

Ю. И. СТЕБЛЕВ, Е. С. ВАШУРКИНА

МНОГОЭЛЕМЕНТНЫЕ ЭЛЕКТРОЕМКОСТНЫЕ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛИ ДЛЯ ПОЛНОПОТОЧНОЙ ВЛАГОМЕТРИИ НЕФТЯНЫХ ЭМУЛЬСИЙ

Приведено описание конструкций многоэлементных электроемкостных преобразователей, повышающих точность и надежность определения состава водонефтяной эмульсии в широком диапазоне обводненности нефти.

Ключевые слова: многоэлектродный электроемкостный преобразователь, датчик, емкость, влагомер, нефть.

Применение в промышленных условиях диэлькометрического метода для контроля обводненности нефти в потоке осложняется множеством факторов: влиянием гидродинамической структуры многофазного потока на результаты измерений, наличием газовой фазы, малой эффективностью существующей аппаратуры при значениях влажности, превышающих 60—70 %, и практической потерей работоспособности аппаратуры при обводненности 95—98 %, необходимостью специальной калибровки прибора для каждого сорта нефти и нефти каждого месторождения, загрязнением чувствительных элементов первичного преобразователя.

Известен способ измерения влажности эмульсии типа „вода в нефти“, заключающийся в том, что исследуемую эмульсию помещают в электроемкостный преобразователь, в котором измеряют емкость между двумя электродами. В этом случае применяются коаксиальные электроемкостные преобразователи, в которых первым электродом служит трубопровод, а потенциальный электрод выполнен в виде стержня с диэлектрическим защитным покрытием [1].

Цель настоящей статьи — описание конструкций многоэлементных электроемкостных преобразователей, повышающих точность и надежность определения состава водонефтяной эмульсии в широком диапазоне обводненности нефти (от 0 до 100 %) в условиях структурной неоднородности многофазного потока.

Применение многоэлементных (многоэлектродных) электроемкостных преобразователей (МЭП) позволяет проводить электрическое зондирование двухфазной эмульсии в различных зонах контролируемого потока и осуществить, таким образом, комплексирование первичных электроемкостных преобразователей. Комплексирование производится с использованием $N(N-1)/2$ емкостных элементов в составе МЭП, где N — число электродов МЭП. При этом измеряются $N(N-1)$ выходных сигналов МЭП — емкостных элементов преобразователя в двух режимах работы МЭП (емкостей между каждой парой электродов).

Комплексирование первичных электроемкостных преобразователей производится с помощью системы измерительных электродов, расположенных по периферии многофазного потока с минимально возможными конструктивными зазорами между соседними электродами. При этом в каждом сечении преобразователя, перпендикулярном направлению движения потока и не совпадающем с границей раздела между соседними электродами, находящимися на одной поверхности — плоской или цилиндрической, располагаются четыре электрода.

В процессе калибровки многоэлектродного преобразователя формируются $N(N-1)$ статических функций — калибровочных характеристик, т.е. зависимостей между выходными сигналами МЭП и объемным содержанием воды в эмульсии. При этом для каждой из указанных функций преобразования формируются два участка, одинаковые по объемному содержанию

обратной („вода в нефти“) и прямой („нефть в воде“) водонефтяной эмульсии и объемному содержанию воды. В процессе контроля потока водонефтяной эмульсии производится автоматическое определение ее типа — обратная или прямая [2].

На рис. 1 приведены конструктивные схемы шестиэлектродного ($N=6$) преобразователя с цилиндрическими (а) и плоскими (б) электродами, где $1-1 \dots 1-6$ — измерительные электроды; $1-7$ — граница раздела между электродами (конструктивный зазор между электродами); $1-8$ — направление движения контролируемого потока; A — блок формирования и аналоговой обработки сигналов; B — блок цифровой обработки сигналов. Для N -электродной системы МЭП максимальное число возможных комбинаций из двух электродов, т.е. независимых измерений в одном режиме работы преобразователя равно

$$n = \frac{N(N-1)}{2}.$$

Для $N = 6$ число независимых измерений составляет $n=15$.

