

УДК 622.276.8

## СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОСКВАЖИННОГО КОНТРОЛЯ И УЧЁТА ДОБЫЧИ ПРОДУКЦИИ

Шаякберов В.Ф.

ООО «РН-УфаНИПИнефть», г. Уфа

e-mail: ShayakberovVF@Ufanipi.ru

***Аннотация.** Разработана установка для измерения количества добываемых из недр нефти и нефтяного газа, основанная на объемном способе измерений и изготовленная из труб. Создана методика определения обводнённости по перепаду гидростатического давления, учитывающая наличие в сырой нефти растворённого газа. Теоретические результаты подтверждены в ходе опытно-промышленных испытаний трубной измерительной установки. Предложена схема, которая позволяет более эффективно использовать свободный газ из затрубного пространства, одновременно исключив необходимость сброса его в атмосферу.*

***Ключевые слова:** измерение, скважина, количество, нефть, газ, обводненность, труба*

Одной из основ рационального недропользования является организация достоверного поскважинного контроля и учета добычи [1, 2]. Пределы допускаемой относительной погрешности измерений определены в нормативных документах [3, 4]. Для замера дебитов скважин на кустах используются автоматические групповые замерные установки (АГЗУ), которые осуществляют их поочередный замер. Дебит самого куста складывается из входящих в него скважин. Так как дебиты скважин непостоянны, а замер их производится периодически, причем время замера зависит от дебита, то оценить погрешность при таком способе измерений не представляется возможным. Поэтому подобные АГЗУ по сути являются индикаторными, а не измерительными установками [2, 5]. 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 относительная 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. Например, для АГЗУ «ОЗНА-массомер» с относительной погрешностью (по паспорту) 2,5 % и верхним диапазоном измерений 800 м<sup>3</sup>/сутки абсолютная погрешность измерений составляет 20 м<sup>3</sup> (800 м<sup>3</sup> \* 2,5 % / 100 % = 20 м<sup>3</sup>). Тогда при замере такой установкой скважин с дебитом 25 и 50 м<sup>3</sup>/сут относительная погрешность составит 80 % и 40 % соответственно.

Замерные установки комплектуются сепарационными ёмкостями либо горизонтального, либо вертикального исполнения («ОЗНА-Импульс», «ОЗНА-Массомер», «Мера-Массомер»), которые имеют значительные размеры. Сепарированная жидкость поступает в горизонтальную нижнюю камеру большого диаметра и объёма, которая служит для сбора сырой нефти, стекающей из сепарационной ёмкости и вторичного выделения газа из жидкости. Для скважин с дебитом 25 и 50 м<sup>3</sup>/сут. время заполнения нижней горизонтальной камеры составляет 2 и 1 часа соответственно. Все это время нижняя камера работает как водонефтяной сепаратор – сверху будет собираться нефть, затем эмульсия, а внизу – вода. Таким образом, обводнённость в нижней камере меняется по высоте. Влагомер устанавливается на сливной линии. Обычно при сливе сначала вытекает вода, затем эмульсия с уменьшающейся обводнённостью, а в конце – нефть. Поэтому по мере слива жидкости из неё обводнённость будет переменной величиной. При таком потоке влагомер будет выдавать показания с большой погрешностью. Дополнительно сепарационная ёмкость и нижняя камера требуют регистрации как сосуда, работающие под давлением.

Дополнительно следует отметить, что для определения массового расхода жидкости на «ОЗНА-массомер» используются счётчики расхода массовые типа RHM. Их поверка проводится на пресной воде либо на рабочей жидкости с постоянной плотностью. При замере водонефтяной эмульсии, имеющей переменную плотность – от плотности воды до плотности чистой нефти, ошибка будет существенно выше заявленной.

Для конкурентоспособности предлагаемой установки для измерений количества нефти и нефтяного газа необходимо обеспечить минимальную стоимость, достигаемую, например, при использовании простых и точных способа и методики измерений и самых дешевых материалов. При этом установка должна быть универсальной (возможность перехода к другим диапазонам измерений без существенных изменений конструкции и применяемого оборудования), простой и надёжной в эксплуатации и, по возможности, оперативно настраиваться.

