

УДК 001.893

DOI: 10.22213/2413-1172-2025-1-90-98

Технология комплексного контроля состояния водонефтяной эмульсии в потоке

Е. П. Беляева, аспирант, Сибирский федеральный университет, Красноярск, Россия

Ю. Н. Безбородов, доктор технических наук, профессор, Сибирский федеральный университет, Красноярск, Россия

Нефть для дальнейших процессов нефтехимической переработки требует первичной подготовки на месторождениях. Первичная подготовка заключается в отделении воды от нефти, однако образование стойких водонефтяных эмульсий в процессах добычи и внутрипромысловой подготовки осложняет процесс дальнейшей подготовки нефти. Определение характеристик нефтяных эмульсий имеет решающее, но сложное значение, как для науки, так и для многих промышленных применений. В связи с этим необходимо рассмотреть актуальные вопросы, связанные с динамическим мониторингом образования водонефтяных эмульсий. Цель статьи – изучение технологии комплексного контроля состояния водонефтяной эмульсии в потоке. Задачи исследования: изучение теоретических аспектов образования эмульсий; анализ существующих методов контроля состояния водонефтяной эмульсии в потоке, определение их достоинств и недостатков; разработка предложений по усовершенствованию методики контроля состояния водонефтяной эмульсии в потоке. Научная новизна исследования обусловлена тем, что проблема предотвращения образования высоковязких эмульсий в процессах нефтегазодобычи до сих пор не решена, а во время осуществления технологического процесса не все характеристики водонефтяной смеси контролируются; также это касается реологических свойств эмульсий. Данные о плотности водной и нефтяной фаз в эмульсии, вязкости водонефтяной эмульсии дадут возможность комплексно оценить состояние водонефтяной смеси в динамическом состоянии и определять возникновение явления инверсии фаз в эмульсии (обращение фаз). Комплексная методика, состоящая из модифицированной схемы контроля характеристик водонефтяной смеси, способа и алгоритма расчета коэффициента гидравлического сопротивления позволила определять явление инверсии в потоке и рассчитывать оптимальные параметры ведения технологического процесса внутрипромысловой перекачки нефти.

Ключевые слова: эмульсия, инверсия, гидродинамический режим, метод контроля.

Введение

В нефтяной промышленности сырая нефть, добываемая на месторождении, содержит воду в различных соотношениях и пропорциях. В случае морских месторождений или реализации процессов повышения нефтеотдачи, когда вода используется в качестве вытесняющей жидкости для извлечения оставшейся нефти на месторождениях, находящихся на стадии поддержания уровня добычи, содержание воды в скважинной продукции больше, чем нефти. Кроме того, предельно допустимое количество воды в сырой нефти при транспортировке и переработке составляет менее 1 % [1].

В данном контексте очевидным является тот факт, что эффективность процессов переработки и транспортировки водонефтяной смеси напрямую зависит от ее качественных характеристик. Извлечение сырой нефти из водонефтяной эмульсии требует нагревания, химической, электростатической и механической обработки

для удаления воды [2]. Извлечение воды из сырой нефти осуществляется путем индуцирования коалесценции – процесса, который заключается в слиянии двух или более капель при контакте для образования более крупной капли и требует огромного количества энергии.

В процессе перекачки скважинной продукции образование высоковязких эмульсий сопровождается большими энергетическими затратами из-за неравномерности потока. Перекачивание неравномерного потока жидкости сопровождается скачками давления и появлением вибрации в трубопроводе. При неоптимальных параметрах вода попадает на следующие стадии, что снижает общую эффективность процесса подготовки нефти.

Таким образом, содержание воды является критическим параметром для нефтехимической переработки. Соответственно, управление процессами перекачки нефти требует точного и оперативного контроля параметров водонефтяного потока, обеспечивающего оптимизацию

затрат и повышение качества получаемого сырья [3]. В связи с этим разработка комплексного метода контроля состояния водонефтяной эмульсии в потоке приобретает ключевое значение. Таким образом, обозначенные обстоятельства свидетельствуют об актуальности, теоретической и практической значимости рассматриваемой тематики.

