

В. Ф. Шаякберов, Н. Г. Казаков

## О РАЗРАБОТАННЫХ УСТАНОВКАХ ИЗМЕРЕНИЯ КОЛИЧЕСТВ НЕФТИ И НЕФТЯНОГО ГАЗА ДЛЯ СКВАЖИН И ИХ КУСТОВ

Разработаны установки измерения количества нефти и нефтяного газа, предназначенные для измерения дебита скважин и их кустов. Установки выполнены в виде трубной обвязки. *Измерение; количество; нефть; газ; обводненность; труба; скважина*

В настоящее время значительная часть нефтяных месторождений из-за длительной и зачастую хищнической эксплуатации находится во второй и более поздних стадиях разработки, которые характеризуются высокой обводненностью добываемой продукции скважин. Перспективы развития топливно-энергетического комплекса страны определяются как расширением надежной сырьевой базы, так и повышением эффективности системы добычи нефти и газа в целом.

Одной из основ эффективного недропользования является организация достоверного поскважинного контроля и учета добычи [1]. Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефти и нефтяного газа, добываемых из недр, определены в [2, 3]. В случае изменения газового фактора по лицензионным участкам не более чем на 5% за предыдущие 5 лет допускается определение объема свободного нефтяного газа по скважинам на основании данных периодических гидродинамических исследований. Для измерения дебитов скважин и кустов используются автоматические групповые замерные установки (АГЗУ), которые поочередно замеряют дебиты скважин куста, а дебит самого куста определяют как их сумму. Так как дебиты скважин непостоянны, а замер их производится периодически, причем время замера для разных скважин отличается, то оценить погрешность при таком способе измерений не представляется возможным. Поэтому подобные АГЗУ по сути являются индикаторными, а не измерительными установками [4]. Дополнительно, поскольку дебиты скважин  $Q_{ж,i}$  ( $i = \overline{1, N}$ ) отличаются друг от друга, диапазон измерения АГЗУ  $Q_{АГЗУ}$  выбирается таким, чтобы он был больше максимального значения из всех дебитов скважин куста, т. е. выполняется условие  $Q_{ж,i} < Q_{АГЗУ}$  ( $i = \overline{1, N}$ ). Тогда относитель-

ная погрешность измерения дебита по жидкости любой скважины куста (при абсолютной погрешности измерений  $\Delta_{АГЗУ} = \delta_{АГЗУ} Q_{АГЗУ}$ ) составит:

$$\delta_{ж,i} = \delta_{АГЗУ} Q_{АГЗУ} / Q_{ж,i} \quad (i = \overline{1, N}). \quad (1)$$

Из (1) видно, что относительная погрешность измерения дебита любой скважины куста всегда больше относительной погрешности (по паспорту) АГЗУ.

Для конкурентоспособности установки измерения количества нефти и нефтяного газа следует предусматривать комплекс решений, обеспечивающих минимальную стоимость, достигаемую, например, путем использования простого и точного способа и методики измерений, а также применения самых дешевых материалов. При этом нужно обеспечить универсальность – переход к другим диапазонам измерений без существенных изменений конструкции и применяемого оборудования. Установка должна быть проста и надежна в эксплуатации и, по возможности, легко настраиваться.

Для измерения количества нефти и/или нефтяного газа используются как объемный, так и массовый способ. Следует учитывать, что объемный способ измерения всегда дешевле и точнее массового. Для расширения применения желательно, чтобы основная схема установки предусматривала возможность использования объемного и/или массового способа измерения. При этом, по необходимости, должна обеспечиваться возможность измерения содержания свободного и/или растворенного газа в эмульсии. Содержание растворенного газа зависит от давления и температуры продукции скважин.

