

ИДЕНТИФИКАЦИЯ СТРУКТУРЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСХОДА ФАЗ ГАЗОВОДОНЕФТЯНОГО ПОТОКА СКВАЖИНЫ

Райтер П.Н.

*Ивано-Франковский национальный технический университет нефти и газа,
г. Ивано-Франковск, Украина, pete@nung.edu.ua*

Для бессепарационного поточного определения фазового состава потока использована комбинация гидростатического и взаимокорреляционного методов. Идентификация структуры потока скважины на базе обработки символизированных акустических сигналов и сигналов пульсаций дифференциального давления потока с помощью алгоритмов искусственных нейронных сетей. Для определения участка поперечного сечения трубопровода, занятого жидкостью, используются измерения дифференциального давления между верхней и нижней точками этого сечения трубопровода. Для определения водосодержания потока использован усовершенствованный импедансный метод контроля. Суть усовершенствования состоит в использовании специально разработанной конструкции измерительного участка водомера. Скорости отдельных фаз потока определяются в результате обработки акустических сигналов трубопровода с потоком методами вейвлет и взаимокорреляционного анализа. Для поточного контроля производительности отдельной скважины и оптимизации извлечения углеводородов в условиях нефтегазовых промыслов разработана конструкция измерительного устройства.

Ключевые слова: идентификация структуры потока, вейвлет, эксплуатационная скважина, измерение расхода потока, многофазный поток

1. Введение

Идентификация структуры и измерение расхода потоков эксплуатационных скважин все больше привлекает внимание исследователей и инженеров-промысловиков. В течении последних лет этот интерес значительно возрос из-за применения такой информации в новых технологических процессах добычи и переработки углеводородов. Известным примером использования многофазного потока является газлифтный технологический процесс добычи, где поток скважины одновременно формируют потоки нефти, воды и газа [1, 2]. Поточные многофазные измерения в режиме реального времени обеспечивают новые возможности в разработке месторождений и оптимизации процессов добычи. Известно, что качество измерений может иметь значительное влияние на обратное распределение добычи по отдельным скважинам или месторождениям; подобная информация чрезвычайно важна при адаптации истории моделирования коллектора, управлении нефтепромыслом и оценке запасов месторождения [3]. Полученные данные

являются основой для принятия важных оперативных решений, например, выбора момента закрытия скважины с высоким содержанием воды в продукции и планирования КРС или повторного закачивания скважины [4]. Также на протяжении последних лет в газонефтедобыче увеличивается внимание к контролю за образованиям пробок в потоке. Это обусловлено тем, что многие нефтяные месторождения подошли к последней фазе своей эксплуатации, и поэтому соотношения в их потоках составляющих газа, нефти и воды претерпевают существенные изменения. В результате существующие эксплуатационные трубопроводы не оптимальны с точки зрения новых композиций, что в свою очередь ведет к образованию пробок в потоках скважин [5]. Существуют несколько типов механизмов образования пробок в трубе: вызванное рельефом поверхности прокладывания трубопровода; в трубопроводе, связывающем морскую платформу с подводным месторождением, и гидродинамическое пробкообразование. Такое образование пробок может быть идентифицировано путем поточных, осуществляемых в режиме реального времени, измерений давления, объемных фазовых частей и определения структуры потока. Более детальное рассмотрение механизма генерирования пробок и того, как программное обеспечение OLGA моделирует этот феномен, изложено в [6]. Все вышеуказанное подтверждает практическую целесообразность получения данных о структуре многофазного потока эксплуатационной скважины и отдельных фазовых расходах потока.

В настоящее время флюиды, добываемые из нефтяных и газовых скважин, редко встречаются исключительно в виде только жидкой или только газообразной углеводородной смеси. Обычно, они представляют собой многофазную смесь. В наиболее простой форме, это смесь природного газа и нефти, но, во многих системах присутствует как вода, так и разнообразные твердые фазы (соли, гидраты и асфальтены) [7]. Из-за большого разнообразия физических свойств (плотность, вязкость, химический состав и т.д.) составляющих многофазного потока характеристики такого потока, в отличие от однофазного, описать обычно намного сложнее. Многофазный поток принято идентифицировать различными пространственными распределениями движущихся внутри трубопровода фаз, составляющих поток, называемых структурами или режимами потока [8]. Структура потока есть функция не только количественных соотношений отдельных его составляющих,

но и других факторов, таких как ориентация в пространстве трубы, скорости фаз потока и др. Так как температура и давление могут отличаться на различных участках трубопровода вдоль движения потока между месторождением и точками переработки и сбыта газа и жидкости, то следует отметить, что один и тот же флюид может существовать на таких участках в виде только пара (газовая фаза), только жидкости или как смесь обеих. Обзор современных систем измерения многофазных потоков представлен в работах [2, 3, 4, 7, 8]. Но такие системы не удовлетворяют всем требованиям, поэтому целесообразна разработка новой измерительной системы.

2. ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЙ АЛГОРИТМ

Расход многофазного потока (для потока газожидкостной смеси скважины) определяется из уравнения:

$$Q = Q_G + Q_C + Q_W = U_G \times A_G + U_C \times A_C + U_W \times A_W \quad (1)$$

Исследования подтверждают, что скорости жидких фаз потока приблизительно равны, так как приблизительно равны их плотности. Поэтому:

$$U_L = U_C = U_W \quad (2)$$

Если площадь поперечного сечения A , и $A_G = A - (A_C + A_W)$, тогда уравнение (1) записывается как:

$$Q = Q_G + Q_L = U_G \times (A - (A_C + A_W)) + U_L \times (A_C + A_W) \quad (3)$$

2.1. Измерение истинного содержания жидкой фазы потока

В работе [9] представлены метод и алгоритм определения значения истинного содержания жидкой фазы в трехфазном потоке (газоводоcondенсатном или газонефтеводянном). Сущность метода состоит в следующем. Для упрощения, выделяем мысленно участок пространства потока внутри трубы. Этот участок имеет цилиндрическую форму. Высота цилиндра l равна 0,01 м и диаметр окружности основы D_{vn} равен внутреннему диаметру трубы. Ориентация цилиндра горизонтальная, его ось параллельна линии горизонта. Мы выполняем взвешивание этого участка потока с помощью дифференциального манометра с малым временем отклика. Измерения осуществляются между верхней и нижней точками выбранного участка потока (в одном поперечном сечении) (рис. 1).

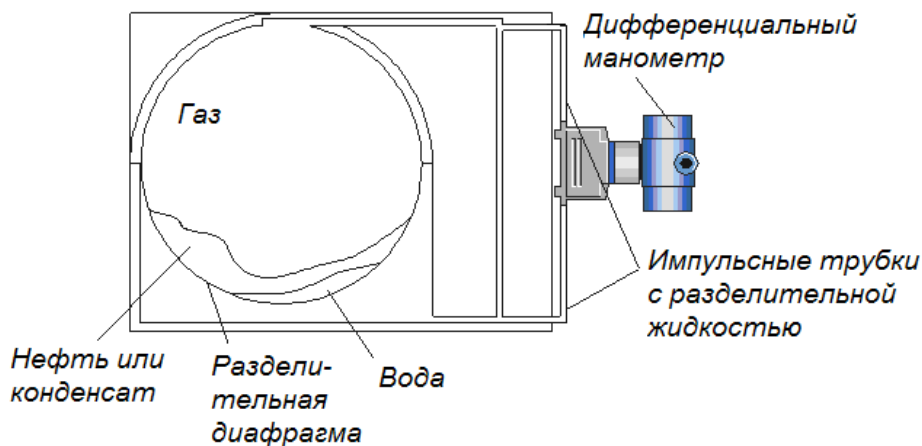


Рисунок 1. Схематическое изображение конструкции межфланцевой вставки для измерения истинного содержания жидкости в потоке

Преимущество такой измерительной процедуры состоит в возможности измерять при высоких значениях статических давлений в трубопроводе. Следует учесть, что плотность газа ρ_G даже при высоком давлении (до 20 МПа) в три раза меньше, чем плотность жидкости. Значение плотности газа по месту измерения используется для коррекции значения измеренного дифференциального давления P_{dif} . Поскольку плотности нефти или конденсата и воды известны, то мы можем определить истинное содержание жидкости в потоке, исходя из следующих выражений. Эквивалентное значение высоты уровня h_L определяется на основе измерения дифференциального давления P_{dif} между верхней и нижней точками трубы с потоком:

$$h_L = \frac{P_{dif}}{(\rho_L \cdot g)}, \quad (4)$$

где ρ_L [7]:

$$\rho_L = \left(1 - \frac{A_L}{A}\right) \cdot \rho_G + \left(\frac{A_L}{A}\right) \cdot [C_w \cdot \rho_w + ((1 - C_w) \cdot \rho_C)].$$