На сегодняшний день в научно-экспертной литературе можно встретить публикации и разработки, в которых описываются методы по деэмульгированию, позволяющие прояснить проблемы и достижения в области первичной подготовки скважинной продукции.

Механизмы стабилизации тяжелых водонефтяных эмульсий, а также влияние стабилизаторов эмульсии (например, битума, смол, нефтяных кислот и др.) на межфазные свойства нефти и воды изучают Г. Г. Гусейнов [4], О. А. Нечаева, В. И. Никитин, Е. А. Камаева [5], V.K. Miller, L.V. Ivanova, G. Mansur, S.K. Uertas Budilova, V.N. Koshelev, O.V. Primerova [6], Shuang Sun, Sihui Li, Huijia Yan, Henan Zou, Cuiping Yu [7] и др.

Описание факторов, которые способствуют образованию и стабилизации эмульсий на нефтяных месторождениях, а также типов эмульсий нашло свое отражение в публикациях А. Ф. Пучкова, М. П. Спиридонова, Д. А. Куцова [8], Ш. А. Гафарова, М. В. Чернова, А. Б. Иванова, Р. А. Фаизова [9], Lina M. Daza-Barranco, Angela C.P. Duncke [10], Cheng-Long Gao, Hong-Ze Gang, Jin-Feng Liu [11] и др.

Исследованиями в области поведения водонефтяных дисперсных систем в процессах перекачки занимались И. Н. Евдокимов, В. С. Коноплева, А. П. Лосев [12], Р. С. Кашаев, О. В. Козелков, Б. Э. Кубанго [13], Р. А. Шестаков, А. А. Дульченко [14], Ю. П. Борисевич [15] и другие российские и зарубежные ученые. Авторами предложен ряд эмпирических формул по расчету характеристик водофнетяных эмульсий.

В работах Г. С. Лутошкина, М. С. Алвадани, М. Муни приведены результаты исследований закономерностей изменения характеристик водонефтяных дисперсных систем в различных условиях. Однако результаты исследования влияния технологических параметров нефтегазодобычи на состояние водонефтяной смеси в динамическом состоянии не выявлены.

Изучением явления инверсии фаз занимались К. Р. Уразаков, В. П. Тронов, Л. П. Пергушев.

Несмотря на накопленное научное наследие и комплекс практических рекомендаций, касающихся образования, стабилизации и разде-

ления водонефтяных эмульсий, ряд вопросов в данной предметной области остается открытым и требует более детальной проработки и анализа.

Так, отдельного внимания заслуживают практические аспекты использования различных типов датчиков, в том числе датчиков на основе перепада давления, емкостных, ультразвуковых и радиационных датчиков для измерения нескольких уровней раздела фаз с учетом того, что на поверхности датчиков образуются отложения, которые способны привести к искажению результатов. Кроме того, в уточнении и разработке нуждаются методы мониторинга многофазного потока нефть – вода – газ непосредственно в трубопроводе.

Остается открытым вопрос о влиянии инверсии фаз и технологических параметров нефтегазодобычи на состояние водонефтяных смесей в потоке.

Цель статьи – изучение технологии комплексного контроля состояния водонефтяной эмульсии в потоке.

Теоретические аспекты образования эмульсии

Эмульсии можно разделить на несколько категорий в зависимости от различных факторов. Существуют три распространенных типа эмульсий: эмульсия вода-в-масле (W/O), эмульсия масло-в-воде (O/W) и множественная эмульсия, которую также называют сложной эмульсией. Она относится к мягким материалам, состоящим из дисперсных капель, которые внутри состоят из более мелких капель. Распространенными двойными эмульсиями являются эмульсии масло-в-воде-в-масле (O/W/O) и эмульсии вода-в-масле-в-воде (W/O/W). Состав описанных выше эмульсий показан на рисунке 1.

Образование высоковязких эмульсий обусловлено явлением инверсии. Процесс инверсии фаз изучается с двух точек зрения.

Первая заключается в том, чтобы рассматривать процесс инверсии фаз как внезапную точку, которая возникает при определенной объемной доле дисперсной фазы. Соответствующие теоретические модели включают критерий минимума свободной энергии системы, модель минимума межфазной энергии, модель нулевого межфазного сдвига, модель разрушения и коалесценции капель и многие другие эмпирические модели (Медведева Э. С., Боровская Л. В. Обращение фаз эмульсий. 2023).