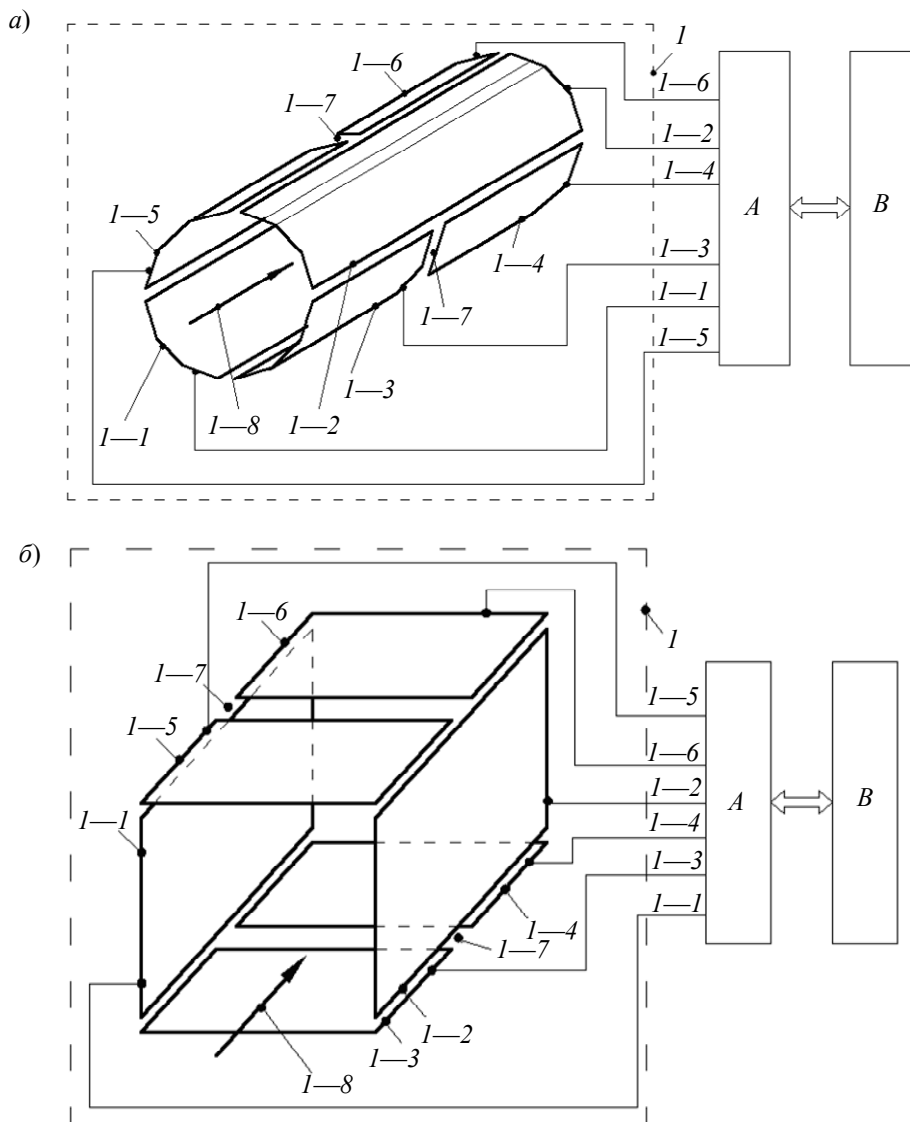


Рис. 1

Электрическое зондирование водонефтяной эмульсии осуществляется в различных направлениях относительно направления движения потока в трубопроводе. При этом производится как сквозное зондирование всего объема потока в зоне контроля электродов МЭП, так

и зондирование локальных областей потока с использованием $N(N-1)/2$ емкостных элементов многоэлектродного преобразователя.

Калибровка влагомера и контроль обводненности нефти в потоке выполняются в двух последовательно создаваемых режимах работы МЭП в каждом цикле измерений. В первом режиме корпусная точка влагомера гальванически изолирована от контролируемой водонефтяной эмульсии и „физической“ земли (корпуса МЭП, трубопровода) — водонефтяная эмульсия не заземлена (режим K_1). Во втором режиме корпусная точка влагомера гальванически соединена с контролируемой водонефтяной эмульсией и „физической“ землей — контролируемая эмульсия заземлена (режим K_2). Калибровка влагомера производится с использованием девяти образцов физических сред; из них три — чистые компоненты: газ, нефть и вода, и шесть — водонефтяные эмульсии с объемным содержанием воды 20, 40, 60, 70, 80 и 90 % соответственно.

Калибровочные характеристики влагомера и измеряемые в процессе контроля сигналы — значения межэлектродных (между электродами i и j) емкостей $C_{ij}(K_1)$ и $C_{ij}(K_2)$, полученные в режимах K_1 и K_2 работы преобразователя, — нормируются к значениям емкостей $C_{ij}^r(K_1)$ и $C_{ij}^r(K_2)$, полученным при наличии в зоне контроля МЭП чистой фазы (газа), и представляются в логарифмических единицах:

$$\ln \frac{C_{ij}(K_1)}{C_{ij}^r(K_1)}, \quad \ln \frac{C_{ij}(K_2)}{C_{ij}^r(K_2)}.$$

Измерение величин $C_{ij}^r(K_1)$ и $C_{ij}^r(K_2)$ производится при каждом изменении образца физической среды в процессе калибровки влагомера и при каждом случае отсутствия жидкой фазы — чистой нефти, воды или водонефтяной эмульсии в рабочем режиме влагомера; при этом факт отсутствия жидкой фазы в зоне контроля МЭП определяется автоматически из соотношений, приведенных в работе [2].