Для измерения количества нефти и (или) нефтяного газа служат объёмный и массовый способы, причем первый всегда дешевле второго. Чтобы расширить область применения установки желательно в основной схеме предусмотреть возможность измерения обоими способами. При необходимости в функции установки должно входить измерение содержания свободного и (или) растворенного газа в эмульсии, для чего следует оснащать ее соответствующими устройствами.

Проще всего резервуары для измерения количества жидкости и газа изготовить из труб. Такое решение повышает и универсальность установки, так как для изменения рабочего объема мерника достаточно использовать трубу другого диаметра или длины. Для сертификации установки и метрологического обеспечения необходимо применять детали из стандартизованных заводских комплектую-

щих, имеющие паспорт. Чтобы повысить надежность, требуется минимизировать количество движущихся деталей. Преимуществом такого конструктивного решения является и то, что изготовленная из труб установка относится к трубной обвязке, не подлежащей дополнительному согласованию в органах Ростехнадзора.

Приведенные выше рассуждения были учтены при разработке установки для измерения количества добываемых из недр нефти и нефтяного газа [6], основанной на объемном способе измерений и изготовленной из труб, а также имеющей дополнительную опцию – возможность использования массового способа измерений. Самым дешевым в производстве и эксплуатации является вариант установки для измерения количества нефти и нефтяного газа [7, 8], показанный на рис. 1 – трубная измерительная установка (ТриУ).

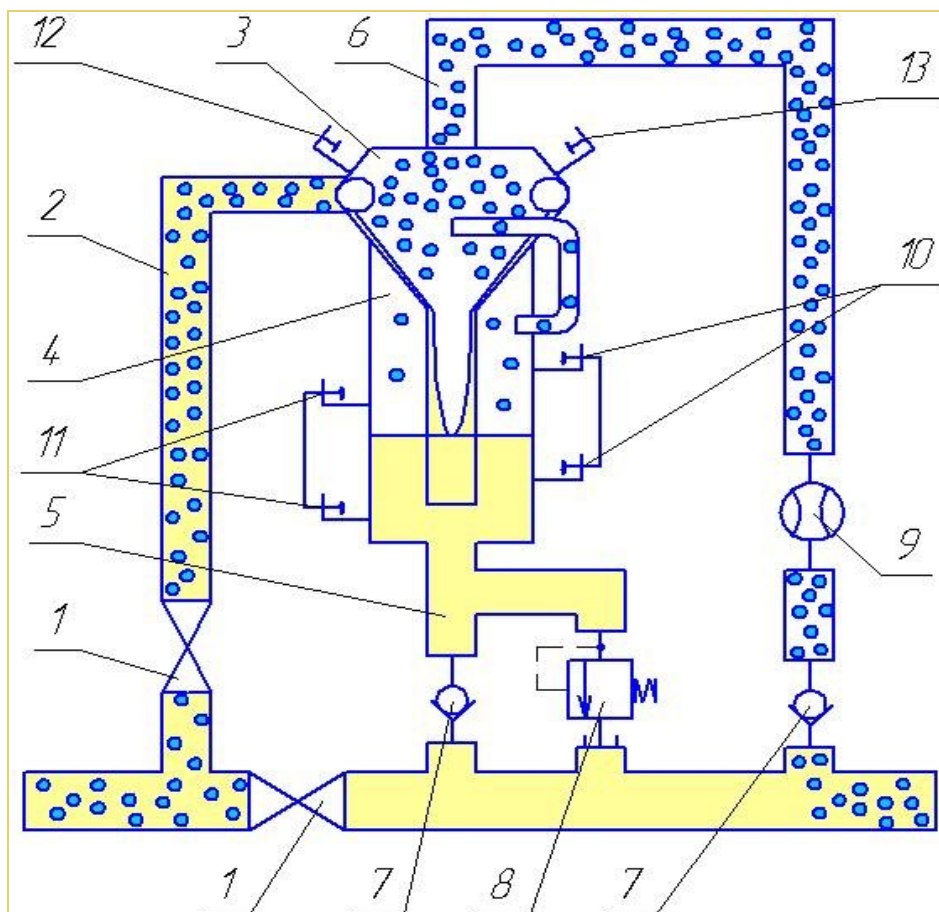


Рисунок 1. Принципиальная схема трубной измерительной установки:

- 1 – задвижка; 2 – трубопровод подачи продукции скважин; 3 – блок сепарации;
- 4 – колонна; 5 – трубопровод отвода жидкости; 6 – трубопровод отвода газа;
- 7 – клапан электромагнитный; 8 – клапан предохранительный; 9 – расходомер газа;
- 10 – датчики уровня жидкости; 11 – датчик перепада гидростатического давления;
- 12 – датчик давления; 13 – датчик температуры)

В трубопроводе отвода эмульсии устанавливают электромагнитный клапан (или задвижку). Объемный расход эмульсии определяют по времени заполнения мерника, расположенного в нижней части колонны. Затем электромагнитный клапан открывают и жидкость сливается в трубопровод для продукции скважин. Установка содержит всего один движущийся узел – электромагнитный клапан, который намного дешевле датчика массового расхода и прост в эксплуатации, и, в отличие от калиброванного отверстия, не нуждается в трудоемких затратах при настройке. Можно установить электромагнитный клапан на газовой линии. При необходимости обводненность эмульсии находят в соответствии с изложенной в [7, 8] методикой. В случае существенного пенообразования нижнюю часть колонны оснащают патрубком, что позволяет собирать в нем практически всю образующуюся пену, устраняя тем самым ее влияние на результат измерений. Поступающая эмульсия равномерно распределяется по сепарационному устройству, образуя стекающую пленку. Время стекания должно намного превышать время всплытия пузырьков газа из пленки. Так как измеряется время заполнения, то установка работает при любой обводненности с достаточной точностью. Например, при высоте мерника 1 м погрешность 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, если увеличить высоту мерного объема и (или) уменьшить погрешность измерения уровня жидкости. Дополнительными преимуществами ТРИУ, показанной на рис. 2 в процессе стендовых заводских испытаний в ООО «Корпорация «Уралтехнострой», являются:

- относительно малые габариты (за счет отсутствия сепаратора);
- возможность использования на одиночных скважинах;
- отсутствие подвижных частей.

Универсальность данного варианта установки обеспечивается за счет изготовления колонны (или ее нижней части) из труб разного диаметра, что позволяет применять ее при разных диапазонах расхода. По необходимости установку можно оснащать устройствами для измерений остаточного содержания свободного газа (для этого между входами устройства располагают электромагнитный клапан или задвижку) и (или) растворенного газа (устанавливают на трубопроводе отвода водонефтяной эмульсии). Определение остаточного содержания растворенного газа – достаточно сложный и трудоемкий процесс. На практике проще получить зависимость остаточного содержания растворенного газа в виде функции давления и температуры эмульсии:  $V_z = f(\rho_{жс}, t_{жс})$ .

В то же время, согласно [3, 4] сырая нефть – это жидкое минеральное сырье, состоящее из смеси углеводородов широкого физико-химического состава, которое содержит растворенный газ, воду, минеральные соли, механические примеси и другие химические соединения. Таким образом, для измерения дебита

скважины достаточно, но не обязательно, установки, позволяющей определить расход флюида после разделения его на воду, нефть и газ. Проще и дешевле разделить продукцию скважин на жидкую и газовую фазы. При таком подходе более приемлемым безусловно является объемный способ измерения, который обычно и применяется в мировой практике. При этом в [2, п. 6.2] прямо указано на возможность пересчета объемного показателя в массу сырой нефти (требуемая точность измерений обеспечивается при наличии данных о плотностях нефти  $\rho_n$  и воды  $\rho_v$ , найденных согласно методике выполнения измерений при условии аттестации и утверждении в установленном порядке). Например, определив обводненность (влажностное содержание нефти)  $n_n$  в лабораторных условиях, плотность жидкости – водонефтяной эмульсии  $\rho_{жс}$  можно рассчитать по формуле [7,8]:

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

Отметим, что при определении  $n_n$  в лабораторных условиях не учитывают изменение обводненности во времени, а также то, что обводненность пробы (местная) не обязательно равна реальной (интегральной) обводненности эмульсии.



