

УДК 621.3.087

В. Х. ЯСОВЕЕВ, Ю. Б. КОЛЕГАЕВ

ИДЕНТИФИКАЦИЯ МНОГОКОМПОНЕНТНЫХ ВОДОНЕФТЯНЫХ СМЕСЕЙ В ПРОЦЕССЕ ПРОМЫСЛОВОЙ ПОДГОТОВКИ И УЧЕТА НЕФТИ

Рассматриваются вопросы идентификации однородных компонентов – водонефтяных эмульсий в составе сложной многофазной среды, проводится оценка влияния степени минерализации пластовой воды на диэлектрические характеристики смеси. Приведены результаты исследований.
Идентификация; водонефтяная смесь; эмульсия; минерализация

В связи с постепенным истощением уже разведанных нефтяных пластов по всему миру, наряду с проведением геологической разведки новых месторождений, на предприятиях нефтедобывающей промышленности разрабатываются новые, более эффективные, способы добычи, подготовки и учета сырой нефти. Они позволяют разрабатывать месторождения, признанные ранее неперспективными из-за малой мощности пластов, их глубокой обводненности, высокого содержания вредных примесей.

Для обеспечения оптимальных режимов добычи, подготовки и учета сырой нефти и их высокую экономическую эффективность в нефтедобывающей отрасли широко внедряются системы автоматизированного управления технологическими процессами. Эффективность работы автоматизированных установок промышленной подготовки и учета сырой нефти, особенно технологического оборудования по обезвоживанию и обессоливанию зависит, прежде всего, от качества проводимого контроля поступающих на них водонефтяных потоков. Это связано с тем, что подлинная стоимость реализуемой сырой нефти зависит от ее объема, параметров состава (влажности, минерализации пластовой воды, содержания свободного газа), качественного типа смеси (типа водонефтяной эмульсии (ВНЭ)) и однородности структуры потока. Кроме того, точная информация об искомым параметрах позволит произвести качественную настройку технологического оборудования на разные циклы обработки сырой нефти, которые различаются энергос затратами, количеством проходов сырья, временем обработки, количеством применяемых реагентов и т. д.

Первичное обезвоживание осуществляется в специальных отстойниках-водоотделителях или деэмульсаторах. При обезвоживании в ВНС вводят раствор деэмульгатора (достаточно дорогого органического вещества), разрушающего поверхностную пленку на глобулах воды и способствующего слиянию их в сплошную фазу. Для оптимизации процесса обезвоживания требуется регулировать расход эмульсии и деэмульгатора, их температуру и интенсивность перемешивания, время выдержки эмульсии в отстойнике и т. д. Для определения и поддержания на оптимальном уровне параметров технологического процесса необходима оперативная информация об

однородности потока, влажности и качественном типе водонефтяной смеси (ВНС) на входе установки.

Обессоливание нефти производится путем ее разбавления пресной водой, приготовления искусственной эмульсии и последующего разделения фаз в специальных устройствах — электродегидраторах. Процесс этот весьма энергоемок, поэтому точная информация о влажности и солесодержании, которые остаются постоянными по всему известному объему подаваемой на установку нефти, необходима для оптимального управления ее режимами и позволяет предотвратить необоснованный перерасход электроэнергии.

Для определения влажности, газо- и солесодержания, в основном, используются пробоотборные устройства, к которым подключены системы определения качественных параметров контролируемой жидкости. При этом представительность отбираемой пробы будет наивысшей, если обеспечена однородность распределения компонентов смеси в зоне пробоотбора. Добиться однородности смеси в потоке затруднительно, во-первых, из-за разной скорости движения слоев с различными плотностями, так как ВНС является неньютоновской жидкостью, а во-вторых, потому что в реальных водонефтяных потоках содержание воды, газа, солей во времени изменяется случайным образом. Следовательно, пробы должны отбираться достаточно часто, чтобы регистрировать изменения содержания параметров, что замедляет процесс измерения и сильно усложняет аппаратуру, а представительность пробы не соответствует текущему состоянию смеси [1].

