

Технология разделения нефтеводогазовых эмульсий, обеспечивающая комплексный эффективный подход

Пилипенко О.В., Малыхин И.А., Совка С.М.
ООО «НПФ «Модуль», Лениногорск, Россия
modullen-pr@mail.ru

Актуальность разработки технологии установки предварительной подготовки дисперсных систем (УППДС) — возможность обеспечить значительное увеличение производительности и качества на объектах подготовки нефти (УПСВ, УКПН), как следствие с сокращением затрат на закуп деэмульгаторов, что особенно актуально в условиях импортозамещения, т.к. многие компоненты его химического состава поставляются из-за рубежа. Также технология позволит снизить кап. затраты, общие затраты на процесс подготовки и затраты на применение других методов «доразрушения» эмульсии. Предоставляет возможность снизить себестоимость добычи нефти и увеличить нефтедобычу и коэффициент извлечения нефти (КИН) за счет высокого качества подготовки подтоварной воды.

Результатом разработки УППДС явилось предоставление научно-теоретически обоснованного подхода к фазоразделению нефтяных эмульсий и, как закономерное следствие этого, простота и высокая адаптированность к уже существующим технологическим схемам по подготовке нефти и воды в нефтедобывающей отрасли с реализацией ею комплексного подхода. Не является аналогом или альтернативой применения деэмульгаторов и электродегидраторов.

Фазораздел нефтяных эмульсий в данной технологии основан на фундаментальном принципе (из области электрохимии) определяющим стабильность/нестабильность эмульсий, за счет снижения энергии сольватации.

Известно, что для создания нефтяной эмульсии, смеси не смешивающихся жидкостей, необходимо провести работу с затратой энергии, следовательно, мы предлагаем, для ее (эмульсии) разделения необходимо не затратить энергию, а каким-то образом ее (энергию) скомпенсировать («вывести»).

Вот на этом принципе и основана реализация технологии УППДС. Причем речь здесь идет о кулоновском заряде на границе раздела фаз, и общей электростатической составляющей всей совокупности неоднородности, которой является эмульсия (Е эл. из формулы энергии сольватации). Для пояснения, приведем хорошо известные оперируемые термины «двойной электрический слой», эмульгированная/сольватированная вода в нефти или нефти в воде, газа в нефти. Применение же различных деэмульгаторов (внесение в водонефтяную эмульсию) — это принцип увеличения энергетической составляющей эмульсии за счет внесения

химической композиции (ПАВ-ов) и, как следствие, всегда приводит к закономерному образованию некоторого объема «промслоев» и эмульгированной нефти в сточной воде. Последнее закономерно, т.к. метод применения деэмульгаторов для «разрушения эмульсии», известен как метод «обращения фаз» — дестабилизации одного вида эмульсии за счет стабилизации другой.

Необходимость применения ряда других методов «доразрушения» эмульсии, после применения деэмульгатора («не доразрушенную» на конечном участке емкостного парка УКПН эмульсию повторно направляют в «голову» процесса, электродегидраторы, триканторы и др.), тому подтверждение. Действие ПАВ-ов характеризуется «снижением межфазного поверхностного натяжения», с целью стабилизации эмульсии, что является основным и научно-обоснованным принципом эмульгаторов. Этот же принцип «снижение межфазного поверхностного натяжения» заявлен у деэмульгаторов. С этим и связана необходимость подбора оптимальной дозировки при нестабильном поступлении с нефтепромысла нефти, а последствия передозировки хорошо известны — увеличение агрегативной стойкости эмульсии.

Причиной повышенного содержания эмульгированной нефти в сточной воде — является применение деэмульгаторов, это указано в РД 39-0147103-302-88 «Руководство по технологии очистки нефтепромысловых сточных вод с использованием химреагентов» [1]. Поэтому официально за рубежом признано, что технологий, обеспечивающих требующего качества подготовки «подтоварной воды» нет.

Необходимость подготовить нефть, обеспечивая процесс ее обезвоживания, обусловлена сложившиеся методики применения химического реагента «деэмульгатора», с официальной его формулировкой — «для разрушения эмульсии». Применение, деэмульгатора до сих пор не имеет общего и единого научно-теоретического обоснования, обладающего множеством различных гипотез и соответственно склоняющихся к той или иной теории и обособленной, отраслевой науке. В реальности существует научно-техническое обоснование, из области коллоидной химии, рассматривающей процессы с применением эмульгаторов (ПАВ-ов). И по этой причине широко не афишируемой, как неудобной для восприятия информации, вызывающей ряд вопросов к закономерности, проявляющихся побочных последствий применения деэмульгаторов — смеси ПАВ-в (эмульгаторов) с другими компонентами (спиртами и т.д.).

В эмульсии при определенных условиях обнаруживают характерное явление, получившее название «обращения фаз». Если в эмульсию данного типа при интенсивном перемешивании вводить избыток поверхностно-активного вещества, являющегося стабилизатором эмульсии обратного типа, то первоначальная эмульсия может обращаться, т.е. дисперсная фаза в ней становится дисперсной средой, а дисперсная среда — дисперсной фазой [2].

Метод, основанный на эффекте «обращения фаз», действительно, не может обладать комплексностью в подходе, по отношению к процессу фазоразделения эмульсии, т.к. его принципом является дестабилизация одного за счет стабилизации другого.

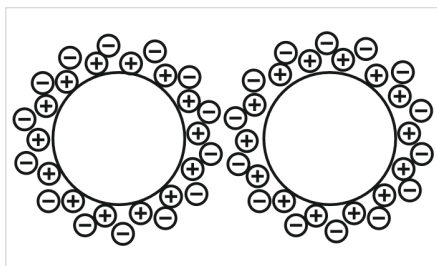


Рис. 1. Двойной электрический слой на глобулах нефти в водной среде

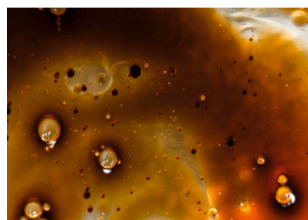
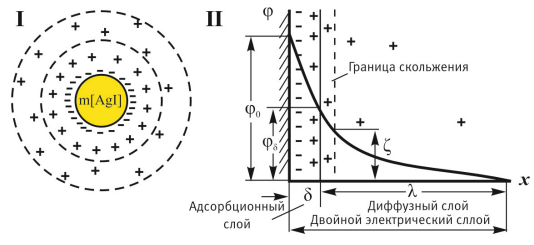


Рис. 2. Фото обратной эмульсии «вода в масле», видны концентрации нефти вокруг капель воды, объясняемые наличием потенциала на границе раздела фаз. Максимальная сила взаимодействия на границе раздела фаз, убывающая с расстоянием



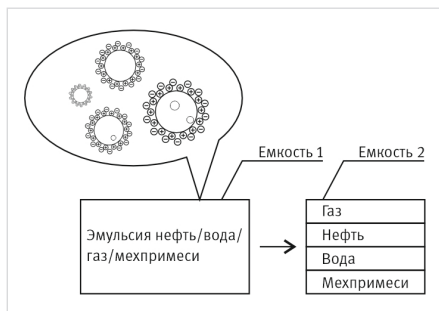


Рис. 3. Пример разделения эмульсии на фазы в РВС после ее прохождения через УППДС

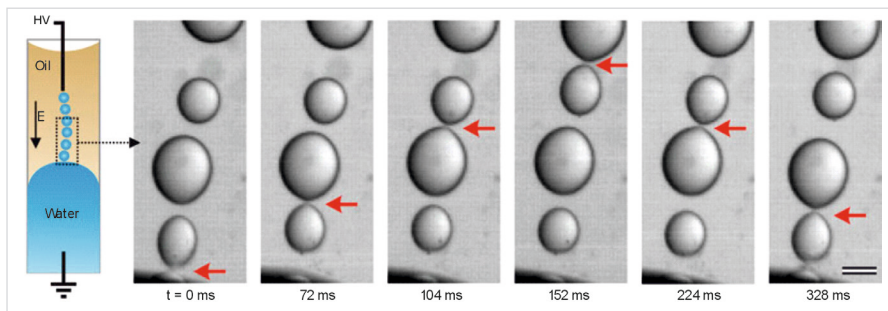


Рис. 4. Фото капель воды различного диаметра, с различным поверхностным зарядом. Виден «мостик» между двумя каплями воды, после чего они не объединяются, а отскакивают друг от друга

Так как научные принципы не могут быть сугубо отраслевыми, считаем необходимым привести в качестве примера цитату из медицинской энциклопедии: сольватация (лат. *solvere* растворять) — явление, лежащее в основе процесса растворения и заключающееся в электростатическом взаимодействии между частицами растворенного вещества (ионами, молекулами, макромолекулами) и молекулами растворителя, а также между коллоидными частицами и частицами суспензий или эмульсий и молекулами дисперсионной среды. Сольватация является важным условием растворения веществ и стабильности растворов, суспензий и эмульсий, в т. ч. растворов биополимеров (белков, нуклеиновых кислот и др.) или биоэмульсий (плазмы крови, лимфы и др.).