Рис. 2. ТРИУ в процессе заводских стендовых испытаний

В [7,8] предложено находить интегральную обводненность эмульсии по перепаду ее гидростатического давления  $\Delta p_{жс}$  при высоте столба жидкости  $h$  как

$$n_n = \frac{\Delta p_{жс} / gh - \rho_n}{\rho_v - \rho_n}. \quad (3)$$

Из (3) следует, что точность определения обводненности повышается с ростом  $h$ . Для обеспечения достаточной высоты столба жидкости целесообразно выполнение установки в виде трубной обвязки. Следует отметить, что в отличие от влагомера, который определяет обводненность в каком-то небольшом месте, ТрИУ определяет интегральную обводненность сырой нефти, находящейся в мерной части.

При наличии в сырой нефти растворённого газа методика определения обводненности по перепаду гидростатического давления дополняется за счет его учёта. Молярная масса газа  $M_{\Gamma}$  определяется по 6-компонентному составу и молярным массам компонент  $M_{z,i}$  и их концентрациям  $k_{z,i}$ :

$$M_{\Gamma} = \left( \sum_{i=1}^6 \frac{k_{z,i}}{M_{z,i}} \right)^{-1}; \quad \sum_{i=1}^6 k_{z,i} = 1. \quad (4)$$

Удельная газовая постоянная с учетом (4) находится так:

$$R = \mathfrak{R} / M_{\Gamma}, \quad (5)$$

где  $\mathfrak{R} = 8314,4$  – универсальная газовая постоянная.

Объём растворённого газа  $V_{z,ny}$  (при нормальных условиях), содержащегося в  $1 \text{ м}^3$  дегазированной сырой нефти, замеряется в лабораторных условиях. В рабочей части ТрИУ измеряются температура  $t$  и давление  $P$ . Плотность газа  $\rho_z$  и объём растворённого газа при параметрах рабочей части  $V_z$  находится по уравнению Менделеева-Клапейрона:

$$\rho_z = P / R(t + 273); \quad V_z = \frac{(t + 273) 1,013}{293 P} V_{z,ny}. \quad (6)$$

Объёмная доля растворённого газа  $\alpha_z$  в сырой нефти составляет:

$$\alpha_z = \frac{V_z}{V_{ж} + V_z}. \quad (7)$$

Объёмную долю нефти  $\alpha_n$  в сырой нефти запишем так:

$$\alpha_n = 1 - \alpha_g - \alpha_z \quad (\alpha_n + \alpha_g + \alpha_z = 1). \quad (8)$$

Плотность сырой нефти с учетом (8) представим так:

$$\rho = \alpha_g(\rho_g - \rho_n) + \rho_n - \alpha_z(\rho_n - \rho_z). \quad (9)$$

После подстановки в (9) выражения для плотности из [7, 8] и проведения несложных преобразований получим выражение для определения объёмной доли воды в сырой нефти:

$$\alpha_g = \frac{\Delta P / gh - \rho_n + \alpha_z(\rho_n - \rho_z)}{\rho_g - \rho_n}. \quad (10)$$

Тогда обводненность сырой нефти с учётом (10) составит

$$n_g = \frac{\alpha_g}{1 - \alpha_z}; \quad n_g = \frac{\Delta P / gh - \rho_n + \alpha_z(\rho_n - \rho_z)}{(1 - \alpha_z)(\rho_g - \rho_n)}. \quad (11)$$

Погрешность вычисляемой (не измеряемой непосредственно) величины обводненности – это погрешность косвенных воспроизводимых измерений. Тогда