Проще всего емкости, необходимые для измерения количества жидкости и газа, изготовить из труб. Применение их также повышает универсальность установки – для изменения рабочего объема емкости достаточно использования трубы другого диаметра или длины. Для серти-

фикации установки и метрологического обеспечения должны использоваться детали из стандартизованных заводских комплектующих, имеющие паспорт. Для повышения надежности требуется содержание минимального количества движущихся деталей. Еще одним преимуществом является, что изготовленная из труб установка относится к трубопроводной обвязке, не подлежащей дополнительному согласованию в органах Ростехнадзора [5].

Эти суждения использовались при разработке установок для измерения количества добываемых из недр нефти и нефтяного газа [6, 7], которые основаны на объемном способе измерений и реализованы в трубах, т. е. являются фактически трубопроводной обвязкой. Дополнительно с целью расширения применения установки [7] в ней также предусмотрена возможность использования массового способа измерений.

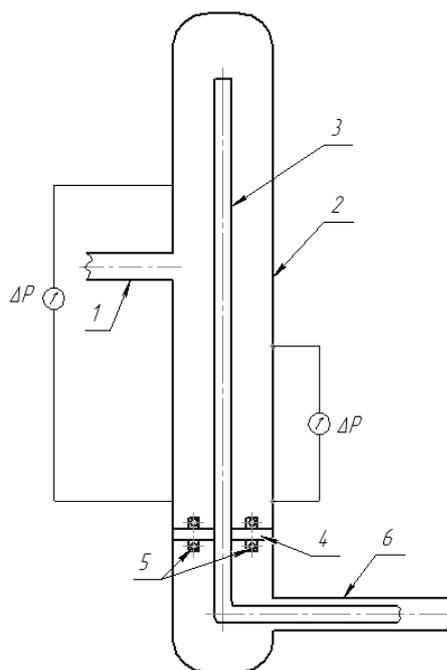
Принцип действия установки для измерения количества нефти и нефтяного газа [6] основан на истечении жидкости через калиброванное отверстие. Объемный расход жидкости  $Q_{ж}$  определяется посредством широко известной формулы, которая в рассматриваемом случае записывается так

$$Q_{ж} = \alpha F_{\text{вых}} \sqrt{2gH_{ж}}, \quad (2)$$

где  $\alpha$  – коэффициент расхода,  $g$  – ускорение свободного падения,  $H_{ж}$  – высота (верхнего уровня) столба эмульсии,  $F_{\text{вых}}$  – площадь поперечного сечения калиброванного отверстия.

Данная установка приводится на рис. 1. Из формулы (2) следует, что она может работать только на объемном способе измерения количества жидкости. Используемые приборы и датчики имеют достаточную чувствительность и выпускаются серийно. Дополнительная универсальность (кроме изменения диаметров трубы измерительной емкости) обеспечивается путем оснащения набором быстросъемных пробок с калиброванными отверстиями разной площади поперечного сечения. Проверка установки производится на специальном аттестованном стенде.

Для удаления отложений, образование которых возможно на калиброванном отверстии, предусмотрена возможность периодической продувки, когда через него пропускается вся поступающая водонефтегазовая смесь, что обеспечивается посредством перекрытия входного отверстия газового трубопровода (единственная движущаяся деталь).



**Рис. 1.** Трубная установка для измерения количества нефти и нефтяного газа (1 – патрубок подвода продукции скважин, 2 – колонна, 3 – трубная вставка, 4 – перегородка, 5 – калиброванное отверстие, 6 – патрубок отвода)

