

# Алгоритм обработки выходных сигналов многоэлектродным электроемкостным преобразователем в рабочем режиме и определение фазового состава контролируемых потоков

Ю.И. Стеблев ( Самара, Россия )

член-корреспондент РАН,  
д. т. н. профессор кафедры: «Автоматизация  
и управление технологическими процессами».  
Самарский Государственный  
Технический Университет

С.В. Сусарев

к.т.н., доцент кафедры: «Автоматизация  
и управление технологическими  
процессами». Самарский Государственный  
Технический Университет

Е.С. Вашуркина

kat\_nef@mail.ru

соискатель на ученую степень,  
старший преподаватель кафедры  
«Автоматизация и управление  
технологическими процессами».  
Самарский Государственный  
Технический Университет

Д.А.Туманова

студент кафедры «Автоматизация  
и управление технологическими  
процессами». Самарский Государственный  
Технический Университет

**В статье описан алгоритм  
обработки выходных  
сигналов многоэлектродного  
электроемкостного  
преобразователя и  
определения фазового состава  
контролируемых потоков**

## Материалы и методы

Описанный в статье алгоритм  
обработки выходных сигналов  
многоэлектродного электроемкостного  
преобразователя для определения  
фазового состава контролируемых  
потоков получен по результатам  
экспериментальных исследований.

## Ключевые слова

многоэлектродный электроемкостной  
преобразователь, емкость, нефть

Algorithm of treatment  
of output signals multielectrode  
electro-capacity transformer  
in operating condition and  
determination of phase composition  
of the controlled streams

Одна из актуальных проблем нефтедобывающей отрасли — повышение эффективности оперативного учета и контроля добываемой продукции на нефтегазовых скважинах, групповых замерных установках (ГЗУ), дожимных насосных станциях (ДНС) и установках подготовки промысловой нефти. Кроме нефти в продукции скважины всегда присутствует две других фазы: пластовая вода и газ. Для оценки эффективности эксплуатации скважины и управления процессом нефтедобычи необходимо измерять содержание отдельных фаз в добываемой продукции, то есть количество нефти, воды и газа. В задачах поточной влагометрии промысловой нефти наибольшее распространение получили электромагнитные измерительные преобразователи, входящие в состав двухфазных и трехфазных расходомеров газодонефтяных потоков, автоматизированных ГЗУ, узлов учета сырой нефти (УУН) и других, предназначенных для измерения дебита нефти и воды. Объектом контроля электромагнитных методов и средств является водонефтяная эмульсия — сложная дисперсная система, в которой содержание воды может достигать 98% и более. Сложность контроля водонефтяной эмульсии состоит в том, что в зависимости от объемного содержания в ней воды, эмульсия может находиться в двух состояниях: прямая — «нефть в воде» или обратная «вода в нефти». Для зондирования физических сред, образованных двухфазными и трехфазными газодонефтяными потоками, наиболее целесообразно использовать электромагнитные поля электрического типа, то есть использовать электроемкостные преобразователи — диэлькометрический метод [1]. В данном случае будет рассматриваться алгоритм обработки выходных сигналов датчика [2], в основу работы которого положен электромагнитный метод.

В рабочем режиме производится измерение выходных сигналов многоэлектродного электроемкостного преобразователя МЭП — межэлектродных емкостей  $C_{ij}(K1)$  и  $C_{ij}(K2)$  в режиме K1 (таблица 1), когда водонефтяная смесь не заземлена, и в режиме K2 (таблица 2), когда водонефтяная смесь заземлена, между каждой парой  $(i, j)$  электродов преобразователя, причем  $i$  и  $j \in \overline{1, N}$   $i \neq j$ . Затем производится идентификация вида физической среды (газ — жидкость) в зоне контроля преобразователя:

$$\text{Если, } \ln \frac{C_{ij}(K1)}{C_{ij}(K2)} \leq 0 \quad (1)$$

то в зоне контроля газ (воздух);

$$\text{Если, } \ln \frac{C_{ij}(K1)}{C_{ij}(K2)} > 0 \quad (2)$$

то в зоне контроля жидкость: нефть, водонефтяная эмульсия или вода.

