

МЕХАНИКА ЖИДКОСТИ, ГАЗА И ППАЗМЫ

Валерий Николаевич МАМОНОВ¹
Анатолий Федорович СЕРОВ²
Виктор Иванович ТЕРЕХОВ³

УДК 621.18:662.9

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ КОМПЛЕКСНОГО МЕТОДА ИЗМЕРЕНИЯ МАССОВОГО РАСХОДА ГАЗО-ЖИДКОСТНЫХ СРЕД

¹ кандидат технических наук, научный сотрудник,
Институт теплофизики им. С. С. Кутателадзе
СО РАН (г. Новосибирск)
mamonovvn@mail.ru

² доктор технических наук, профессор,
главный научный сотрудник,
Институт теплофизики им. С. С. Кутателадзе
СО РАН (г. Новосибирск)
serov@itp.nsc.ru

³ доктор технических наук, профессор,
научный руководитель отдела,
Институт теплофизики им. С. С. Кутателадзе
СО РАН (г. Новосибирск)
terekhov@itp.nsc.ru

Цитирование: Мамонов В. Н. Экспериментальное исследование комплексного метода измерения массового расхода газо-жидкостных сред / В. Н. Мамонов, А. Ф. Серов, В. И. Терехов // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2017. Том 3. № 4. С. 65-81.
DOI: 10.21684/2411-7978-2017-3-4-65-81

Аннотация

В настоящее время существует проблема быстрой, надежной и недорогой комплексной методики раздельного измерения расхода (массы) компонент многофазного продукта, извлекаемого из нефтяной или газоконденсатной скважины.

Из рассматриваемой комплексной задачи можно выделить несколько более простых задач, решение которых позволит разработать требуемую методику раздельного измерения расхода компонент многофазного продукта. В предлагаемой работе рассматриваются четыре такие задачи:

- измерение расхода нефти или водо-нефтяной смеси (в том числе и с неньютоновскими свойствами) в широком диапазоне изменения вязкости;
- измерение действующего значения вязкости водо-нефтяной смеси, движущейся по трубопроводу;
- измерение процентного массового или объемного содержания воды в водо-нефтяной смеси;
- измерение процентного массового или объемного содержания газовой компоненты в двухфазном газо-жидкостном потоке.

Для решения первых трех задач авторами найдены оригинальные решения, на основе которых разработаны и изготовлены работающие макеты и прототипы измерительных приборов: ультразвуковой измеритель средней скорости потока жидкости, работающий без погрешности, связанной с вязкостью жидкости, измеритель вязкости ньютоновских и неньютоновских жидкостей, работающий на основе сужающего устройства и поточный СВЧ влагомер, позволяющий измерять мгновенную концентрацию воды в многофазной смеси типа нефть — вода — газ. Приведены результаты калибровочных испытаний разработанных приборов.

Для решения четвертой задачи предложены принципиальные подходы и проведены эксперименты, подтверждающие возможность измерения содержания газовой компоненты в газо-жидкостном потоке при ее объемном содержании до 10%.

Макеты разработанных приборов были объединены в один комплекс «Кварта» с единым программным обеспечением. Комплекс имеет присоединительный диаметр Ду50 мм, предназначен для работы с водо-нефтяной смесью непосредственно у скважины и позволяет выполнять учет объемного и массового расхода компонент смеси нефть-вода. Комплекс «Кварта» был испытан на действующей нефтяной скважине. Испытания подтвердили его заявленные характеристики.

Ключевые слова

Многофазный продукт, извлекаемый из нефтяной или газоконденсатной скважины, раздельное измерение расхода компонент многофазного продукта, измерение действующего значения вязкости водо-нефтяной смеси, измерение массового или объемного содержания воды в водо-нефтяной смеси, измерение содержания газовой компоненты в двухфазном газо-жидкостном потоке.

DOI: 10.21684/2411-7978-2017-3-4-65-81

Введение

Для оперативного управления эффективностью процесса добычи нефти необходим непрерывный контроль состава и расхода продукции добывающих скважин, которая имеет сложный многофазный состав: вода, нефть, попутный газ, механические примеси.

В настоящее время для непрерывного контроля состава многофазного потока, выходящего из нефтяной или газоконденсатной скважины, выполняют периодический отбор проб для проведения регулярного лабораторного анализа этого состава. Обычно сначала проводят сепарацию газообразной составляющей из выходящего из скважины потока, а затем измеряют расход жидкой фазы с одновременной регистрацией ее увлажненности поточным влагомером [15].

Проблеме измерения расхода многофазных потоков, характерных для нефтяных и газоконденсатных скважин, посвящено большое количество работ [2, 16, 17, 19, 20]. В частности, в работе [2] предложена оригинальная методика регистрации компонент многофазного потока с помощью трех последовательно установленных сужающих устройств.

Следует отметить, что при всем многообразии проводимых исследований в настоящее время не решена проблема быстрой, надежной и недорогой комплексной методики раздельного измерения расхода (массы) компонент многофазного продукта, извлекаемого из нефтяной или газоконденсатной скважины. Существующие импортные приборы и оборудование, в основном, но не полностью решающие рассматриваемую проблему, очень дороги и не могут быть установлены на каждую скважину.

Из рассматриваемой комплексной задачи можно выделить несколько более простых задач, решение которых позволит разработать требуемую методику раздельного измерения расхода компонент многофазного продукта. В предлагаемой работе рассматриваются четыре такие задачи:

- измерение расхода нефти или водо-нефтяной смеси (в том числе и с неньютоновскими свойствами) в широком диапазоне изменения вязкости;
- измерение действующего значения вязкости водо-нефтяной смеси, движущейся по трубопроводу;
- измерение процентного массового или объемного содержания воды в водо-нефтяной смеси;
- измерение процентного массового или объемного содержания газовой компоненты в двухфазном газо-жидкостном потоке.