1. Теория двойного электрического слоя. Устойчивость нефтяных эмульсий зависит от электрического заряда на поверхности глобул. Такой слой может возникнуть как за счет избирательной адсорбции одного из ионов электролита, присутствующего в системе, так и в результате взаимодействия веществ дисперсионной фазы со средой и ионизации молекул. Образующийся двойной электрический слой защищает частицы эмульсии от слипания подобно адсорбционным оболочкам [4]. Отметим, что отталкивание капель масла в воде гораздо сильнее, чем отталкивание капель воды в масле.

2. Сольватная теория объясняет зависимость высокой агрегативной устойчивости от образования молекулами дисперсионной среды на поверхности глобул достаточно мощного сольватного слоя. Такая оболочка препятствует слиянию глобул, как в результате своих упругих свойств, так и вследствие того, что на границе сольватного слоя отсутствует поверхностное натяжение [5].

$$E_c = E_{эл} + E_{дисп} + E_{кав}, \quad (1)$$

где E_c — энергия сольватации, $E_{дисп}$ — дисперсионная составляющая энергии взаимодействия, $E_{кав}$ — энергия реорганизации растворителя, необходимая для образования полости, в которой помещается соединение (неоднородностей), $E_{эл}$ — энергия общего электростатического взаимодействия между ионоподобными объектами всей совокупности составляющих неоднородностей [3]. $E_{c1} - E_{c2} = \Delta E_{c1}$ — снижение энергии сольватации системы необходимое условие для разделения эмульсии на фазы.

3. Теория «расклинивающего давления» В.Б. Дерягина объединяет сольватную теорию и теорию двойных электрических слоев.

Почему противоположности не всегда притягиваются

Как и другие исследователи, W.D. Ristenpart считал, что противоположно заряженные капли воды притягиваются друг к другу и образуют более крупные капли. Это свойство уже давно используется в процессе «электростатической сепарации» (электродегидраторы), используемом в нефтяной промышленности для сбора и удаления пузырьков соленой воды из сырой нефти (для обессоливания нефти) [6].

Но новое исследование капель жидкости показывает, что противоположности могут иногда отскакивать друг от друга. Проведя три года за исследованиями с помощью высокоскоростного видео и математических расчетов, они утверждают, что поняли это явление. Из-за силы поверхностного натяжения капли воды обычно удерживаются в плотных сферах. Но когда две электрически заряженные капли приближаются друг к другу, сферы начинают искривляться — и на очень коротких расстояниях между каплями образуется небольшой мостик жидкости.

Когда электрический заряд низкий, этот мост растёт до тех пор, пока капли не сольются вместе, но, когда заряд высокий, происходит

нечто другое: мостик позволяет каплям обмениваться зарядом, а затем разрывается. Вода течёт обратно в пузырьки, и к тому времени, когда две капли сталкиваются, они снова принимают свою сферическую форму. Вместо того, чтобы сливаться, их поверхностное натяжение заставляет их отскакивать друг от друга, как пляжные мячи.

Большой вопрос заключается в том, может ли эффект отскока быть действительно полезным. Многие ученые работают над созданием микрожидкостных систем, известных как «лаборатории на чипе», которые могут смешивать небольшие количества химических реагентов или биологических молекул. Электрический заряд — это один из способов перемещения химических веществ вокруг этих чипов, и авторы исследования говорят, что знание прыгающих «пузырьков» может помочь их развитию. У.Д. Ристенпарт говорит, что работа может также найти применение в нефтяной промышленности, которая в настоящее время использует электростатические сепараторы (электродегидраторы) размером со здание для удаления соленой воды из сырой нефти. По его словам, Американское химическое общество предоставило группе W.D. Ristenpart грант, чтобы посмотреть, смогут ли их исследования создать более эффективный сепаратор.

Его группа сейчас изучает необычные столкновения, при которых капли разбиваются на пару дочерних капель, одну большую и одну маленькую. Это совсем не совсем понятно», — говорит он «Наверняка есть над чем подумать».

Разъяснение этих процессов с нашей стороны». Объясняющие в том числе с чем связано образование мелкодисперсной эмульсии, при применении различных методов разрушения эмульсии, т.к. «закон сохранения» не отменен применительно к эмульсиям. Проявляющего себя, например, следующим «чем выше скорость отстоя воды из эмульсии при применении деэмульгатора, тем выше степень дисперсности остаточной (эмульгированной) воды и ее агрегативной стойкости, требующих применения других методов разрушения («доразрушения») эмульсии». Процесс сложный, в разъяснении указано, для наглядности, взаимодействие только двух неоднородностей, а в эмульсии взаимодействие перераспределяется со всей совокупностью неоднородностей (последнее нужно учитывать «т.к. нельзя вывести из энергетически стабилизированной системы (эмульсии) одну составляющую (неоднородность) без изменения взаимодействия всех остальных»).

Существующие побочные эффекты при применении электродегидраторов — «... необратимого передиспергирования уже

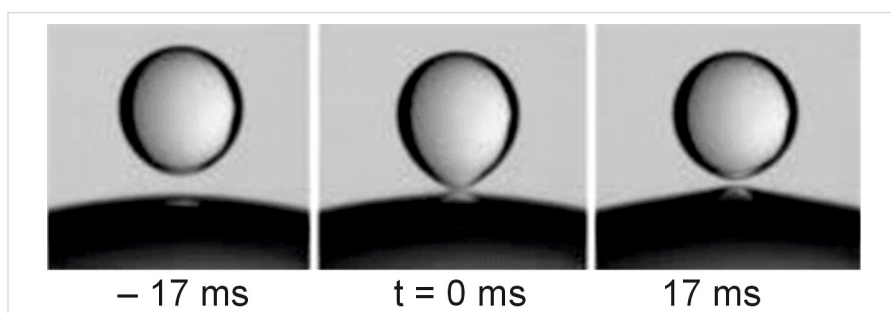


Рис. 5. Замедленная съемка двух, противоположно заряженных капель воды, отскакивающих друг от друга [6]

укрупнившихся капель воды, что характерно для режима электрообработки в поле неизменной высокой напряженности».

Однако, достаточно широкое использование в России ЭДГ серии ЭГ нельзя считать следствием их совершенства. Глубина обезвоживания и обессоливания средних по плотности нефтей, не говоря уже о тяжелых карбоновых, высокоэлектропроводных, далека от требуемой, поэтому, как правило, эти аппараты вынужденно выстраивают в две и более ступеней. Тем не менее, на данный момент нефтяное машиностроение России

не в состоянии предложить более совершенную альтернативу этим морально, технически и технологически устаревшим аппаратам.

С этой формулировкой одного из конструкторов электродегидраторов трудно не согласиться, но работать приходится с тем, что есть. С этой особенностью связано массовый отказ от уже установленных электродегидраторов.

