

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2021.1.170-181>

УДК 622.276.5

Причины образования водонефтяных эмульсий.

Факторы стабильности

Самушкова Э.С.

Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Россия

Causes of oil-water emulsion formation. Emulsion stability factors

E.S. Samushkova

Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russia

E-mail: elinkasamushkova@mail.ru

Аннотация. Объектом исследования являются водонефтяные эмульсии, образующиеся при добыче нефти.

Цель работы – изучение причин образования водонефтяных эмульсий и факторов их стабилизации.

В процессе работы было изучено поведение двухфазной жидкости при добыче нефти различными технологиями. Определены источники возникновения турбулизации потока в нефтедобывающем и наземном оборудовании, ведущие к эмульгированию нефти. Установлена зависимость устойчивости образованных водонефтяных эмульсий от различных факторов.

Данное исследование является актуальным при выборе технологии разработки нефтяного месторождения, способа обезвоживания добытой нефти, а также при проведении различных технологий для интенсификации добычи нефти.

Ключевые слова: водонефтяные эмульсии, устойчивость эмульсий, факторы стабилизации, дисперсионная среда, эмульгация нефти

Для цитирования: Самушкова Э.С. Причины образования водонефтяных эмульсий. Факторы стабильности//Нефтяная провинция.-2021.-№1(25).-С.170-181. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2021.1.170-181>

Abstract. The subject of research is oil-water emulsion that forms during oil production process.

This work is aimed at studying causes of oil-water emulsion formation and stabilization factors.

Two-phase fluid behavior during oil production with application of various technolo-

gies has been studied. Sources of flow turbulence in oil-production equipment and surface facilities which cause oil emulsification have been identified. Dependence of oil-water emulsion stability on various factors has been determined.

This study is essential when selecting oil field development technology or oil dehydration method, as well as when employing various oil well stimulation techniques.

Key words: *oil-water emulsions, emulsion stability, stabilization factor, disperse medium, oil emulsification*

For citation: E.S. Samushkova Prichiny obrazovaniya vodoneftnykh jemul'sij. Faktory stabil'nosti [Causes of oil-water emulsion formation. Emulsion stability factors]. Neftyanaya Provintsiya, No. 1(25), 2021. pp. 170-181. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2021.1.170-181> (in Russian)

Введение.

Известно, что разработка нефтяных месторождений сопровождается увеличением обводненности добываемой продукции. Наличие воды в нефти приводит к нежелательным последствиям, таким как коррозия трубопроводов, увеличение стоимости транспортировки жидкости вследствие ее возрастающего объема, вспенивание нефти в ректификационных колоннах нефтеперерабатывающих заводов, что нарушает технологический режим переработки нефти и загрязняет конденсационную линию. Кроме того, перемешивание пластовых флюидов приводит к образованию водонефтяных эмульсий, способствующих обрыву штанг насосных установок, перегрузке электродвигателей электроцентробежных насосов и другим последствиям, снижающим показатели безотказной работы насосных установок [1].

Для того, чтобы предотвратить поломку внутрискважинного оборудования и снизить затраты на подготовительные работы перед переработкой нефти, существуют различные способы предотвращения эмульгации нефти и снижения ее устойчивости. Однако чтобы правильно выбрать способ обезвоживания нефти, необходимо знать механизм и причину образования водонефтяной эмульсии, а также факторы, способствующие ее стабилизации.

Причины образования водонефтяных эмульсий.

В процессе добычи нефти происходит обводнение продукции. Поступление пластовой воды, а также воды, закачиваемой с целью поддержания пластового давления, к забою скважины, ведет к ряду осложнений. При одновременном движении нефти и воды по стволу скважины происходит диспергирование водной фазы.

Опыт эксплуатации нефтяных месторождений показывает, что в продуктивном пласте эмульсий нет, они образуются только при добыче в тех местах, где происходит интенсивное перемешивание фаз:

- 1) При фонтанном способе добычи по мере извлечения нефти на дневную поверхность, подпирающая пластовая вода занимает освободившееся пространство в залежи, в результате чего граница межфазного контакта будет продвигаться ближе к устью скважины. Одновременно, с процессами вытеснения нефти пластовой водой, будет изменяться давление в подъемных трубах. При снижении этого давления ниже давления насыщения из добываемой нефти начнет выделяться растворенный газ. Плотность пластовой смеси будет уменьшаться, а скорость ее движения, соответственно, расти. Данные процессы провоцируют перемешивание нефти с водой и образование эмульсий.
- 2) При добыче нефти штанговыми насосами особенно сильное эмульгирование происходит в клапанных узлах и резьбовых соединениях насосно-компрессорных труб (НКТ). Эмульсия начинает формироваться при движении жидкости через насос и продолжает при движении нефти вдоль НКТ за счет турбулизации потока при омывании встречных конструктивных элементов труб.