Для решения первых трех задач авторами найдены оригинальные решения, на основе которых разработаны и изготовлены работающие макеты и прототипы измерительных приборов. Для решения четвертой задачи предложены принципиальные подходы и проведены эксперименты, подтверждающие правильность этих подходов.

1. Ультразвуковой измеритель средней скорости потока

При использовании расходомеров в системах учета продукции нефтяных и газоконденсатных скважин, особенно с неньютоновскими свойствами, необходимо учитывать влияние вязкости на показания расходомера. На основе ультразвукового расходомера «Тритон», разработанного в Институте теплофизики СО РАН [14], при участии авторов был создан измеритель расхода нефти, конструкция которого исключает зависимость его показаний от вязкости рабочей жидкости [3, 9, 12]. Ниже изложены итоговые результаты этих работ.

Обычно рабочий канал ультразвукового расходомера имеет круглое сечение. При измерении средней скорости (расхода) рабочей жидкости поток просвечивается точечными источниками-приемниками ультразвукового излучения по линии, расположенной под некоторым углом к потоку. С помощью несложных расчетов можно показать, что в этом случае погрешность измерения расхода будет существенно зависеть как от величины этого расхода, так и от вязкости жидкости. При определенных комбинациях значений расхода и вязкости жидкости изменяется режим течения в измерительном участке рабочего канала расходомера (ламинарный, переходной или турбулентный режим течения). Соотношение величин средней по сечению канала скорости (по которой вычисляется расход рабочей жидкости) и средней скорости вдоль ультразвукового луча будет зависеть от наполненности профиля скорости (от режима течения жидкости в измерительном участке).

На рис. 1 представлены результаты подобных расчетов для круглой трубы диаметром 50 мм для четырех значений динамической вязкости рабочей жидкости μ (0,01; 0,02; 0,04 и 0,08 Па*с) при расходе от 0,6 м³/ч до 4 м³/ч, что соответствовало числу Рейнольдса от 88 до 28 000.

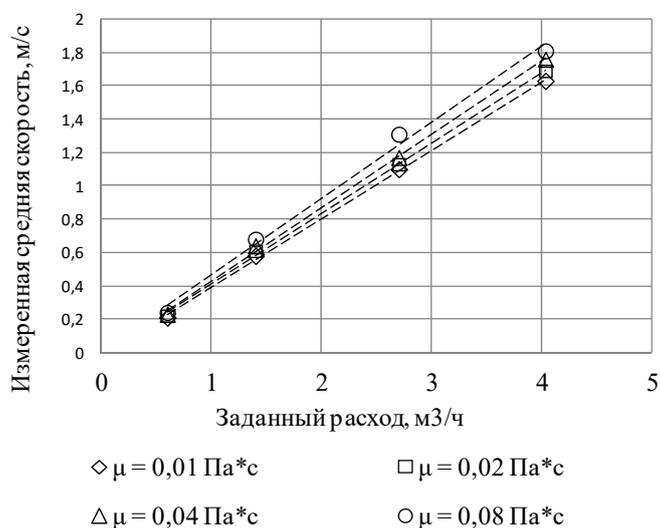


Рис. 1. Влияние вязкости жидкости на погрешность измерения расхода

Fig. 1. The effect of liquid viscosity on the accuracy of flow measurement

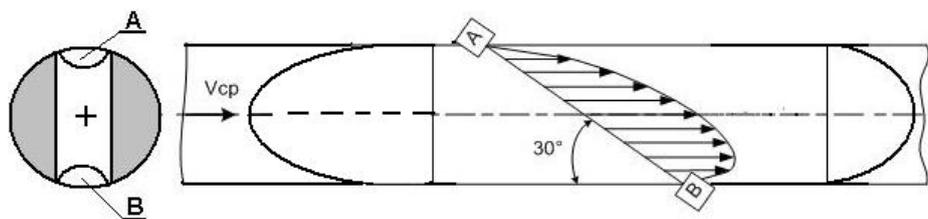


Рис. 2. Схема измерительного канала ультразвукового расходомера

Fig. 2. Scheme of the measurement channel of ultrasonic flowmeter

Из рис. 1 следует, что влияние вязкости приводит к погрешности до 10% при определении средней по сечению измерительного канала скорости, а, значит, и измеряемого прибором расхода.

Один из способов устранения рассмотренной погрешности был предложен в работах [4, 18]. Авторы предложили изготовить преобразователь расхода с плоским прямоугольным каналом и излучателями, просвечивающими все поперечное сечение потока. Такой вариант ультразвукового расходомера был реализован и исследован на гидродинамическом стенде Института теплофизики СО РАН [8].

Измерительный канал расходомера представлял собой канал плоской формы с размерами: длина 200 мм, ширина 18 мм, высота 50 мм. Входное и выходное сечения измерительного канала расходомера имели круглую форму диаметром 50 мм и плавно сопрягались с плоской частью, образуя конфузур и диффузор. На рис. 2 приведена схема измерительного канала расходомера. В плоской части измерительного канала установлены ультразвуковые излучатель А и приемник В, которые полностью перекрывают поток жидкости под углом 30° к продольной оси канала по всему сечению канала.

На рис. 3 приведена калибровочная характеристика расходомера, полученная при трех значениях динамической вязкости рабочей жидкости: 0,027 Па*с, 0,018 Па*с и 0,012 Па*с. Эта калибровка подтверждает, что при такой конструкции измерительного канала расходомера вязкость рабочей жидкости не влияет на результаты измерения средней скорости потока (расхода жидкости).

2. Метод измерения вязкости ньютоновских и неньютоновских жидкостей с помощью сужающего устройства

Одним из важных контролируемых параметров нефти при ее добыче и транспортировке по трубопроводам является вязкость. В Институте теплофизики СО РАН с 2009 года при активном участии авторов разрабатывается тема измерения вязкости ньютоновских и неньютоновских жидкостей с помощью сужающих устройств [1, 10, 11]. Далее изложены итоговые результаты этих работ.