В совокупности изложенной аргументации, все указывает на процесс, при котором укрупнение капель происходит с образованием более мелких капель с высокой

агрегативной стойкостью, т.к. «Чем меньше их размер, тем больше поверхность и тем выше запас свободной энергии», этим и обусловлена возможность достижения перераспределения «свободной энергии».

Эта равнодействующая, направленная перпендикулярно к поверхности, стремится затянуть все молекулы с поверхности внутрь жидкости. Поэтому, чтобы создать новую поверхность, необходимо затратить определенную работу.

Работа, затраченная на образование 1 см^3 поверхности раздела фаз, или эквивалентная ей свободная энергия, называется поверхностным натяжением. Диспергирование жидкости проводят к образованию новой поверхности раздела. При этом часть молекул из объема переходит в поверхностный слой, т.е. производится работа, направленная против действия молекулярных поверхностных сил. В результате возникает свободная поверхностная энергия F , пропорциональная вновь созданной поверхности S .

Коэффициент пропорциональности σ представляет собой величину поверхностного натяжения на границе раздела фаз. Из формулы $F = \sigma S$ следует, что все дисперсные системы обладают большим запасом свободной энергии, сконцентрированной на поверхности частиц дисперсной фазы. Чем меньше их размер, тем больше поверхность и тем выше запас свободной энергии.

Поверхность раздела между фазами достигает очень больших значений. Так, в 10 см^3 эмульсии 2-го рода, содержащей 50 % водной фазы, глобулы которой имеют размеры 1–2 мкм, межфазная поверхность достигает $25\text{--}30 \text{ м}^2$, а 1 г пирогенного кремнезема при размере частиц в пределах $0,004\text{--}0,04 \text{ мкм}$ имеет удельную поверхность $150\text{--}200 \text{ м}^2$ » [7].

Приведем выдержки с разъяснениями к публикации «Внутрикорпусной электростатический коагулятор» [8]. В которой достаточно наглядно представлена существующая проблематика характерная и для зарубежных нефтегазодобывающих компаний «Поскольку проблема сепарации нефти и воды существует не только на морских месторождениях...», в частности приведены данные по образованию межфазного слоя и обоснованность решения существующих задач, выраженная в статье как «Проблема требовала срочного решения».

Установка аппарата VIEC на платформе Troll C Платформа Troll C была сдана в эксплуатацию оператору Norsk Hydro в 1999 году, она предназначена для разработки тонких нефтеносных пластов под газовым куполом месторождения Troll. На месторождении Troll в настоящее время достигнуты самые высокие объемы добычи среди месторождений континентального шельфа Норвегии. Добыча на платформе Troll C составляет 220 000 баррелей нефти в сутки.

Процесс сепарации на сепараторе первой ступени платформы Troll C, однако, обладал низкой производительностью и неудовлетворительным качеством контроля содержания воды. В результате этого содержание воды в нефти на выходе из сепаратора превышало 10 %. Проблема требовала срочного решения.

Компании АББ удалось значительно усовершенствовать этот процесс, с успехом применив технологию электрокоагуляции на первой ступени процесса сепарации. Результатом работы стала разработка модульного устройства, получившего название VIEC (Vessel Internal Electrostatic Coalescer,

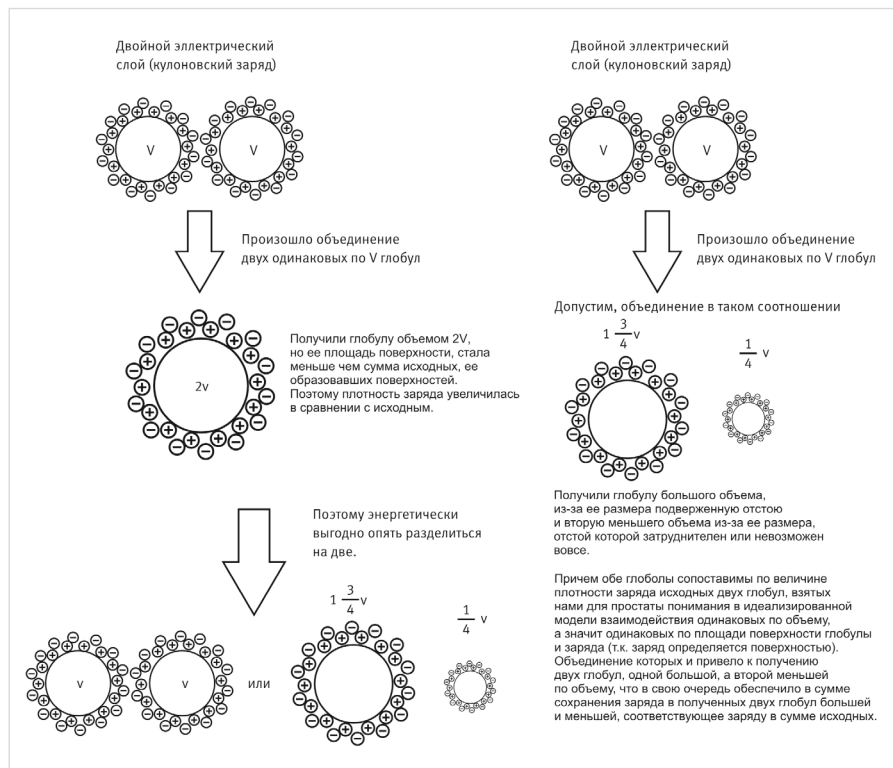


Рис. 6. Перераспределение поверхностного заряда двух одинаковых капель жидкости с образованием одной большой и одной маленькой капли, но с разными по величине поверхностными зарядами

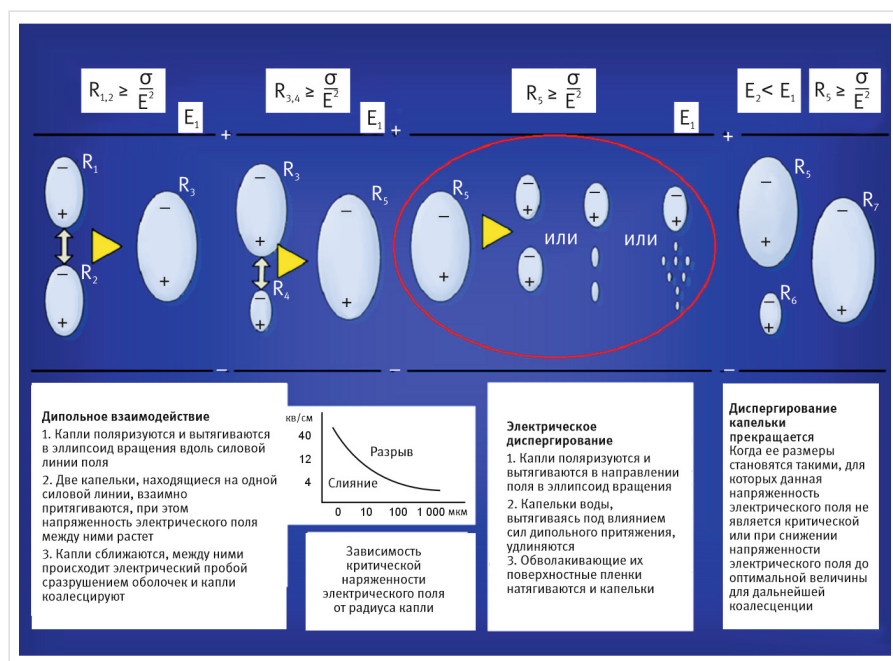


Рис. 7. Взаимодействие капель жидкости с различными поверхностными зарядами в электрическом поле (электродегидратора)