Согласно другой точке зрения инверсия фазы происходит в диапазоне содержания воды, что является процессом, а не внезапной точкой.

Начало явления фазовой инверсии характеризуется пиком падения давления, завершение – водонефтяным потоком при очень низком перепаде давления. Репрезентативной моделью для этой теории является модель Р. Роешио. Ученый использовал высоковязкую нефть для проведения экспериментов с потоком в трубопроводе и пришел к выводу, что суть инверсии

фаз высоковязкого водонефтяного потока заключается в том, что в трубопроводе устанавливается кольцевой водонефтяной непрерывный поток. После завершения инверсии фаз между нефтяным ядром и стенкой трубы образуется непрерывный слой воды, двойные непрерывные потоки воды и нефти спирально движутся вперед.

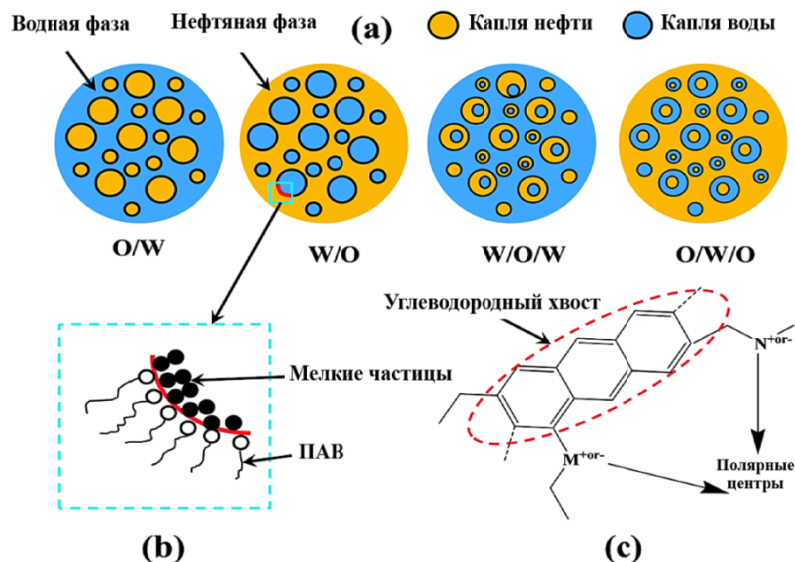


Рис. 1. Схема распространенных типов эмульсий и их составов: а – эмульсии, образующиеся при добыче и транспортировке нефти; б – образование жестких пленок на границе раздела фаз нефть – вода; в – поверхностная активность молекул ПАВ

Fig. 1. Scheme of common types of emulsions and their compositions: а – emulsions formed during oil production and transportation; б – formation of rigid films at the oil-water interface; в – surface activity of asphaltene molecules

Принято считать, что с увеличением содержания воды в эмульсии происходит инверсия фаз, в ходе которой изменяется тип промышленной эмульсии: от обратного типа (вода в нефти), до прямого типа (нефть в воде). Обычно экспериментальное определение точки инверсии, как в промышленных условиях, так и в исследовательских лабораториях, осуществляется в ходе измерений зависимостей вязкости эмульсии от содержания воды. При этом точку инверсии отождествляют с моментом достижения максимума вязкости, после которого наблюдаемая вязкость эмульсии начинает постепенно снижаться. Явление инверсии фаз описывается изменением коэффициента гидравлического сопротивления. Подтверждение зависимости момента наступления инверсии фаз от коэффициента гидравлического сопротивления показана в работе (Патент 2682611 С2 РФ).

Водонефтяная эмульсия, как и все дисперсные системы, обладает различными характеристиками в стационарном и динамическом состоянии.

В стационарном состоянии водонефтяная эмульсия характеризуется следующими показателями: плотность, вязкость водной и нефтяной фаз и их объемное соотношение.

В потоке состояние водонефтяной смеси характеризуется:

- объемной скоростью потока;
- характером течения жидкости, который определяется критерием Рейнольдса;
- вязкостью эмульсии;
- условиями перекачки (давление и температура).