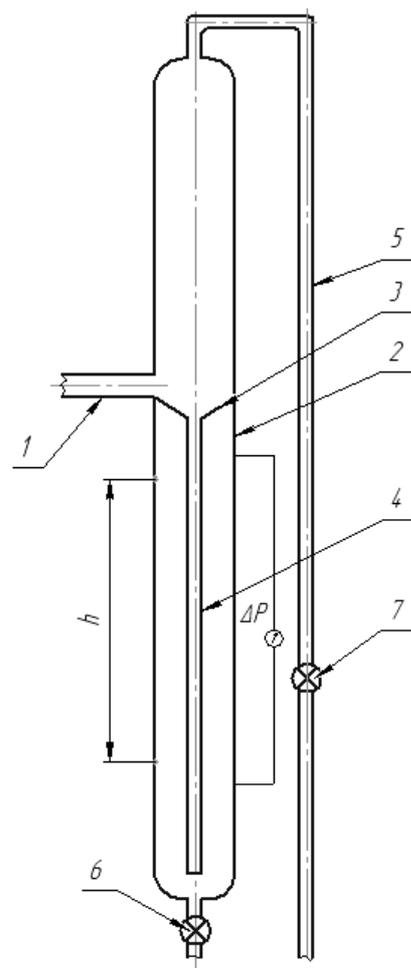
Ограничение применения установки [6] связано с тем, что, так как жидкость состоит из не смешивающихся нефти и воды, то при большой обводненности (более 90%) поток через калиброванное отверстие может быть неоднородным, т. е. иметь переменную вязкость и, соответственно, различную скорость истечения.

Более широкими возможностями обладает установка для измерения количества нефти и нефтяного газа [7], содержащая колонну, ось которой расположена перпендикулярно или наклонно к горизонтальной поверхности. Трубопровод подвода водонефтегазовой смеси подсоединен к сепарационному устройству, делящему колонну на верхнюю и нижнюю части, а трубопроводы отвода водонефтяной эмульсии и нефтяного газа подсоединены, соответственно, к нижней и верхней частям колонны. В колонне установлены датчики, тип и количество которых определяется в зависимости от выбранного (объемного или массового) способа измерений и методики его реализации. Трубопровод отвода нефтяного газа оснащается устройством для измерения его количества. Газ сбрасывается в трубопровод для продукции скважин.

Если на входе в трубопровод отвода эмульсии установить пробку с калиброванным отверстием, то установка будет осуществлять объем-

ный способ измерений аналогично [6]. Если же в трубопроводе отвода эмульсии установить датчик массового расхода (например, за счет использования силы Кориолиса), то установка будет реализовывать массовый способ. При этом в обоих рассмотренных случаях установка [7] не содержит движущихся деталей.

Так как определение коэффициента расхода калиброванного отверстия сопряжено со значительной трудоемкостью (причем в каждом случае его нужно проводить индивидуально и периодически повторять – из-за изменения климатических условий в течение года, обводненности и т. д.), а массовый датчик расхода дорог и капризен в эксплуатации, то самым дешевым в производстве и эксплуатации является вариант установки для измерения количества нефти и нефтяного газа [7], показанный на рис. 2. В трубопроводе отвода эмульсии устанавливается электромагнитный клапан (или задвижка). Объемный расход эмульсии определяется по времени заполнения мерной емкости, расположенной в нижней части колонны. Затем электромагнитный клапан открывается и жидкость сливается в трубопровод для продукции скважин. Установка содержит всего один движущийся узел – электромагнитный клапан, который много дешевле датчика массового расхода и прост в эксплуатации, а также не нуждается, в отличие от калиброванного отверстия, в трудоемких затратах при настройке. Возможна установка электромагнитного клапана на газовой линии. При необходимости обводненность эмульсии определяется согласно изложенной в [6] методике. В случае существенного пенообразования нижняя часть колонны оснащается патрубком, что позволяет собирать в нем практически всю образующуюся пену, устраняя этим ее влияние на измерения. Поступающая эмульсия равномерно распределяется по сепарационному устройству, образуя стекающую пленку. Время стекания выбирается много больше времени, требуемого для всплытия пузырьков газа из пленки. Так как замеряется время заполнения, то установка работает при любой обводненности с достаточной точностью. Например, при высоте мерной емкости 1 м точность измерения уровня жидкости  $\pm 1$  см позволяет обеспечить погрешность измерения объемного расхода нефти приблизительно  $\pm 1\%$  (с учетом времени срабатывания электромагнитного клапана и т. д.), точность измерений можно повысить с увеличением высоты мерного объема.