С целью расчета фазовых частей потока следует определить значение влажного периметра S_L . Такая часть поперечного периметра трубы смачивается жидкими фазами:

$$S_L = D_{vn} \times \arccos\left(1 - \frac{2h_L}{D_{vn}}\right). \quad (5)$$

Имеет место контакт между жидкой и газовыми фазами потока в поперечном сечении трубы вдоль хорды длиной S_{GL} :

$$S_{GL} = 2 \times \sqrt{h_L \cdot D_{vn} - h_L^2}. \quad (6)$$

Часть поперечного сечения трубы занятая жидкой фазой A_L составляет:

$$A_L = \frac{\left(S_L \times \left(\frac{D_{vn}}{2} \right) - S_{GL} \times \left(\frac{D_{vn}}{2} - h_L \right) \right)}{2}. \quad (7)$$

Соответственно, площади поперечных сечений занятых газовой A_G , водяной A_W , и конденсатной A_C фазами следующие:

$$A_G = A - A_L, \quad (8)$$

$$A_W = C_W \times A_L, \quad (9)$$

$$A_C = A_L - A_W. \quad (10)$$

Для измерения истинного содержания жидкости в потоке используются данные о дифференциальном давлении в поперечном сечении потока в двух сечениях (на фиксированном расстоянии одно от другого) в трубопроводе. Использована комбинация гидростатического и взаимно-корреляционного методов для точного бессепарационного определения расхода жидкой фазы смеси.

2.2. Измерение водосодержания

Для определения всех площадей фаз необходимо знать водосодержание потока C_W . Для измерения водосодержания используется усовершенствованный импедансный метод. Электрический импеданс многофазного потока изменяется с изменением концентрации и распределения фаз. Использование измерения импеданса в качестве характеризующего поток параметра является привлекательным, так как данный метод позволяет получить фактически мгновенный отклик [13, 14, 15]. Мы измеряем импеданс: 1) между электродами, находящимися в потоке и 2) между электродами, находящимися в потоке (разрезанная вдоль внутренняя труба), и телом внешней трубы. Суть усовершенствования состоит в разработке специальной конструкции измерительного участка (рис. 2).

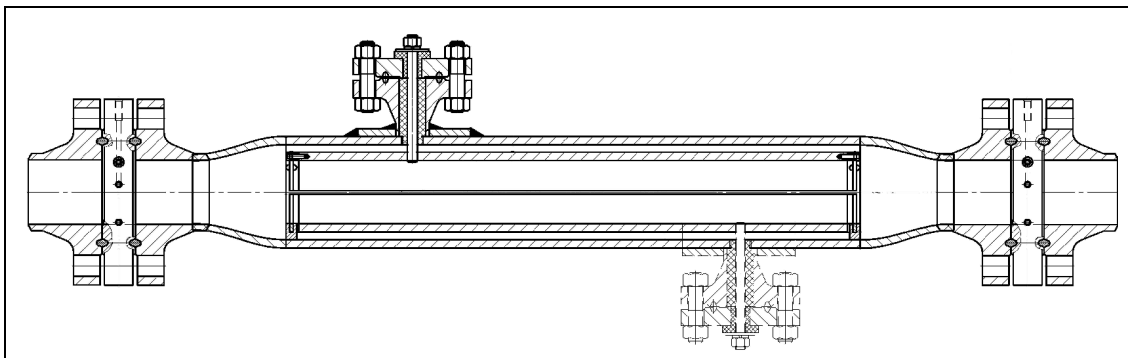


Рисунок 2. Сборочный чертеж конструкции измерительного участка

Конструкция измерительного участка обеспечивает увеличение чувствительности устройства благодаря поточной сепарации многофазного потока с высоким истинным газосодержанием. Измерению подлежит импеданс, который обусловлен и электрической проводимостью и диэлектрической проводимостью в нашей системе. Главная проблема импедансного метода состоит в том, что он может быть существенно чувствительным к структуре потока в канале [7]. Это иллюстрируется данными, приведенными в [10], в которых представлены результаты сравнения выходной емкости как функции истинного объемного газосодержания для потоков кольцевой и расслоенной структуры при возбуждении колебаний кольцевыми электродами. Несмотря на то, что кривые, полученные Боуманом (Bouman et al) с соавторами [11] являются предельными случаями и действительные результаты оценки чувствительности импедансного метода несколько меньше, чем указанные авторами, все же чувствительность к структуре потока всегда является потенциальной проблемой этого метода.