Методы контроля состояния водонефтяной эмульсии в потоке

На сегодняшний день отсутствуют методы контроля состояния водонефтяной смеси в динамическом состоянии, которые бы учитывали реологию потока. Широкое распространение находят методы контроля плотности и расхода жидкости в потоке. Такие важные характеристики, как гидродинамический режим течения жидкости, вязкость эмульсии не контролируются в динамическом состоянии. Вязкость водо-

нефтяной смеси на большинстве нефтегазовых месторождениях определяется в стационарном состоянии – лабораторным методом.

Данная особенность является недостатком этого метода, поскольку лабораторные испытания отнимают много времени и удлиняют во времени дальнейший процесс принятия решений по регулированию технологического процесса подготовки и транспортировки нефти.

Для определения объемной доли составляющих фаз эмульсий применяются также ультразвуковые методы, основанные на ультразвуковом измерении коэффициентов отражения, пропускания и затухания. Это передовые методы благодаря следующим преимуществам: среда может быть непрозрачной; нет ионизирующего излучения; стоимость использования методов относительно низкая. Кроме того, данные методы предполагают использование таких устройств, как ультразвуковые и оптические датчики, обеспечивающие точное определение жидкой, твердой и даже газовой фаз в потоке. Еще одним несомненным преимуществом ультразвуковых методов является то, что эти технологии реализуют надежные вычислительные алгоритмы для обработки сигнала и дифференциации фаз в образце, используя их разницу в контрасте в качестве переменной отклика. Однако распространение акустических волн в эмульсиях – сложное явление, зависящее от физических свойств, объемной доли фаз и распределения капель дисперсной фазы по размерам.

Помимо этого методы определения характеристик водонефтяных эмульсий также включают в себя электронную микроскопию, рассеяние света и нейтронов, а также ядерный магнитный резонанс. В то же время эти методы не очень хорошо работают для эмульсий по типу вода-нефти. В других методах, которые лучше работают с эмульсиями этого типа, используются рентгеновское излучение и гамма-лучи. Однако ионизирующее излучение может оказать воздействие на другие приборы контроля, используемые в технологических процессах.

Некоторые ученые считают, что наиболее эффективными являются электрические методы, основанные на измерении электропроводности, диэлектрической проницаемости, электрической емкости и адмиттанса [18]. Однако на эффективность и достоверность этих методов влияет содержание солей и минералов в пластовой воде.

На нефтегазовых месторождениях контроль характеристик водонефтяных смесей представ-

лен различными вариантами измерительных установок, например, блоком мультифазного учета добываемой продукции, в которых газ-водонефтяной поток разделяется в сепараторе на жидкостной и газовый. В каждом потоке отдельно замеряются расходы газовой и жидкостной фазы, обводненность и плотность. Однако замер характеристик смешанного потока не проводится, а это необходимо для контроля гидродинамического режима течения. Также необходима информация о состоянии фаз в водонефтяном потоке.

Проведенный сравнительный анализ приборов и методов контроля состояния водонефтяной смеси в реальных условиях производства показал отсутствие контроля таких характеристик водонефтяной смеси, как вязкость и соотношения водной и нефтяной фаз в потоке, что не позволяет комплексно оценить состояние технологического процесса

Предложения по усовершенствованию методики контроля состояния водонефтяной эмульсии в потоке

Комплексная методика контроля состояния водонефтяной эмульсии в потоке предполагает одновременное использование нескольких методов контроля, что позволяет не только повысить точность измерений, но и получить более полную картину гидродинамических и химических процессов, происходящих в промышленном трубопроводе.

Это требует применения приборной базы для непрерывного мониторинга фазового состава, концентрации объемной доли фаз в эмульсии, вязкости потока, так как явление инверсии фаз описывается изменением величины коэффициента гидравлического сопротивления, который, в свою очередь, зависит от гидродинамического режима течения жидкости и объемного соотношения фаз в потоке.

Модернизированная схема контроля характеристик водонефтяного потока на объектах сбора и промышленной перекачки нефти представлена на рисунке 2.

Применяемые на сегодняшний день приборы контроля дают возможность определять характеристики водонефтяных смесей по отдельности, в то же время некоторые уникальные свойства водонефтяной эмульсии определяются только лабораторными методами, что не позволяет получить достоверную и точную информацию о состоянии потока в целом, поэтому разработанная методика учитывает данный аспект.