Также образование нефтяных эмульсий происходит наиболее интенсивно в скважинах, оборудованных установкой электроприводного центробежного насоса (УЭЦН). Флюиды диспергируют на рабочих колесах насоса, причем формирование эмульсии, как правило, завершается на пер-

вых сорока ступенях насоса, и далее – в подъемных трубах [2].

- 3) При компрессорном способе добычи возникает избыточное давление в пласте, под действием которого жидкость по внутренним трубам поднимается на поверхность. Так же, как и при фонтанном способе добычи нефти, пластовые жидкости интенсивно перемешиваются в процессе подъема на поверхность [3].

В дальнейшем при движении газированных обводненных нефтей в системе сбора также возможно образование эмульсий. Основной причиной здесь является энергия турбулентного потока. Высокие перепады давления, пульсация газа, наличие штуцерирующих устройств, задвижек, поворотов и фитингов способствуют повышению турбулентности потока и интенсивному диспергированию воды в нефти.

Еще одной причиной эмульсообразования являются отложения парафина на стенках трубопровода. Они уменьшают его сечение, за счет чего скорость потока увеличивается, жидкость перемешивается интенсивней [4].

Кроме того, применение физико-химических методов увеличения нефтеотдачи, приводит к образованию большого количества устойчивых эмульсий. К таким методам относятся закачка поверхностно-активных веществ (ПАВ), растворов полимеров, щелочей, мицеллярных систем, способствующие увеличению коэффициента охвата и коэффициента вытеснения за счет образования водонефтяных эмульсий [5,6].

Факторы стабильности.

По своей природе эмульсия является термодинамически неустойчивой системой, то есть в состоянии покоя глобулы воды подвергаются коагуляции и коалесценции. Следовательно, в состоянии покоя эмульсия должна распадаться. Однако зачастую для разрушения эмульсий необходимо прибегать к добавлению дезэмульгаторов или к другим методам. Та-

кая стабильность нефтяных эмульсий обуславливается рядом причин.

Особенности старения нефтяной эмульсии зависят от множества различных факторов, таких как: дисперсность системы, физико-химические свойства эмульгаторов, наличие на глобулах воды электрического заряда, температура эмульсии, состав пластовых вод и нефти.

- 1) Как уже было упомянуто выше дисперсность, то есть степень раздробленности дисперсной фазы в дисперсионной среде, влияет на кинетическую устойчивость водонефтяной и любой другой эмульсии. Иными словами устойчивость эмульсии тем выше, чем больше дисперсность. Это объясняется меньшим размером капелек воды. В неустойчивых эмульсиях большинство глобул является крупными, с размером от 50 до 100 мкм, в то время как стойкие эмульсии содержат в основном мелкие глобулы, размером от 0,1 до 20 мкм.
- 2) Нефтяные эмульсии помимо нефти и воды содержат целый ряд посторонних веществ в растворенном или диспергированном состоянии. К ним относятся природные эмульгаторы, содержащиеся в составе пластовой нефти, и механические примеси.

Основную роль в стабилизации водонефтяных эмульсий играют асфальтены. Экспериментально установлено, что после удаления асфальтенов эмульгирующая способность нефтей резко снижается.

Еще раз повторим, что смолистые нефти, содержащие нафтеновые кислоты или сернистые соединения, обладают большей склонностью к образованию устойчивых эмульсий. Это связано со способностью ПАВ снижать величину поверхностного натяжения и адсорбироваться на поверхности капелек воды, образуя структурно-механический барьер. Нефти парафинового основания образуют менее стойкие эмульсии, чем нефти нафтенового основания из-за меньшего содержания полярных компонентов.

Образование устойчивых нефтяных эмульсий происходит при наличии в породе мелкозернистого песка и глинистых фракций. Мельчайшие

частицы глины, кварца и других веществ находятся в продукции скважин во взвешенном состоянии. Благодаря избирательному смачиванию фазами твердых частиц, содержащихся в нефти, они прилипают к диспергированным каплям и образуют прочные стабилизирующие слои. Причем устойчивость эмульсий при наличии твердых частиц определяется их размером.