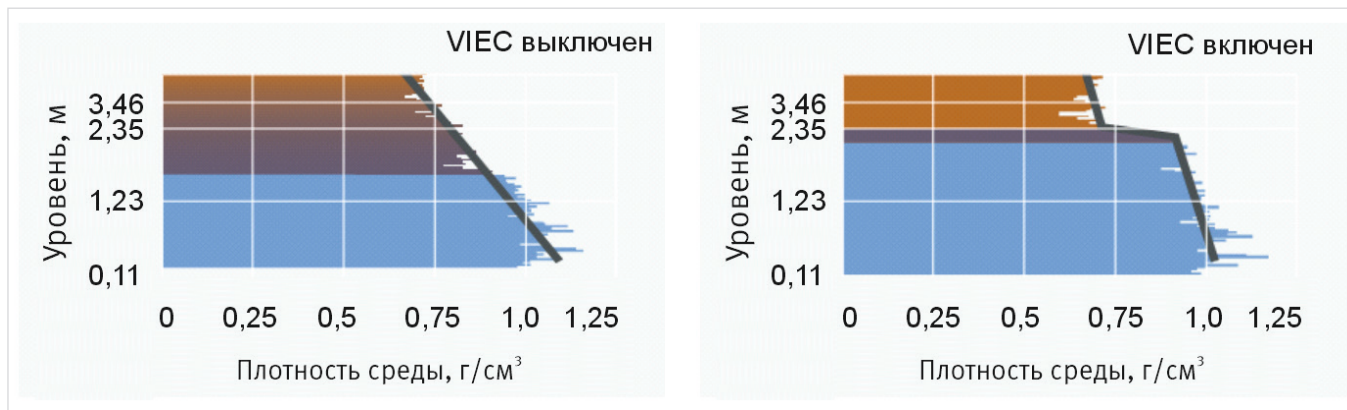


Рис. 8. Профиль плотности технологической среды. Очевидно повышение эффективности разделения фаз

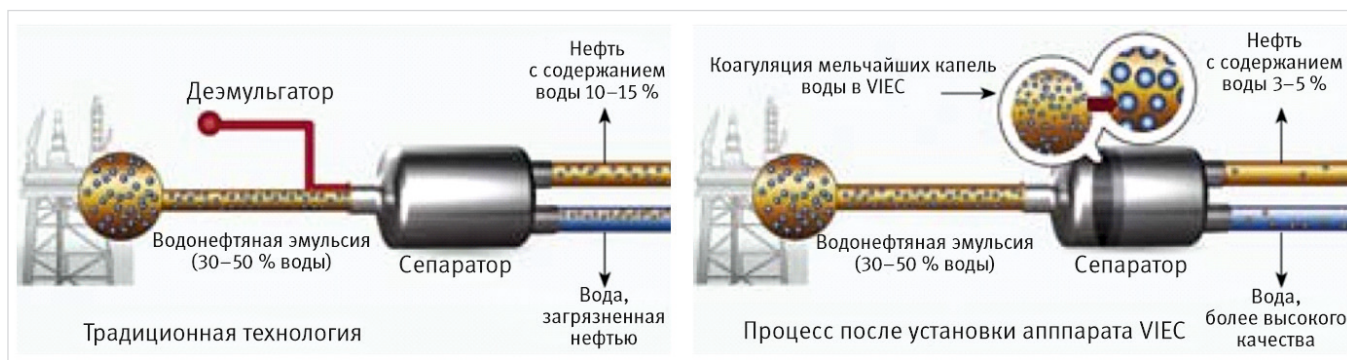


Рис. 9. Усовершенствование технологии сепарации с помощью аппарата VIEC

внутрикорпусный электростатический коагулятор). Применение устройства VIEC позволяет уменьшить количество эмульсии в сепараторе первой ступени, а также сократить необходимое количество вводимого деземulgатора с 10 до 2 ppm (об.) («сепаратор первой ступени» — речь идет об ступени сброса воды; снижении дозировки с 10 до 2 ppm (с 10 г/т.н до 2 г/т.н)).

Решение описываемой проблемы с сепарацией нефти и воды, характерной для всех систем подготовки, что в прочем и указано в приводимых выше выдержках из статьи. Электростатический коагулятор от компании АББ и это видно на рисунке 8 в приводимых выше материалах статьи, «как бы решает» эту проблем с помощью этой технологии,

выражающейся в уменьшении «промсоя» и даже снижении дозировки деземulgатора в 5 раз. При этом, кроме увеличения отделения воды с нефти, снижения обводненности нефти на выходе с сепаратора с 10–15 до 3–5 % (~3 раза), снижение в сепараторе объема «промсоя», было получено повышение качества сбрасываемой воды на выходе с сепаратора. Причем последнее, с учетом представленной в настоящих материалах аргументации, можно рассматривать как полученное за счет кратного снижения дозировки деземulgатора (5-раз). В реальности же указанное выше было получено за счет стабилизации эмульсии (с образованием еще более мелкодисперсной эмульсии) при воздействии

электрического поля на эмульсию, вызванного эффектом, подробно расписанным в патенте RU2546156 «Способ стабилизации эмульсий и коллоидных растворов и устройство для его осуществления» [9].

Более того, известна попытка разделения водно-нефтяной эмульсии с помощью низкочастотного электрического поля фирмы АББ VICTA. Внутрикорпусный электростатический коагулятор этой фирмы, воздействовавший на эмульсию низкочастотным электрическим полем, был установлен на норвежской нефтяной платформе Troll C. Однако на сегодняшний день этот электростатический коагулятор с сайта фирмы АББ исчез, как и другие электростатические коагуляторы. Причиной такого исчезновения может быть наблюдавшийся нами и положенный в основу настоящего изобретения эффект уменьшения в определенных условиях размеров капель эмульсии под действием постоянного поля (т.е. стабилизация эмульсии) вместо ее разделения.

Полярография

Отметим, что на принципе, поляризации дисперсной системой, размещенной в ней электродной пары, был открыт электрохимический метод аналитики (исследования растворов) — полярография и был удостоен в 1959 году Нобелевской премией по химии ее открыватель Ярослав Гейровский.

Полярография — электрохимический метод определения количественного состава ионов определенного вещества в растворах, была открыта Ярославом Гейровским (электрохимический метод) в 1922 году затем развита А. Н. Фрумкин и др. учеными.

Для получения полярограмм (регистрируются с помощью полярографов) исследуемый раствор помещают в ячейку с поляризуемым микроэлектродом (ПЭ) — ртутно-капающий

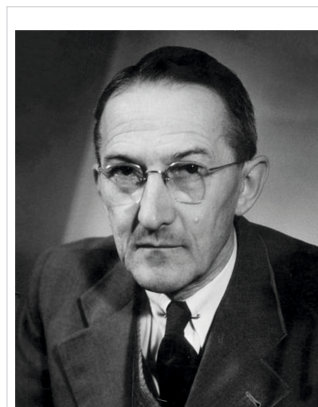


Рис. 10. Ярослав Гейровский, чешский химик, иностранный член АН СССР (1996), лауреат нобелевской премии по химии (1959)

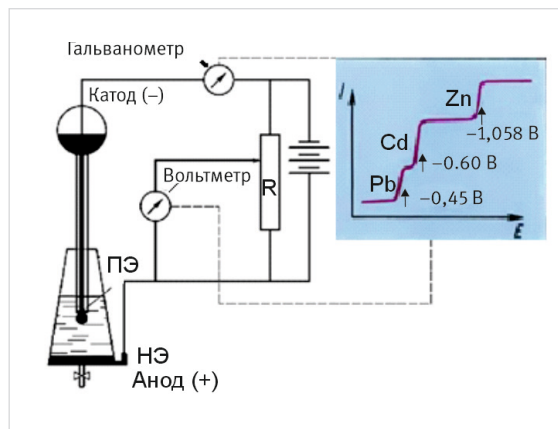


Рис. 11. Полярограф Ярослава Гейровского

электрод (его поверхность обновляется) и неполяризуемым электродом (НЭ). Идущая на ПЭ электродная реакция не вызывает в растворе ни заметных химических изменений, ни заметной разности потенциалов, потому что ПЭ всегда значительно меньше НЭ. Ионы исследуемого вещества (деполяризатора) вблизи ПЭ начинают разряжаться на микроэлектроде и т.д.

