

Двухфазный расходомер на базе сужающего устройства и гамма-плотномера для смесей нефти и пластовой воды

И. Д. КАКОРИН, Ю. П. ФИЛИППОВ

Объединенный институт ядерных исследований, Дубна, Россия, e-mail: kakorin@jinr.ru

Представлены конструкция и принцип работы двухфазного расходомера для смесей нефти и пластовой воды на базе сужающего устройства и гамма-плотнoмера. Приведены результаты испытаний расходомера на многофазном стенде фирмы TUV SUD NEL Ltd (Глазго, Великобритания). Отмечены особенности работы сужающего устройства. Оценено соответствие полученных характеристик расходомера требованиям государственного стандарта.

Ключевые слова: нефть, пластовая вода, гамма-плотнoметр, сужающее устройство, двухфазный расходомер.

The design and operation principle of the two-phase flowmeter for oil-formation water mixtures based on the narrowing device and gamma densimeter as well as the results of the flowmeter testing on the NEL Multiphase Test Facility (Glasgow, UK) are presented. Operational features of the narrowing device are noted and the compliance of the obtained flowmeter characteristics with the State standard requirements is estimated.

Key words: oil, formation water, gamma densimeter, narrowing device, two-phase flowmeter.

В соответствии со стандартом [1], который устанавливает общие метрологические требования к измерениям количества извлекаемой из недр сырой нефти и свободного нефтяного газа на всех этапах от добычи до транспортировки, необходимо измерять массу сырой нефти без учета воды со следующими погрешностями: при объемных долях воды в сырой нефти (обводненностях) w в пределах 0—70 % и 70—95 % допускаемые относительные погрешности массы (или массового расхода) не должны превышать соответственно ± 6 и ± 15 %, а при $w > 95$ % погрешности устанавливают по методике выполнения измерений, утвержденной согласно [1].

Массовый расход сырой нефти можно определить посредством как бессепарационных систем, которые продолжают внедрять в РФ, так и сепарационных установок, широко используемых в нефтедобывающей отрасли. Остановимся на более масштабном сепарационном методе. Количество эксплуатируемых сепарационных автоматизированных групповых замерных установок (АГЗУ) «Спутник» составляет 12000 комплектов [2]. В этих установках для периодического определения количества жидкости и попутного нефтяного газа, добываемых из нефтяных скважин, газ отделяется от жидкости в сепарационном сосуде и при открытой заслонке поступает в общий трубопровод, а жидкость накапливается в нижней части сепаратора. Регулятор расхода и заслонка, соединенная с поплавковым уровнемером, обеспечивают циклическое прохождение накопившейся жидкости через турбинный счетчик TOP [2], который регистрирует общее количество водонефтяной смеси.

При измерении массы сырой нефти без учета воды на АГЗУ «Спутник» можно заменить счетчик TOP на бессепарационный двухфазный расходомер для смеси нефти и пластовой воды. Для этой цели находят применение кориолисовы расходомеры [3] с дополнительной функцией измерений плотности протекающего потока ρ_c , позволяющие измерять массовый расход смеси M_c в широком диапазоне с погрешностью $\pm 0,1$ % [4]. По известным величинам M_c , ρ_c , плот-

ностям нефти ρ_n и воды ρ_v можно определить массовый расход сырой нефти M_n с заданной погрешностью. К недостаткам кориолисовых расходомеров можно отнести следующее: перепад давления при протекании водонефтяных смесей может достигать 0,5—0,7 МПа при времени измерения не менее 1 мин [2], что не всегда приемлемо. Другие проблемы применения этих расходомеров рассмотрены в [5].

Цель работы — создание и экспериментальная проверка бессепарационного двухфазного расходомера (ДР) для смесей нефти и пластовой воды с относительно небольшим общим гидравлическим сопротивлением (меньше 50 кПа) и временем измерения порядка 1 с, который удовлетворяет требованиям [1] по определению M_n во всем диапазоне $w = 0 \dots 95$ %. Такой расходомер можно создать, комбинируя два устройства, одно из которых реагирует на обводненность или среднюю плотность смеси, а другое — на скорость двухфазного потока (фаза понимается как гомогенная часть гетерогенной среды нефть—вода). В этом случае формула для расчета относительной погрешности определения M_n , зависящей от w нефти и характерных величин α , β , имеет вид

$$\delta M_n = \sqrt{(\delta\alpha)^2 + (\delta\beta)^2 + \dots + [\Delta w / (1 - w)]^2}, \quad (1)$$

где $\delta\alpha$, $\delta\beta$ — относительные погрешности определения основных величин (чаще всего M_c , ρ_c); Δw — абсолютная погрешность определения w .