Предлагается метод измерения вязкости жидкости с помощью щелевого сужающего устройства (СУ), суть которого кратко изложена ниже. Также приведены результаты экспериментов, которые подтверждают работоспособность и простоту этого метода для поточного измерения вязкости текущей по трубопроводу жидкости (как ньютоновской, так и неньютоновской).

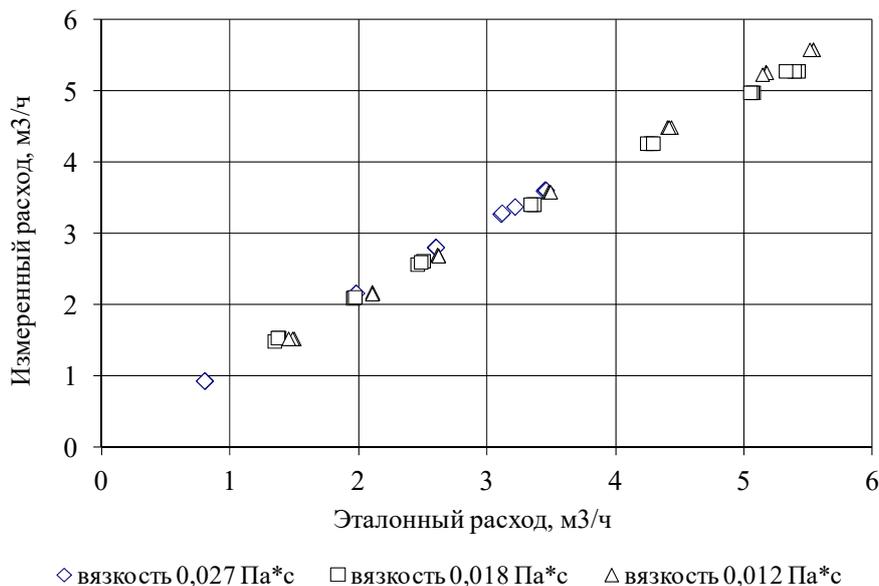


Рис 3. Калибровочная характеристика расходомера

Fig. 3. The calibration characteristics of the flowmeter

Метод измерения расхода жидкостей и газов с помощью СУ широко используется в практике и основан на измерении перепада давления, возникающего в результате преобразования в СУ части потенциальной энергии потока в кинетическую. Часто используемые разновидности СУ — это стандартные диафрагмы и стандартные сопла. Теория и методики применения СУ в настоящее время хорошо проработаны. Геометрия, типоразмеры и диапазоны измерения расходов СУ, используемых в технологических и в коммерческих целях, жестко регламентированы различными ГОСТ и ТУ.

В общем случае можно показать [4-6], что зависимость массового расхода для ньютоновской жидкости через СУ зависит от перепада давления ΔP на СУ, геометрии проточной части СУ и свойств жидкости (плотности и вязкости).

Обычно СУ используют в таких диапазонах расходов ньютоновской жидкости, когда потери на трение малы по сравнению с потерями давления. В этом случае для СУ получается универсальная зависимость, из которой следует, что перепад давления ΔP на СУ зависит только от расхода G и плотности ρ протекающей через СУ жидкости.

Эти диапазоны расходов для ньютоновской жидкости, когда силами трения можно пренебречь, реализуются при турбулентных режимах течения (при достаточно больших числах Рейнольдса $Re = \rho U d / \mu$). В справочной литературе по СУ для каждого типа СУ всегда указывается рабочий диапазон чисел Рейнольдса (когда справедливо допущение о пренебрежении силами трения).

При работе с нефтью и нефтепродуктами в общем случае (даже когда они являются ньютоновскими жидкостями) пренебрегать силами трения нельзя, так

как их вязкость может быть достаточно высока, а расходы весьма умеренны, т.е., когда мы имеем дело с не турбулентными режимами течения. Кроме того, существует целый спектр нефтей и нефтепродуктов, которые не являются ньютоновскими жидкостями. В этих случаях пользоваться стандартными методами измерения расхода, разработанными для СУ, нельзя.

Подробно метод измерения вязкости жидкости с помощью щелевого СУ изложен в [11].

Суть метода заключается в том, что конкретное сужающее устройство калибруется на предназначенном для этой процедуры гидравлическом стенде. Для рабочей жидкости стенда должна быть известна зависимость плотности $\rho(t)$ и кинематической $\nu(t)$ (динамической $\mu(t)$) вязкости от температуры. Эта зависимость может быть задана в виде таблицы или в виде формулы. Должен быть известен (измерен) диаметр d входного присоединительного сечения СУ. Оборудование стенда должно позволять проводить измерение средней скорости потока V во входном сечении СУ.

В процессе калибровки контролируются и измеряются следующие параметры рабочей жидкости:

- температура t , °С;
- расход рабочей жидкости G , м³/ч;
- перепад давления на СУ ΔP , Па

По итогам калибровки строится безразмерная универсальная для заданной геометрии СУ зависимость:

$$Re = g(\zeta) \rightarrow (\rho V d) / \mu = g(2\Delta P / \rho V^2). \quad (1)$$

Из (1) следует, что если известны диаметр СУ d и плотность рабочей жидкости ρ и измерены перепад давления ΔP и средняя скорость во входном сечении СУ V , то, пользуясь зависимостью (1), можно определить величину динамической вязкости μ .

На рис. 4 приведена безразмерная калибровочная кривая (1) для реально изготовленного СУ.