Фазораздел нефтяных эмульсий в технологии УППДС основан на фундаментальном принципе (из области электрохимии), на свойствах поляризации дисперсной системы (эмульсии), электродной пары в ней размещенной с реализацией алгоритма управления с заявленной целью, как было заявлено выше с компенсацией этой «энергии». То есть не затратить энергию, а ее компенсировать по определенному алгоритму.

Способ реализует обобщающий принцип разделения эмульсий на составляющие их фазы (не важно, какие фазы подготавливаемой/разделяемой, эмульсии разделять — вода, нефть, газ и самой нефтяной эмульсии — разделение обеспечивается на составляющие ее фазы за счет реализации одного и того же принципа), что по отношению к нефтяным эмульсиям обеспечивает комплексный подход к фазовому разделу, т.е. для нефти — вода, газ, мехпримеси, а для воды — газ, нефтепродукт, мехпримеси. Принципиальный комплексный подход к разделению эмульсии позволяет это сделать, в отличие от «методов разрушения эмульсии». Т.к. повторимся, что действительно невозможно вывести из энергетически стабилизированной системы, которая представляет собой эмульсия (свободно-дисперсная система) одну составляющую без

изменения взаимодействия всех ее остальных составляющих.

Причем, как указано выше, принцип УППДС позволяет, точнее правильно будет сказать не ограничивает результативность. Т.е. без ограничения степени результативности, например, получение нефти с «0,00-ым» содержанием воды в нефти и воды с «0-ым» содержанием нефтепродукта, на уже существующем емкостном нефте-водо-подготавливающем оборудовании, что, в свою очередь, позволяет существенно снизить себестоимость добычи и подготовки нефти, «угрожает» разгрузить объект водо-нефте-подготовки, без капитальных затрат, увеличить объемы добычи, на уже задействованном в этом процессе оборудовании, увеличения КИН-а, в течении нескольких дней и без увеличения капитальных затрат.

Реализация технологии УППДС осуществляется методом установки оборудования способом — «байпас» к линии прохождения подготавливаемой эмульсии после ступени газосепарации. Оборудование не имеет подпорных загрузок (проходная система).

Блок управления (ш. д. в.) 0,6×0,6×0,6 м; 1 фаз, 220 В 50Гц, 10 А. Потребление электроэнергии незначительное 0,05...0,1 кВт*час и связанное с обеспечением работы автоматики и отопление/обогрева блока управления.

Реализованный проект 1. УПСВ Константиновская

Результат реализации проекта:

- снизили расход деэмульгатора с первой очереди УПСВ на 80 % с 220 лит/сут до 40 лит/сут;
- снизили удельные затраты

по деэмульгатору на УПСВ «Константиновская» с 25,52 руб./т до 12,76 руб./т

Таким образом годовая экономия от снижения дозирования деэмульгатора на УПСВ составила 16 767 млн рублей (12,76 руб. × 3 600 т/сут × 365 дней) (цены на 2018 год). При этом качество нефти, выходящей с УПСВ, соответствовало требованиям Транснефти, что до внедрения снизило содержание связанной воды в нефти с 1,6 до 0 % с целью дополнительной подготовки нефти (с соответствующими затратами). Дозировка деэмульгатора до реализации УППДС составляла 220 гр/т. н.

Подготовка нефти с содержанием воды 1,6 % до 1 группы для сдачи в ПАО «Транснефть» до 0,5 % воды, до 100 мг/л солей (у нас же отметим, 0,00 % что составляет ~ 0 мг/л солей, нет необходимости обессоливания нефти!), возьмем для расчета стоимость 100 руб. (если оборудование УПН уже достаточно амортизировано) за подготовку тонны нефти (услуги связанные сократили время отстоя нефти в отстойниках в 1,5 раза на УПСВ Константиновская = 3 600 т/сут × 700 руб × 365 дней = 919 800 000 руб. в год.

До внедрения технологии УППДС УПСВ была перегружена на 30 %, на момент проведения ОПИ УППДС увеличили производительность объекта примерно в два раза, что позволит нарастить скважинный фонд и объемы добычи — увеличение капитализации месторождения.

Переход на этот технико-экономическое превосходство стало возможным за пару дней, без капитальных затрат. Сокращение времени отстоя нефти, увеличение производительности приводит к увеличению поступления нефти с фонда скважин: снижение «подпора», по отношению к нефтесодержащей жидкости, поступающей с месторождения на объект подготовки («подпор», по отношению к нефтесодержащей жидкости, поступающей с месторождения на нефтеводоподготавливающий объект, Приказ от 14 июня 2016 г. N 356 [10] «...не допускается, если: б) рабочее давление в системе сбора существенно снижает добычные возможности скважин...»).

Реализованный проект 2. В течении 4-х лет в западной компании

До реализации УППДС на объект подготовки поступала с месторождения нефтяная эмульсия с обводненностью ~33 %, с агрегативной стойкостью 100 % т.е. вся вода эмульгированная в нефти и отстою не подвержена. За счет УППДС смогли обеспечить стабильную подготовку нефти устранив ее периодические возникающие срывы, на порядок снизить дозировку деэмульгатора, и даже



Рис. 12. Обвязка УППДС на УПСВ по байпасной схеме

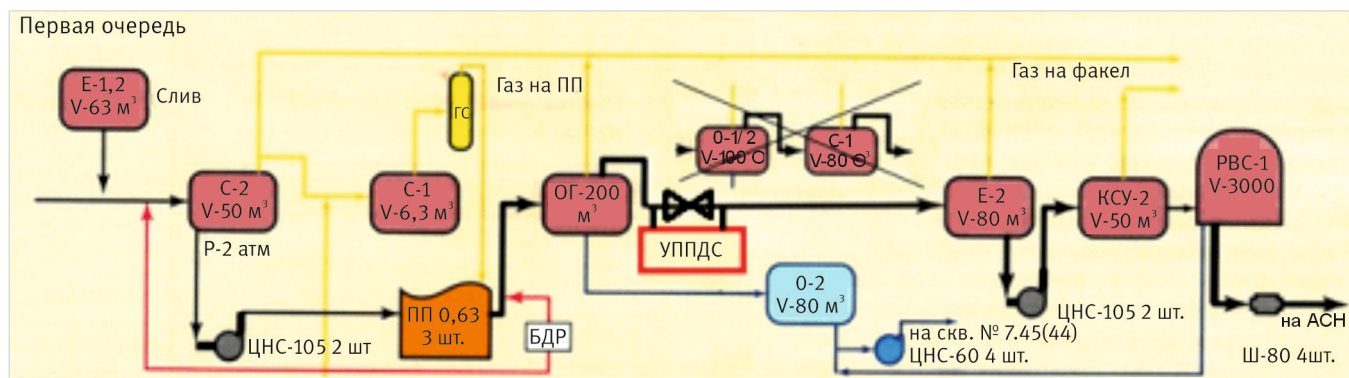


Рис. 13. Принципиальная схема УПСВ

осуществить подготовку без применения деэмульгатора совсем. Достигли высокое качество подготовки подтоварной воды до менее чем 5 мг/л нефтепродукта. Также полностью был ликвидирован «промслой» и рециклинг (повторная подготовка нефтяной эмульсии), составляющей ~100 %, что закономерно привело к увеличению объемов поступления нефтяной эмульсии со скважинного фонда и т.д. Нефтегазодобывающим предприятием было достигнуто снижение себестоимости добычи нефти до 2\$/barrel

(официально опубликованные данные). Не без основания предполагаем, что УППДС так же причастна к снижению себестоимости добычи нефти.

Замминистра энергетики РФ Павел Сорокин в интервью «Reuters» (март 2020г.) рассказал, что себестоимость добычи нефти в России, включая операционные (ОРЕХ) и капитальные (CAPEX) затраты, находится на уровне \$9–20 за баррель в зависимости от проекта.

