УДК 681.121

А.А.МОИСЕЕВ
Горно-электромеханический факультет, аспирант кафедры автоматизации производственных процессов

ФЛУКТУАЦИОННЫЙ МЕТОД ИЗМЕРЕНИЯ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН РАЗДЕЛЬНО ПО ВОДЕ, НЕФТИ И ГАЗУ

Современные и перспективные технологии добычи нефти требуют оперативных и достоверных данных о суточной производительности нефтяных скважин раздельно по нефти, воде и газу. Сложность решения этой задачи во многом определяется составом и закономерностями течения продукции нефтяных скважин, которая, как известно, состоит из нефти, пластовой воды, попутного газа и механических примесей.

В статье рассмотрены средства определения фазового и компонентного состава неоднородных потоков, в том числе и наиболее перспективный из них – многофазный расходомер «Нефтемер», использующий флуктуационный метод измерения скоростей жидкости и газа в газожидкостном потоке. Расходомер разработан в Центральном научно-исследовательском институте робототехники и технической кибернетики в Санкт-Петербурге. В расходомере используются связи между параметрами флуктуаций плотности продукции нефтяных скважин и скоростями движения жидкости и газа, а также связи между средними значениями выходных сигналов многолучевого радиоизотопного измерительного преобразователя плотности со средним содержанием нефти, воды и свободного газа в продукции скважин.

Modern and perspective technologies of an oil recovery demand operative and true information about daily productivity of petroleum wells separately on oil, water, and gas. Complexity of the decision of this problem in many respects is defined by structure and laws of current of production of petroleum slits, which, as is known, consist of petroleum, layer water, passing gas and mechanical admixtures.

In article means of definition of phase and componental structure of non-uniform streams, including most perspective from them - the multiphase flowmeter "Neftimer" using a method of fluctuation of measurement of speed of a liquid and gas is considered. The flowmeter is developed in the Central scientific research institute of a robotics and technical cybernetics in Saint Petersburg. In a flowmeter the connection between average values of target signals of the multibeam radioisotope measuring converter of density with the average contents of petroleum, water and free gas in the production of slits are used

Современные и перспективные технологии добычи нефти требуют оперативных и достоверных данных о суточной производительности нефтяных скважин раздельно по нефти, воде и газу. Измерения производительности нефтяных скважин раздельно по нефти, воде и газу – очень сложная задача, до конца не решенная в настоящее время не только в техническом и практическом, но и в научном плане. Актуальность, важность и сложность решения этой проблемы хорошо осознается специалистами во всем мире.

Сложность решения во многом определяется составом и закономерностями течения продукции нефтяных скважин, которая, как известно, состоит из нефти, пластовой воды, попутного газа и механических примесей.

Распределение жидкости и газа в поперечном сечении и вдоль трубопровода зависит от очень многих факторов, в частности, от соотношения между расходами свободного газа и жидкости, содержания воды в жидкости, скорости ее течения, диаметра трубопровода и т.д. Все это делает задачу измерения расходов нефти, воды и газа в потоках продукции нефтяных скважин очень трудной.

Первые технические решения этой проблемы основывались на сведении ее к уже решенной задаче – к измерению однородных потоков. Это достигается двумя способами. Первый состоит в разделении потока на газ и жидкость, и измерении их расходов приборами для измерения расхода жидкостей и газов. Примером такого решения мо-

жет служить отечественная групповая измерительная установка «Спутник». Недостатком является его громоздкость, высокая металлоемкость, сложность и дороговизна обслуживания. Кроме того, полного разделения потока на газ и жидкость достичь не удается. Часть газа попадает в расходомер жидкости, увеличивая его показания. Причем степень разделения фаз отличается для скважин с различными производительностью и газовым фактором. Из зарубежных технических реализаций этого метода измерений можно привести установку SWTS CALTEC (AGIP) TECNOMARE, проектирование которой началось в январе 1990 г. и было завершено в июне 1993 г.

Второй способ преобразования потока продукции скважин состоит в его перемешивании. В этом случае добиваются, чтобы распределение газа и жидкости по сечению и вдоль оси трубопровода было однородным. В результате скорости газа и жидкости выравниваются, а физико-химические свойства образовавшейся газожидкостной смеси имеют значения, средние между значениями для чистой жидкости и чистого газа, при этом они уже не флуктуируют случайным образом, а остаются постоянными в течение времени измерения.

Примерами технической реализации этого метода измерений могут служить установки Euromatic, Scrollflow и Framo. Все эти установки состоят из гомогенизатора потока, радиоизотопного плотномера (одного или двух), измерителя скорости потока, в качестве которого применяются, например, расходомеры переменного перепада давления с сужающим устройством типа труба Вентури и устройства обработки измерительной информации. Погрешность измерений расхода каждого компонента, приведенная к максимальному суммарному объемному расходу жидкости и газа, не хуже 5 %. Разработки проводились в период с 1985 по 1993 г.

На смену многофазным расходомерам, основанным на предварительной подготовке потока к измерениям, сейчас приходят расходомеры, не требующие специальных воздействий на поток контролируемой среды, а некоторые из них даже и не контактируют с ней. Основное отличие многофазных расходомеров от обычных однофазных состоит в том, что они используют не только средние значения измеряемых физических величин, но и их пульсации. Эти пульсации вызываются пульсациями фазового и компонентного состава потока.