**Рис. 2.** Трубная установка для измерения количества нефти и нефтяного газа (1 – патрубок подвода продукции скважин, 2 – колонна, 3 – сепарационный узел, 4 – трубная вставка, 5 – газовая линия, 6 и 7 – электромагнитный клапан)

Универсальность обеспечивается за счет изготовления колонны (или ее нижней части) из труб разного диаметра, что позволяет применять установку при разных диапазонах расхода. По необходимости она может оснащаться устройствами для измерения остаточного содержания свободного газа (между входами которого находится электромагнитный клапан или задвижка) и/или остаточного содержания свободного газа (устанавливается на трубопроводе отвода водонефтяной эмульсии). Определение остаточного содержания растворенного газа достаточно сложно и трудоемко, на практике проще получить зависимость для определения остаточного содержания растворенного газа  $V_{рг}$  как функцию  $V_{рг} = f(P_{ж}, t_{ж})$  от давления  $P_{ж}$  и температуры  $t_{ж}$  эмульсии.

В то же время, по введенному определению, «сырая нефть» – это «жидкое минеральное сырье, состоящее из смеси углеводородов широко-

го физико-химического состава, которое содержит растворенный газ, воду, минеральные соли, механические примеси и другие химические соединения» [2, 3]. Т. е. для измерения дебита скважины достаточна, но не обязательна установка, позволяющая определить расход флюида после разделения его на воду, нефть и газ. Проще и дешевле разделить продукцию скважин на жидкую и газовую фазы. Безусловно, что при таком подходе более приемлемым является объемный метод измерения, что обычно и применяется в мировой практике. При этом в п. 6.2 [2] прямо указывается на возможность пересчета объемного показателя в массу сырой нефти (требуемая точность измерений обеспечивается при наличии данных о плотностях нефти  $\rho_n$  и воды  $\rho_v$ , определенных по методике выполнения измерений (МВИ) при условии аттестации и утверждении в порядке, установленном [4]). Например, определив обводненность (влагосодержание нефти)  $n_v$  в лабораторных условиях, плотность жидкости – водонефтяной эмульсии  $\rho_{ж}$  – может находиться так [6]:

$$\rho_{ж} = (1 - n_v)\rho_n + n_v\rho_v. \quad (3)$$

Следует отметить, что при определении  $n_v$  в лабораторных условиях не учитывается изменение обводненности во времени, а также то, что обводненность пробы (местная) не обязательно равна реальной (интегральной) обводненности эмульсии.

В [6] предлагается определять интегральную обводненность эмульсии по перепаду ее гидростатического давления  $\Delta P_{ж}$  при высоте столба жидкости  $h$ :

$$n_v = \frac{\Delta P_{ж} / gh - \rho_n}{\rho_v - \rho_n}. \quad (4)$$

Из (4) следует, что точность определения обводненности повышается с ростом высоты  $h$ . Например, при  $h = 1$  м абсолютная погрешность определения обводненности составит менее 1,7%. Для обеспечения достаточной высоты столба жидкости целесообразно трубное выполнение установки для измерения количества извлекаемой из недр нефти и нефтяного газа.

Коррекцию количества сырой нефти по содержащемуся в ней растворенному газу на устье скважины проводить нет необходимости ни для учетной политики, ни для производственных задач, что согласуется с п. 8.1 [2] «необходимость учета содержания нефтяного газа в свободном состоянии (далее – свободный газ) и растворенного газа в сырой нефти (далее – растворенный газ) определяют в зависимости от условий сепарации и откачки сырой нефти».

Если же сырая нефть откачивается через систему измерений количества и параметров нефти сырой (СИКНС) из резервуаров и СИКНС расположена на выходе насосов, а также при откачке сырой нефти из сепараторов (если давление в СИКНС выше давления сепарации), то корректировка массы сырой нефти на свободный газ не проводится. Лишь в п. 8.4 акцентировано внимание на том, что «для измерений массы сырой нефти и объема нефтяного газа по отдельной скважине применяют бессепарационные и сепарационные методы с использованием измерительных установок...» [2], но в нем не сказано, что измерение должно происходить на одной установке. В качестве минисепаратора, рекомендованного в [2] для скважины или куста, предлагается использовать скважинную установку сброса воды [8].