«ОРЕХ составляет от \$3–8 на баррель в среднем на большей части месторождений.

CAPEX на баррель будет \$4–8. В среднем ОРЕХ + CAPEX — от \$9–10 до \$15–20 (за баррель) плюс транспорт», — приводит слова Сорокина «Reuters».

Для ПАО «Роснефть» эта цифра составляет \$11,3 за баррель (\$3,8 ОРЕХ и \$7,5 CAPEX), для ПАО «Лукойл» — \$10,2 за баррель (\$3,7 ОРЕХ и \$6,5 CAPEX), для ПАО «Газпром нефть» — \$9,8 за баррель (\$3,8 ОРЕХ и \$6 CAPEX). То есть как мы можем видеть, данные себестоимости по РФ выше 2\$! [11].

Табл. 1. Реализованный проект 1. УПСВ Константиновская. Полученные данные

Дата	Данные по расходу деэмульгатора			Содержание воды (связанной)	Содержание нефте-продуктов	Уровень помелоя в РВС-1	Примечание
	Расход по УПСВ-1 (объект установки УППДС)	Расход по УПСВ-2	Расход по УПСВ в сут	Отстойник ОГ-200			
	лит/сут	лит/сут	гр/тн	%	мгр/лит	см	
01.10.2016	220	228,8	225,8	1,45	15	32	
02.10.2016	220	226,8	221,1				
03.10.2016	240	228,8	231,9	1,6	12	27	
04.10.2016	220	244	221,6	1,55			
05.10.2016	220	228,8	237		10,8		
06.10.2016	200	246,4	228,2	1,6		31	
07.10.2016	200	228,8	223,1		13		Включили УППДС в 15:30
08.10.2016	220	228,8	220,5	1,6			
09.10.2016	220	226,4	226,4		11	24	
10.10.2016	200	220	224	1,1			
11.10.2016	220	237,6	232,2		9	12	
12.10.2016	200	228,8	217,5	0,04			
13.10.2016	180	226,4	211		10		
14.10.2016	160	228,8	204,4	0,04		10	
15.10.2016	140	228,8	197		8		
16.10.2016	140	244	201,8	0			
17.10.2016	140	211,2	185,7			8	
18.10.2016	120	237,6	185,7	0	12		
19.10.2016	120	237,6	189,9				
20.10.2016	160	211,2	192,4			10	
21.10.2016	180	184,8	191,1	0	10		Отключили УППДС в 8:30
22.10.2016	160	186	184,5				
23.10.2016	180	184,8	194,5			21	
24.10.2016	200	176	197		14		
25.10.2016	160	184,8	178,4	12			
26.10.2016	120	140	147,3			28	
27.10.2016	160	132	163		12		
28.10.2016	160	141	157,8	1,6		30	
29.10.2016	160	141	162,2				
30.10.2016	180	132	179,5		12		Включили УППДС в 11:00
31.10.2016	180	140,8	154,5	0,6		19	
01.11.2016	160	123,2	152,1				
02.11.2016	120	134,2	134,2	0,04	10		
03.11.2016	60	149,6	122,5			16	
04.11.2016	20	140,8	98,1	0	9		Остановили БРХ №1 в 18:00