Рис. 2. Модернизированная схема контроля характеристик водонефтяного потока на объектах добычи нефти и газа

Fig. 2. Upgraded scheme for monitoring oil-water flow characteristics at oil and gas production facilities

Источник: составлено автором

Авторская схема контроля характеристик водонефтяного потока предполагает необходимость использования дополнительной приборной базы для получения данных вязкости потока, его плотности и соотношения фаз в эмульсии. В связи с этим существующие схемы контроля характеристик водонефтяного потока на объектах добычи нефти и газа необходимо оснащать поточными вязкозиметрами и расходомерами, которые способны замерять расход как водяной, так и нефтяной фазы в потоке.

На основе базы данных фонда нефтяного месторождения о плотности добываемых флюидов, вязкости и объёмном содержании водной и нефтяной фаз строится алгоритм расчета процесса наступления инверсии фаз, который будет заложен в работу прибора контроля.

Затем проводится анализ данных для выявления коридора критических значений вязкости, плотности водонефтяного потока и соотношения фаз для наступления явления инверсии.

После проведенного анализа определяются оптимальные условия ведения технологического процесса без наступления инверсии фаз.

С учетом этого фактора регулируется обводненность смешиваемых потоков водонефтяной смеси, идущей с добывающих скважин на кустовую площадку, путем перенаправления

потоков для избирательного смешения, при котором величина итоговой обводненности смешанного потока будет вне рассчитанного диапазона. При этом наступает явление инверсии для обеспечения стабильного ведения технологического режима перекачки во избежание вибраций трубопровода, порывов, явления кавитации. Также контроль перепадов обводненности при смешении потоков возможен при помощи скорости и рабочих параметров насосного оборудования.

Методика предполагает создание алгоритмов сбора и анализа данных с последующим моделированием процесса перекачки водонефтяной смеси с учетом инверсии фаз. Это включает в себя расчеты оптимальных значений обводненности, вязкости водонефтяного потока и в соответствии с ними – корректировку технологического процесса. Таким образом, комплексная методика контроля способствует предотвращению возможных эксплуатационных рисков и увеличению эффективности перекачки водонефтяных смесей.

Адекватность и надежность полученных результатов обеспечивается за счет калибровки измерительного оборудования. Включение алгоритмов искусственного интеллекта для непрерывного анализа и адаптации параметров изме-

рений позволяет учитывать изменяющиеся условия эксплуатации и минимизировать влияние человеческого фактора.

Общая схема авторской методики контроля состояния водонефтяной смеси в потоке представлена на рисунке 3.



Рис. 3. Комплексная методика контроля состояния водонефтяной смеси в потоке

Fig. 3. Integrated Methodology for Monitoring the State of a Water-Oil Mixture in a Flow

Источник: составлено автором

В конечном виде комплексный метод контроля характеристик водонефтяной смеси в динамическом состоянии включает алгоритм расчета характеристик водонефтяного потока в динамическом состоянии, по которому последовательно определяется структура водонефтяной смеси, ее тип, плотность, вязкость смеси в зависимости от структуры потока, средняя скорость течения потока, гидродинамический режим, характеризующийся критерием Рейнольдса, коэффициент гидравлического сопротивления в зависимости от величины данного критерия. Получение данных характеристик водонефтяной смеси осуществляется согласно модифицированной схеме контроля с помощью измерительной установки на кустовой площадке с расходомером гамма-измерителем многофазным, установленным на жидкостной линии, и с поточным ротационным вискозиметром на входе или на выходе измерительной установки.

Далее в устройстве обработки информации на основании поступивших данных и произведенных расчетов по соответствующим математическим формулам определяется момент наступления явления инверсии фаз, который характеризуется определенным диапазоном обводненности, вязкости и гидродинамическим режимом, в котором наблюдается максимальный скачок коэффициента гидравлического сопротивления. С учетом данных о наступлении указанного момента регулируется обводненность смешанных потоков водонефтяной смеси, идущей с добывающих скважин на кустовую площадку, путем перенаправления потоков для избирательного смешения. При этом величина итоговой обводненности смешанного потока будет вне рассчитанного диапазона обводненности, при котором наступает явление инверсии. Это позволяет обеспечить стабильное ведение технологического режима перекачки. Техническим результатом является повышение

стабильности процесса внутрипромысловой перекачки.