Разновидности соотношения (1) для конкретных практических случаев приведены в [2]. Из (1) следует, что даже в идеальном случае, когда первыми двумя слагаемыми можно пренебречь, δM_n возрастает с увеличением w , особенно при значениях w , близких к 90—95 %. Поэтому, создавая указанный ДР, прежде всего, следует уделить внимание устройству для определения w . Например, влагомеры ВСН-2 и модель F фирмы Phase Dynamics не позволяют полностью удовлетворить требования стандарта [1], так как в диапазоне $w = 70 \dots 100$ % их абсолютная погрешность $\Delta w = \pm 1,5$ % [6],

что в соответствии с (1) приводит к $\delta M_n \geq 15\%$ при $w \geq 90\%$ даже в случае нулевых значений $\delta\alpha$, $\delta\beta$. Кроме того, влагомеры Phase Dynamics весьма дороги. Альтернативой мог бы служить, в частности, более дешевый гамма-плотномер (ГП) фирмы Trascero, однако целесообразность его применения для указанной цели должна быть подтверждена экспериментально.

Из устройств, реагирующих на скорость двухфазного потока, предпочтительно выбрать то, работа которого описывается прямыми гидродинамическими зависимостями, учитывающими влияние реальных теплофизических свойств компонентов смеси нефть—пластовая вода: плотности и вязкости, которые существенно зависят от температуры. Для этого подходят сужающие устройства (СУ) [3, 7] с последующим расширением потока в выходном диффузоре, что заметно снижает их общий перепад давления.

Требованию обеспечения сравнительно низкого общего гидравлического сопротивления также отвечают устройства, в которых используются косвенные методы измерений массового расхода (корреляционный и ультразвуковой [3]) или другие нетрадиционные способы [8]. Например, ультразвуковой метод применяют в расходомере Ultraflow, а в многофазном расходомере Nefteмер скорость жидкостного компонента определяется по скорости пузырьков газа размером ниже критического, которые увлекаются жидкостью [8]. Фактически, во всех этих методах для вычисления массового расхода используют измеренную эффективную линейную скорость жидкости. В частности, в корреляционном методе массовый расход рассчитывают как

$$M = kSL/\tau_c,$$

где S — площадь сечения трубы; L — база корреляции, τ_c — интервал времени, измеренный корреляционным методом; k — калибровочная функция, нетривиально зависящая от профиля скоростей и структуры многофазного потока. Функциональная зависимость коэффициента k от свойств компонентов потока имеет довольно сложный вид, и поэтому его значение определяют, как правило, экспериментально в каждом конкретном случае при изменении условий эксплуатации расходомера. В этой связи остановим наш выбор на СУ.

Существует немало примеров применения гамма-метода для измерений соотношения компонентов в многофазном нефте-газо-водяном потоке [9—13], а также описаны многофазные расходомеры с применением трубы Вентури [7]. Однако авторам неизвестны результаты исследований характеристик ДР на базе ГП и СУ, которые позволяли бы определять M_n в соответствии с требованиями [1]. Для поставленной цели необходимо решить следующие задачи: создать бессепарационный ДР на базе ГП и СУ; провести его испытания с реальными потоками нефть—солёная вода, обосновав выбор адекватного стенда; разработать или скорректировать методику определения M_n и оценить полученные результаты.

Разработанный и изготовленный ДР состоит из трех основных частей: ГП, СУ с датчиками температуры, давления и перепада давления и измерительного блока (ИБ). Гамма-плотномер включает в себя блок гамма-источника БГИ-45А и гамма-детектор. Блок гамма-источника массой 38 кг и габаритными размерами 285×196×180 мм предназначен для формирования пучка излучения в нужном направлении