Если в зоне контроля газ (воздух) то измерение величины  $C_{ij}(K1,1)$  и  $C_{ij}(K2,1)$  записываются в память электронной части прибора, в замен находящийся в ней предыдущих значений указанных величин. Если в зоне контроля жидкость, то производится идентификация типа водонефтяной эмульсии (обратная — прямая):

$$\text{Если, } 0 < \ln \frac{C_{ij}(K1)}{C_{ij}(K2)} \leq 1 \quad (3)$$

то эмульсия обратная («вода в нефти»);

$$\text{Если, } \ln \frac{C_{ij}(K1)}{C_{ij}(K2)} > 1 \quad (4)$$

то эмульсия прямая («нефть в воде»).

$\alpha$	0	0.2	0.4	0.6	0.7	0.8	0.9	1
$\ln \frac{C_{ij}(K1)}{C_{ij}(K2)}$								
C12	0,80	1,70	2,43	3,17	3,78	5,12	5,13	5,14
C35	0,60	2,05	2,59	3,18	3,76	4,71	4,74	4,76
C46	0,33	0,86	1,71	2,96	3,50	4,78	4,79	4,80
C36	0,69	1,26	2,02	3,04	3,74	5,00	5,01	5,02
C45	0,61	1,16	1,87	3,00	3,61	4,84	4,85	4,85
C34	0,23	0,38	0,65	1,44	1,71	2,39	2,40	2,42
C56	0,19	0,33	0,60	1,47	1,65	2,27	2,29	2,30

Таб. 1 — Экспериментальные данные по определению типа водонефтяной эмульсии в режиме K1

Далее формируются нормированные выходные сигналы МЭП:

$$\eta_{12}(K1) = \ln \frac{C_{12}(K1)}{C_{12}(K1,1)};$$

$$\eta_{12}(K2) = \ln \frac{C_{12}(K2)}{C_{12}(K2,1)}; i \text{ и } j \in \overline{1, N}, i \neq j \quad (5)$$

Выполняется алгоритм определения, в какую группу узлов интерполяции функции преобразования МЭП попадают измеренные выходные сигналы преобразователя. В данном случае этот алгоритм представляется следующими соотношениями:

- вычисляются величины

$$\ln \frac{C_{ij}(K1)}{C_{ij}(K2)} = B_{ij}(\alpha); i, j \in \overline{1, N}; i \neq j; \alpha \in [0; 1] \quad (6)$$

- если  $B_{ij} < 1$ , то измеренный сигнал попадает в группу узлов 1, для которых  $n=1, 2, \dots, m_1$ ; если  $B_{ij} > 1$ , то измеренный сигнал попадает в группу узлов 2, для которых  $n=m_2, m_{2+1}, \dots, 8, 9$ .

Затем методом перебора производится поиск интервала функции преобразования МЭП или калибровочной характеристики преобразователя, в который попадает измеренный выходной сигнал. Эта операция выполняется с использованием измеренных сигналов  $\eta_{ij}(K1)$ ,  $\eta_{ij}(K2)$  и калибровочных нормированных данных  $\zeta_{ij}(K1, n)$ ,  $\zeta_{ij}(K2, n)$  в определенной соотношениями (6) группе узлов интерполяции – 1 или 2.

Для сигналов  $\eta_{ij}(K1)$ , измеренных в режиме K1, объемное водосодержание  $\alpha_{ij}(K1)$  в эмульсии определяется в том случае, если сигнал попадает в группу узлов 1. При этом интервал, в который попадает выходной сигнал, определяется при выполнении соотношения:

$$\zeta_{ij}(K1, n) < \eta_{ij}(K1) < \zeta_{ij}(K1, n+1) \quad (7)$$

где  $n=1, 2, \dots, (m_1-1)$  – номер интервала.

Для сигналов  $\eta_{ij}(K2)$ , измеренных в режиме K2, объемное водосодержание  $\alpha_{ij}(K2)$  в эмульсии определяется как в группе узлов 1, так и в группе узлов 2.