С учетом изложенных замечаний разработана трубная установка измерения количества извлекаемой из недр нефти и нефтяного газа [7], показанная на рис. 2. У нее высота мерной части для жидкости составляет 1,3 м, что обеспечивает измерение количества жидкости с относительной погрешностью 0,8% (уровень жидкости существующими датчиками измеряется с точностью  $\pm 5$  мм), а абсолютная погрешность определения обводненности не превышает 1,5%. Погрешность определения количества нефтяного газа определяется типом применяемого счетчика количества газа. Для осуществления сепарации газа (как уже было сказано выше) организуется стекающая пленка жидкости, время существования которой намного больше времени всплытия пузырьков газа из нее. Трубная вставка предназначается для ликвидации влияния пены на измерения.

При работе установки следует учитывать теорему Котельникова: если есть сигнал с каким-то спектром частот, то необходимо производить дискретные измерения минимум в 2 раза чаще, чем частота этого сигнала.

При необходимости, описанная установка для измерения количества нефти и нефтяного газа позволяет производить определение остаточного содержания в эмульсии свободного (остаточный газовый фактор) и растворенного газа. Насколько известно авторам, подобными возможностями обладает только установка замерная трехфазная типа УЗТ-6-600 (производство ЗАО «НПО «Уфанефтегазмаш»), масса которой составляет 19,2 т (при таких же рабочих характеристиках масса установки [7] не превысит 0,5 т).

Установка для измерения количества нефти и нефтяного газа [7] включает:

- рабочую часть, выполненную в виде колонны;
- измерительные датчики;
- устройство для сбора, хранения и обработки информации для одной или более установок.

Установка должна оснащаться стандартным пробоотборником, который размещается в трубопроводе подвода водонефтегазовой смеси. Для обеспечения достоверности пробы при большой обводненности (более 90%) предусматриваются дополнительные мероприятия. В случае применения установки для одной скважины допускается использование пробоотборника, которым оснащена скважина.

Установка может изготавливаться в стационарном и мобильном вариантах. Для стационарного исполнения возможные диапазоны изменения температуры окружающей среды для Урало-Поволжского, Западно-Сибирского и Восточно-Сибирского регионов, которые соответственно составляют  $-40\text{ }^{\circ}\text{C} \dots +50\text{ }^{\circ}\text{C}$ ,  $-52\text{ }^{\circ}\text{C} \dots +37\text{ }^{\circ}\text{C}$  и  $-60\text{ }^{\circ}\text{C} \dots +34\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Из соображений безопасности стационарные установки следует изготавливать в антивандальном исполнении. Рабочее давление – 2,0 МПа и 4,0 МПа. Отношение между минимальным и максимальным значением измеряемой величины 1:40.

Возможность длительной работы установки для измерения количества нефти и нефтяного газа, реализованной в виде трубопроводной обвязки, подтверждает многолетняя эксплуатация скважинной установки предварительного сброса воды [8], показанной на рис. 3. Она выполнена в трубе внутренним диаметром 127 мм и ее производительность по жидкости составляет до  $120\text{ м}^3/\text{сут}$ .

Установка для измерения количества нефти и нефтяного газа может использоваться как для измерения дебита отдельных скважин, так и кустов или лицензионных участков. Поэтому предусматриваются следующие варианты исполнения:

- если требуется измерять дебит одной скважины, то достаточно установки, содержащей одну колонну, диапазон измерений должен соответствовать дебиту скважины; при измерении дебита куста скважин диапазон измерений ее должен соответствовать дебиту куста;
- если требуется поочередно измерять дебиты скважин куста, то используется одна установка, оснащенная переключателем скважин (если отношение между минимальным и максимальным дебитами скважин не превышает 1:40,

то установка содержит одну колонну, в противном случае – две);

- если требуется одновременно измерять дебит куста и поочередно дебит каждой скважины, то применяется установка, содержащая две или три колонны – одна для куста, а одна или две (в зависимости от дебитов скважин) для скважин.