и защиты обслуживающего персонала от воздействия ионизирующего излучения при работе, хранении и транспортировке блока. В качестве источника ионизирующего излучения в нем используется изотоп ^{137}Cs . В БГИ-45А можно установить источники активностью 0,30 или 0,63 ГБк; он относится к пятой группе опасности, т. е. не представляет опасности для здоровья человека. При активности 0,30 ГБк измеренный радиационный фон вблизи БГИ-45А соответствует естественному фону. За рубежом применение подобных источников носит уведомительный характер. Такая же практика вводится в РФ в соответствии с [14]. В качестве гамма-детектора можно использовать две модификации. Одна из них — детектор фирмы Berthold, который состоит из сцинтилляционного гамма-счетчика на основе кристалла NaI (LB-4441-01-0a-Gd-E, масса 18 кг, размеры 360×100×100 мм) и процессорного блока LB-444. Другая модификация — детектор Института физико-технических проблем (Дубна, Россия), который выполнен на базе кристалла CsI со встроенным процессорным блоком и интерфейсом RS-232. Гамма-плотномер может работать как измеритель средней плотности смеси, так и в режиме влагомера, если его откалибровать соответствующим образом. Гамма-источник и детектор крепятся на кронштейнах, расположенных напротив друг друга вокруг трубы из нержавеющей стали внутренним диаметром 98 мм и толщиной стенки 5 мм. При этом гамма-пучок проходит через стенки трубы и находящийся в ней водонефтяной поток в диаметральной плоскости сверху вниз. Общая масса ГП со стандартными соединительными фланцами 95 кг, длина 460 мм. Эксперименты по определению плотности ρ_{NaCl} водных растворов NaCl в диапазоне массовых концентраций соли $c = 0...26\%$ при помощи БГИ-45А и детектора Berthold показали, что зависимость $\rho_{\text{NaCl}}(c)$ — линейная, а максимальная относительная погрешность определения плотности раствора не превышает 1 %.

Сужающее устройство выполнено в виде усеченного конуса диаметрами узкой D_1 и широкой D_2 частей соответственно 70, 100 мм и углом конусности 30°. На расстояниях 50 и 35 мм от конуса расположены импульсные трубки, которые присоединены к дифференциальному (Сапфир-22ДД-МПС) и абсолютному (Сапфир-22ДА-МПС) датчикам давления с относительными погрешностями измерений 0,5 %. Температура потока измеряется откалиброванными датчиками температуры на основе резисторов ТВО (теплостойкий, влагостойкий, опрессованный) с погрешностью $\delta T < \pm 0,5$ К. Масса СУ со стандартными соединительными фланцами, датчиками и крепежной рамой составляет 65 кг, длина 580 мм.

Измерительный блок представляет систему сбора и обработки данных от датчиков температуры, давления, перепада давления и ГП на базе шестислотового промышленного компьютера. На основе поступивших данных в процессорном модуле вычисляется обводненность водонефтяной смеси и ее расход. Информация на сервер передается по Ethernet-кабелю посредством TCP/IP-протокола. Каркас промышленного компьютера с электронными платами размещен во взрывобезопасном корпусе на крепежной раме. Питание измерительного блока осуществляется от внешнего источника постоянного тока напряжением 24 В, потребляемая мощность не превышает 20 Вт, масса 9 кг, габаритные размеры 265×260×205 мм. Более подробно с вариантом измерительного блока можно ознакомиться в [15].

Одна из поставленных задач, связанных с определением погрешностей ДР, состоит в выборе подходящего испытательного стенда или полигона, который передает единицу

объемного влагосодержания нефти и расхода. Опыт работы с подобными стендами [16, 17] показал, что в качестве рабочих сред целесообразно использовать реальные компоненты - нефть и пластовую или соленую воду, а не имитаторы нефти (эксол, тосол или какие-либо другие невзрывоопасные жидкости) и пресную воду. Кроме того, необходимо обеспечить такой механизм смешения нефти и пластовой воды, чтобы избежать аномальных вязкостей смесей, не свойственных реальным потокам. Так, испытания конического СУ на замкнутом циркуляционном стенде ЗАО «ПИК и Ко» [16] показали, что при циркуляции смеси нефти с пластовой водой перепад давления на СУ в диапазоне $50 < w < 70$ % заметно увеличивался с ростом обводненности, превышая соответствующее значение для чистой нефти более, чем в два раза, хотя для смесей нефти с водопроводной водой такого эффекта не наблюдалось. В [18] показано, что вязкость 10—50 %-х эмульсий высокосмолистой нефти в области отрицательных температур (до -30 °C) с минерализованной пластовой водой в 1,1—3,5 раза выше вязкости эмульсий с дистиллированной водой. Объясняется это тем, что происходит рост доли асфальтенов для межфазных слоев эмульсий с пластовой водой [18]. Вероятно, в циркуляционном стенде мог действовать аналогичный механизм увеличения вязкости. Так как стенд имеет сравнительно небольшую протяженность замкнутого контура (не более 10 м), а нефть и пластовая вода не сепарируются после каждого оборота, водонефтяная эмульсия взбивается перекачивающим насосом, что приводит к изменению ее структуры.