Выводы

В статье предложена новая технология контроля состояния водонефтяного потока и регулирования параметров технологического режима, отличающаяся от известных тем, что учитывает влияние явления инверсии фаз на реологию потока. Это повышает эффективность управления процессами нефтегазодобычи за счет регулирования неравномерности по вязкости перекачиваемого водонефтяного потока.

Библиографические ссылки

1. Мансур Г. Исследование влияния группового химического состава нефти на свойства водонефтяных эмульсий // Бутлеровские сообщения. 2022. Т. 71. № 7. С. 86–93.
2. Афанасьев С. В. Инновационные способы разделения водонефтяных эмульсий и переработки нефтешламов // Neftegaz.RU. 2023. № 5 (137). С. 24–29.
3. Дроздов А. С. Особенности использования полиномиальных моделей описания вязкости водонефтяных эмульсий // Нефтепромышленное дело. 2024. № 2 (662). С. 33–37.
4. Гусейнов Г. Г. Наноразмерные структуры, их свойства и применение для выработки остаточных трудноизвлекаемых запасов нефти // Научные исследования: итоги и перспективы. 2021. Т. 2, № 4. С. 3–16.
5. Нечаева О. А., Никитин В. И., Камаева Е. А. Повышение качества вскрытия продуктивного пласта путем введения поверхностно-активного вещества в рецептуру промывочной жидкости // Нефть. Газ. Новации. 2021. № 1 (242). С. 34–36.
6. Miller V.K., Ivanova L.V., Mansur G., Uertas Budilova S.K., Koshelev V.N., Primerova O.V. (2021) The structural features of resins and asphaltenes of crude oils from udmurtia oilfields. Chem Chem Tech, vol. 64, no. 10, pp. 113–118.
7. Shuang Sun, Sihui Li, Huijia Yan, Henan Zou, Cuiping Yu (2021) The conformation and physico-chemical properties of pH-treated golden pompano protein on the oil/water interfacial properties and emulsion stability. International Journal of Food Science & Technology, vol. 57, no. 9, pp. 98–109.
8. Пучков А. Ф., Спиридонова М. П., Куцов Д. А. Эластомерная композиция для манжеты пакерного устройства, эксплуатируемой в нефтяной буровой жидкости // Промышленное производство и использование эластомеров. 2022. № 2. С. 7–12.
9. Гафаров Ш. А., Чернов М. В., Иванов А. Б., Фаизов Р. А. Использование спиртов с повышенной степенью этоксилирования с анионными ПАВ для повышения нефтеотдачи // Нефтегазовое дело. 2024. Т. 22. № 2. С. 91–106.
10. Lina M. Daza-Barranco, Angela C.P. Duncke (2023) Effect of kerosene aromaticity as a solvent on bulk and interfacial properties of Brazilian heavy crude oil with high asphaltene content. The Canadian Journal of Chemical Engineering, vol. 102, no. 1, pp. 67–73.
11. Cheng-Long Gao, Hong-Ze Gang, Jin-Feng Liu (2021) A New Benzylated Fatty Acid Amide Amphoter-ic Surfactant Derived from Hydrogenated Castor Oil with Ultra-Low Interfacial Tension between Crude Oil and Brine. Journal of Surfactants and Detergents, vol. 24, no. 1, pp. 45–52.
12. Евдокимов И. Н., Коноплева В. С., Лосев А. П. Новая цифровая установка для определения поверхностного натяжения растворов промысловых ПАВ // Бурение и нефть. 2019. № 11. С. 46–53.
13. Кашаев Р. С., Козелков О. В., Кубанго Б. Э. Проточные протонные магнитно-резонансные анализаторы для контроля скважинной жидкости по ГОСТ Р 8.615–2005 ГСИ // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. 2019. № 19 (1-2). С. 137–151.
14. Шестаков Р. А., Дульченко А. А. Анализ реологических свойств водонефтяных эмульсий // Neftegaz.RU. 2022. № 12.
15. Борисевич Ю. П. Физическое моделирование изотермических горизонтальных простых трубопроводов, транспортирующих трехфазные системы (обратные водонефтяные эмульсии + CaCO₃) при установившемся режиме течения // Естественные и технические науки. 2020. № 11. С. 155–158.
16. Марютина Т. А. Оценка эффективности магнитного и ультразвукового воздействия при разрушении промысловых водонефтяных эмульсий // Нефтяное хозяйство. 2022. № 4. С. 70–73.
17. Титова Л. М. Исследование распределения капель водной фазы до и после ультразвуковой обработки устойчивых водонефтяных эмульсий // Нефтегазовые технологии и экологическая безопасность. 2023. № 1. С. 15–21.
18. Самушкова Э. С. Причины образования водонефтяных эмульсий. Факторы стабильности // Нефтяная провинция. 2021. № 1 (25). С. 170–181.