Если сигнал  $\eta_{ij}(K2)$  попадает в группу узлов 1, то номер интервала, определяется, аналогично (7):

$$\zeta_{ij}(K2, n) < \eta_{ij}(K2) < \zeta_{ij}(K2, n+1) \quad (8)$$

где  $n=1, 2, \dots, (m_1-1)$ .

Когда сигнал  $\eta_{ij}(K2)$  попадает в группу узлов 2, то номер интервала определяется из соотношения:

$$\zeta_{ij}(K2, n+1) < \eta_{ij}(K2) < \zeta_{ij}(K2, n) \quad (9)$$

где  $n=m_2, m_{2+1}, \dots, 8$ . – номер интервала.

Например, измеренное значение  $\eta_{23}(K2)$  попадает в группу узлов 1 и удовлетворяет соотношению:

$$\zeta_{23}(K2, 2) < \eta_{23}(K2) < \zeta_{23}(K2, 3) \quad (10)$$

Это означает, что номер интервала  $n=2$ , а величина объемного водосодержания эмульсии  $\alpha_{23}(K2)$  находится в диапазоне  $0 < \alpha_{23}(K2) < 0,2$ , то есть между чистой нефтью и обратной эмульсией («вода в нефти») с содержанием воды 20%. Определение водосодержания в эмульсии производится в режимах K1 и K2 для каждого выходного сигнала МЭП по соответствующим калибровочным характеристикам:  $\alpha_{ij}(K1, C_{ij})$  и  $\alpha_{ij}(K2, C_{ij})$ .

Каждая калибровочная характеристика аппроксимируется в классе линейных сигналов, то есть используется многоинтервальная кусочно – линейная интерполяция.

Для выходных сигналов, полученных в режиме K1, общий вид калибровочных кривых для интервала интерполяции с номером «n» имеет вид

$$\alpha_{ij}(K1, C_{ij}) = \alpha_{ij}(n) + [\alpha_{ij}(n+1) - \alpha_{ij}(n)] \frac{\eta_{ij}(K1) - \zeta_{ij}(K1, n)}{\zeta_{ij}(K1, n+1) - \zeta_{ij}(K1, n)} \quad (11)$$

где  $i, j \in \overline{1, N}, i \neq j; n=1, 2, \dots, m_1-1$ .

Аналогичный вид имеют калибровочные характеристики  $\alpha_{ij}(K2, C_{ij})$  для выходных сигналов, полученных в режиме K2.

По измеренным сигналам  $\eta_{ij}(K1)$ ,  $\eta_{ij}(K2)$  и калибровочным характеристикам вида (11) определяются объемные содержания воды в эмульсии:  $\alpha_{ij}(K1, C_{ij})$  и  $\alpha_{ij}(K2, C_{ij})$ . Для шестизлектродного ( $N=6$ ) преобразователя (рисунок 1) число измерительных значений водосодержания  $\alpha$  в режимах K1 и K2 составляет  $N(N-1)=30$  в случае обратной эмульсии (1-ая группа узлов интерполяции). В случае прямой эмульсии (2-ая группа узлов интерполяции) значения водосодержания  $\alpha$  измеряются только в режиме K2. Их число равно  $N(N-1)/2=15$ .

Если результат измерения  $\eta_{ij}$  выходит за пределы интервалов интерполяции с номерами  $n=2, 3, \dots, 8$ , то возможны следующие варианты:

$\alpha$	0	0.2	0.4	0.6	0.7	0.8	0.9	1
$\ln \frac{C_{ij}(K2)}{C_{ij}^s(K2)}$								
C12	0,51	1,05	1,86	2,90	3,67	0,84	0,56	0,24
C35	0,33	1,43	1,94	2,58	3,71	0,55	0,33	-0,03
C46	0,08	0,27	1,06	2,47	3,42	0,51	0,32	-0,14
C36	0,29	0,51	1,20	2,30	3,53	0,51	0,22	-0,18
C45	0,33	0,84	1,44	2,45	3,50	0,38	0,07	-0,17
C34	0,17	0,22	0,45	1,06	1,32	-1,67	-1,82	-2,08
C56	0,06	0,16	0,39	1,08	1,28	-1,70	-1,80	-2,14

Таб. 2 – Экспериментальные данные по определению типа водонефтяной эмульсии в режиме K2