СУ представляло собой плоское сужение высотой 5 мм, шириной 50 мм и длиной 250 мм плавно сопрягающееся на входе и выходе с круглой тубой диаметром 50 мм. В качестве рабочей жидкости использовалось трансформаторное масло. На капиллярном вискозиметре с шагом 1°С была получена зависимость кинематической вязкости этого масла от температуры. Калибровочный гидравлический стенд позволял осуществлять циркуляцию рабочей жидкости с различными контролируемыми значениями ее расхода и температуры, что позволяло знать в каждый момент проведения эксперимента текущие значения средней скорости V и текущее значение вязкости рабочей жидкости.

Калибровочная характеристика СУ была построена в диапазоне изменения температуры рабочей жидкости (трансформаторное масло) от 21°С до 45°С, что соответствовало изменению ее динамической вязкости от 0,007 Па*с до 0,017 Па*с. Средняя скорость потока V изменялась в диапазоне от 0,16 м/с до 0,38 м/с.

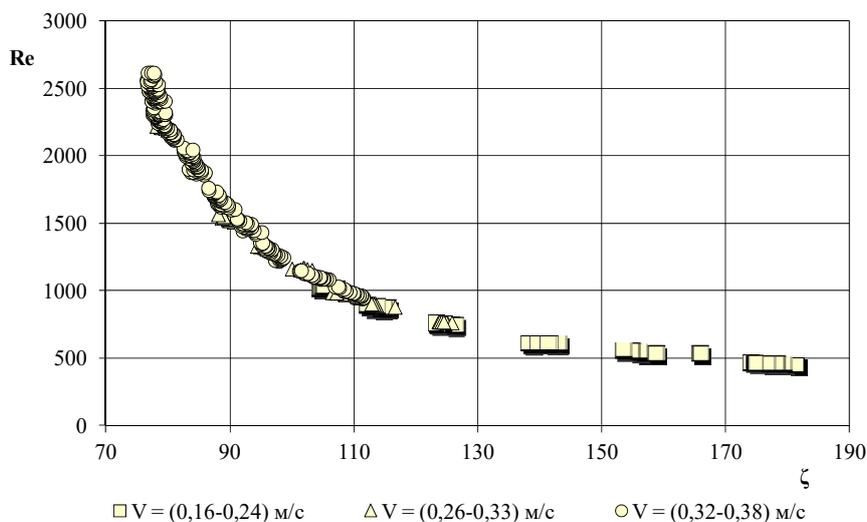


Рис. 4. Калибровочная характеристика СУ Fig. 4. Flow restrictor's calibration feature

Из рис. 4 следует, что все экспериментальные данные хорошо обобщаются безразмерной универсальной зависимостью (1). Это подтверждает возможность измерения вязкости жидкости с помощью СУ.

На рис. 5 приведено сравнение измеренного значения динамической вязкости трансформаторного масла μ (изм) от его табличного значения μ (т). Эксперименты проводились на том же гидравлическом стенде, на котором калибровалось СУ.

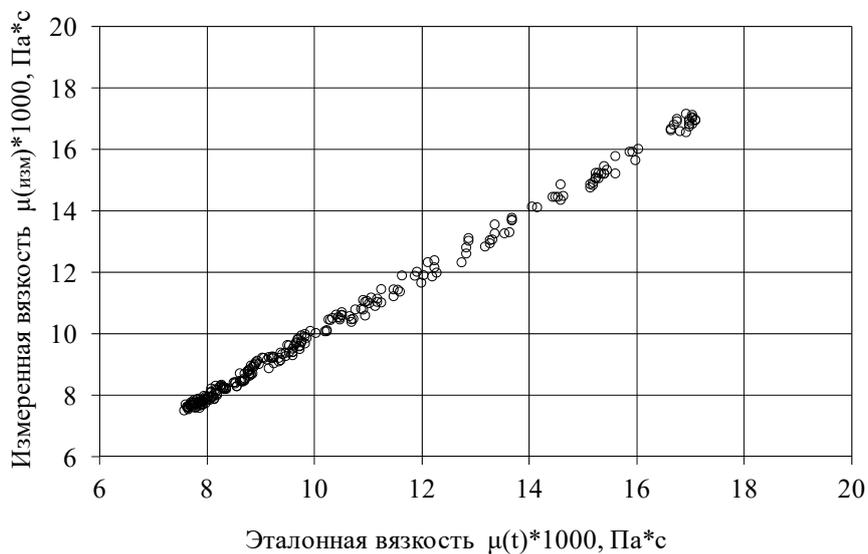


Рис. 5. Результаты экспериментов по измерению вязкости

Fig. 5. The results of experiments on measurement of viscosity

Из рис. 5 следует, что относительная погрешность результатов измерения динамической вязкости с помощью СУ, отнесенная к верхней границе выбранного диапазона измерения динамической вязкости (0,003–0,030) Па*с, не превышает величины $\pm 2\%$.

Очевидно, что при работе с неньютоновской жидкостью или, например, с газожидкостным потоком СУ по описанной выше методике будет регистрировать, так называемое, «действующее» значение кинематической вязкости потока, что соответствует потере давления на СУ в конкретных условиях эксперимента.

3. Поточный СВЧ влагомер

В Институте теплофизики СО РАН при участии авторов разработан и изготовлен макет прибора, позволяющего измерять мгновенную концентрацию воды в многофазной смеси типа нефть – вода – газ. Метод определения количества воды в смеси основан на различном взаимодействии СВЧ сигнала с водой и органическими жидкостями или минералами (нефть, минеральное масло, песок) [9, 12]. В состав прибора входит СВЧ сенсор, датчик температуры потока и регистрирующая аппаратура на основе микропроцессорного контроллера. Сенсор специальной формы в защитной оболочке позволяет измерять объемные электрофизические свойства потока. Различие диэлектрической проницаемости компонент смеси и воды анализируется и пересчитывается в объемную концентрацию воды. Форма сенсора определяется рабочей частотой влагомера, диапазоном измеряемой увлажненности и внутренним диаметром трубопровода. Сенсор и датчик температуры смонтированы в трубе и соединены коаксиальным переходом с электронным блоком микропроцессорного контроллера.