Таким образом, существуют следующие проблемы при использовании импедансного метода в многофазном расходомере [7]:

1. значения измеренного импеданса скорее всего являются функцией и фазовых частей и фазовых конфигураций. Если а priori не известна конфигурация, тогда не может быть однозначно определена и фазовая часть (доля) потока;

2. методы электрического импеданса, базирующиеся на измерениях емкости, применимы для нефть - непрерывных смесей, тогда как основанные на измерениях электрической проводимости, применимы для водо-непрерывных смесей. Так как поток проходит через измеритель, возможны ситуации, когда смесь пе-

реключается от нефть-непрерывной к водо-непрерывной, что требует переключения и в импедансном методе. Если отклик импедансного сенсора на процесс фазовой инверсии не является достаточно быстрым, это может вызвать увеличение неопределенности измерений. Искомая точка инверсии для нефте-водяной смеси а priori не известна, так как она изменяется с изменением свойств флюида и условий его течения.

Для решения первой проблемы мы разработали конструкцию измерительного участка с поточным разделением для потоков кольцевой и расслоенной структур. Конструкция измерительного участка обеспечивает разделение многофазного потока на две части: 1) преимущественно жидкий нефте-водяной поток между стенкой внешней трубы и стенкой внутренней трубы; 2) преимущественно газовый поток с каплями жидкости внутри разрезанной вдоль внутренней трубы. Конструкция измерительного участка обеспечивает увеличение чувствительности устройства благодаря поточной сепарации многофазных потоков с высоким значением истинного объемного газосодержания.

Для того, чтобы устранить вторую проблему, мы использовали решение на основе системы высокочастотного преобразователя импеданса на базе ИС AD5934. AD5934 позволяет осуществить точные измерения импеданса с погрешностью 0,5 % от действительного значения импеданса [12]. В данном преобразователе на одном кристалле интегральной схемы объединены частотный генератор с 12-битным аналого-цифровым преобразователем (АЦП), имеющим частоту дискретизации 250 000 выборок за секунду (рис. 3). Генератор частоты позволяет осуществить возбуждение внешнего комплексного импеданса на известной частоте. Импедансный сигнал отклика измеряется с помощью АЦП и там же с помощью ядра цифрового сигнального процессора осуществляется дискретное преобразование Фурье (ДПФ) сигнала. Алгоритм ДПФ возвращает действительную (R) и мнимую (I) составляющую оцифрованного сигнала на каждой тестовой частоте. Используются тестовые сигналы в диапазоне частот от 5000 до 95000 Гц с шагом по частоте 180 Гц.

Форма годографа сигнала сенсора (Re-Im) изменяется при различных значениях водосодержания на измерительном участке сенсора импеданса (рис. 4). Экспериментальные значения импедансных годографов (Re-Im) сохраняются в

памяти микропроцессора в табличной форме для каждого потока скважины и для их характерных значений водосодержания. Текущие значения водосодержания скважины ищутся в этой таблице и затем интерполируются.

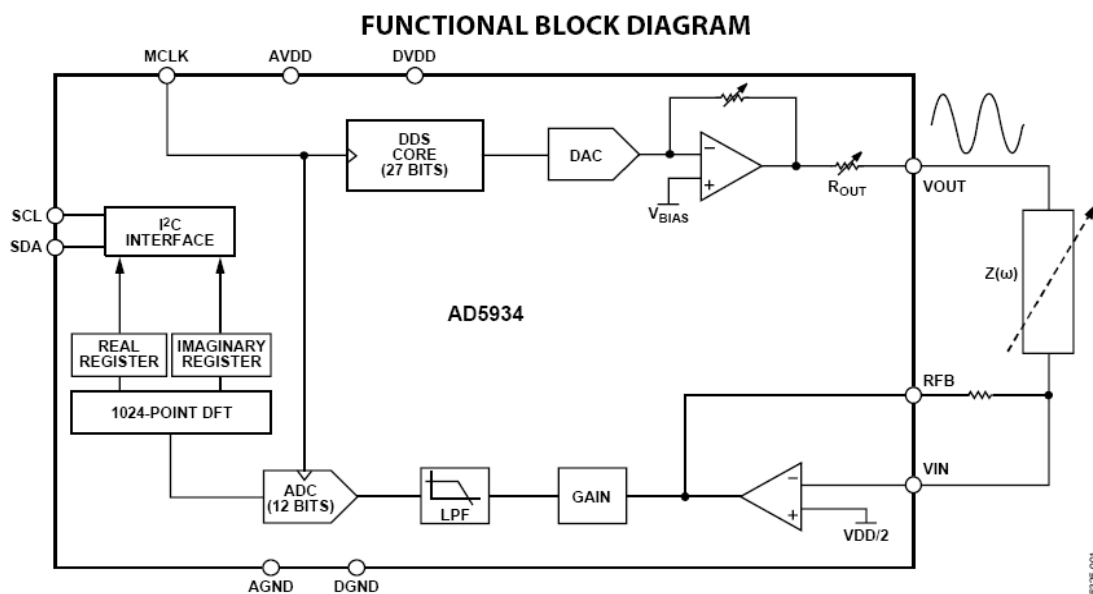


Рисунок 3. Функциональная блок-схема системы преобразователя импеданса ($Z(\omega)$ – сенсор, импеданс которого измеряется)