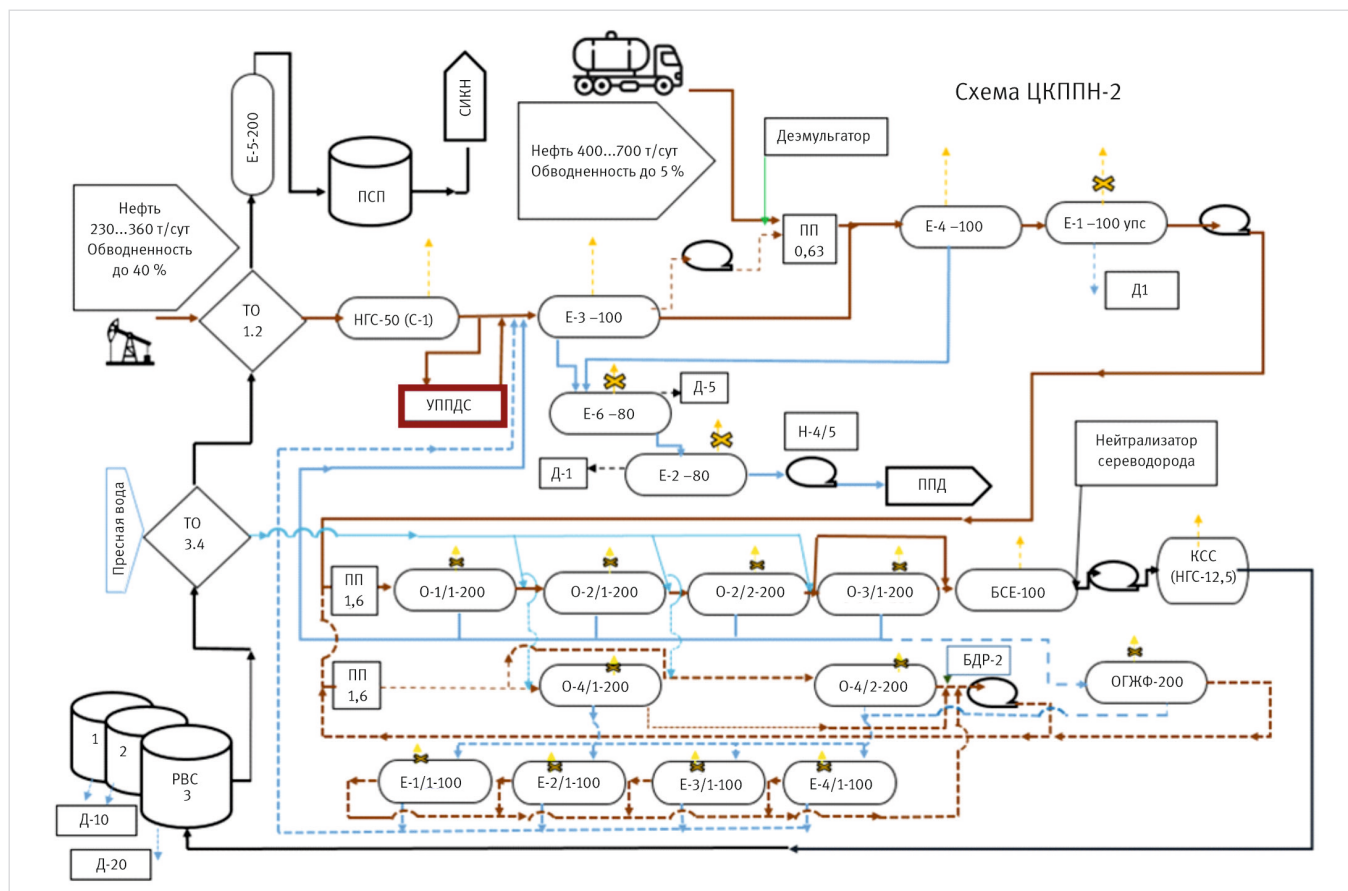


Рис. 14. Принципиальная схема УППН

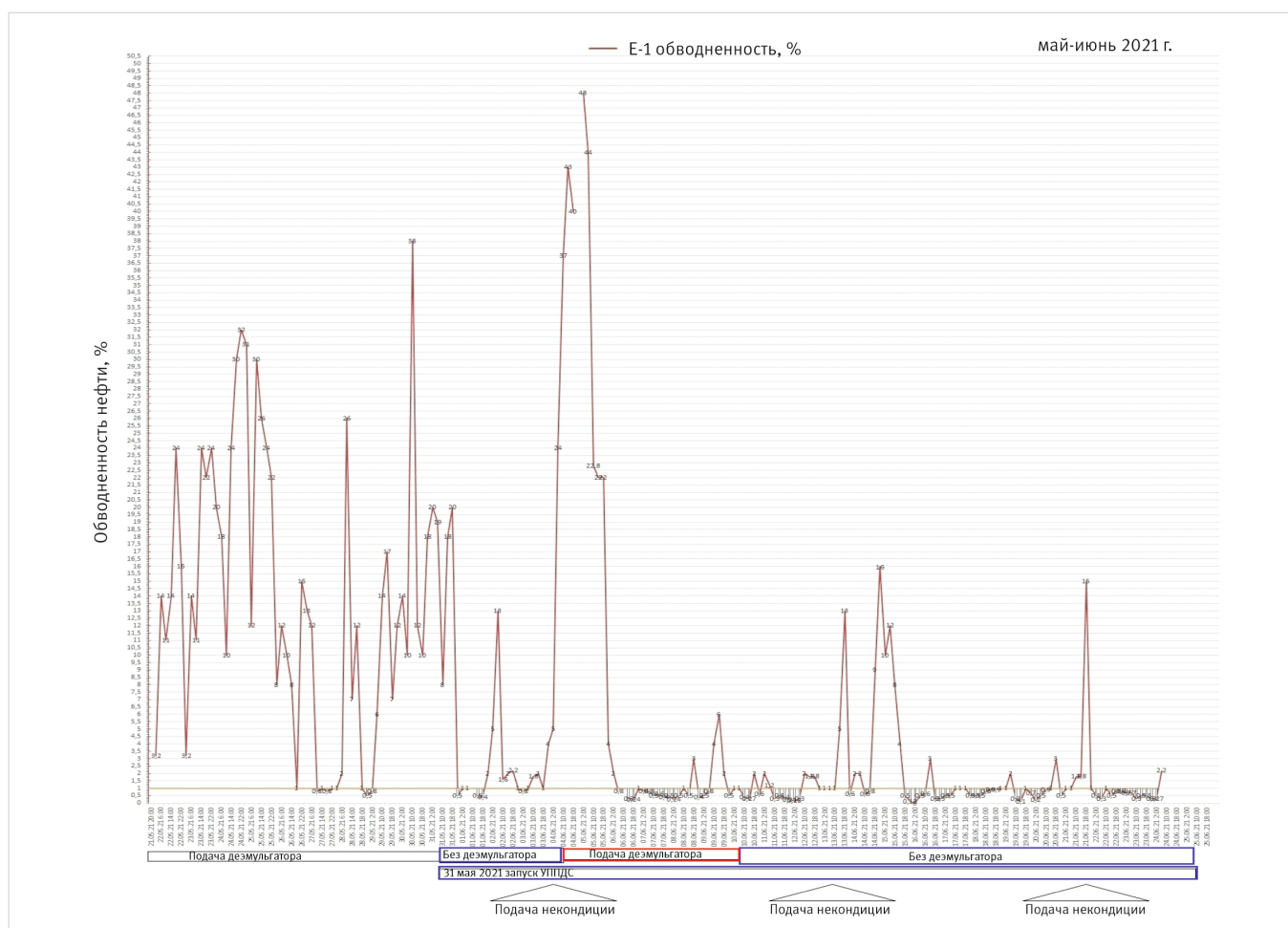


Рис. 15. Обводненность нефти на выходе E1

Результат полученный с УППДС, на отдельно стоящем резервуаре РВС-2000, с получением нефти товарного качества без FeS (мехпримесей) из начальных процентных значений его содержания в нефти. С иницированием процесса разделения (по агрегатному состоянию) всех составляющих эмульсию фаз, с концентрацией на среднем уровне побочных последствий применения деэмульгатора (гелеобразных ассоциатов).

	Свободная вода, %	Эмульгированная вода в нефти, %	Нефть, %	FeS и мехпримеси, %	Гель, %
10 м	0	0,05	100	0	0
9 м	0	0,04	100	0	0
8 м	0	0,04	100	0	0
7 м	0	0,03	100	0	0
6 м	12	20	1 % Нефти	67	
5 м	Жидкость очень вязкая, сбита в комок, невозможно отлить в пробирку для центрифуги. Вода отделилась.				
4 м	62	20	10 % в воде	17	
3 м	88,9	1,1		0	
2 м	96	4		0	
1 м	99,9	—		0	

Процессы подтверждающие

— получение товарной нефти

— осаждение

— концентрацию

— осаждение FeS из нефти в водную фазу

Результат полученный за счет методики изложенной в RU2676088 (ПАО «Татнефть») на Кичуйской УПВСН (КУПВСН) НГДУ «Елховнефть» в январе 2018 г., на отдельно стоящем резервуаре РВС-2000. Который указывает на получение нефти не товарного качества требующей значительных затрат на ее подготовку, в отличие от нефти, полученной за счёт УППДС. А также, в том же сравнении с УППДС, получено незначительное перераспределение по уровням.

	Свободная вода, %	Эмульгированная вода в нефти, %	Нефть, %	Мех. примеси, мг/л	FeS, мг/л	Промслои, %
6 м		0,06	99,94	667	464	—
5 м	18	—	2	16 680	13 107	2
4 м	18	—	—	12 700	9 446	82
3 м	30	—	30	11 830	8 044	70
2 м	95	—	—	630	443	5
1 м						

Реализованный проект 3. УППДС на ЦКППН-2 АО «Татойлгас»

Реализация проект 4. УППДС на отдельно стоящем резервуаре в сравнении с одной из методик (ПАО «Татнефть»).

Проведенной с проблемной жидкостью являющимся побочным последствием применения деэмульгатора. Данные результаты приводятся с целью ознакомления, т.к. применение технологии УППДС, как единственно существующего комплексного подхода к разделению эмульсии, предотвращает образование указанных ниже проблемных жидкостей («промслоев»). Значимость и необходимость предотвращения образования очевидна, чем их ликвидация.

Результат полученный с УППДС, на отдельно стоящем резервуаре РВС-2000, с получением нефти товарного качества без FeS (мехпримесей) из начальных процентных значений его содержания в нефти.

С иницированием процесса разделения (по агрегатному состоянию) всех составляющих эмульсию фаз, с концентрацией на среднем уровне побочных последствий применения деэмульгатора (гелеобразных ассоциатов).

Результат, полученный за счет методики изложенной в RU2676088 (ПАО «Татнефть») на Кичуйской УПВСН (КУПВСН) НГДУ «Елховнефть» в январе 2018 г., на отдельно стоящем резервуаре РВС-2000. Который указывает на получение нефти не товарного качества, требующей значительных затрат на ее подготовку, в отличие от нефти, полученной за счет УППДС. А также, в том же сравнении с УППДС, получено незначительное перераспределение по уровням.

Накопление сульфида железа и гелеобразной субстанции, промслообразования, объемы которого в ёмкостном оборудовании могут достигать значительно большей части ёмкостного оборудования, чем оставшийся объем, задействованный в процессе подготовки нефти. В работе [12] авторский коллектив «ТатНИПИнефть», приводит объяснение причины гелеобразного вида образования. «Опыт показывает, что неконтролируемое применение деэмульгаторов высокой степени гидрофобности может привести к появлению в составе водонефтяных эмульсий устойчивых ассоциированных структур, которые плохо разрушаются



обычным термохимическим способом». «Эмульсии, стабилизированные гидрофобными деэмульгаторами, отличаются от обычных неравномерным распределением капель эмульгированной воды в объеме, связыванием их в ассоциаты, содержащие субстанцию гелеобразного вида. Коалесценция в таких ассоциатах затруднена из-за образования на поверхности капель достаточно прочных оболочек с участием деэмульгатора и компонентов нефти.