Поскольку известные нам стенды в РФ либо циркуляционные, либо работают с имитаторами нефти, для решения поставленных задач был арендован многофазный стенд фирмы TUV SUD NEL Ltd (Глазго, Великобритания). На этом стенде потоки североморской нефти, соленой воды и газа требуемых расходов и соотношений компонентов поступают из резервуаров на смешение и подаются по горизонтальной магистрали длиной около 60 м к исследуемому прибору. После этого смешанный поток сепарируется. На стенде обеспечиваются влагосодержание смесей в диапазоне 0—100 % и расходы до $100 \text{ м}^3/\text{ч}$ как для соленой воды (соль MgSO_4 с концентрацией 80 г/л), так и сырой нефти с погрешностью не более 1 %. В течение эксперимента давление и температура потоков поддерживались на уровне 0,5 МПа и 40 °C.

Для сокращения сроков оформления документов по вывозу источника БГИ-45А в Великобританию и его ввозу в РФ у фирмы TUV SUD NEL Ltd был арендован ГП Tracerco Gamma Trol с источником, аналогичным БГИ-45А: изотоп ^{137}Cs с активностью 0,37 ГБк, модели детектора и процессорного модуля PRI116 и PRI121. Во время испытаний ДР был смонтирован на горизонтальном участке трубы внутренним диаметром 4 дюйма (101,6 мм).

Рассмотрим особенности работы отдельных устройств ДР и методику расчета w и M_n . Принцип действия ГП основан на законе Ламберта—Бера [13]:

$$I = I_0 \exp(-\mu d), \quad (2)$$

где I — интенсивность гамма-излучения, прошедшего расстояние d через вещество; I_0 — начальная интенсивность излучения; μ — линейный коэффициент поглощения, его значение для водонефтяной смеси определяется по формуле [9]:

$$\mu = \mu_n(1 - w_x) + \mu_b w_x, \quad (3)$$

где μ_n , μ_b — линейные коэффициенты поглощения для сырой нефти и пластовой воды, соответственно; w_x — обводненность, измеренная вдоль диаметра трубы и отражающая распределение вещества лишь в этом направлении.

Относительную погрешность определения обводненности ГП можно рассчитать по формуле [10]:

$$\delta w = \pm \left[d(\mu_n - \mu_b) \sqrt{tN^*} \right]^{-1},$$

где t — время измерения; N^* — активность гамма-источника.

Предварительный анализ результатов работы ГП с модельными средами показал, что приведенное время измерения целесообразно выбрать 1 с или более. Действительное значение w зависит от измеренного значения w_x и режима течения потока. Если режим гомогенный или расслоенный, то зависимость $w(w_x)$ имеет вид

$$w = 0,5 + \pi^{-1} \arcsin(2w_x - 1) + (2\pi)^{-1} \sin(2\arcsin(2w_x - 1)). \quad (4)$$

Для других режимов течения зависимость $w(w_x)$ может быть иной, поэтому необходимо проверить корректность соотношения (4), т. е. оценить, насколько ГП чувствителен к режимам течения потока. Сила электрического тока на выходе ГП прямо пропорциональна $\ln(I/I_0)$. Учитывая это, а также используя (2), (3), можно найти зависимость измеренной обводненности от показаний ГП:

$$w_x = (A_n - A)/(A_n - A_b), \quad (5)$$

где A_n , A_b — силы тока для нефти ($w = 0$) и пластовой воды ($w = 1$), $A_n = 1,72706 \text{ мА}$, $A_b = 1,95506 \text{ мА}$.

Зная A , можно вычислить w_x по (5). Затем по (4) найти действительную обводненность w и сравнить ее со значением $w_{\text{СТ}}$, которое выдает стенд. Результат такого сравнения

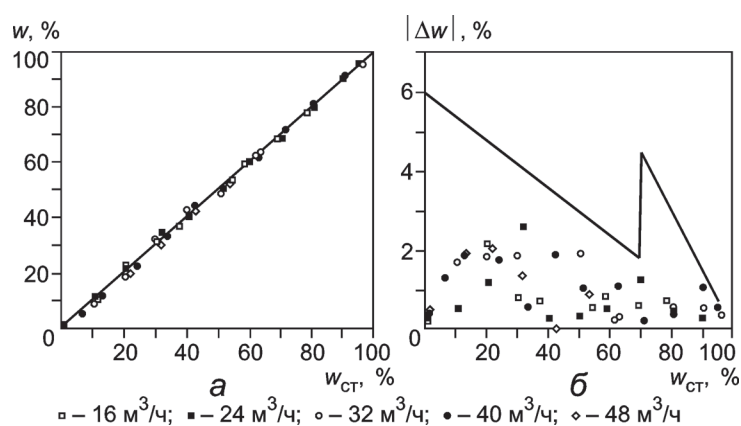


Рис. 1. Характеристики гамма-плотнмера (влагомера):