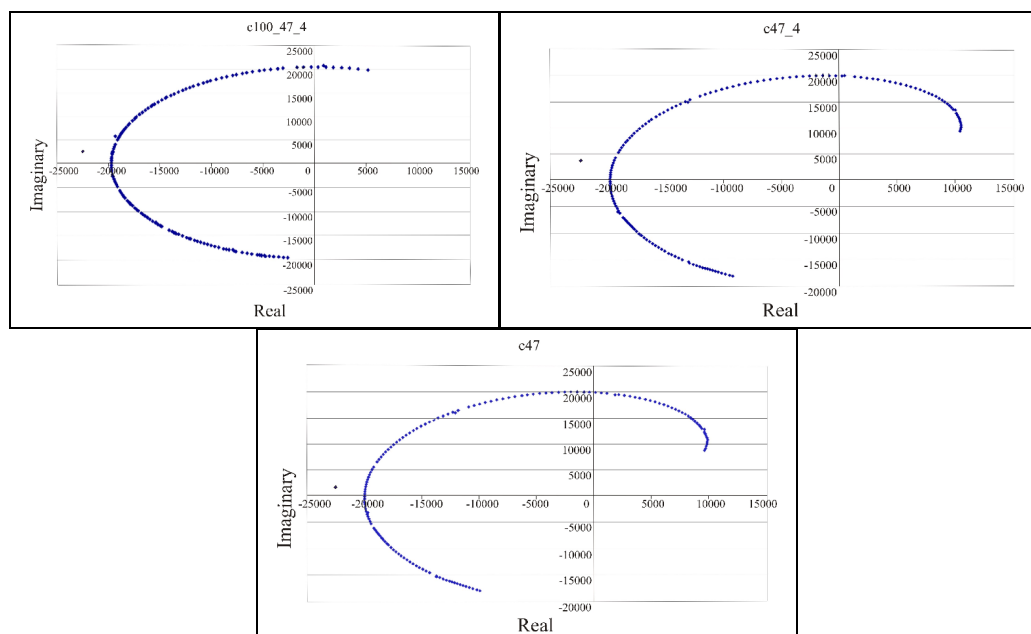


Рисунок 4. Годографы (Re-Im) сигнала сенсора импеданса измерительного участка при различных значениях водосодержания (эквивалентных изменению емкости: 147 pF, 51 pF, 47 pF)

2.3 Идентификация структуры потока скважины

Идентификация структуры потока эксплуатационной скважины реализуется в результате обработки с помощью искусственной нейронной сети (ИНС) симметризованных акустических сигналов и сигналов пульсаций дифференциального давления многофазного потока. Используется новый подход для анализа сложных измерений, известный как символизация данных [16]. В нескольких словах – символизация данных преобразует набор реальных измерений в ограниченный набор дискретных символов. Полученный набор символов затем анализируется на наличие неслучайных временных структур. Для наших целей, мы специально интересуемся идентификацией и измерением повторяющихся нестабильных структур, которые продолжают сменять друг друга даже в условиях, когда параметры потока сохраняются фиксированными. Используются акустические сигналы многофазного потока как входные данные для символизации данных. Десять значений частот кодовых последовательностей ($X_1 \dots X_{19}$) являются входными данными для искусственной нейронной сети. Выходы ИНС являются бинарным кодом вида структуры потока (кольцевая, расслоенная, пробковая, перемежающаяся) (рис. 5).