основную абсолютную погрешность по обводнённости следует определять с использованием известной формулы:

$$\Delta n_{\text{с}} = \sqrt{\sum_{i=1}^k \left( \Delta x_i \frac{\partial n_{\text{с}}}{\partial x_i} \right)^2}, \quad (12)$$

где  $x_i$  – непосредственно измеряемые величины имеющие погрешность  $\Delta x_i$ . В данном случае непосредственно измеряемыми величинами являются  $\Delta P_{\text{ж}}$ ,  $h$ ,  $\rho_{\text{с}}$  и  $\rho_{\text{н}}$ .

Частные производные, входящие в (12), находятся с использованием функции для обводнённости (3) – случай без растворённого газа выбран для упрощения, и соответственно составляют:

$$\begin{aligned} \frac{\partial n_{\text{с}}}{\partial (\Delta P_{\text{ж}})} &= \frac{1}{gh(\rho_{\text{с}} - \rho_{\text{н}})}; \quad \frac{\partial n_{\text{с}}}{\partial h} = -\frac{\Delta P_{\text{ж}}}{(\rho_{\text{с}} - \rho_{\text{н}})gh^2}; \\ \frac{\partial n_{\text{с}}}{\partial \rho_{\text{с}}} &= -\left( \frac{\Delta P_{\text{ж}}}{gh} - \rho_{\text{н}} \right) / (\rho_{\text{с}} - \rho_{\text{н}})^2; \quad \frac{\partial n_{\text{с}}}{\partial \rho_{\text{н}}} = \frac{\Delta P_{\text{ж}}}{gh(\rho_{\text{с}} - \rho_{\text{н}})^2} - \left( \frac{\rho_{\text{с}}}{\rho_{\text{с}} - \rho_{\text{н}}} \right)^2. \end{aligned} \quad (13)$$

Полученные формулы (13) применены при вычислении погрешности обводнённости. При этом были использованы значения:

$$\begin{aligned} g &= 9,81 \text{ м/с}^2; \quad \Delta P_{\text{ж}} = 12750 \text{ Па}; \quad h = 1,3 \text{ м}; \\ \rho_{\text{с}} &= 1\,000 \dots 1\,200 \text{ кг/м}^3; \quad \rho_{\text{н}} = 800 \dots 920 \text{ кг/м}^3. \end{aligned} \quad (14)$$

Относительная погрешность измерения перепада давления 0,1% (датчик Метран-100-ДИ-1162), соответственно абсолютная погрешность измерения перепада давления составляет 13 Па. Абсолютные погрешности измерения перепада давления, высоты, плотности нефти и плотности воды соответственно составляют:

$$\Delta (\Delta P_{\text{ж}}) \approx 13 \text{ Па}; \quad \Delta h = 0,001 \text{ м}; \quad \Delta \rho_{\text{с}} = 0,5 \text{ кг/м}^3; \quad \Delta \rho_{\text{н}} = 0,5 \text{ кг/м}^3. \quad (15)$$

После подстановки в (12) выражений (13) с использованием значений (14) и (15) получилось, что абсолютная погрешность определения обводнённости ориентировочно составляет менее 1%.

Все изложенные выше замечания были учтены при разработке ТРИУ по техническому заданию ОАО «ТНК-ВР» со следующими основными параметрами:

- количество добываемой сырой нефти (дебит скважины по жидкости) 0,3 – 30,0 м<sup>3</sup>/сут.;
- количество добываемого попутного нефтяного газа при нормальных условиях (дебит скважины по газу) 0 - 1 200 м<sup>3</sup>/сут.;
- рабочее давление на устье скважины 0,3 - 2,0 (4,0) Мпа;
- обводненность 0 - 98 %;
- плотность дегазированной обезвоженной нефти, приведенная к стандартным условиям, 700 - 900 кг/м<sup>3</sup>;
- плотность воды при стандартных условиях 1 000 - 1 200 кг/м<sup>3</sup>;



– содержание механических примесей размерами частиц до 5 мм не более 0,05 %;

– температура окружающей среды от  $-40$  до  $+50$  °С.