Автоматическое определение типа водонефтяной эмульсии — обратная („вода в нефти“) или прямая („нефть в воде“) — производится в каждом цикле измерений для каждого выходного сигнала МЭП с использованием следующих операций:

— измерение выходных сигналов МЭП — емкостей $C_{ij}(K_1)$ между каждой парой (i, j) электродов преобразователя в режиме K_1 — водонефтяная эмульсия не заземлена, $i, j \in \overline{1, N}$, $i \neq j$;

— измерение выходных сигналов МЭП — емкостей $C_{ij}(K_2)$ между каждой парой (i, j) электродов преобразователя в режиме K_2 — водонефтяная эмульсия заземлена, $i, j \in \overline{1, N}$, $i \neq j$;

— определение типа водонефтяной эмульсии в соответствии с соотношениями, приведенными в работе [2].

Определение состава водонефтяной эмульсии — объемного содержания воды и нефти в потоке — производится с использованием $N(N-1)$ калибровочных характеристик многоэлектродного преобразователя для каждого его выходного сигнала, причем для обратной эмульсии состав определяется по соответствующему участку калибровочной характеристики и сигналам $C_{ij}(K_1)$ и $C_{ij}(K_2)$, а для прямой эмульсии — также по участку калибровочной характеристики и сигналам $C_{ij}(K_2)$, $i, j \in \overline{1, N}$, $i \neq j$.

На рис. 2, а, б для режимов K_1 и K_2 соответственно приведены экспериментальные данные по определению типа водонефтяной эмульсии для емкостей C_{12} , C_{34} , C_{45} и C_{46}

шестиэлектродного преобразователя ($N=6$) при изменении водосодержания α от 0 до 1,0. Для остальных емкостных элементов МЭП результаты аналогичны.

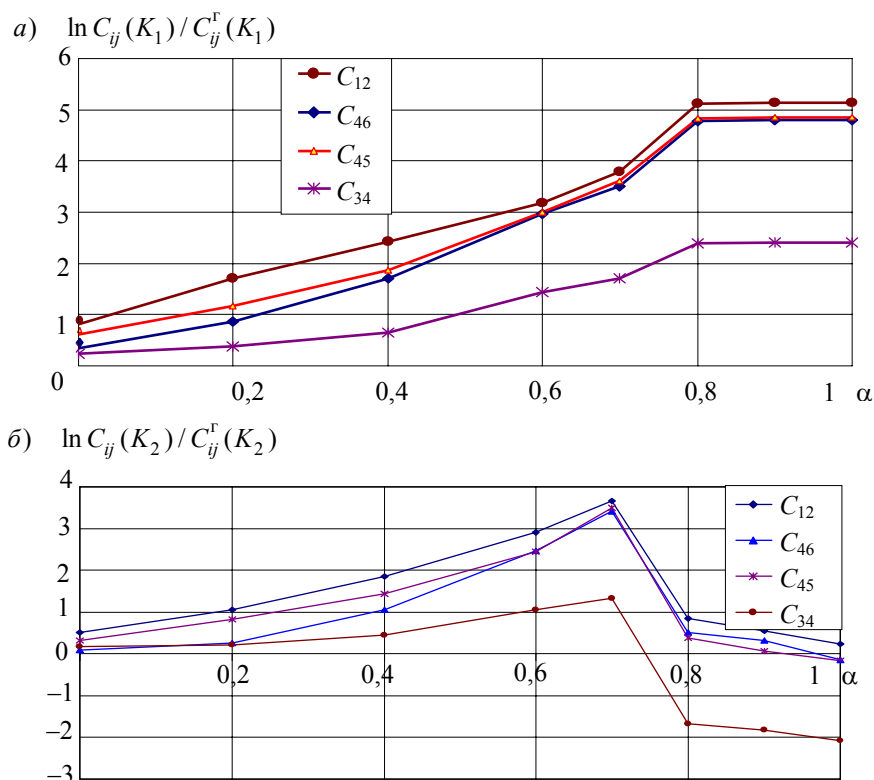


Рис. 2

Таким образом, использование многоэлементных электроемкостных преобразователей позволяет измерять влагосодержание водонефтяной эмульсии в диапазоне от 0 до 100 % с минимальной погрешностью в условиях структурной неоднородности многофазного потока.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Беляков В. Л. Автоматический контроль параметров нефтяных эмульсий. М.: Недра, 1992. С. 74.
2. Пат. 2383885 РФ, М. Кл. G01N27/22. Способ электроемкостной влагометрии водонефтяных эмульсий в потоке и устройство для его осуществления / Ю. И. Стеблев, Е. С. Нефедова. 2008.

Сведения об авторах

Юрий Иванович Стеблев

— д-р техн. наук, профессор; Самарский государственный технический университет, кафедра автоматизации производственных процессов в нефтегазовом и нефтехимическом комплексе;
E-mail: steblev404@mail.ru

Екатерина Сергеевна Вашуркина

— Самарский государственный технический университет, кафедра автоматизации производственных процессов в нефтегазовом и нефтехимическом комплексе; ст. преподаватель; E-mail: kat_nef@mail.ru

Рекомендована кафедрой
автоматизации производственных процессов в
нефтегазовом и нефтехимическом комплексе

Поступила в редакцию
07.11.11 г.