## Authors

Yury I. Steblev (Samara, Russia)

the corresponding member of the RAEN, Dr.Sci. Tech.. professor, managing chair Department: «Automation and control of process improvement». Samara State Technical University

Sergei V. Susarev

candidate of engineering sciences

Ekaterina S. Vashurkina

the competitor on a scientific degree, the senior teacher of chair «Automation and control of process improvement». The Samara State Technical University

Daria T. Andreevna

the student of chair «Automation and control of process improvement». The Samara State Technical University

## Abstract

In article the algorithm of processing of target signals of the multielectrode electrocapacitor converter and definition of phase structure of controllable streams is described.

## Materials and methods

The algorithm of processing of target signals of the multielectrode electrocapacitor converter described in article for definition of phase structure of controllable streams is received by results of pilot studies.

## Results

Using algorithm of processing of signals at definition of phase structure of a multiphase stream with use of the multielectrode converter, we obtain the output data with high precision.

## Conclusions

The algorithm described in article automation and management of technological processes» are used in lecture courses, in a laboratory practical work, in course and degree design at the Samara State Technical University on chair «Automation and management of technological processes».

## Keywords

multielectrode an electro-capacity transformer, capacity, oil

## References

1. Belyakov V.L. Avtomaticheskij kontrol' parametrov nefyanykh emul'siy. [Automatic control of parameters of oil emulsions] M.: Nedra, 1992, pp. 74
2. Patent Rossiyskoy Federatsii № 2383885 M.Kl. G01N27/22, 2008. Sposob elektoemkostnoy vlagometrii vodonefnyanykh emul'siy v potoke i ustroystvo dlya ego osushchestvleniya. [Method of elektoemkostnoy vlagometrii of vodonefnyanykh emulsions in a stream and device for his realization]

1. Результат измерения попадает в группу узлов интерполяции 1, но величины сигналов  $\eta_{ij}(K1)$  и  $\eta_{ij}(K2)$  меньше калибровочных сигналов  $\zeta_{ij}(K1,2)$  и  $\zeta_{ij}(K2,2)$  соответственно, то есть выполняются соотношения:

$$\begin{aligned} \zeta_{ij}(K1,1) < \eta_{ij}(K1) < \zeta_{ij}(K1,2) \\ \zeta_{ij}(K2,1) < \eta_{ij}(K2) < \zeta_{ij}(K2,2) \end{aligned} \quad (12)$$

Это означает, что в зоне контроля МЭП двухфазная смесь «газ – нефть» ( $\alpha=0$ ) и объемное содержание нефти  $\alpha_{ij}^n$  в смеси определяется по формуле:

$$\alpha_{ij}^n(K1, C_{ij}) = \alpha_{ij}^n(1) + \left[ \alpha_{ij}^n(2) - \alpha_{ij}^n(1) \right] \frac{\eta_{ij}(K1) - \zeta_{ij}(K1,1)}{\zeta_{ij}(K1,2) - \zeta_{ij}(K1,1)} \quad (13)$$

Здесь значение  $\alpha_{ij}^n(1)=0$  соответствует чистой фазе – газу (воздуху), значение (2)=1 соответствует чистой фазе – нефти, содержание воды  $\alpha_{ij}^n=0$ .

Аналогичный вид имеет калибровочные характеристики  $\alpha_{ij}^n(K2, C_{ij})$  для выходных сигналов, полученных в режиме K2.

По измеренным сигналам  $\eta_{ij}(K1)$ ,  $\eta_{ij}(K2)$  и калибровочным характеристикам вида (13) определяются объемные содержания нефти в 2-х фазной смеси «газ – нефть»:  $\alpha_{ij}^n(K1, C_{ij})$  и  $\alpha_{ij}^n(K2, C_{ij})$ . Для шестиэлектродного преобразователя ( $N=6$ ) число измеренных значений  $\alpha_{ij}^n$  в режимах K1 и K2 составляет  $N(N-1)=30$ .