Состав и строение адсорбционных слоев весьма разнообразен и зависит от месторождения и глубины залегания продуктивного пласта.

- 3) Стабильность эмульсии зависит не только от состава нефти, но и от степени минерализации пластовой воды. Пластовая вода способна образовывать более устойчивые, «быстростареющие» эмульсии, нежели пресная вода. Этот эффект обусловлен взаимодействием солей пластовой воды с полярными молекулами асфальтенов, содержащихся в нефти. Также увеличение минерализации воды приводит к уменьшению размера частиц дисперсной фазы, а, следовательно, повышению дисперсности, что также способствует стабилизации нефтяной эмульсии.

С повышением концентрации солей в водной фазе, возрастает процентное содержание азотистых оснований и полярных компонентов, которые обладают поверхностно-активными свойствами за счет входящей в их структуру карбоксильной группы.

Величина рН пластовой воды также влияет на стабильность нефтяных эмульсий, причем в различной степени в зависимости от состава нефти. Кислотность воды сказывается на упругих свойствах адсорбционных слоев: с увеличением рН их реологические свойства снижаются, следовательно, стойкость нефтяных эмульсий уменьшается. В щелочной среде образуются жидкообразные, менее устойчивые пленки, в то время как в кислотной среде – жесткие, твердообразные адсорбционные слои. Поэтому для того, чтобы снизить кислотность пластовых вод, а, следовательно, увеличить рН, вводят эмульсию щелочи, которая способствует снижению

прочности защитных оболочек и расслоению нефтяной эмульсии.

- 4) Еще одним фактором стабильности, противостоящим слипанию частиц дисперсной фазы, является электрический заряд на поверхности глобул. Подобно действию эмульгаторов, вокруг капельки воды образуется двойной электрический слой, происхождение которого объясняется диссоцированием водного электролита на положительные (H^+) и отрицательные (OH^-) ионы. Глобулы воды, имеющие одноименный заряд, отталкиваются друг от друга и тем самым не подвергаются слипанию. Причем, чем выше поверхностный заряд, тем более стойкой является дисперсная система.
- 5) С повышением вязкости и плотности пластовой нефти, увеличивается вязкость эмульсии, а вместе с тем и ее устойчивость. Это объясняется тем, что повышенная вязкость не дает частицам дисперсной фазы сталкиваться друг с другом.
- 6) Содержание воды в эмульсиях влияет на средний диаметр капелек дисперсной фазы и на реологические свойства водонефтяных эмульсий. Следует отметить, что с увеличением содержания воды в нефти стойкость эмульсии увеличивается. Причем при обводненности меньше 30% это увеличение не столь интенсивно, как при больших значениях обводненности. Повышение устойчивости происходит до определенного максимального значения, а затем прекращается [4].
- 7) Как известно, с увеличением температуры вязкость большинства жидкостей снижается. Вместе с тем можно сказать, что снижается механическая прочность бронирующего слоя, а, следовательно, и устойчивость нефтяных эмульсий. Особенно резко отслеживается влияние температуры на стойкость эмульсий высокопарафинистых нефтей, поскольку с ее понижением в нефти выпадают кристаллы парафина, которые адсорбируясь на поверхности капелек воды, создают высокопрочный стабилизирующий слой. Наибольшее снижение прочности

межфазного слоя наблюдается при повышении температуры от 20⁰С до 30⁰С.

Одновременно с увеличением температуры возникает броуновское движение взвешенных частиц, в результате чего увеличивается частота их столкновений, приводящая к коалесценции [7].

При различных способах эксплуатации скважин образуются эмульсии различной стойкости, в зависимости от интенсивности перемешивания нефти с водой.

При фонтанном и газлифтном способе добычи нефти вследствие постепенного выделения газа в подъемных трубах образуются весьма стойкие эмульсии.

При компрессорном способе добычи получают эмульсии крайне высокой стойкости из-за того, что происходит окисление нафтеновых кислот с образованием соединений, которые являются эффективными эмульгаторами.

Следует отметить, что особенно отрицательно влияет воздух, закачиваемый в скважину вместо газа, который окисляет часть тяжелых углеводородов с образованием асфальто-смолистых веществ, обеспечивающих эмульсии высокую стабильность [4].