Таким образом, эффективность работы автоматизированных установок промышленной подготовки и учета нефти существенным образом зависят от точности и оперативности разделения многофазной смеси на однородные компоненты с последующим определением их объема (по высоте уровня) и влажности в пределах каждого слоя, т. е. того, что в дальнейшем будем понимать под термином "идентификация компонентов многофазных сред".

Авторами выявлено, что на сегодняшний день одновременное определение количественного (положение границ раздела фаз, высота уровня, влажность) и качественного (тип смеси) состава компонентов в многослойной эмульсии в резервуаре во

время непрерывных измерений практически не производится. При этом каждый из датчиков разработчики, как правило, стремятся сделать максимально чувствительным к одному определенному параметру и инвариантным к другим параметрам, которые рассматриваются как помехи. Однако специфика исследования многофазной смеси заключается, во-первых, в том, что один и тот же измерительный сигнал может одновременно нести информацию, как о геометрических размерах однородного компонента, так и о его влажности и типе среды. А, во-вторых, добиться полной инвариантности к параметрам-помехам практически невозможно. Например, влажность смеси зависит, как от степени однородности и скорости потока, так и от солевого содержания. Поэтому, с учетом дополнительных погрешностей от изменения этих параметров, точностные характеристики каждого отдельно взятого инвариантного датчика далеко не всегда удовлетворяют предъявляемым требованиям.

На сегодняшний день основной подход в проведении идентификации заключается в том, что несколько чувствительных элементов (ЧЭ) осуществляют прямые измерения некоторых физических величин (например, электрической емкости, электропроводности, плотности и т. д.). Искомые параметры определяют путем подстановки измеренных значений в эмпирические формулы, которые связывают их с параметрами компонентов многофазной среды. При этом отсутствуют обоснования и методики выбора ЧЭ для проведения совместных измерений, их оптимальных геометрических параметров.

Используемые известные методы идентификации имеют следующие общие недостатки.

1. При исследованиях сложных многокомпонентных смесей разработчики измерительной аппаратуры в большинстве случаев исходят из неверного предположения о наличии четкой границы раздела между фазами, в связи с чем контролируют только трехфазные среды (газ-нефть-вода). Поэтому и возникают, в частности, большие утечки нефти в сливаемую воду из резервуара. В реальности между фазами находится слой тек называемые межфазы, т. е. эмульсии с переменным по высоте градиентом влажности.

2. При определении влажности ВНЭ не производится разграничение между двумя ее качественными типами, эмульсиями типа "вода в нефти" (В/Н) и "нефть в воде" (Н/В), технологические операции обезвоживания и обессоливания которых отличаются по количеству и виду применяемых эмульгаторов, времени выполнения, энергозатратам и т. д. В тех случаях, когда контролируется уровень межфазы, речь идет только об определении усредненного по диаметру трубопровода или в пределах однородного слоя в резервуаре значения влажности, изменяющегося в пределах 3–97%, обобщенной эмульсии.

3. Измерения положения границ раздела сред, высоты уровня и влажности выполняются с помощью различных методов, реализованных на базе отдельных измерительных устройств, датчики кото-

рых, как правило, разнесены друг от друга. Это не всегда корректно, так как с учетом динамики потока многофазной среды в трубопроводе или ее расслоения в резервуаре результаты измерений могут отражать разные состояния водонефтяной смеси на данный момент времени.

4. Применение отдельных датчиков для определения параметров многокомпонентной среды нерационально с точки зрения эксплуатационных затрат (большое количество мест установки и линий связи, повышенное энергопотребление, повышенные трудозатраты на ремонт и обслуживание).

5. В алгоритмах работы многих измерительных устройств предусмотрена обязательная стадия пробоотбора и пробоподготовки. Наличие этих операций сильно усложняет аппаратуру, увеличивает длительность проведения исследования, т. е. невозможно поддерживать непрерывный режим измерения.

6. Значительные дополнительные погрешности из-за нестабильности физико-химического состояния ВНС. Например, серийно выпускаемый фирмой «Agar Corporation» (США) влагомер OW-201 СВЧ типа при диапазоне измерения влажности 0 – 100 % имеет основную погрешность 1 %, а дополнительную при максимальном изменении содержания солей в пластовой воде — 3 %.