Из зарубежных многофазных расходомеров признанными лидерами являются расходомеры MPFM 1900 норвежской фирмы Fluenta и MCF 351 норвежской фирмы KOS. Все зарубежные многофазные расходомеры имеют погрешность порядка 5 %, их стоимость колеблется от 150 до 250 тыс. дол. США.

Из отечественных многофазных расходомеров известен расходомер «Поток» разработки ГАНГ. Его принцип действия основан на измерении средних значений и флуктуаций давления и перепада давления на сужающем устройстве. Это позволяет определить расходы жидкости и газа. Для измерения обводненности жидкости прибор необходимо дополнить емкостным датчиком.

Прибор хорошо зарекомендовал себя при контроле газоконденсатных и газлифтных скважин, когда расход газа составляет не менее 90 % от общего расхода продукции скважины. Стоимость прибора 1800 дол. на одну скважину. Прибор внедрен на предприятиях Уренгойгазпрома и постоянно совершенствуется по мере накопления данных, получаемых в процессе эксплуатации.

Рассмотрим движение через расходомер жидкости с одиночными пузырьками газа. Когда течет жидкость без пузырьков, физико-химические свойства (плотность, диэлектрическая проницаемость, проводимость, давление, перепад давления на сужающем устройстве и т.д.) равны этим свойствам для чистой жидкости. Когда течет жидкость с пузырьками газа, все свойства меняются, принимая значения, промежуточные между значениями для жидкости и газа.

В реальном потоке пузырьков очень много, они имеют различные размеры, количество пузырьков и их размеры изменяются в процессе протекания потока через

расходомер случайным образом. Поэтому и свойства проходящего через расходомер потока изменяются случайным образом или, говоря иначе, флуктуируют. Частоты, амплитуда, мощность этих флуктуаций зависят от скорости течения жидкости и газа, но зависят также от ряда других свойств потока, в первую очередь от его гидродинамической структуры (пузырьковой, снарядной, дисперсно-кольцевой). Основная трудность, с которой сталкивается разработчик многофазного расходомера, это выделение тех параметров флуктуаций свойств газожидкостного потока, которые зависят только от скорости течения жидкости или только от скорости движения газа и не изменяются при изменении других свойств потока, например, его гидродинамической структуры.

В Санкт-Петербурге в ЦНИИ РТК разработаны и изготовлены опытные образцы многофазного расходомера «Нефтемер», использующего флуктуационный метод измерения скоростей жидкости и газа в газожидкостном потоке.

В расходомере используются связи между параметрами флуктуаций плотности продукции нефтяных скважин и скоростями движения жидкости и газа, а также связи между средними значениями выходных сигналов многолучевого радиоизотопного измерительного преобразователя плотности со средним содержанием нефти, воды и свободного газа в продукции скважин.

Чтобы измерить содержание газа, нефти и воды в потоке, измеряют средние значения обводненности жидкой части потока и среднюю плотность нефтегазоводяной смеси. Расходы воды, нефти и газа определяют как произведения площади поперечного сечения трубопровода на соответствующие объемные доли и скорости движения:

$$Q_г = S\varphi_г v_г; \quad Q_ж = S(1-\varphi_г)v_ж ,$$

где S – поперечное сечение трубопровода; $\varphi_г$ – объемная доля газа в нефтегазоводяной среде; $v_г$, $v_ж$ – скорости движения газа и жидкости.

Скорости движения жидкости и газа, а также плотности нефтегазоводяной смеси и жидкости измеряются радиоизотопным методом. Для измерения скорости жидкости используются флуктуации плотности, вызываемые пузырьками свободного газа, размеры которых ниже некоторого фиксированного значения. О скорости газа судят по флуктуациям, вызванным всеми пузырьками, которые имеются в потоке.

Метод выделения флуктуаций плотности, вызываемых движением мелких пузырей является эмпирическим и хорошо обоснован экспериментально, но недостаточно – теоретически, что ограничивает точность метода измерения и область его применения.

Плотности жидкости и нефтегазоводяной смеси измеряют радиоактивным преобразователем плотности по ослаблению узкого пучка прямого γ – излучения.

Объемная доля воды в жидкости (обводненность) W и газа в смеси $\varphi_г$ определяются через измеренные плотности нефтегазоводяной смеси $\rho_{см}$ и жидкости $\rho_ж$ и заданные значения плотностей воды $\rho_в$ и нефти $\rho_н$:

$$W = \frac{\rho_н - \rho_ж}{\rho_в - \rho_н}; \quad \varphi_г = 1 - \frac{\rho_{см}}{\rho_ж}.$$

Определение объемных долей жидкости и газа в смеси основано на определении плотности жидкости, входящей в состав смеси, по эмпирической зависимости между средней плотностью нефтегазоводяной смеси и плотностью этой жидкости. Эта зависимость также хорошо обоснована экспериментально, но не теоретически.

Теоретическое обоснование методов измерения скорости жидкости и определения объемных долей нефти, жидкости и газа в смеси может быть сделано на основе физики нефтяного пласта и является актуальным, важным и перспективным направлением развития флуктуационных методов измерения производительности нефтяных скважин раздельно по нефти, жидкости и газу.

Научный руководитель профессор, д.т.н. *Р.М.Проскуряков*