а — сравнение обводненности w , рассчитанной по показаниям гамма-плотнмера, с действительными значениями $w_{\text{СТ}}$; б — модуль абсолютной погрешности по обводненности $|\Delta w|$ в зависимости от $w_{\text{СТ}}$; ломаной линией показана граница максимальных допустимых погрешностей, позволяющих удовлетворить требования [1]: $|\Delta w|_{\text{max}} = 0,06(100 - w_{\text{СТ}})$ при $0 \leq w_{\text{СТ}} < 70$ % и $|\Delta w|_{\text{max}} = 0,15(100 - w_{\text{СТ}})$ при $70 \leq w_{\text{СТ}} \leq 95$ %

представлен на рис. 1. В идеальном случае, когда $w = w_{\text{ст}}$, экспериментальные точки должны лежать на прямой, показанной на рис. 1, а. Максимальное отклонение линейной зависимости по вертикальной оси не превышает $\pm 2,2\%$ (96 % точек). Это означает, что показания ГП практически не зависят от режима течения потока. По-видимому, водонефтяной поток достаточно хорошо гомогенизируется в подающей магистрали, что и объясняет наблюдаемую картину. На рис. 1, б представлена зависимость модуля абсолютной погрешности $|\Delta w|$ от действительной обводненности $w_{\text{ст}}$. Ломаной линией показана максимальная допустимая погрешность $|\Delta w|$, рассчитанная по (1) без учета погрешностей остальных величин $\alpha, \beta, \dots$, и, если какая-либо точка лежит выше этой линии, то δM_n не будет удовлетворять требованиям [1]. Из рис. 1, б следует, что все экспериментальные точки в диапазоне $0 < w < 95\%$ лежат ниже граничной линии.

При работе ГП несложно учесть и влияние доли растворенного газа в смеси, которая должна быть пропорциональна полному газовому фактору и давлению потока [2], где полный газовый фактор — число кубических метров газа, растворенного в 1 м³ пластовой нефти при давлении насыщения. Однако фирма TUV SUD NEL Ltd не предоставляла информацию об этом, и такая задача здесь не ставилась.

Работу СУ можно описать рядом зависимостей, основные из которых получены в [17]. Сначала необходимо определить режим течения потока — турбулентный или ламинарный, вычислив число Рейнольдса

$$Re = \rho v D / \eta,$$

где ρ — плотность жидкости; v — средняя скорость потока; D — диаметр трубы, по которой течет поток; η — динамическая вязкость жидкости.

Если $Re > 2300$, то поток считается турбулентным и для него можно применить зависимость

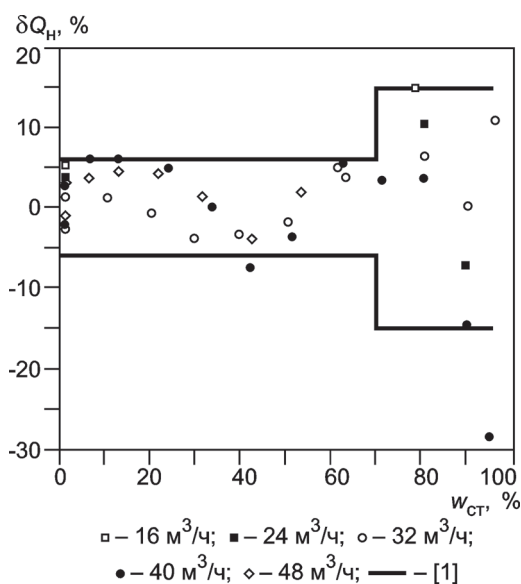


Рис. 2. Зависимость относительной погрешности δQ_n определения объемного расхода сырой нефти без учета воды от истинной обводненности $w_{\text{ст}}$; линиями отмечены ее пределы, допустимые в соответствии с [1]

$$Q = \kappa(Re) \xi \sqrt{\Delta p / \rho}, \quad (6)$$

где Q — объемный расход жидкости; Δp — перепад давления на СУ; $\kappa(Re) = \left(\sqrt{1 + \lambda(Re) \gamma \xi^2} \right)^{-1}$; $\lambda(Re) = 0,3164 / Re^{1/4}$ — коэффициент трения; $\gamma = L / 4\pi^2 R^5$; L, R — характерные длина и радиус СУ; $\xi \approx \sqrt{2 S_1 S_2} / \sqrt{S_1^2 - S_2^2}$; S_1, S_2 — площади поперечного сечения СУ соответственно в широкой и узкой частях.