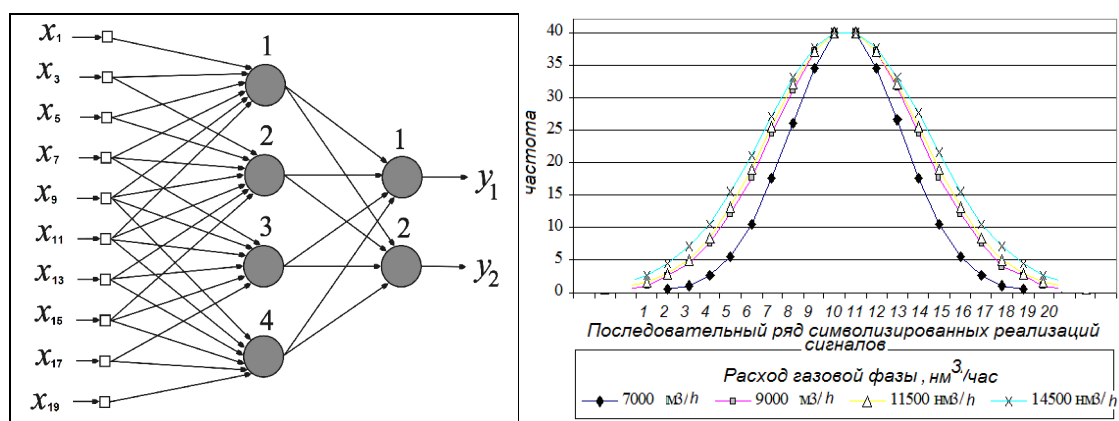


Рисунок 5. Структура искусственной нейронной сети и результаты символизации как входы для этой сети

Специфическое свойство ИНС состоит в их высокой точности прогнозирования при использовании с измерительными устройствами. Для нашей системы выбрана ИНС – многослойный персептрон 10-4-2. Каждый блок выполняет суммирование весов его входов с базисным значением и полученное значение пода-

ется на вход функции активации уровня, которая в свою очередь формирует выходное значение блока (нейрона). Блоки расположены в соответствии с топологией многоуровневой неполносвязной сети прямого распространения. В качестве алгоритма обучения нейронной сети использован довольно известный алгоритм обратного распространения ошибки. Результаты, представленные в [17], показывают предсказание структуры потока со стандартным отклонением 7 % и 10 % для соответственно пробкового или перемежающегося и кольцевого или расслоенного.

2.4 Определение скоростей фаз потока

Скорость каждой фазы потока определена благодаря вейвлет-преобразованию акустических сигналов и обработке результатов преобразования с помощью взаимно-корреляционных функций. Взаимокорреляция акустических сигналов – это метод определения скорости фаз потока в трубопроводе на основании измерения скоротечных акустических флуктуаций в многофазном потоке. Он базируется на допущении, что характер флуктуаций сигналов зависит от присутствия газовых пузырей и турбулентных жидкостных завихрений, движущихся вдоль трубы со скоростями отдельных фаз потока. Сигнал сенсора, размещенного вниз по потоку в момент t затем сопоставляется с сигналом сенсора вверх по потоку, записанным ранее, $t-t_m$, где t_m – принятое время за которое флюид пройдет расстояние L между акустическими сенсорами. Целью является расчет t_m (для каждой фазы t_G и t_L) и затем скорости газа U_G и скорости жидкости U_L :

$$U_G = \frac{L}{t_G}; U_L = \frac{L}{t_L}. \quad (11)$$

Дискретные значения взаимно-корреляционной функции вейвлет-аппроксимации C_m^{An} и вейвлет-детализации C_m^{Dn} сигнала на n уровнях декомпозиции:

$$C_m^{An} \equiv C^{An}(\Delta tm) = \frac{1}{N-m} \sum_{k=0}^{N-m-1} aI_k^n \cdot a2_{k+m}^n, \quad (12)$$

$$C_m^{Dn} \equiv C^{Dn}(\Delta tm) = \frac{1}{N-m} \sum_{k=0}^{N-m-1} dI_k^n \cdot d2_{k+m}^n, \quad (13)$$

$$t_G = \max_{n=1}^{N/2} (C_m^{Dn}); t_L = \max_{n=1}^{N/2} (C_m^{An}). \quad (14)$$

Вышеописанное реализовано с помощью разработанных алгоритмов обработки данных для дискретного вейвлет-преобразования и декомпозиции информационного сигнала цифровыми сигнальными процессорами [18].

3. Экспериментальные тестовые стенды

Предложенный метод был исследован и протестирован на разработанной лабораторной установке моделирования многофазных потоков (рис. 6). Данная установка состоит из (слева направо): баллона высокого давления (либо компрессора для обеспечения большего расхода газовой фазы) 1, газового редуктора (с компрессором не использовался) 2, запорных кранов 3,4; переходников 5,7,10,16; расходомера газовой фазы 6; трубопровода формирования газожидкостной смеси 8; модуля впрыска жидкости 9; регулирующего давление клапана 11; стеклянной трубы 12, 15; вставки с импедансным сенсором 13; исследовательского трубопровода с гидростатическими и акустическими первичными сенсорами 14; технологических трубопроводов 17; крана регулирования противодавления 18; крана регулирования расхода смеси 19; крана отвода в канализацию 20; гравитационного сепаратора 21; расходомера жидкости 22.