Высота мерника для жидкости составляет 1,3 м, что обеспечивает измерение количества жидкости с относительной погрешностью  $\pm 0,8\%$  (уровень жидкости существующими датчиками измеряется с погрешностью  $\pm 5\%$ ), а абсолютная погрешность определения обводненности не превышает  $\pm 1,5\%$ . Погрешность определения количества нефтяного газа обусловлена 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 предназначена для ликвидации влияния пены на измерения.

При помощи установки измеряют: время между срабатыванием датчиков уровня, перепад гидростатического давления в мернике, а также температуру, давление и объемный расход газа. По этим параметрам определяют суммарный расход сырой нефти и ее обводненность, а также текущий (суммарный) расход газа при нормальных условиях. В установке фиксируются положения клапанов и активные сигналы тревоги. Управление осуществляется контроллером, передача сигналов – по радиоканалу. Время хранения информации составляет не менее месяца. Место проведения опытно-промысловых испытаний – месторождение ОАО «ТНК-ВР» (рис. 3).



Рис. 3. Опытно-промысловые испытания ТриИУ на одиночной скважине:  
а – пуско-наладочные работы; б – мерный блок через 7 месяцев после начала испытаний

При работе установки следует учитывать теорему Котельникова: если есть сигнал с некоторым спектром частот, то необходимо проводить дискретные измерения минимум в 2 раза чаще частоты этого сигнала.



Сравнение ТрИУ с АГЗУ «ОЗНА-массомер», выполненное в ОАО «Удмуртнефть», приведено в табл. 1. Обе установки оснащены переключателем скважин многоходовым (ПСМ) на 10 отводов.

Таблица 1. Сравнение ТрИУ с АГЗУ «ОЗНА-массомер»

Параметры сравнения	ТрИУ	АГЗУ «ОЗНА-массомер»
Погрешность измерений, %	+/- 1	+/- 2,5
Диапазон температур окружающей среды, °С	-40 ... +50	-45 ... +40
Температура рабочей среды, °С	3 ... 60	5 ... 60
Диапазон измерений	Типоразмеры на 60 м <sup>3</sup> , 100 м <sup>3</sup> , 200 м <sup>3</sup> , 400 м <sup>3</sup> , 800 м <sup>3</sup>	до 800 м <sup>3</sup>
Обводненность продукции, %	0...100	0...100
Объёмная доля парафина, %	≤ 7	≤ 7
Массовое содержание мехпримесей, %	≤ 0,05	≤ 0,05
Стоимость блока замерной установки с ПСМ (на 10 отводов), тыс. рублей	≈ 2 000	≈ 7 000

При необходимости описанная установка для измерения количества нефти и нефтяного газа позволяет определять остаточное содержание в эмульсии свободного (остаточный газовый фактор) и растворенного газов. При регулировании и управлении рабочим процессом нефтяной скважины, оборудованной погружной установкой электрического центробежного насоса с частотно-регулируемым приводом, предполагается использование ТрИУ, с помощью которой осуществляется организация достоверного поскважинного учета и контроля добычи – измеряются количество добытой нефти и нефтяного газа, а также обводнённость. Это позволяет производить управление по параметрам, замеряемым на устье, что позволяет исключить использование дорогостоящего блока погружной телеметрии [9].

В 2012 г. предполагается внедрение ТрИУ в ОАО «Удмуртнефть». Экономический эффект от поставки в 2012 г. 7 ТрИУ в НГДУ «Воткинск» показан в табл. 2.

Известно, что в России распространена система однострубно́го сбора нефти и газа. Но до неё использовалась двухтрубная система сбора, включающая нефтепровод и газопровод. При всей очевидности преимуществ однострубно́й системы сбора в ней заложен и ряд недостатков. В частности, при наличии закрытой системы, функционирующей при давлении коллектора, в которой свободный газ, скапливающийся в затрубном пространстве, должен либо сбрасываться в манифольд (что возможно только при наличии перепада давления), либо стравливаться в атмосферу (что обычно повсеместно происходит).