Если $Re < 2300$, то поток можно считать ламинарным и использовать зависимость

$$Q = \xi \sqrt{\Delta p / \rho + \beta^2 \eta^2 / \rho^2} - \xi \beta \eta / \rho, \quad (7)$$

где $\beta = 4L\xi/\pi R^4$; величины ξ, γ, β определяются экспериментально и для испытываемого сужающего устройства $\xi = 6,98 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2$, $\gamma = 1,93 \cdot 10^5 \text{ м}^{-4}$, $\beta = 3,25 \cdot 10^3 \text{ м}^{-1}$.

Анализ полученных экспериментальных данных по зависимостям $\Delta p(w, Q)$ показал, что вязкость водонефтяной эмульсии при $w < 50\%$ достаточно точно описывается формулой Ричардсона [18]:

$$\eta = \eta_n \exp(aw),$$

а вязкость эмульсии при $w > 50\%$ можно определить по видоизмененной формуле Ричардсона

$$\eta = \eta_b \exp[a(1 - w)],$$

где a — эмпирический коэффициент, $a = 4$ для североморской нефти, используемой на многофазном стенде фирмы TUV SUD NEL Ltd.

Алгоритм определения расхода Q смеси по (6), (7) состоит из следующих этапов.

1. Расчет объемного расхода по формуле $Q = \xi \sqrt{\Delta p / \rho}$, т. е. без учета вязкостей компонентов смеси.
 2. По заданному расходу Q определяется число Re . Для многофазного стенда TUV SUD NEL $\rho_n = 861 \text{ кг/м}^3$, $\rho_b = 1028 \text{ кг/м}^3$, $\eta_n = 13,1 \text{ мПа} \cdot \text{с}$, $\eta_b = 0,653 \text{ мПа} \cdot \text{с}$ при 40°C .
 3. По найденному числу Re выбирается режим течения и в зависимости от него находится расход Q_1 по (6) или (7).
 4. Если $|Q_1 - Q| > \varepsilon$, то принимаем $Q = Q_1$ и повторяем шаг 2. Если $|Q_1 - Q| < \varepsilon$, то расход равен Q_1 с точностью до ε .
- Зная значение w , найденное с использованием гамма-метода, и объемный расход Q , определенное по приведенному алгоритму, можно, наконец, получить объемный расход сырой нефти

$$Q_n = Q(1 - w).$$

При известных значениях расхода нефти, которые гарантирует стенд, можно вычислить относительную погрешность определения Q_n по формуле $\delta Q_n = (Q_{\text{ст}} - Q_n) / Q_{\text{ст}}$ и оценить, удовлетворяет ли требованиям [1] точность созданного ДР. Действительно, количество нефти m_n связано с объемным расходом соотношением

$$m_n = \int_{t_1}^{t_2} \rho_n Q_n(t) dt.$$

Преимущество интегрирования при использовании созданного расходомера состоит в том, что учитывается практически мгновенное значение $Q_H(t)$ за интервал измерения dt , например 1 с, а затем m_H определяется за все время измерения $\Delta t = t_2 - t_1$. При $Q_H = \text{const}$, как на многофазном стенде TUV SUD NEL, имеем $m_H = \rho_H Q_H \Delta t$. Значения ρ_H и Δt можно найти весьма точно, поэтому их относительными погрешностями можно пренебречь, по крайней мере, для условий проведения испытаний. Таким образом, относительную погрешность определения массы чистой нефти δm_H можно считать равной относительной погрешности определения объемного расхода δQ_H . На рис. 2 представлена зависимость $\delta Q_H(w_{\text{ст}})$ для объемных расходов 16—48 м³/ч смеси нефть—соленая вода. Из рис. 2 следует, что 95 % экспериментальных точек (36 из 38) удовлетворяют соответствующим требованиям [1].

Необходимо отметить, что погрешности ГП, показанные на рис. 1, можно понизить его индивидуальной настройкой. Такой возможности во время испытаний у нас не было. Кроме того, погрешности полученных результатов по $Q(\Delta p, w)$ можно улучшить путем использования дифференциальных датчиков давления более высокого класса точности: с погрешностью 0,25 % вместо 0,5 %.

В качестве ответа на вопрос об адекватности выбора стенда для испытаний на рис. 3 представлены зависимости $\Delta p(Q^2)$ перепада давления на СУ от квадрата расхода водонефтяной смеси при $w = 50\%$, построенные по данным для циркуляционного стенда ЗАО «ПИК и Ко» (1) и стенда TUV SUD NEL. Из рис. 3 следует, что одним и тем же значениям Δp соответствуют существенно различающиеся расходы для сравниваемых стендов: при $\Delta p = 3$ кПа — примерно в 1,4 раза. Однако для чистой нефти и соленой воды сопоставляемые характеристики согласуются между собой. Таким образом, калибровка расходомеров на циркуляционных стендах может приводить к заниженным результатам в диапазоне $w = 40\ldots 80\%$.