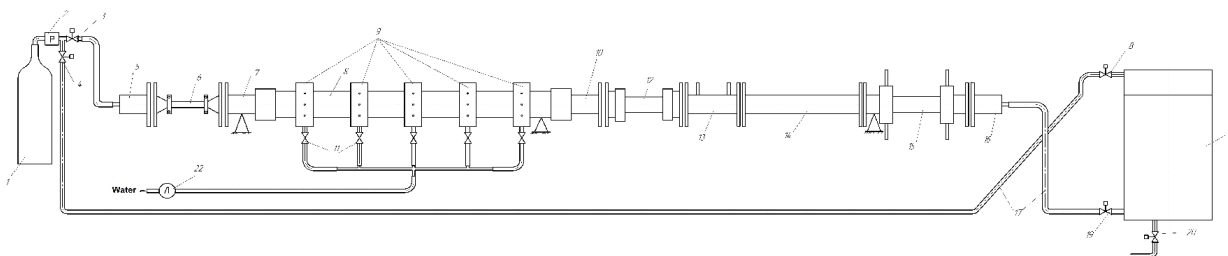


Рисунок 6. Лабораторная установка моделирования многофазных потоков

Конструкция устройства разработана для поточного контроля дебита эксплуатационной скважины и оптимизации извлечения углеводородного сырья скважин в условиях нефтегазовых промыслов. Схема трубопроводов манифольда промысловой тестовой установки на морском промысле МСП-17 "Штормовая" ГАО "Черноморнефтегаз"(Украина) представлена на рис. 7 и рис. 8. В данное время выполняются работы по тестированию системы идентификации структуры и измерения расхода многофазного потока.

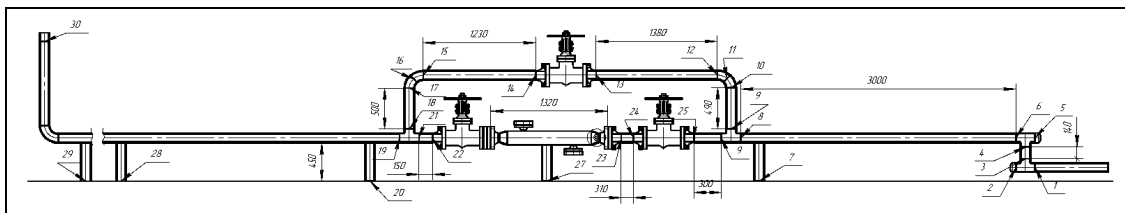


Рисунок 7. Схема трубопроводов измерительного участка промышленной тестовой установки



Рисунок 8. Фотография измерительного участка промышленной тестовой установки на морском промысле

Выводы

Предложено реализовать идентификацию структуры потока скважины на базе обработки символизации акустических сигналов и сигналов пульсаций дифференциального давления с помощью алгоритмов искусственных нейронных сетей. Значения дифференциального давления между верхней и нижней точками поперечного сечения трубопровода использовано для определения истинного объемного содержания жидкости. Использован усовершенствованный импедансный метод определения водосодержания потока. Скорости каждой из фаз определены на базе вейвлет и взаимно-корреляционного методов обработки акустических сигналов потока. Это реализовано с помощью разработанных алгоритмов обработки данных дискретного вейвлет-преобразования и декомпозиции сигнала цифровыми сигнальными процессорами. Конструкция измерительной системы разработана для поточного контроля дебита эксплуатационной скважины и оптимизации извлечения углеводородов в условиях нефтегазоконденсатных промыслов.

Условные обозначения

Q_G, Q_C, Q_W	– расход соответственно газовой, нефтяной и водяной фаз ;
U_G, U_C, U_W	– скорости соответственно газовой, нефтяной и водяной фаз ;
A_G, A_C, A_W	– площади поперечного сечения трубопровода, занятые соответственно газовой, нефтяной и водяной фазами ;
D_{vn}	– внутренний диаметр трубопровода ;
Δt	– период дискретизации сигнала;
$m=0,1,\dots,(N-1)$	– количество сдвигов между отсчетами двух сигналов (эквивалентно τ для непрерывной взаимно-корреляционной функции);
k	– номер отсчета сигнала в выборке;
N	– объем выборки ;
$a1^n$ и $a2^n$	– значение результатов декомпозиции соответственно первого и второго сигнала (аппроксимация) на n -ом уровне декомпозиции;
$d1^n$ и $d2^n$	– значение результатов декомпозиции соответственно первого и второго сигнала (детализация) на n -ом уровне декомпозиции.