7. Повышение точности средств измерения, предназначенных для определения одного из параметров многофазной смеси или увеличение функциональных возможностей датчика сопровождается возрастанием стоимости этих средств (это немаловажно, так как нежелание многих отечественных нефтедобывающих предприятий использовать точные импортные датчики связано, в основном, с их высокой стоимостью).

Перспективным подходом к решению перечисленных проблем является проведение идентификации компонентов в резервуаре после процесса газовой сепарации, без пробоотбора. Это позволит, во-первых, снизить содержание газа в смеси с 10 до 2%, а оставшуюся часть газа высвободить при отстаивании, что значительно снизит дополнительную погрешность от его влияния.

Во-вторых, провести разделение многофазной жидкости на совокупность вертикально расположенных однородных компонентов, в пределах которых физические свойства (в частности, влажность) остаются постоянными в течение процесса измерения, а не изменяются случайным образом, как в случае протекания смеси по трубопроводу.

В-третьих, определить объем каждого однородного компонента по высоте уровня слоя и площади "зеркала" жидкости, которая известна.

В-четвертых, рассчитать значение влажности для каждого однородного слоя, включая эмульсии типа В/Н и Н/В и идентифицировать тип каждой жидкости для подбора в последующем оптимального режима обработки. Все это даст возможность поставлять на установки по подготовке и учету сырой нефти однородные порции смеси, представляющие собой

эмульсии известного типа с постоянным по всему объему значением влажности.

Авторами предложено идентификацию компонентов в многофазной среде, располагающейся в пределах резервуара, производить посредством высокочастотного метода измерения, реализованного на базе одного многофункционального датчика [2]. Выявлено, что в качестве измерительного преобразователя для осуществления непрерывных многофазных измерений лучше всего использовать отрезок длиной двухпроводной линии (ОДДЛ) с изоляцией ленточного типа (рис. 1).

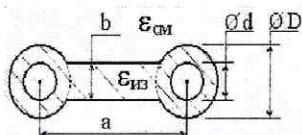


Рис. 1. Вид в разрезе отрезка длиной двухпроводной линии с изоляцией ленточного типа в диэлектрической среде: d – диаметр электродов; D – диаметр изоляции; b – ширина изоляционной прокладки; a – расстояние между электродами; εсм – диэлектрическая проницаемость окружающей преобразователь смеси; εиз – диэлектрическая проницаемость изоляции

При использовании такой конструкции датчика его обобщенные погонные диэлектрические характеристики (диэлектрическая проницаемость (ДП) – εоб и тангенс угла диэлектрических потерь tg δоб), пропорциональны не только геометрическим размерам и характеристикам изоляции ЧЭ, но также и параметрам состава исследуемой смеси, окружающей преобразователь [3]. Эти обобщенные характеристики в пределах однородного слоя ВНС определим следующим образом

$$\left. \begin{aligned} \epsilon_{об(об)} &= 2\epsilon_{из} \log \frac{2a}{d} \times \\ &\times \frac{(\epsilon_{см} - \epsilon_{из})(1 - k/\pi) + \epsilon_{из}}{\epsilon_{см} - (\epsilon_{см} - \epsilon_{из}) \left(k/\pi + (1 - k/\pi) \log \frac{(a + \sqrt{(a^2 - d^2)})^2 - D^2}{D^2 - (a - \sqrt{(a^2 - d^2)})^2} \right)} \end{aligned} \right\} (1)$$

$$\left. \begin{aligned} tg \delta_{об(об)} &= 2tg \delta_{из} \log \frac{2a}{d} \times \\ &\times \frac{(tg \delta_{см} - tg \delta_{из})(1 - k/\pi) + tg \delta_{из}}{tg \delta_{см} - (tg \delta_{см} - tg \delta_{из}) \left(k/\pi + (1 - k/\pi) \log \frac{(a + \sqrt{(a^2 - d^2)})^2 - D^2}{D^2 - (a - \sqrt{(a^2 - d^2)})^2} \right)} \end{aligned} \right\} (2)$$