При использовании погружных электроцентробежных насосов образуются эмульсии высокой стабильности при турбулентном движении двухфазной жидкости в рабочих колесах и подъемных трубах. А при эксплуатации скважин при помощи глубинных штанговых насосов стойкость эмульсии значительно ниже, чем с использованием УЭЦН. Следует учесть, что при малом КПД глубинно-насосных установок происходит стабилизация дисперсной системы [2]. Особое влияние на стойкость водонефтяных эмульсий при данном способе эксплуатации оказывают неисправности оборудования. Например, при наличии пропуска жидкости в клапанных узлах насоса течение нефти происходит с большой скоростью за счет дав-

ления столба жидкости над клапаном. Происходит турбулизация потока и, как следствие, эмульгирование нефти.

Также стабилизация водонефтяных эмульсий может происходить в наземном оборудовании, таком как система нефтесборных труб, распределительные коллекторы групповых замерных установок, наличие штуцеров, задвижек, клапанов, тройников и сепараторов [8].

Следовательно, в реальных условиях эксплуатации нефтедобывающего оборудования происходит образование устойчивых водонефтяных эмульсий, что в значительной мере определяет выбор технологии обработки скважинных нефтей.

Заключение.

В процессе добычи нефти любым из существующих способов происходит образование устойчивых водонефтяных эмульсий вследствие интенсивного перемешивания пластовой жидкости и постепенного выделения газа в подъемных трубах, а также при турбулизации потока в рабочих органах насосных установок. В ходе работы установлено, что наиболее стойкие водонефтяные эмульсии образуются на рабочих колесах при использовании УЭЦН.

При выборе способа разработки месторождения следует учитывать следующие факторы:

- нагнетание воздуха вместо газа в нефтяную скважину обеспечивает образование стойких водонефтяных эмульсий;
- при малых КПД глубинно-насосных установок происходит стабилизация дисперсной системы;
- неисправности оборудования влекут за собой образование турбулентного потока.

Также при эксплуатации нефтяного месторождения следует обратить внимание на отложения парафина на стенках трубопровода, которые также

способствуют образованию водонефтяных эмульсий.

Стойкость получаемых дисперсных систем оценивается различными стабилизирующими факторами, зависящими от состава и свойств пластовой нефти и воды и от условий образования водонефтяной эмульсии. В работе определены следующие зависимости:

- устойчивость эмульсии тем выше, чем больше дисперсность;
- с уменьшением количества асфальтенов в составе нефти, их эмульгирующая способность резко снижается;
- нефти парафинового основания образуют менее стойкие эмульсии, чем нефти нафтенового основания, из-за меньшего содержания полярных компонентов;
- стабилизирующим фактором является наличие в породе мелкозернистого песка и глинистых фракций;
- повышение минерализации и понижение величины рН пластовой воды ведет к образованию более устойчивых эмульсий;
- поверхностный заряд глобулы воды препятствует процессу деэмульсации;
- с повышением вязкости и плотности пластовой нефти, увеличивается вязкость эмульсии, а вместе с тем и ее устойчивость;
- повышение стойкости происходит при увеличении обводненности нефти до определенного максимального значения;
- высокие температуры способствуют расслоению водонефтяных эмульсий.

Необходимо учитывать все рассмотренные факторы для правильного выбора технологии разработки нефтяного месторождения, способа обезвоживания добытой нефти, а также при проведении различных технологий для интенсификации добычи нефти.

Список литературы

1. Алферов А.В., Лутфурахманов А.Г., Литвиненко К.В., Здольник С.Е., Шакиров Э.И. Выбор способа эксплуатации скважин с учетом осложняющих факторов на месторождении им. Р. Требса // Нефтяное хозяйство. 2016. № 3. С. 108-112.
2. Daniel Croce, Eduardo Pereyra. Study of Oil/Water Flow and Emulsion Formation in Electrical Submersible Pumps // SPE Production & Operations – 2020. – Vol. 35. № 01. – P. 26-36.
3. Велиев М.М., Бондаренко В.А., Иванов А.Н., Гарбовский В.В., Мастобаев Б.Н. Внедрение и развитие компрессорного газлифтного способа добычи нефти на месторождении белый тигр (вьетнам) // Нефтяное хозяйство. 2019. № 2. С. 61-65.
4. Акрамов Т.Ф., Яркеева Н.Р. Борьба с отложениями парафиновых, асфальтосмолистых компонентов нефти // Нефтегазовое дело. 2017. Т. 15. № 4. С. 67-72.
5. Гумерова Г.Р., Яркеева Н.Р. Анализ эффективности применения вязкоупругого поверхностно-активного состава на месторождениях Западной Сибири // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2019. Т. 330. № 1. С. 19-25.
6. Гумерова Г.Р., Яркеева Н.Р. Технология применения сшитых полимерных составов // Электронный научный журнал Нефтегазовое дело. 2017. № 2. С. 63-79.
7. Takaaki Uetani, Junichi Kai, Tomoko Hitomi, Hitoshi Seino, Kiyomasa Shimbori, Hideharu Yonebayashi. Experimental Investigation of Crude-Oil Emulsion Stability: Effect of Oil and Brine Compositions, Asphaltene, Wax, Toluene Insolubles, Temperature, Shear Stress, and Water Cut // SPE Production & Operations – 2020. – Vol. 35. № 02. – P. 320-334.
8. Халилова Г.А., Яркеева Н.Р. Методы борьбы с нефтяными эмульсиями при добыче нефти // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2019. № 5 (121). С. 28-32.