Таблица 2. Эффективность использования ТриУ

Показатели	Ед.изм.	2012
Изменение капитальных вложений (с НДС)	тыс. руб.	-35 000
Стоимость трубной измерительной установки	тыс. руб.	14000
Экономия затрат на приобретение АГЗУ "ОЗНА-Массомер"	тыс. руб.	-49 000
Чистая приведенная стоимость (NPV)	тыс.руб.	24 385,1
Индекс прибыльности (PI)	доли ед.	3,25
Внутренняя норма доходности (IRR)	%	> 800 %
Срок окупаемости	лет	< 1 года
Год реализации проекта		2012 год
<i>Эффективность рассчитана с учетом того допущения, что ежегодно приобретается 7 новых АГЗУ</i>		
<i>Эффективность рассчитана с учетом сравнения стоимостей приобретения трубной измерительной установки и АГЗУ "ОЗНА-Массомер", изменение по стоимости обслуживания не учтено (не указано)</i>		

Очевидно, что такие выбросы вызывают экологические проблемы и приводят к явным потерям для нефтедобывающих предприятий от неполного использования попутного нефтяного газа (ПНГ). Но это, в конечном счете, приводит к снижению объемов добычи нефти, так как накопленная природой энергия давления пласта расходуется впустую. Из-за такого выброса газа в атмосферу, а также по организационно-техническим причинам существующие измерительные установки снижают точность измерения количества нефтяного газа.

Разработанная принципиальная схема и техническое решение [5] позволяют сохранить преимущества однострунной системы сбора нефти и газа, и в то же время более эффективно использовать свободный газ из затрубного пространства, одновременно исключив необходимость сброса его в атмосферу. Также эта схема упрощает задачу по разработке высокоточной замерной установки для учета сырой нефти на кустовых объектах, оценки добычи попутного газа при очевидном удешевлении замера. Она приведена на рис. 4.

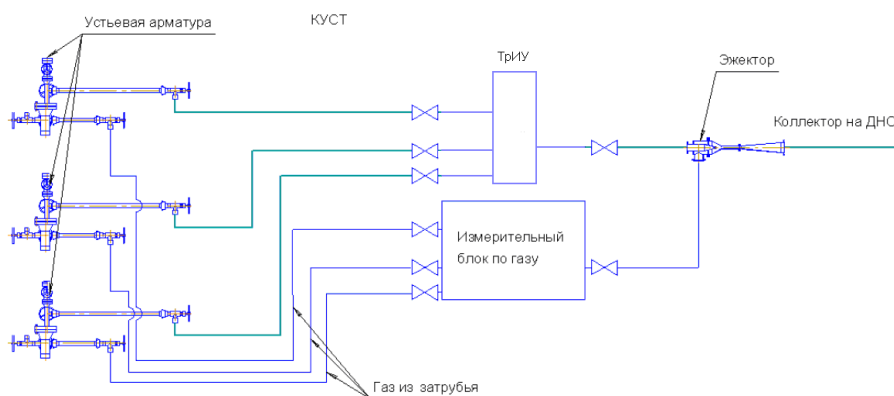


Рис. 4. Принципиальная схема предлагаемой системы сбора нефти и газа

Сущность предложения состоит в том, что в схему обвязки устьевого арматуры встраивается струйный насос. Его коэффициент инжекции выбирается таким образом, чтобы объем инжектируемого газа был равен его образованию в затрубном пространстве при давлении не более 0,4...0,5 МПа. Если рассматривать скважину как вертикальный сепаратор, то имеется сепарированный газ в затрубном пространстве, расход которого и необходимо измерять. При этом вышеназванный струйный насос устанавливается после замерного узла.