где $k = \arctg \frac{6b\sqrt{(a^2 - d^2)}}{3(a^2 - d^2 - b^2) - (D - d)^2};$ (3)

$$\begin{aligned} m &= \frac{(a + \sqrt{(a^2 - d^2)})}{(a - \sqrt{(a^2 - d^2)})} \\ n &= \frac{(a + \sqrt{(a^2 - d^2)})^2 - D^2}{D^2 - (a - \sqrt{(a^2 - d^2)})^2} \end{aligned} \quad (4)$$

εиз, tg δиз – ДП и тангенс угла диэлектрических потерь изоляции соответственно; εсм, tg δсм – ДП и тангенс

угла диэлектрических потерь водонефтяной смеси соответственно. (Остальные параметры приведены на подрисуночной надписи к рис. 1)

Для описания диэлектрических свойств ВНС чаще всего используют математическую модель Винера, однако авторами показано, что точность такой модели для эмульсий на основе некоторых видов нефти, в частности, Соколовоторской, Карааранской, Туймазинской и др., ограничена из-за структурных изменений, происходящих в ВНС под влиянием внешних или внутренних сил. Например, электрическое поле распространяющегося по ОДДЛ сигнала вызывает выстраивание дисперсных частиц в длинные цепочки вдоль силовых линий поля, что приводит к значительному росту измеряемой ДП смеси. Большое влияние на рост ДП эмульсии оказывают силы межмолекулярного притяжения (Ван-дер-Ваальса), действие которых приводит к объединению дисперсных частиц в агрегаты. Это приводит к тому, что агрегаты группируются, в основном, в районе преобразователя, образуя флоккулы, поэтому и значение влажности, определяемое здесь, отличается от среднего значения в объеме однородного слоя.

Показано, что для повышения точности определения влажности необходимо представление исследуемой эмульсии в виде смеси двух компонентов – агрегатов плотноупакованных дисперсных частиц и остальной части эмульсии с одиночными дисперсными частицами.

Выявлено, что для определения диэлектрических характеристик полной ВНС требуется ввести дополнительный коэффициент флокуляции (F), определяющий какая часть общего объемного содержания дисперсной фазы содержится во флокулированной части общей эмульсии [4].

Оценка качественного состояния ВНС производится по объемному содержанию воды (W), которое определяется из (5), в пределах каждого однородного слоя, образовавшихся в резервуаре в результате отстаивания. Математическая модель ВНС в целом представляет собой систему уравнений для эмульсий двух типов – (В/Н) и (Н/В), которая имеет следующий вид

$$\begin{aligned} \epsilon_{св(нв)} &= \epsilon_n \left(1 + \frac{3W(\epsilon_v - \epsilon_n)}{(\epsilon_v(1-W) + \epsilon_n(2+W))} \right) \cdot \\ &\cdot \left(1 + 136 \cdot F_{вн} \cdot \frac{(\epsilon_v + 2\epsilon_n)(\epsilon_v - \epsilon_n)(0,92 - W)^2}{(\epsilon_v + 365\epsilon_n)(\epsilon_v(1-W) + \epsilon_n(2+W))} \right) \\ \epsilon_{св(вн)} &= \epsilon_v \left(1 - \frac{3(1-W)(\epsilon_v - \epsilon_n)}{(\epsilon_v(3-W) + \epsilon_n W)} \left(1 - 0,75 \cdot F_{нв} \cdot \frac{(\epsilon_v - \epsilon_n)(0,08 - W)^2}{(\epsilon_v(3-W) + \epsilon_n W)} \right) \right) \end{aligned} \quad (5)$$

где εн, εв – ДП нефти и воды соответственно; W – влажность эмульсии; Fвн, Fнв – коэффициенты флокуляции для эмульсий типа В/Н и Н/В соответственно.