Литература

1. Poettmann F.H., Carpenter P.G. Multiphase Flow of Gas, Oil and Water Through Vertical Strings with Application to the Design of Gas Lift Installation. API Dril. Prod. Prac, 1952. pp. 257-263.
2. Dunham C. Gas Lift: The State of the Art // Russian Oil&Gas Technologies (ROGTEC). Issue 4, 2005. p. 66-72.
3. Mehdizadeh P., Ghaempanah B., Scott S.L. Impact of Data Quality on Production Allocation and Reserves Forecasting, paper presented at the SPE ATCE, San Antonio (Sept. 24-27, 2006).
4. Stuart L. Scott. Status Multiphase Metering // Russian Oil&Gas Technologies (ROGTEC). Issue 11, 2006. p. 32-47.
5. Drengstig T., Magndal S. Slug control of production pipeline, URL: [http://www.scansims.org/sims2001/SIMS2001/Papers/Paper12%20-%20T.Drengstig%20-%20Magndal%20\(sims2001_Drengstig_Magndal\).doc](http://www.scansims.org/sims2001/SIMS2001/Papers/Paper12%20-%20T.Drengstig%20-%20Magndal%20(sims2001_Drengstig_Magndal).doc) (review date: 04.06.2010).
6. Xu Z.G. Solutions to slugging problems using multiphase simulations // 3rd International Conference on Multiphase Metering, Aberdeen, 12-13 March 1997, 11 p.

7. Falcone Gioia, Hewitt G.F, Alimonti C. Multiphase Flow Metering: Principles and Applications. Developments in Petroleum Science series, Volume 54. Elsevier Science, London, 2009. 340 p.

8. API RP 86 - Recommended Practice for Measurement of Multiphase Flow (2005), API Executive Committee on Drilling and Production Operations, American Petroleum Institute.

9. Райтер П.М., Гідростатичний метод безсепараційного вимірювання рідини в багатофазному потоці свердловин з високим газовмістом // Зб.наук.праць VI міжнар. наук.- техн. конф. «Метрологія і вимірювальна техніка» – Харків, Націон. наук. центр «Інститут метрології», 2008. С. 158-161.

10. Chun, M.-H. and Sung, C.-K., 1986. Parametric effects on the void fraction measurement by capacitance transducers // Int. J. Multiphase Flow, 1986. Vol. 12. pp. 627–640.

11. Bouman, H., van Koppen, C.W.H. and Raas, L.J. Some investigations of the influence of heat flux on the flow patterns in vertical boiler tubes // European Two-Phase Flow Group Meeting, Harwell, June 1974, Paper A2.

12. AD5934: 250-kSPS 12-Bit Impedance Converter Network Analyzer Data-sheet. Analog Devices, Inc. URL: <http://www.analog.com>

13. Ming T. Shu, Charles B. Weinberger, Young H. Lee. A simple capacitance sensor for void fraction measurement in two-phase flow // Industrial & Engineering Chemistry Research, May 1982. Volume 21, Issue 2. pp. 175 - 181.

14. Green R.G., Cunliffe J.M. A frequency-modulated capacitance transducer for on-line measurement of two-component fluid flow // Measurement 1 (1983), Oct.-Dec., No. 4. pp. 191 - 195.

15. Huang S.M., Green R.G., Stott A.L. and Beck M.S. Capacitance transducers for concentration measurement in multi-component flow processes // Proceedings of 3rd International Conference on Multiphase Flow, The Hague, Netherlands, May 1987.

16. Daw C.S., Finney C.E.A., Nguyen K., Halow J. S. Symbol statistics: a new tool for understanding multiphase flow phenomena", in International Mechanical Engineering congress & Exposition (Anaheim, California, 1998), pp. 405-411.

17. Райтер П.М., Ільницький Р.М. Символізація сигналів гідродинамічних пульсацій тиску потоку для нейромережевого контролю структури багатофазного потоку // *Методи та прилади контролю якості*, №12. – 2004.– С. 70-74.

18. Райтер П.М. Визначення швидкостей фаз газорідного потоку свердловини на основі кореляційного аналізу вейвлет перетворень датчиків акустичних сигналів потоку // *Фізичні методи та засоби контролю середовищ матеріалів та виробів (серія)*, вип. 14: *Неруйнівний контроль матеріалів і конструкцій: Зб. наук. праць*. - Львів: Фізико-механічний інститут ім. Г.В. Карпенка НАН України, 2009. – С. 13-21.