В таблице 1 приведены основные технические параметры влагомера.

На рис. 6 приведена зависимость аналогового выходного сигнала влагомера для варианта со 100% диапазоном допустимого содержания воды в двухфазной смеси при расходе от 1 м³/ч до 20 м³/ч.

Таблица 1

Основные технические параметры влагомера

Table 1

Hygrometer's main technical parameters

	Рабочий диапазон, параметр увлажненности, %	Абсолютная погрешность, +/- %
1	От 0 до 5	0,1
2	От 0 до 15	0,5
3	От 0 до 35	2
4	От 0 до 100	5

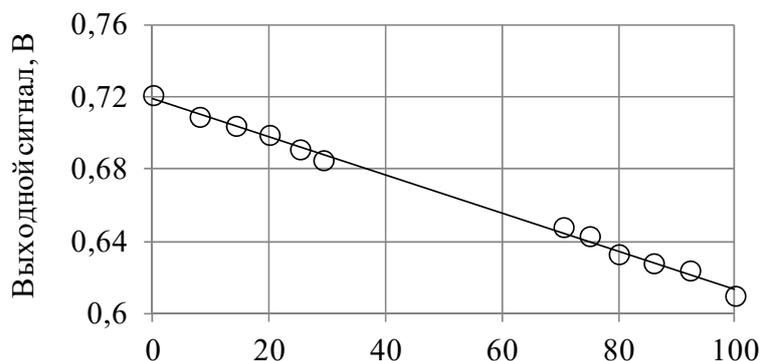


Рис. 6. Выходной сигнал влагомера

Fig. 6. Hygrometer's output signal

4. Измерение массового или объемного содержания газовой компоненты в двухфазном газо-жидкостном потоке

На основании большого опыта работы с ультразвуковыми измерителями скорости (УЗИС) в работе [7] авторы сформулировали подход к разработке метода измерения массового или объемного содержания газовой компоненты в двухфазном газо-жидкостном потоке. Ниже изложены первые полученные экспериментальные результаты такого подхода.

В УЗИС (см. раздел 1), разработанном в ИТ СО РАН, зондирование потока ультразвуковым импульсом выполняется с частотой измерений 200 Гц, при каждом зондировании определяется задержка и уровень принятого сигнала, при этом достоверным принимается сигнал некоторого заданного уровня. Введем понятие коэффициента «прозрачности» зондируемого потока для ультразвукового импульса, как отношение количества достоверных принятых импульсов к количеству излученных импульсов, выраженное в процентах. Для однородного потока жидкости коэффициент прозрачности равен 100%. Если в потоке жидкости присутствуют включения газа или твердой фазы, то этот коэффициент уменьшается, так как происходит рассеивание ультразвуковых импульсов на газовых или твердых неоднородностях потока. Специально проведенные эксперименты показали, что при увеличении объемного содержания газа в потоке жидкости от нуля примерно до 10% коэффициент прозрачности уменьшается от 100% до нуля. На рис. 7 приведены результаты этих экспериментов.

Представленные соображения позволяют надеяться, что, используя эффект изменения прозрачности потока для ультразвуковых импульсов от объемного содержания газа в зондируемом потоке, можно разработать простой и удобный метод измерения содержания газовой компоненты в газо-жидкостном потоке при ее объемном содержании до 10%.

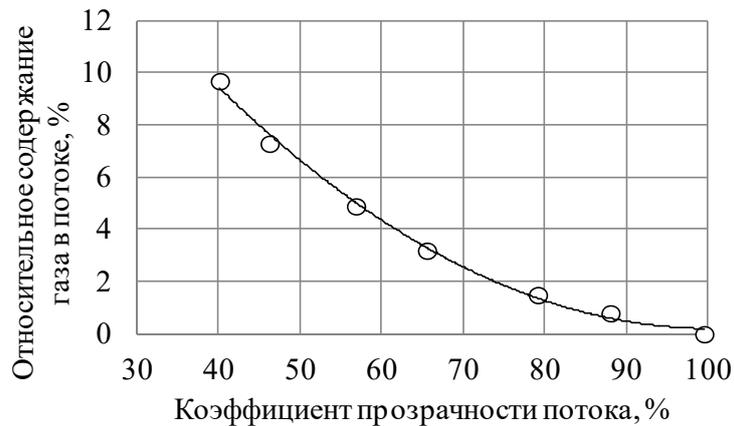


Рис. 7. Коэффициент прозрачности газожидкостного потока

Fig. 7. The transparency coefficient of gas-liquid flow

5. Комплекс «Кварта»

Макеты приборов, описанные в разделах 1, 2 и 3 были объединены в измерительный комплекс «Кварта» с единым программным обеспечением [13]. Схема комплекса приведена на рис. 8. Комплекс имеет присоединительный диаметр Ду50 мм, предназначен для работы с водо-нефтяной смесью непосредственно у скважины и позволяет выполнять учет текущих значений объемного и массового расхода смеси нефть-вода и ее компонентов.

Основой алгоритма комплекса является использование данных от ультразвукового измерителя скорости (УЗИС), датчиков перепада давления (ДПД) на СУ, влажности и температуры. Обработанная в микропроцессорных контроллерах (МПК) измерительная информация от датчиков поступает в измерительный комплекс в реальном режиме времени, что позволяет считать, что все первичные данные привязаны к одному моменту времени и соответственно к одному состоянию потока, протекающего через измерительный комплекс нефтяной смеси в данный момент.