Полученное значение влажности сравнивается с некоторой величиной критического содержания воды в ВНС, при котором происходит обращение фаз

[2]. Под критическим значением понимается нестабильное состояние эмульсии, при котором неожиданно происходит изменение ее качественного типа от В/Н к Н/В или наоборот. Для каждого вида нефти (легкой или тяжелой, сернистой или нет и т. д.) в пределах одного месторождения, и даже для каждого горизонта значение $W_{\text{крит}}$ зависит от объемной концентрации компонентов и поэтому может изменяться в широких пределах. Поэтому на стадии предварительного исследования определяется значение влажности, при котором происходит фазовый переход:

$$W_{\text{крит}} = \frac{(\mu_{\text{H}}/\mu_{\text{B}})^{0.5}}{1 + (\mu_{\text{H}}/\mu_{\text{B}})^{0.5}}, \quad (6)$$

где: $\mu_{\text{H}}, \mu_{\text{B}}$ – динамические вязкости нефти и воды соответственно в пределах данного месторождения, измеряются в мПа·с.

Если рассчитанное по (5) значение влажности меньше этого контрольного значения $W_{\text{крит}}$, значит исследуемая смесь в первом приближении является эмульсией типа В/Н, если больше – то контролируемая среда является эмульсией типа Н/В.

При распространении электромагнитного сигнала по преобразователю сквозь контролируемую среду с потерями происходит изменение его амплитуды и фазы [5]. Затухание волны вызвано потерями мощности на преодоление электрического сопротивления токопроводящих жил, на их неизбежный нагрев, на отражение от различного рода препятствий и т. д. В результате к концу линии придет сигнал, с амплитудой значительно меньшей исходной. Количественной мерой потерь полезной мощности в ЧЭ, окруженного ВНС, служит коэффициент затухания (α), определяющий изменение амплитуды сигнала на единицу длины линии в диапазоне частот от 10 до 100 МГц, в котором работает датчик

$$\alpha = \frac{9.2 \cdot 10^{-5} \sqrt{c \cdot f \cdot \epsilon_{\text{ОБ}}}}{d \cdot \ln \frac{a + \sqrt{a^2 - d^2}}{a - \sqrt{a^2 - d^2}}} \left[1 + \frac{1}{2} \left(\frac{d}{a} \right)^2 \right] + 9 \cdot 10^{-8} \cdot f \cdot \text{tg} \epsilon_{\text{ОБ}} \sqrt{\epsilon_{\text{ОБ}}}. \quad (7)$$

где ρ – удельное сопротивление материала жил ЧЭ ($\text{Ом} \times \text{мм}^2/\text{м}$), f – частота ВЧ электрического сигнала.

Из большого количества компонентов (асфальтены, соли, частицы породы, песка и т. д.), входящих в состав ВНС, основное влияние на ее диэлектрические свойства оказывает степень минерализации водной фракции эмульсии до обессоливания, так как добываемая из скважин нефть практически не содержит минеральных солей. После процесса обессоливания концентрация солей в воде резко падает и никакого влияния на диэлектрические свойства не оказывает.

Пластовые воды, извлекаемые вместе с нефтью представляют собой сложные многокомпонентные системы, содержащие ионы различных солей. Основную долю растворенных веществ составляют

хлориды натрия, магния и кальция. Содержание остальных солей (сульфатов, бикарбонатов и др.) исчисляется сотыми и тысячными долями процентов. Пластовые воды принято характеризовать их солесольностью (минерализацией) γ – количеством растворенных солей (г, мг) в 1 л воды. Минерализация может колебаться в зависимости от месторождения в очень широких пределах. Для Калифорнийской нефти она составляет 89,4 мг/л, для Сабунчинской (Баку) – 4,05 г/л, для Среднеботуобинской – до 450 г/л.

Состав и концентрация минеральных веществ в пластовой воде сильно влияют на ее электрические свойства. Из рис. 2 видно, что основное влияние на σ – удельную проводимость пластовой воды (УППВ) оказывают соли соляной кислоты, причем УППВ прямо пропорционально концентрации этих веществ. В расчетах обычно используют значения солесольности пластовой воды от десятых долей до нескольких сотен г/л, обычно не больше 300 г/л. Ей соответствует, как видно из рис. 2, УППВ в пределах примерно от 0,1 до 10 – 12 $\text{Ом}^{-1} \times \text{м}^{-1}$.