2. Результат измерения попадает в группу узлов интерполяции 1, но величины сигналов  $\eta_{ij}(K2)$  больше калибровочных сигналов  $\zeta_{ij}(K2, m_1)$  то есть выполняется соотношение:

$$\eta_{ij}(K2) > \zeta_{ij}(K2, m_1) \quad (14)$$

Соотношение (14) означает, что сигнал  $\eta_{ij}(K2)$  в режиме K2 попадает в зону фазового перехода между узлами интерполяции  $m_1$  и  $m_2$ .

В этом случае объемное водосодержание эмульсии  $\alpha_{ij}$  определяется путем линейной экстраполяции за пределы интервала, предшествующего фазового перехода от обратной эмульсии к прямой.

$$\alpha_{ij}^n(K2, C_{ij}) = \alpha_{ij}^n(m_1) + \left[ \alpha_{ij}^n(m_2) - \alpha_{ij}^n(m_1) \right] \frac{\eta_{ij}(K2) - \zeta_{ij}(K2, m_1)}{\zeta_{ij}(K2, m_2) - \zeta_{ij}(K2, m_1)} \quad (15)$$

Для МЭП с  $N=6$  число измерительных значений  $\alpha_{ij}(K2, C_{ij})$  в режиме K2 составляет  $N(N-1)/2=15$ .

3. Результат измерения в режиме K2 попадает в группу узлов интерполяции 2, но величина сигнала  $\eta_{ij}(K2)$  больше калибровочного сигнала  $\zeta_{ij}(K2, m_2)$ , то есть выполняются соотношения:

$$\eta_{ij}(K2) > \zeta_{ij}(K2, m_2) \quad (16)$$

Соотношение (16) означает, что сигнал  $\eta_{ij}(K2)$  попадает в зону фазового перехода между узлами интерполяции  $m_1$  и  $m_2$  со стороны узла  $m_2$ .

В этом случае объемное водосодержание в эмульсии  $\alpha_{ij}$  определяется путем линейной экстраполяции за пределы интервала, непосредственно следующего за зоной фазового перехода.

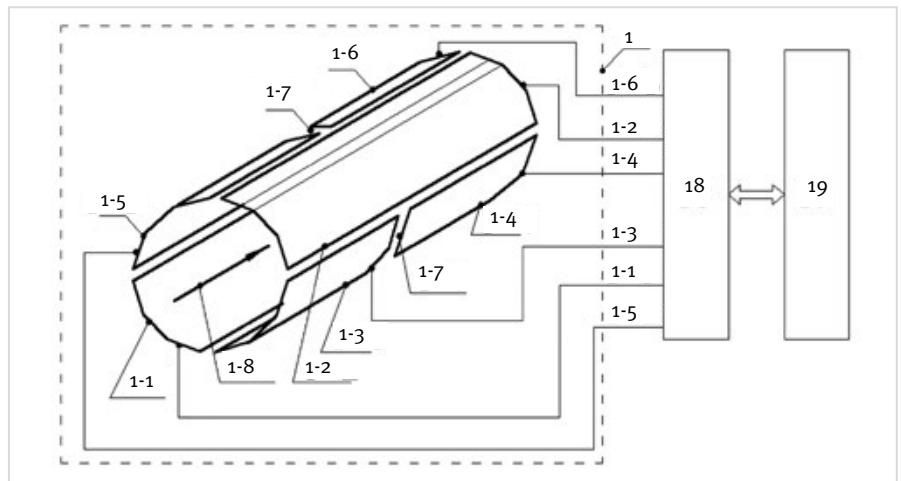


Рис. 1 – Конструктивные схемы шестиэлектродного ( $N=6$ ) преобразователя с цилиндрическими электродами

$$\alpha_{ij}^n(K2, C_{ij}) = \alpha_{ij}^n(m_2) + \left[ \alpha_{ij}^n(m_2) - \alpha_{ij}^n(m_2 - 1) \right] \frac{\eta_{ij}(K2) - \zeta_{ij}(K2, m_2)}{\zeta_{ij}(K2, m_2) - \zeta_{ij}(K2, m_2 - 1)} \quad (17)$$

Для МЭП с числом электродов  $N=6$  число измерительных значений  $\alpha_{ij}(K2, C_{ij})$  в режиме K2 составляет  $N(N-1)/2=15$ .