References

1. Mansur G. (2022) [Study of the influence of the group chemical composition of oil on the properties of water-oil emulsions]. *Butlerovskie soobshheniya*, vol. 71, no. 7, pp. 86–93 (in Russ.).
2. Afanasyev S.V. (2023) [Innovative methods for separating water-oil emulsions and processing oil sludge]. *Neftegaz.RU*, no. 5 (137), pp. 24–29 (in Russ.).
3. Drozdov A.S. (2024) [Peculiarities of using polynomial models for describing the viscosity of oil-water emulsions]. *Neftepromyslovoye delo*, no. 2 (662), pp. 33–37 (in Russ.).
4. Guseinov G.G. (2021) [Nanoscale structures, their properties and application for the development of residual hard-to-recover oil reserves]. *Nauchnye issledovaniya: itogi i perspektivy*, vol. 2, no. 4, pp. 3–16 (in Russ.).
5. Nechaeva O.A., Nikitin V.I., Kamaeva E.A. (2021) [Improving the quality of productive formation drilling by introducing a surfactant into the drilling fluid

formulation]. *Neft'. Gaz. Novacii*, no. 1 (242), pp. 34-36 (in Russ.).

6. Miller V.K., Ivanova L.V., Mansur G., Uertas Budilova S.K., Koshelev V.N., Primerova O.V. (2021) The structural features of resins and asphaltenes of crude oils from udmurtia oilfields. *Chem Chem Tech*, vol. 64, no. 10, pp. 113-118.

7. Shuang Sun, Sihui Li, Huijia Yan, Henan Zou, Cuiping Yu (2021) The conformation and physico-chemical properties of pH-treated golden pompano protein on the oil/water interfacial properties and emulsion stability. *International Journal of Food Science & Technology*, vol. 57, no. 9, pp. 98-109.

8. Puchkov A.F., Spiridonova M.P., Kutsov D.A. (2022) [Elastomer composition for the cuff of a packer device operated in oil drilling fluid]. *Promyshlennoe proizvodstvo i ispol'zovanie jelastomerov*, no. 2, pp. 7-12 (in Russ.).

9. Gafarov Sh.A., Chernov M.V., Ivanov A.B., Faizov R.A. (2024) [Use of alcohols with an increased degree of ethoxylation with anionic surfactants to enhance oil recovery]. *Neftegazovoe delo*, vol. 22, no. 2, pp. 91-106 (in Russ.).

10. Lina M. Daza-Barranco, Angela C.P. Duncke (2023) Effect of kerosene aromaticity as a solvent on bulk and interfacial properties of Brazilian heavy crude oil with high asphaltene content. *The Canadian Journal of Chemical Engineering*, vol. 102, no. 1, pp. 67-73.

11. Cheng-Long Gao, Hong-Ze Gang, Jin-Feng Liu (2021) A New Benzylated Fatty Acid Amide Amphoter-ic Surfactant Derived from Hydrogenated Castor Oil with Ultra-Low Interfacial Tension between Crude Oil

and Brine. *Journal of Surfactants and Detergents*, vol. 24, no. 1, pp. 45-52.

12. Evdokimov I.N., Konopleva V.S., Losev A.P. (2019) [New digital setup for determining surface tension of industrial surfactant solutions]. *Burenie i neft'*, no. 11, pp. 46-53 (in Russ.).