Необходимо учесть, следующую публикацию (2022 г.), подтверждающую характер существующей проблематики, как закономерность причин, так и необходимости ее сокрытия и что парадоксально и необходимость сокрытия действительно эффективных методов ее решения, которые могут аргументированно поставить под сомнение применение деэмульгаторов. «Причиной образования гелеобразных ассоциатов в таких эмульсиях считается применение большого количества

реагентов-деэмульгаторов, содержащих в своем составе гидрофобные высокомолекулярные неионогенные поверхностно-активные вещества...». «На сегодняшний день отсутствуют эффективные методы разрушения гельсодержащих водонефтяных эмульсий. Поэтому они, как правило, классифицируются как отходы и подлежат утилизации», — рассказывает заведующая лабораторией концентрирования ГЕОХИ РАН, доктор химических наук Татьяна Марютина». Исследования проведены при поддержке Минобрнауки России. Результаты опубликованы в одном из ведущих международных журналов [13].

Достижимые результаты комплексного подхода

- Увеличение пропускной способности объекта нефтеводоподготовки с сокращением производственных издержек на каждой технологической ступени водогазонефтеподготовки, выражающейся

в уменьшении необходимого времени отстоя (изменение скорости) и качества отстоя (качества разделения) составляющих эмульсию фаз на ступени предварительного сброса воды и дальнейших ступенях подготовки нефти и подтоварной воды (во всей гидрогазодинамически связанной системе). Для нефти – дегазация, отделение воды и мехпримесей; для воды – дегазация, отделение нефтепродукта и мехпримесей. Увеличение производительности любого производственного объекта, в короткий срок, без кап. затрат, при снижении эксплуатационных затрат и повышении качества производственного процесса всегда приводит к снижению себестоимости;

- Минимизация реагентной нагрузки, устранение последствий ее применения, значительное снижение ее подачи. Особенно актуально в условиях импортозамещения, т.к. многие компоненты на сегодня импортируются;
- Увеличение газосепарации на всех водо-нефте-подготавливающих ступенях – снижение содержания сероводорода в нефти как следствие устранения газосвязывающих свойств применяемых деэмульгирующих средств (с учетом известных газосвязывающих свойств деэмульгатора, обеспечит снижение сольватированной формы сероводорода в нефти, т.к. растворимость его в предельных углеводородах ограничено 20 ppm). Что позволяет значительно снизить или полностью отказаться от применения дорогостоящего нейтрализатора сероводорода;
- Предотвращение образования эмульсий с высокой агрегативной устойчивостью («промслоев») с выводом из оборота уже образованного «промслоя», с высвобождением дополнительного объема, задействованного в системе подготовки оборудования – с увеличением его (УПН, УПСВ и т.д.) пропускной способности;
- Устранение необходимости проведения «рециклинговых» мероприятий;
- УППДС является технологией, позволяющей целенаправленно осуществлять качественную водоподготовку со снижением затрат на любые закачивающие мероприятия. Что обеспечит увеличение КИН, без затрат и увеличение скважинного фонда.
- Отсутствие необходимости применения пресной воды с целью обессоливания, безвозвратной потери ее значительных объемов. Процесс обессоливания нефти обусловлен только солесодержанием в водной фазе. Соли в нефти не растворимы, соответственно нефть, глубоко обезвоженная до 0,00% – обессоленная! Речь идет о предоставлении возможности в увеличении качества нефти,

поступающей на НПЗ и снижение затрат и себестоимости переработки нефти!

Экономические преимущества технологии УППДС

- ускоренное, эффективное разделение водонефтяных эмульсий;
- снижение промежуточных слоев в емкостном оборудовании;
- кратное снижение деэмульгаторов;
- снижение газосодержания в нефти, в том числе, как следствие, снижение сероводорода в нефти;
- снижение нефтепродукта в воде;
- снижение твердых взвешенных частиц в нефти, в том числе сульфидных;
- уменьшение рециклинга жидкости (повторной подачи части не разделившейся эмульсии в голову процесса);
- увеличение пропускной способности УПСВ по нефти, так как снижается обводненность выходной продукции;
- снижение затрат на перекачку нефти на УПСВ, так как снижается обводненность выходной продукции;
- снижение количества ремонтов скважин ППД, так как улучшается подготовка подтоварная вода для закачки в скважины;
- снижение затрат на закачку подтоварной воды, так как лучше подготовлена подтоварная вода;
- увеличение КИН (коэффициента извлечения нефти), так как в подтоварной воде снижены нефтепродукты и твердые взвешенные частицы;
- снижение потребления пресной воды, так как при данной технологии она не требуется для обессоливания (достаточно подавать подтоварную воду);
- вывод из технологического процесса энергоемких электродегидраторов;
- применение мобильных фазоразделителей позволит кардинально снизить капитальные затраты на оборудование объектов первичной подготовки нефти как на новых объектах подготовки нефти и воды, так и на уже существующих.

Литература

1. РД 39-0147103-302-88 «Руководство по технологии очистки нефтепромысловых сточных вод с использованием химреагентов». Уфа: ВНИИСПТ Нефть, 1988. 29 с.
2. Левченко Д.Н., Бергштейн Н.В., Николаева Н.М. Технология обессоливания нефтей на нефтеперерабатывающих предприятиях. М.: Химия, 1985. С. 38.
3. Бурштейн К.Я., Шорыгин П.П. Квантовохимические расчеты в органической химии и молекулярной спектроскопии. М.: Наука, 1989. 104 с.
4. Тронов В.П. Системы нефтегазосбора и гидродинамика основных

технологических процессов. Казань: ФЭН, 2002. 512 с.

5. Ребиндер П.А. Поверхностные явления в дисперсных системах. Избранные труды. М.: Наука, 1978. 368 с.
6. Ristenpart W.D., Bird J.C., Belmonte A., Dollar F., Stone H.A. Non-coalescence of oppositely charged drops. Nature, 2009, Vol. 461, P. 377–380. (In Eng).
7. Токунов В.И., Саушин А.З. «Технологические жидкости и составы для повышения продуктивности нефтяных и газовых скважин.» М., ООО «Недра-Бизнесцентр», 2004. С. 17-18.
8. Внутрикпорпусной электростатический коагулятор // АББ Ревю. 2004. № 4. С. 67
9. RU2546156 «Способ стабилизации эмульсий и коллоидных растворов и устройство для его осуществления». Патентообладатель: Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Физический институт им. П.Н. Лебедева РАН, 2015. 7с.
10. Приказ Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 14.06.2016 № 356 «Об утверждении Правил разработки месторождений углеводородного сырья» п.13.7.
11. БКС Экспресс. Сколько стоит добыча нефти в России. URL: <https://bcs-express.ru/novosti-i-analitika/2020627080-skolko-stoit-dobycha-nefti-v-rossii?ysclid=m96vudvkxj686694826> (дата обращения: 01.04.2025).
12. Космачева Т.Ф., Сахавутдинов Р.З., Губайдуллин Ф.Р., Исмагилов И.Х., Гумовский О.А., Павлова Л.В. Оценка эффективности деэмульгаторов и контроль степени подготовленности эмульсий к разделению // Нефтяное хозяйство. 2005. № 11. С. 100–102.
13. Romanova Yu.N., Maryutina T.A., Musina N.S., Spivakov B.Ya. Application of ultrasonic treatment for demulsification of stable water-in-oil emulsion. Petroleum Science and Engineering, 2022, Vol. 209, Article 109977. (In Eng).

**Наши технологии – ВАША прибыль!
Приглашаем к взаимовыгодному
сотрудничеству!**



**ООО «НПФ «Модуль»,
РТ, г. Лениногорск, ул. Трубная
д. 15 стр.1.
Тел.8(85595) 6-53-64, modullen-pr@mail.ru**

РАЗРАБОТЧИКИ ТЕХНОЛОГИИ УППДС

Малыхин Игорь Александрович, директор, ООО «НПФ «Модуль», Лениногорск, Россия

Пилипенко Олег Владимирович, технолог, ООО «НПФ «Модуль», Лениногорск, Россия

Совка Сергей Марциянович, инженер ПТО, ООО «НПФ «Модуль», Лениногорск, Россия