4. Результат измерения в режиме K2 попадает в группу узлов интерполяции 2, но величина сигнала  $\eta_{ij}(K2)$  меньше крайней правой узловой точки  $\zeta_{ij}(K2, 9)$ , то есть выполняются соотношения:

$$\eta_{ij}(K2) < \zeta_{ij}(K2, 9) \quad (18)$$

В этом случае объемное водосодержание эмульсии полагается равны 100% для соответствующих сигналов:

$$\alpha_{ij}(K2, C_{ij}) = 1, 0 \quad (19)$$

Для МЭП с числом электродов  $N=6$  число измерительных значений  $\alpha_{ij}(K2, C_{ij})$  в режиме K2 составляет  $N(N-1)/2=15$ .

Таким образом, в результате измерений получаются массивы данных – значений водосодержания  $\alpha_{ij}$  в водонефтяной эмульсии или объемного содержания нефти  $\alpha_{ij}^n$  в двухфазном газонефтяном потоке. При этом размеры полученных массивов данных составляют:  $N(N-1)$  – в случае попадания соответствующих сигналов в 1-ую группу узлов интерполяции статической характеристики МЭП и  $1/2N(N-1)$  – в случае попадания сигнала во 2-ую группу узлов интерполяции статической характеристики МЭП. При  $N=6$  это составляет 30 и 15 соответственно.

Дальнейшая обработка сводится к медианной фильтрации данных.

Классический алгоритм медианной фильтрации состоит в том, что по полученным результатам измерений строится вариационный ряд в порядке возрастания значений параметра:

$$\alpha_1 < \alpha_2 < \dots < \alpha_{M+1} < \dots < \alpha_{M-1} < \alpha_M \quad (20)$$

где  $M=N(N-1)$  или  $1/2N(N-1)$ ;  $N$  – число электродов МЭП.

При этом медианное значение:

$$\alpha_e = \text{med}(\alpha_1, \alpha_2, \alpha_M) = \alpha_{\frac{M+1}{2}} \quad (21)$$

По результатам экспериментальных исследований разработан модифицированный алгоритм медианной фильтрации, состоящей в том, что в вариационном ряде (20) отбрасываются  $M_1$  последних членов. В результате получается усеченный вариационный ряд:

$$\alpha_{M_1+1} < \alpha_{M_1+2} < \dots < \alpha_{M-M_1} \quad (22)$$

Искомая величина  $\alpha_e$  получается как средневзвешенное значение членов усеченного вариационного ряда (22):

$$\alpha_e = \sum_{j=M_1+1}^{M-M_1} A_j \alpha_j, \quad \sum_{j=M_1+1}^{M-M_1} A_j = 1 \quad (23)$$

Вес  $A_j$  каждого измерения определяется погрешностью соответствующего элемента МЭП или относительными размерами зоны контроля элемента МЭП в поперечном сечении многофазного потока.

Определив средневзвешенные значения объемного содержания воды  $\alpha_e$  в водонефтяной эмульсии или содержание нефти  $\alpha_n$  в газонефтяном потоке, находим объемное содержание нефти  $\alpha_n$  и газа  $\alpha_g$  соответственно:

$$\alpha_n(OW) = 1 - \alpha_e; \quad \alpha_g(OG) = 1 - \alpha_n \quad (24)$$

Здесь первое соотношение относится к 2-х фазному водонефтяному потоку (OW), а второе к газонефтяному потоку (OG).

## Итоги

Используя алгоритм обработки сигналов при определении фазового состава многофазного потока с использованием многоэлектродного преобразователя, мы получаем выходные данные с высокой точностью.

## Выводы

Описанный в статье алгоритм используются в лекционных курсах, в лабораторном практикуме, в курсовом и дипломном проектировании в Самарском Государственном Техническом Университете на кафедре «Автоматизация и управление технологическими процессами».

## Список использованной литературы

1. Беляков В.Л. Автоматический контроль параметров нефтяных

- эмульсий. М.: Недра, 1992. С. 74
2. Патент Российской Федерации № 2383885 М.Кл. G01N27/22, 2008. Способ емкостной

влагометрии водонефтяных эмульсий в потоке и устройство для его осуществления.