Применение коллоидных систем для увеличения нефтеотдачи пластов / Сладовская О.Ю., Башкирцева Н.Ю., Курашов Д.,А. и др. // Вестник Казанского технологического университета. -20010. - № 10. – С. 585-591
2. Интенсификация добычи нефти и рациональное использование ее запасов на месторождениях Ханты-Мансийского автономного округа / Зайцев Г.С., Толстолыткин И.П., Мухарлямова Н.В., Сутормин С.Е. // Нефтяное хозяйство. – 2003. - №2. — С. 126-128
3. Особенности разработки нефтяных месторождений Ханты-Мансийского автономного округа на современном этапе / Зайцев Г.С., Толстолыткин И.П., Мухарля-

мова Н.В., Сутормин С.Е. // Нефтяное хозяйство. - 2003. - №9. — С. 48-51

4. Влияние химических реагентов, применяемых при добычи нефти, на устойчивость водонефтяных эмульсий / Гибайдуллин Ф.Р., Татьяна О.С., Космачева Т.Ф. и др. // Нефтяное хозяйство. - 2003. - №8. – С.68-70
5. Тронов В.П. Химизация технологических процессов разработки месторождений и добычи нефти и их взаимное влияние // Интервал. – 2002. - №7(42). – С. 14-18
6. Влияние соляной кислоты на устойчивость водонефтяных эмульсий / Глузов И.Ф., Слесарева В.В., Петрова Н.М. // Сб.Тр.ТатНИПИнефть: Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений Татарстана, 2000. – Бу-гульма. – С. 114-117
7. Сахабутдинов Р.З., Губайдуллин Ф.Р., Исмагилов И.Х., Космачева Т.Ф. Особенности формирования и разрушения водонефтяных эмульсий на поздней стадии разработки нефтяных месторождений. – М.: ОАО «ВНИИО-ЭНГ», 2005. – 324 с
8. Кудинов В.И., Сучков Б.М. Интенсификация добычи вязкой нефти из карбонатных коллекторов. – Самара: Самарское кн. изд-во, 1996. – 440 с
9. Позднышев Г.Н. Стабилизация и разрушение нефтяных эмульсий. – М.: Недра, 1982.–221 с
10. Методы управления технологическим процессом подготовки нефти / Борисов С.И., Калинина О., Мелюшенко О.П. и др. // Нефтяное хозяйство. - 2003. - №1. – С. 76-78
11. Микроскопическая картина взаимодействия капелек нефти с водным раствором неионогенного поверхностно-активного полимерсодержащего состава в присутствии и отсутствии органического растворителя / Калинина О.С., Калинин Е.С., Кирьянова Е.В., Волков В.А. // Нефтепромысловое дело. – 2002. - №3. – С. 24-26
12. Применение водных композиций ПАВ с высоким моющим действием для увеличения приемистости скважин и нефтеотдачи пластов / Фридман Г.Б., Собанова О.С., Федорова И.Л. и др. // Нефтяное хозяйство. – 1998. - №2. – С. 31-35
13. Исследование деэмульгирующих и поверхностных свойств композиционных реагентов для нефтепромыслов / Фазулзянов Р.Р., Елпидинский А.А., Гречухина А.А. // Вестник Казанского технологического университета. -2011. - № 10. – С. 169-172
14. Байков Н.М., Колесников Б.В., Челпанов П.И. Сбор, транспорт и подготовка нефти. – М.: Недра, -1975. – 317 с.

Петров А.А. Реагенты – деэмульгаторы для обезвоживания и обессоливания нефтей // Куйбыш. кн. изд-во. – 1965. – 143 с

15. Петров А.А., Афанасьев В.М., Валяев Б.Г., Соколов А.Г. Сбор, подготовка нефти и очистка сточных вод // Куйбыш. кн. изд-во. – 1969. – 126 с
16. Изучение влияния моющих ПАВ на деэмульгирующую эффективность неионогенных ПАВ / Плохова С.Е., Елпидинский А.А. // Вестник Казанского технологического университета. -2013. – Т.16. - № 10. – С. 271-272