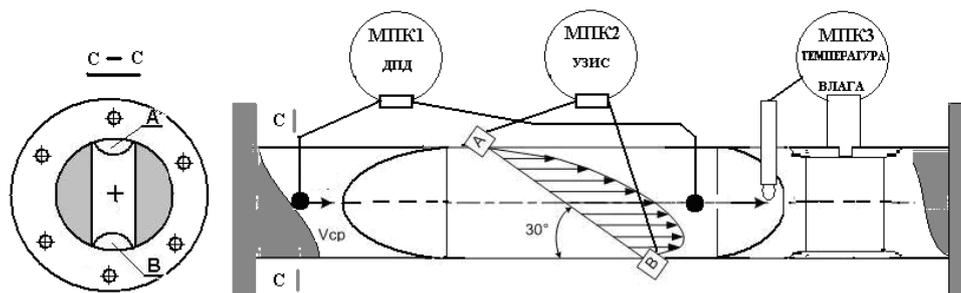


Рис. 8. Схема расположения ультразвуковых датчиков комплекса «Кварта»

Fig. 8. Layout of the ultrasonic sensors of the «Kvarta» complex



Рис. 9. Полевые испытания

Fig. 9. Field trials

Ниже приведены технические параметры макетного образца комплекса «Кварта» [13].

1. Расход смеси, м ³ /час	0,2 – 6
2. Обводненность смеси, %	0 – 100
3. Максимальное рабочее давление, МПа	4
4. Вязкость динамическая, Па*с	0,00116 – 0,04
5. Плотность смеси, кг/м ³	700 – 1300
6. Присоединительный диаметр, мм	50
7. Усредненная погрешность, от полной шкалы, %:	+/- 2
8. Мгновенная погрешность, от полной шкалы, %:	+/- 5

Комплекс «Кварта» был испытан на действующей скважине (см. рис. 9). Испытания показали работоспособность комплекса и подтвердили объявленные показатели.

Заключение

Разработаны методы и макеты приборов, которые позволяют организовать эффективное измерение расхода водо-нефтяной смеси и ее компонент непосредственно у скважины и на измерительных пунктах обработки нефти, вычислять действующее значение вязкости добываемых или транспортируемых нефтепродуктов.

Метод измерения вязкости нефтепродуктов с помощью СУ можно применять для определения действующего значения вязкости неньютоновских жидкостей непосредственно в трубопроводных системах, например при расчете оптимальных режимов работы перекачивающих насосов.

Предложен подход к разработке метода измерения массового или объемного содержания газовой компоненты в двухфазном газо-жидкостном потоке.

Разработан, изготовлен и испытан на нефтяной скважине измерительный комплекс «Кварта», предназначенный для работы с водо-нефтяной смесью не-

посредственно у нефтяной скважины и позволяющий выполнять учет текущих значений объемного и массового расхода смеси нефть-вода и ее компонентов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Бодров М. В. Метод определения эффективной вязкости неньютоновских нефтей в потоке / Бодров М. В., Мамонов В. Н. // ГЕО-СИБИРЬ. 2010. Т. 5. № 2. С. 159-164.
2. Вакулин А. А. Измерение расхода многофазного потока дисперсной структуры / А. А. Вакулин, Б. Г. Аксёнов, А. В. Татосов, А. А. Вакулин // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2012. № 4. С. 42-46.
3. Кириллов К. М. Ультразвуковой расходомер для вязких жидкостей / К. М. Кириллов, А. Д. Назаров, В. Н. Мамонов, А. Ф. Серов // Измерительная техника. 2014. № 5. С. 39-40.
4. Кремлевский П. П. Расходомеры и счетчики количества вещества / П. П. Кремлевский // Справочник. Кн. 2. Санкт-Петербург: Политехника, 2004. 412 с.
5. Кутателадзе С. С. Анализ подобия в теплофизике / С. С. Кутателадзе. Новосибирск: Наука, Сибирское отделение, 1982. 280 с.
6. Люстрицкий В. М. Влияние дисперсности на вязкость нефтеводных эмульсий / В. М. Люстрицкий // Нефтепромысловое дело. 1997. № 10-11. С. 35-37.
7. Мамонов В. Н. Диагностика газовой фазы при течении газожидкостного потока в трубе / В. Н. Мамонов, А. Ф. Серов // Сборник материалов Всероссийской конференции «XXXI Сибирский теплофизический семинар» (17-19 ноября, 2014, Россия, Новосибирск). Новосибирск, Институт теплофизики СО РАН. 2014. С. 322-324.
8. Патент № 85227. Измеритель расхода нефти. Серов А. Ф., Мамонов В. Н., Назаров А. Д., Кротов С. В. (РФ). Заявка № 2009106182. Приоритет 24 февраля 2009 г. Зарегистрировано в Государственном реестре Российской Федерации 27 июля 2009 г.
9. Серов А. Ф. Аппаратура и алгоритм для определения содержания нефти в смеси у скважины / А. Ф. Серов, А. Д. Назаров, М. В. Бодров // ГЕО-СИБИРЬ. 2007. Т. 5. С. 218-224.
10. Серов А. Ф. Определение текущего значения вязкости водонефтяной эмульсии / А. Ф. Серов, В. Н. Мамонов, А. Д. Назаров, М. В. Бодров // ГЕО-СИБИРЬ. 2009. Т. 5. № 2. С. 163-167.
11. Серов А. Ф. Поточный метод измерения вязкости жидкости с помощью сужающего устройства / Серов А. Ф., Мамонов В. Н. // Интерэкспо ГЕО-СИБИРЬ. 2014. Т. 2. № 3. С. 51-56.
12. Серов А. Ф. Принцип построения двухкомпонентного счетчика-расходомера для нефтяной скважины / А. Ф. Серов, А. Д. Назаров, В. Н. Мамонов, М. В. Бодров // Научный вестник НГТУ. 2012. Вып. 4. С. 176-182.
13. Серов А. Ф. Измерительный пункт «КВАРТА-Н-50» для контроля дебета и параметров нефтяной эмульсии и нефти на скважине / А. Ф. Серов, В. Н. Мамонов, А. Д. Назаров, К. М. Кириллов // Интерэкспо ГЕО-СИБИРЬ. 2013. Т. 2. № 2. С. 76-82.
14. Сертификат об утверждении типа средств измерений «ТРИТОН-М» № 20775 от 15 июня 2005 г.