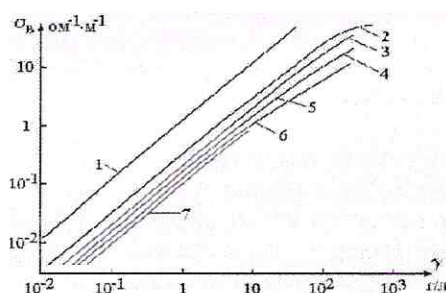


Рис. 2. Зависимость УППВ от концентрации минеральных веществ: 1 – CaCl_2 , 2 – MgCl_2 , 3 – NaCl , 4 – Na_2CO_3 , 5 – Na_2SO_4 , 6 – CaSO_4 , 7 – NaHCO_3

Сначала рассмотрим, как меняется действительная часть ДП ВНС при изменении солесодержания пластовой воды [2]. Из рис. 3, 4 видно, что в пределах заданного частотного диапазона сигнала ДП эмульсий обоих типов остается постоянной при изменении УППВ от 1 до 10 $\text{Ом}^{-1} \times \text{м}^{-1}$. Максимальное изменение ДП происходит на 100 МГц и для эмульсии В/Н при влажности 70 % составляет 6, а для эмульсии Н/В при влажности 50 % – 1,14.

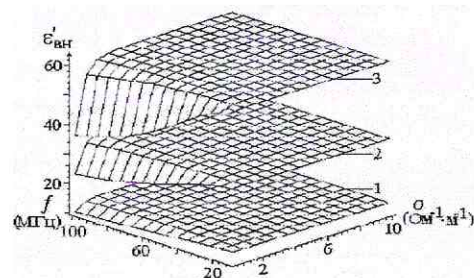


Рис. 3. Зависимость действительной составляющей ДП эмульсии типа В/Н от частоты измерительного сигнала и УППВ при влажности: 1 – 40%, 2 – 60%, 3 – 70%

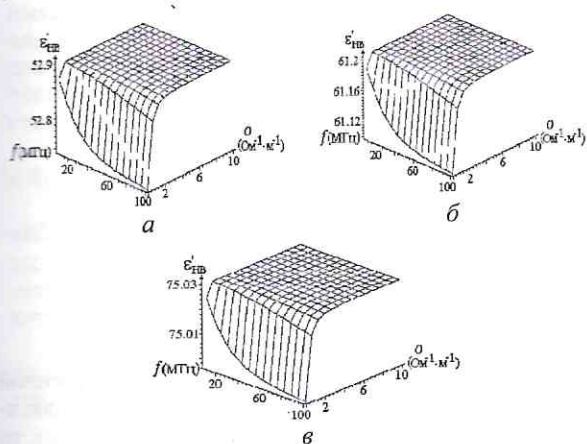


Рис. 4. Зависимость действительной составляющей ДП эмульсии типа Н/В от частоты измерительного сигнала и УППВ при влажности: а – 70%, б – 80%, в – 95 %

При изменении σ в пределах $0,1-1 \text{ Ом}^{-1} \times \text{м}^{-1}$, что обычно характерно для прошедшей предварительную подготовку воды, наблюдается значительный рост ДП эмульсий, причем, если в начале частотного диапазона он более резкий, то в конце – более плавный. Как видно из представленных графиков, на частоте 10 МГц ДП эмульсий достигает своего установившегося значения при $\sigma = 0,1 \text{ Ом}^{-1} \times \text{м}^{-1}$, а на частоте 100 МГц – при $\sigma = 1 \text{ Ом}^{-1} \times \text{м}^{-1}$. Таким образом, максимальный рост ДП смеси приходится на верхние частоты диапазона и для эмульсии В/Н при влажности 70 % составляет 27,3, а для эмульсии Н/В при влажности 50 % – 11,2. Таким образом, чем ниже частота измерительного сигнала, тем меньшее влияние оказывает минерализация пластовой воды на результат измерения, и тем меньше диапазон изменения ДП эмульсии.