Выводы. Созданный двухфазный расходомер Ду-100 мм на базе гамма-плотномера (влагомера) и сужающего устройства для смесей нефти и пластовой воды удовлетворяет требованиям [1] по определению массы сырой нефти без учета воды во всем диапазоне обводненности $w = 0\ldots 95\%$. При его монтаже не требуется вертикальная ориентация для повышения симметричности потока в горизонтальном сечении, что не всегда удобно на практике. Эксперименты на многофазном стенде фирмы TUV SUD NEL Ltd показали, что сигнальные характеристики гамма-плотномера практически не зависят от режима течения двухфазного потока нефть—соленая вода. Полученные гидродинамические характеристики сужающего устройства существенно отличаются от аналогичных зависимостей для замкнутого циркуляционного стенда нефть—пластовая вода, тогда как для однокомпонентных потоков соответствующие характеристики хорошо согласуются между собой. Обнаруженную разницу можно объяснить способностью циркуляционных стендов взбивать водонефтяную смесь со значительным повышением вязкости циркулирующего потока. Алгоритм определения массового расхода сырой нефти с учетом плотностей и вязкостей компонентов, зависящих от температуры и давления, скорректирован на основе экспериментальных данных, полученных на многофазном стенде фирмы TUV SUD NEL Ltd.

Представленный двухфазный расходомер можно использовать совместно с сепарационными АГЗУ «Спутник» для определения массы сырой нефти без учета воды, а его мо-

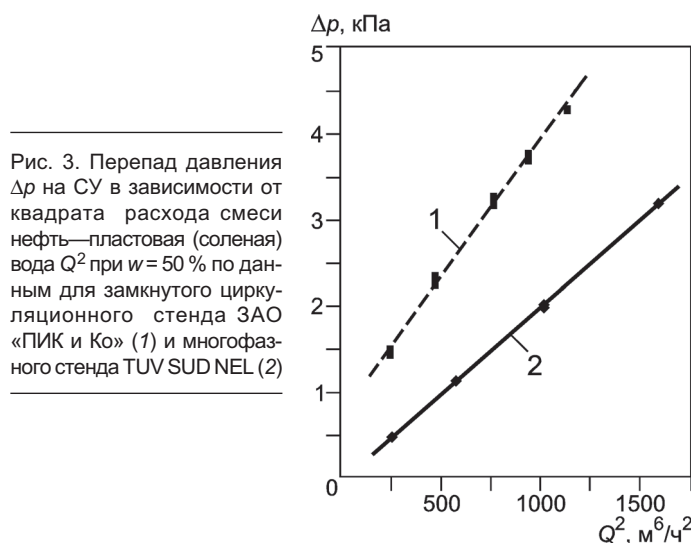


Рис. 3. Перепад давления Δp на СУ в зависимости от квадрата расхода смеси нефть—пластовая (соленая) вода Q^2 при $w = 50\%$ по данным для замкнутого циркуляционного стенда ЗАО «ПИК и Ко» (1) и многофазного стенда TUV SUD NEL (2)

дификации — для нужд производства и транспортировки сжиженного природного газа при сравнительно больших диаметрах труб.

Литература

1. **ГОСТ Р 8.615—2005.** ГСИ. Измерения количества извлекаемых из недр нефти и нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования.
2. **Абрамов Г. С.** Анализ метрологических характеристик установок для измерения расходных параметров продукции нефтяных скважин // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. 2012. № 1. С. 5—14.
3. **Кремлевский П. П.** Расходомеры и счетчики количества. Л.: Машиностроение, 1975.
4. **Урабе Ш., Кояма К.** Кориолисовы расходомеры Yokogawa ROTA MASS 3-й серии для измерения массового расхода и плотности // Сфера Нефтегаз. 2012. № 4. С. 18—22.
5. **Кравченко В., Риккен М.** Измерения расхода с помощью кориолисовых расходомеров в случае двухфазного потока. Применение кориолисовых расходомеров в свете выхода ГОСТ Р 8.615—2005 // Законодательная и прикладная метрология. 2006. № 4. С. 37—44.
6. **Сладовский А. Г.** Состояние метрологического обеспечения измерений объемного влагосодержания нефти и нефтепродуктов // Актуальные вопросы метрологического обеспечения учета жидкостей и газов: Труды 2-й Всерос. науч.-практ. конф. Казань, 2012.
7. **Тоски Э. и др.** Эволюция измерений многофазных потоков и их влияние на управление эксплуатацией // Нефтегазовое обозрение. 2003. Весна. С. 68—77.
8. **Kratirov V. e. a.** Neftemer — A Versatile and Cost Effective Multiphase Meter // Proc. 24th Int. North Sea Flow Measur. Workshop. Scotland, 2006. P. 1—17.
9. **Abouelwafa M. S. A., Kendall E. J. M.** The measurement of component ratios in multiphase systems using γ -ray attenuation // J. Phys. E: Sci. Instrum. 1980. V. 13. P. 341—345.
10. **Pan L.** High Pressure Three-Phase (gas/liquid/liquid) Flow: PhD. London: Imperial College, 1996.