**Рис. 3.** Скважинная установка предварительного сброса воды после 4,5 лет эксплуатации

Предусматривается хранение собранной установкой информации в течение не менее месяца согласно [2].

Из вышеизложенного видно, что предлагаемая установка для измерения количества нефти и нефтяного газа отличается от АГЗУ «Спутник» [9] следующим:

- вместо замерного устройства, содержащего гидроциклонную головку, верхнюю сепарационную емкость и нижнюю емкость-накопитель, используется выполненная из трубы колонна, в которой расположено сепарационное устройство, что обеспечивает упрощение изготовления и снижение металлоемкости;
- бокс для установки нужен только для защиты от внешних повреждений, поэтому для размещения не требуется утепленного помещения с обогревом; за счет вертикального расположения колонны установка занимает минимальную площадь;
- меньшим числом движущихся деталей: вместо клапана регулятора расхода, поплавка

с системой рычагов, заслонки и турбинного счетчика применяются всего два клапана (в нижней части колонны и на газовой линии);

- практически не повышается стойкость эмульсии, что возможно при сепарации в гидроциклонной головке.

Относительная дешевизна и простота предлагаемой установки для измерения количества нефти и нефтяного газа позволяет при необходимости контролировать каждую нефтяную скважину, естественно, с учетом затрат на ежегодную метрологическую поверку.

На этом же принципе можно разработать установку для измерения количества газа и газового конденсата для газоконденсатных месторождений.

### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.

1. О модернизации старых нефтяных месторождений Западной Сибири и комплексном проектировании их разработки и обустройства / С. М. Соколов [и др.] // Нефтяное хозяйство. 2009. № 11. С. 120–123.

2. ГОСТ Р 8.615 ГОСТ Р 8.615-2005. Государственная система обеспечения единства измерений. Измерения количества извлекаемой из недр нефти и нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования.

3. Изменение № 1 ГОСТ Р 8.615-2005 Государственная система обеспечения единства измерений. Измерения количества извлекаемой из недр нефти и нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования. Принято и введено в действие Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 26 августа 2008 г. №188-ст. Дата введения: 2009-01-01.

4. К вопросу измерения количества нефти и нефтяного газа, добываемых из недр / А. Г. Газаров [и др.] // Территория нефтегаз. 2009. № 10. С. 14–17.

5. ПБ 08-624-03. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности.

6. **Фролов В. А., Шаякберов В. Ф., Кружков В. Н.** Патент РФ 2307249. Устройство измерения дебита продукции нефтяных скважин. Заявл. Опубл.: 27.09.2007. Бюл. № 27.

7. **Шаякберов В. Ф.** Патент РФ 2342528. Устройство для измерения количества нефти и нефтяного газа. Заявл. 23.03.2007. Опубл. 27.12.2008. Бюл. № 36.

8. **Шаякберов В. Ф.** Скважинная установка сброса воды для кустов скважин // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. М.: ОАО «ВНИИОЭНГ». 2009. № 3. С. 15–16.

9. Руководство по эксплуатации ПДРК. 611136.005 РЭ. Установка автоматизированная групповая «Спутник АМ40». ОАО «ОЗНА», 2002. 17 с.

### ОБ АВТОРАХ



**Шаякберов Валерий Фаязович**, ст. науч. сотр. ООО «РН-УфаНИПИнефть». Дипл. геофизик (БГУ, 1980). Канд. техн. наук по tepl. двигателям летательн. аппаратов (УАИ, 1990). Иссл. в обл. разработки и эксплуатации нефтяных месторождений.



**Казаков Nail Галеевич**, зам. дир. РМКЦ УГАТУ. Дипл. инж.-мех. (УАИ, 1972). Иссл. в обл. разработки и эксплуатации нефтяных месторождений.