Также отметим, что рост влажности эмульсии типа Н/В приводит к уменьшению разброса ДП ВНС, тогда как для эмульсии типа В/Н, наоборот, повышение влажности приводит к его увеличению.

По аналогии с предыдущими рассуждениями, рассмотрим изменение мнимой части ДП ВНЭ при росте содержания пластовой воды. Из рис. 5 и 6 видно, что в конце заданного частотного диапазона измерительного сигнала потери эмульсии типа В/Н резко возрастают при изменении УППВ от 0,1 до $= 1 \text{ Ом}^{-1} \times \text{м}^{-1}$, и плавно уменьшаются в диапазоне от 1 до $10 \text{ Ом}^{-1} \times \text{м}^{-1}$. Ближе к началу частотного диапазона точка экстремума, т. е. величина УППВ, при которой потери достигают своего максимума, смещается по оси в сторону значений, при которых $\sigma \rightarrow 0$. Для эмульсии типа Н/В потери на всем диапазоне изменения УППВ возрастают, правда, в конце частотного диапазона по абсолютной величине потери значительно меньше.

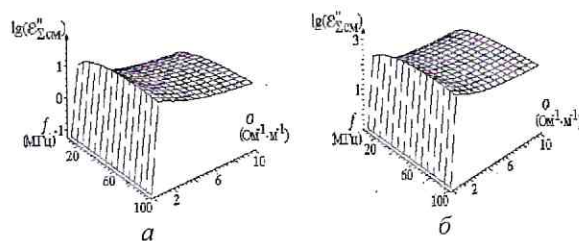


Рис. 5. Зависимость суммарной мнимой составляющей ДП ВНЭ типа В/Н от частоты измерительного сигнала и УППВ при влажности: а – 30%, б – 70%

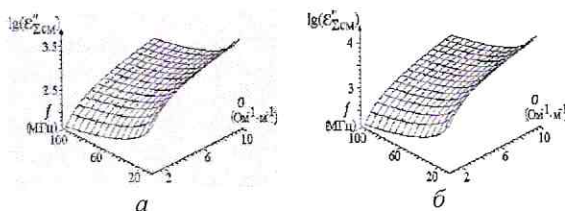


Рис. 6. Зависимость суммарной мнимой составляющей ДП ВНЭ типа Н/В от частоты измерительного сигнала и УППВ при влажности: а – 50%, б – 95%

Максимальное изменение величины потерь для ВНЭ типа В/Н происходит при критической влажности смеси, т.е. при той влажности, при которой осуществляется фазовый переход. В нижней части частотного диапазона на этой частоте величина потерь уменьшается примерно в 80 раз, тогда как в верхней части частотного диапазона потери сначала возрастают на порядок, а потом во столько же раз уменьшаются.

Для ВНЭ типа Н/В, как уже было сказано выше, происходит увеличение величины потерь, при этом максимальный рост приходится на начало частотного диапазона, он не зависит от влажности и составляет примерно два порядка.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Викторов, В. А. Радиоволновые измерения параметров технологических процессов / В. А. Викторов, Б. В. Лункин, А. С. Совлуков. М.: Энергоиздат, 1989. 280 с.
2. Колегаев, Ю. Б. Идентификация однородных компонентов многофазных водонефтяных смесей при построении ИИС для процессов промышленной подготовки и учета нефти: дис. канд. техн. наук / Ю. Б. Колегаев. Уфа, 2003.
3. Иоссель, Ю. Я. Расчет электрической емкости / Ю. Я. Иоссель, Э. С. Коганов. Л.: Энергоиздат, 1981. 288 с.
4. Клугман, И. Ю. Влияние флокуляции на диэлектрическую проницаемость эмульсии типа В/М / И. Ю. Клугман // Коллоидный журнал. 1974. Т. 36, № 1. С. 49–52.
5. Ураксеев, М. А. Применение метода радиочастотного зондирования в системах пространственной ориентации для определения параметров горной породы, окружающей скважину / М. А. Ураксеев, Ю. Б. Колегаев // Датчики и системы. 2003. № 2. С. 50–52.