13. Kashayev R.S., Kozelkov O.V., Kubango B.E. (2019) [Flow proton magnetic resonance analyzers for monitoring well fluid according to GOST R 8.615–2005 GSI]. *Izvestiya vysshih uchebnyh zavedenij. Problemy jenergetiki*, no. 19 (1-2), pp. 137-151 (in Russ.).

14. Shestakov R.A., Dulchenko A.A. (2022) [Analysis of rheological properties of water-oil emulsions]. *Neftegaz.RU*, no. 12 (in Russ.).

15. Borisevich Yu.P. (2020) [Physical modeling of isothermal horizontal simple pipelines transporting three-phase systems (reverse water-oil emulsions + CaCO₃) under steady-state flow conditions]. *Estestvennye i tehnicheckie nauki*, no. 11, pp. 155-158 (in Russ.).

16. Maryutina T.A. (2022) [Evaluation of the effectiveness of magnetic and ultrasonic effects in the destruction of industrial water-oil emulsions]. *Neftyanoye khozyaystvo*, no. 4, pp. 70-73 (in Russ.).

17. Titova L.M. (2023) [Study of the distribution of water phase droplets before and after ultrasonic treatment of stable water-oil emulsions] *Neftegazovye tehnologii i jekologicheskaja bezopasnost'*, no. 1, pp. 15-21 (in Russ.).

18. Samushkova E.S. (2021) [Causes of formation of water-oil emulsions. Stability factors]. *Neftjanaja provincija*, no. 1 (25), pp. 170-181 (in Russ.).

Technology of Complex Control of Water-Oil Emulsion State in Flow

E.P. Belyaeva, Post-graduate, Siberian Federal University, Krasnoyarsk, Russia

Yu.N. Bezborodov, DSc in Engineering, Professor, Siberian Federal University, Krasnoyarsk, Russia

Oil for further petrochemical refining processes requires primary treatment at the fields. Primary treatment involves separating water from oil, but the formation of stable water-oil emulsions during production and in-field treatment complicates the process of further oil treatment. Determining the characteristics of complex oil emulsions is of crucial but complicated importance both for science and for many industrial applications. In this regard, it is necessary to consider current issues related to dynamic monitoring of water-oil emulsion formation. The purpose of the article is to study the technology of complex control of the state of water-oil emulsion in a flow. Research objectives: to study the theoretical aspects of emulsion formation; analysis of existing methods for monitoring the state of water-oil emulsion in a flow, determination of their advantages and disadvantages; development of proposals for improving the methodology for monitoring the state of water-oil emulsion in a flow. The scientific novelty of the study is due to the fact that the problem of preventing the formation of highly viscous emulsions in oil and gas production processes has not yet been solved, and during the implementation of the technological process, not all characteristics of the water-oil mixture are controlled, this also applies to the rheological properties of emulsions. Data on the density of the water and oil phases in the emulsion, the viscosity of the water-oil emulsion will make it possible to comprehensively assess the state of the water-oil mixture in a dynamic state and determine the occurrence of the phase inversion phenomenon in the emulsion (phase reversal). A comprehensive technique consisting of a modified scheme for monitoring the characteristics of the water-oil mixture, a method and algorithm for calculating the hydraulic resistance coefficient made it possible to determine the inversion phenomenon in the flow and calculate the optimal parameters for the technological process of in-field oil pumping.

Keywords: emulsion, inversion, hydrodynamic mode, control method.

Получено 07.02.2025

Образец цитирования

Беляева Е. П., Безбородов Ю. Н. Технология комплексного контроля состояния водонефтяной эмульсии в потоке // Вестник ИжГТУ имени М. Т. Калашникова. 2025. Т. 28, № 1. С. 90–98. DOI: 10.22213/2413-1172-2025-1-90-98

For Citation

Belyaeva E.P., Bezborodov Yu.N. (2025) [Technology of Complex Control of Water-Oil Emulsion State in Flow]. *Vestnik IzhGTU imeni M.T. Kalashnikova*, vol. 28, no. 1, pp 90-98 (in Russ.). DOI: 10.22213/2413-1172-2025-1-90-98