15. Стюарт Л. Скотт. Современное состояние технологии измерения многофазных потоков / Стюарт Л. Скотт // Российские нефтегазовые технологии. ROGTEC. 2006. №11. С. 32-47.
16. Тоски Э. Эволюция измерений многофазных потоков и их влияние на управление эксплуатацией / Э. Тоски, Б. В. Хансен, Д. Смит, Б. Теувени // Нефтегазовое обозрение. 2003. Т. 8. № 1. С. 68-77.
17. Шабаров А. Б. Измерительно-вычислительная система диагностики параметров течения и теплообмена многофазной смеси в скважинах и трубопроводах / А. Б. Шабаров, А. А. Вакулин, А. А. Захаров, Л. П. Семихина, Н. В. Саранчин, А. А. Вакулин, С. Н. Саранчин // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2012. № 4. С. 74-79.
18. Lynnworth L. C. Clamp-on Ultra-Sonic Flowmeters / L. C. Lynnworth // Instr. Technol. 1975. No 9. Pp. 37-44.
19. Flow-Rate Measurement in Two-Phase Flow / Oddie Gary, J. R. Anthony Pearson // Annu. Rev. Fluid Mech. 2004. V. 36. Pp. 149-172.
20. Oliveira J. L. G. Mass Flow Rate Measurements in Gas-Liquid Flows by Means of a Venturi or Orifice Plate Coupled to a Void Fraction Ssensor / J. L. G. Oliveira, J. C. Passos, R. Verschaeren, C. V. D. Gerd // J. Exp. Therm. Fluid Sci. 2008. No 33 (2). Pp. 253-260.

Valeriy N. MAMONOV¹

Anatoliy F. SEROV²

Vitor I. TEREKHOV³

EXPERIMENTAL STUDY OF A COMPLEX METHOD FOR MEASURING MASS FLOW RATE OF GAS-LIQUID MEDIA

¹ Cand. Sci. (Tech.), Research Associate,
Kutateladze Institute of Thermophysics
of the Siberian Branch of the RAS (Novosibirsk)
mamonovvn@mail.ru

² Dr. Sci. (Tech.), Professor, Senior Research Associate,
Kutateladze Institute of Thermophysics
of the Siberian Branch of the RAS (Novosibirsk)
serov@itp.nsc.ru

³ Dr. Sci. (Tech.), Professor, Scientific Director of the Department,
Kutateladze Institute of Thermophysics
of the Siberian Branch of the RAS (Novosibirsk)
terekhov@itp.nsc.ru

Abstract

Currently, there is the problem of fast, reliable and inexpensive integrated method for separate measurement of flow (mass) component of the multiphase product derived from oil or gas-condensate wells.

Having considered a complex task, one may allocate a few more simple tasks, which allow to develop the required technique of separate measurement of the multiphase flow component of the product. This paper describes four such tasks:

- measuring the flow of oil or water-oil mixture (including non-Newtonian properties) in a wide range of changes in viscosity;
- measuring the effective viscosity of oil-water mixture moving through the pipeline;
- measuring the percentage mass or volume of water content in oil-water mixture;
- measuring the percentage mass or volume contents of the gas components in two-phase gas-liquid flow.

Citation: Mamonov V. N., Serov A. F. Terekhov V. I. 2017. “Experimental Study of a Complex Method for Measuring Mass Flow Rate of Gas-Liquid Media”. Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy, vol. 3, no 4, pp. 65-81.

DOI: 10.21684/2411-7978-2017-3-4-65-81

To solve the first three problems, the authors suggest a solution, which allows developing and producing working models and prototypes of instrumentation. They include an ultrasonic meter for the average flow speed of the fluid (which works with no errors related to the viscosity of the fluid); a meter for the viscosity of Newtonian and non-Newtonian fluids (based on a narrowing device); and an in-line microwave moisture meter (which allows to measure the instantaneous concentration of water in multiphase mixtures of type oil–water–gas). The results of the calibration tests of the developed devices are present in the paper.

The authors propose basic approaches and experiments, which confirm the possibility of measuring the content of gas components in gas-liquid flow with a volumetric content of up to 10%.

The layout of the developed instruments were combined into one set — “Kvarta”, with a single software. The complex has a connecting diameter DN50 mm, designed to work with water-oil mixture at the well. It also allows to account the current values of volumetric and mass flow rate of the mixture oil-water and its components. The “Kvarta” complex was tested on a working oil well, which has confirmed its declared characteristics.

Keywords

Multiphase product derived from oil or gas condensate wells, separate measurement of the multiphase flow component of the product, measurement of the effective viscosity of oil-water mixtures, measurement of mass or volumetric water content in water-oil mixture, measuring concentration of gas components in two-phase gas-liquid flow.