11. **Elseth G.** An Experimental Study of Oil/Water Flow in Horizontal Pipes: PhD. Porsgrunn, The Norwegian Univ. Sci. and Technol., 2011.

12. **Babelli I. M. M.** Development of Multiphase Meter Using Gamma Densitometer Concept // Proc. Int. Nucl. Conf. Kuala Lumpur, 1997. P. 371—389.

13. **Bukur D. B., Daly J. G., Patel S. A.** Application of γ -ray Attenuation for Measurement of Gas Holdups and Flow Regime Transitions in Bubble Columns // Ind. Eng. Chem. Res. 1996. V. 35. P. 70—80.

14. **Федеральный закон РФ** от 30 ноября 2011 г. № 347-ФЗ «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в целях регулирования безопасности в области использования атомной энергии».

15. **Filippov Yu. P. e. a.** Modular data acquisition system for cryogenics // ICEC 22. Seoul, 2008. P. 419—424.

16. **Демьянов А. А. и др.** Измерение содержания компонентов и расхода нефтяных скважин // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. 2007. № 8. С. 3—8.

17. **Filippov Yu. P., Panferov K. S.** Diagnostics of salty water-in-oil-two-phase flow // Int. J. Multiphase Flow. 2012. V. 41. P. 36—43.

18. **Небогина Н. А.** Влияние состава нефти и степени ее обводненности на структурно-механические свойства эмульсий: Автореф. дис. на соиск. учен. степ. канд. хим. наук. Томск, 2009.

19. **Quintero C. G. e. a.** Modelling and characterization of diluted and concentrated water-in-crude oil emulsions: comparison with classical behaviour // Rheol. Acta. 2008. V. 47. P. 417—424.

Дата принятия 28.08.2013 г.

ЛИНЕЙНЫЕ И УГЛОВЫЕ ИЗМЕРЕНИЯ

621.992.7

Определение качества внутренней резьбы при обработке пластическим деформированием

В. А. КОСАРЕВ, Н. Д. СУГРОВА

Московский государственный технологический университет «Станкин», Москва, Россия,
e-mail: voko55@yandex.ru

Рассмотрен метод контроля, проведена оценка точности изготовления и определено качество заполнения профиля внутренней резьбы, получаемой пластическим деформированием металла.

Ключевые слова: внутренняя резьба, пластическое деформирование, заполнение профиля.

The method of control and estimation of the accuracy and quality of filling the profile of the internal thread obtained by processing of plastic deformation is considered.

Key words: internal thread, plastic deformation, profile filling.

В условиях развития автоматизации процесса металлообработки в машиностроении, как базовой отрасли, проблема повышения эффективности производства и обеспечения высокого качества продукции занимает особое место и привлекает внимание ученых и производственников. Основной тенденцией современного машиностроения является повышение точности изготовления деталей как важнейшее условие надежности любых технологических систем [1].

Изготовление деталей машин путем холодной обработки металлов давлением имеет ряд существенных преимуществ по сравнению с обработкой резанием. К ним относятся: экономия металла, сокращение технологического времени, увеличение усталостной прочности и долговечности деталей, повышение чистоты и точности обработки. Отсутствие стружки дает возможность для автоматизации технологических операций. Одним из примеров эффективного

использования такого рода обработки деталей является холодное накатывание внутренней резьбы (пластическое деформирование) [2], при котором точность и качество обработки зависят в значительной степени от заполнения профиля резьбы металлом, а главными факторами выступают пластические свойства металла и расчет диаметра отверстия под накатку. Существующие диапазоны физико-механических свойств металлов и методики расчета диаметра под накатку резьбы не дают возможности из теоретических соображений точно подобрать параметры обработки. Поэтому на практике проводят предварительный расчет подачи инструмента на глубину h_1 и подготовку отверстия детали, после чего опытным путем делают коррекцию [3, 4].

Для анализа и исследования точности внутренней резьбы и качества заполнения профиля при пластическом деформировании предлагается следующий метод контроля