References

1. A.V. Alferov, A.G. Lutfurakhmanov, K.V. Litvinenko, S.E. Zdolnik, E.I. Shakirov *Vybor sposoba ekspluatatsii skvazhin s uchetom oslozhnyayushchih faktorov na mestorozhdenii im. R. Trebsa* [Selection of well operation technique with regard to complicating factors in Trebsa field]. Neftyanoye Khozyaistvo, 2016, No.3, pp.108-112 (in Russian)
2. Daniel Croce, Eduardo Pereyra. Study of Oil/Water Flow and Emulsion Formation in Electrical Submersible Pumps // SPE Production & Operations, 2020, Vol. 35, No. 01, pp 26-36 (in English)
3. M.M. Veliev, V.A. Bondarenko, A.N. Ivanov, V.V. Garbovsky, B.N. Mastobaev *Vnedrenie i razvitie kompressornogo gazliftного sposoba dobychi nefti na mestorozhdenii Belyj Tigr (Vietnam)* [Implementation and development of compressor-assisted gas lift in the White Tiger field (Vietnam)]. Neftyanoye Khozyaistvo, 2019, No. 2, pp.61-65 (in Russian)
4. T.F. Akramov, N.R. Yarkeeva *Bor'ba s otlozheniyami parafinovyh, asfal'tosmolistykh komponentov nefti* [Asphaltene-resinous deposits control]. Neftgazovoye Delo, 2017, vol.15, No.4, pp.67-72 (in Russian)
5. G.R. Gumerova, N.R. Yarkeeva *Analiz effektivnosti primeneniya vyazkouprugogo poverhnostno-aktivnogo sostava na mestorozhdeniyah Zapadnoj Sibiri* [Analysis of viscoelastic surfactant effectiveness in West Siberian fields]. Tomsk Polytechnic University Review. Resources Engineering, 2019, Vol. 330, No. 1, pp. 19-25 (in Russian)

6. G.R. Gumerova, N.R. Yarkeeva *Tekhnologiya primeneniya sshityh polimernyh sostavov* [Cross-linked polymer system practices]. Neftegazovoye Delo, 2017, No.2, pp.63-79 (in Russian)
7. Takaaki Uetani, Jyunichi Kai, Tomoko Hitomi, Hitoshi Seino, Kiyomasa Shimbori, Hideharu Yonebayashi. Experimental Investigation of Crude-Oil Emulsion Stability: Effect of Oil and Brine Compositions, Asphaltene, Wax, Toluene Insolubles, Temperature, Shear Stress, and Water Cut // SPE Production & Operations – 2020. – Vol. 35. № 02. – P. 320-334.
8. G.A. Khalilova, N.R. Yarkeeva *Metody bor'by s neftyanymi emul'siyami pri dobyche nefti* [Oil emulsion control methods]. Problemy sbora, podgotovki i transporta nefti i nefteproduktov, 2019, No.5 (121), pp.28-32 (in Russian)

Сведения об авторах

Самушкова Элина Сергеевна, студент кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газонефтяных месторождений», Уфимский государственный нефтяной технический университет

Россия, 450064, Уфа, ул. Космонавтов, д. 1

E-mail: elinkasamushkova@mail.ru

About the authors

E.S. Samushkova, Student in Oil and Gas Field Development Department, Ufa State Petroleum Technological University

1, Kosmonavtov st., Ufa, 450064, Russian Federation

E-mail: elinkasamushkova@mail.ru

Статья поступила в редакцию 15.12.2020

Принята к публикации 13.03.2021

Опубликована 30.03.2021