DOI: 10.21684/2411-7978-2017-3-4-65-81

REFERENCES

1. Bodrov M. V., Mamonov V. N. 2010. “Metod opredeleniya effektivnoy vyazkosti nen'yutonovskikh neftey v potoke” [A Method for Determining the Effective Viscosity of Non-Newtonian Oils in a Flow]. GEO-SIBIR, vol. 5, no 2, pp. 159-164.
2. Vakulin A. A., Aksenov B. G., Tatosov A. V., Vakulin A. A. 2012. “Izmerenie raskhoda mnogofaznogo potoka dispersnoy struktury”. [Flow Measurement of Multiphase Flow Dispersion Structure]. Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy, no 4, pp. 42-46.
3. Kirillov K. M., Nazarov A. D., Mamonov V. N., Serov A. F. 2014. “Ul'trazvukovoy raskhodomer dlya vyazkikh zhidkostey” [Ultrasonic Flowmeter for Viscous Fluids]. Izmeritel'naya tekhnika, no 5, pp. 39-40.
4. Kremlevskiy P. P. 2004. “Raskhodometry i schetchiki kolichestva veshstva”. [Flow Meters and Counters Number of Substances], vol. 2. St. Petersburg: Politekhnik.
5. Kutateladze S. S. 1982. “Analiz podobiya v teplofizike”. [Analysis of Similarity in Thermophysics]. Novosibirsk: Nauka, Sibirskoe otdelenie.
6. Lyistritskiy V. M. 1997. “Vliyanie dispersnosti na vyazkost' neftevodnykh emul'siy”. [Effect of Dispersity on the Viscosity of Oil-Water Emulsions]. Neftepromyslovoe delo, no 10-11, pp. 35-37.
7. Mamonov V. N., Serov A. F. 2014. “Diagnostika gazovoy fazy pri techenii gazozhidkostnogo potoka v trube” [Diagnostics of the Gas Phase during Flow of Gas-

- Liquid Flow in a Pipe]. Proceedings of the All-Russian Conference “XXXI Sibirskiy teplofizicheskiy seminar” [31st Siberian Thermophysical Seminar] (17-19 November, Russia, Novosibirsk), pp. 322-324. Novosibirsk: Institut teplofiziki SO RAN.
8. Serov A. F., Mamonov V. N., Nazarov A. D., Krotov S. V. 2009. Patent no 85227. “Izmeritel’ raskhoda nefi”. (RF). Application no 2009106182. Priority 24 February. Registered in RF State Register 27 July.
 9. Serov A. F., Nazarov A. D., Mamonov V. N., Bodrov M. V. 2007. “Apparatura i algoritm dlya opredeleniya soderganiya nefi v smesi u skvaginy”. [Apparatus and Algorithm for Determination of Oil Content in the Mixture at the Well]. Proceedings of the International Research Congress Geo-Sibir’-2007 (25-27 April 2007, Russia, Novosibirsk), vol. 5, pp. 218 – 224. Novosibirsk: SGGA.
 10. Serov A. F., Mamonov V. N., Nazarov A. D., Bodrov M. V. 2009. “Opredelenie tekushchego znacheniya vyazkosti vodoneftyanoy emul’sii” [Determination of the Current Value of the Water-Oil Emulsion Viscosity]. GEO-SIBIR, vol. 5, no 2, pp. 163-167.
 11. Serov A. F., Mamonov V. N. 2014. “Potochnyy metod izmereniya vyazkosti zhidkosti s pomoshch’yu suzhayushchego ustroystva” [Flow-Method for Measuring the Viscosity of a Liquid Using a Narrowing Device]. GEO-SIBIR, vol. 2, no 3, pp. 51-56.
 12. Serov A. F., Nazarov A. D., Mamonov V. N., Bodrov M. V. 2012. “Printsip postroeniya dvukhkompontnogo schetchika-raskhodomera dlya nefyanoiy skvaginy”. [The Principle of Construction of a Two-Component Flowmeter for Oil Well]. Nauchnyiy vestnik NGTU, no 4, pp. 176-182.
 13. Serov A. F., Mamonov V. N., Nazarov A. D., Kirillov K. M. 2013. “Izmeritel’nyy punkt ‘KVARTA-N-50’ dlya kontrolya debeta i parametrov nefyanoiy emul’sii i nefi na skvazhine” [Measuring unit “KVARTA-N-50” for Controlling the Debet and Parameters of Oil Emulsion and Oil at the Well]. GEO-SIBIR, vol. 2, no 2, pp. 76-82.
 14. Certificate of type approval of measuring instruments “TRITON-M” no 20775, 15 June 2005.
 15. Scott S. L. 2006. “Sovremennoe sostoyanie tekhnologii izmereniya mnogofaznykh potokov” [The Current State of Measurement Technology Multiphase Flows]. Rossiyskie neftegazovye tekhnologii. ROGTEC, no 11, pp. 32-47.
 16. Toschi E., Hanssen B. V., Smith D., Teuwen B. 2003. “Evolyitsiya izmerenii mnogofaznykh potokov i ikh vliyanie na upravlenie ekspluatatsiey” [The Evolution of the Measurement of Multiphase Flows and Their Impact on Management]. Neftegazovoe obozrenie, vol. 8, no 1, pp. 68-77.
 17. Shabarov A. B., Vakulin A. A., Zakharov A. A., Semikhina L. P., Saranchin N. V., Vakulin A. A., Saranchin S. N. 2012. “Izmeritel’no-vycheslitel’naya sistema diagnostiki parametrov techeniya i teploobmena mnogofaznoiy smesi v skvaginakh i truboprovodakh”. [The Measuring System of Diagnostics of Parameters of Flow and Heat Transfer of Multiphase Mixtures in Wells and Pipelines]. Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy, no 4, pp. 74-79.
 18. Lynnworth L. C. 1975. “Clamp-on Ultra-Sonic Flowmeters”. Instrumentation Technology, no 9, pp. 37-44.
 19. Oddie G., Pearson J. R. A. 2004. “Flow-Rate Measurement in Two-Phase Flow” Annual Review of Fluid Mechanics, vol. 36, pp. 149-172.
 20. Oliveira J. L. G., Passos J. C., Verschaeren R., Gerd C. V. D. 2008. “Mass Flow Rate Measurements in Gas-Liquid Flows by Means of a Venturi or Orifice Plate Coupled to a Void Fraction Sensor”. Journal of Experimental Thermal and Fluid Science, no 33 (2), pp. 253-260.