Предлагаемая техническая схема находит решение еще одной значимой проблемы практики нефтедобычи. Существующие системы сбора предполагают наличие свободного газа в затрубном пространстве при избыточном давлении, позволяющим его сброс в манифольд на устье скважины. В эксплуатируемых в России устьевых и фонтанных арматурах имеются встроенные перепускные клапана, позволяющие с той или иной степенью надежности сбрасывать затрубный газ в трубопровод, но специалистам известно насколько сложна, а порой и невыполнима эта задача при избыточном давлении водонефтяного потока.

Согласно предлагаемой схеме добываемая продукция на устье скважины разделяется на два потока, при этом затрубное пространство используется аналогично сепаратору 1-ой ступени, и направляется по двум манифольдам до замерной установки. После проведения замеров жидкой фазы и свободного затрубного газа оба потока соединяются в коллекторе.

Применение данной технологии обеспечивает прирост добычи за счет уменьшения давления газа в затрубном пространстве до 0,4...0,5 МПа (сейчас на многих скважинах ООО «РН-Юганскнефтегаз» оно достигает 4,0 МПа). Дополнительно обеспечивается откачка насосным оборудованием из скважин преимущественно только жидкости.

### **Выводы**

1. Существующие АГЗУ по сути являются индикаторными, а не измерительными установками. Относительная погрешность измерения дебита любой скважины куста всегда больше относительной погрешности (по паспорту) АГЗУ.

2. Разработана и защищена патентом РФ № 2342528 установка для измерения количества добываемых из недр нефти и нефтяного газа, основанная на объемном способе измерений и изготовленная из труб, а также имеющая дополнительную опцию – возможность использования массового способа измерений.

3. Создана методика определения обводнённости по перепаду гидростатического давления, учитывающая наличие в сырой нефти растворённого газа.

4. Теоретические результаты подтверждены в ходе опытно-промышленных испытаний трубной измерительной установки, разработанной и изготовленной по техническому заданию ОАО «ТНК-ВР».

5. Предложенная принципиальная схема и техническое решение позволяют сохранить преимущества однетрубной системы сбора нефти и газа, в то же время более эффективно использовать свободный газ из затрубного пространства, одновременно исключив необходимость сброса его в атмосферу.

### Литература

1. Соколов С.М., Горбатиков В.А., Тарасов М.Ю., Фахретдинов И.З. О модернизации старых нефтяных месторождений Западной Сибири и комплексном проектировании их разработки и обустройства // Нефтяное хозяйство. 2009. № 11. С. 120 - 123.

2. Шаякберов В.Ф., Исмагилов Р.Р., Латыпов И.А. Новые технологии модернизации обустройства старых нефтяных месторождений // Нефтяное хозяйство. 2010. № 1. С. 8 - 11.

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

4. 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. М., 2009.

5. Газаров А.Г., Шаякберов В.Ф., Мугатабарова А.А. К вопросу измерения количества извлекаемой из недр нефти и нефтяного газа (в порядке дискуссии) // Территория Нефтегаз. 2009. № 10. С. 28 - 31.

6. Пат. РФ № 2342528. Устройство для измерения количества нефти и нефтяного газа / Шаякберов В.Ф. Заявл.: 23.03.2007. Опубл.: 27.12.2008. Бюл. № 36.

7. Шаякберов В.Ф. Установки для измерений количества нефти и нефтяного газа для скважин и их кустов // Измерительная техника. 2011. № 11. С. 26 - 30.

8. Shayakberov V.F. Test units for measurements of the quantity of petroleum and petroleum gas for wells and well clusters // Measurement Techniques. 2012. Volume 54. Issue 11. PP. 1249-1255. DOI: 10.1007/s11018-012-9889-y

9. Пат. № 2421605 РФ. Способ эксплуатации скважины, оборудованной установкой электроцентробежного насоса с частотно-регулируемым приводом / Латыпов А.Р., Шаякберов В.Ф., Исмагилов Р.Р. [и др.]. Заявл.: 19.02.2010. Опубл.: 20.06.2011. Бюл. № 17.

## IMPROVED TECHNOLOGY IN DOWNHOLE PRODUCTION CONTROL AND ACCOUNTING PRODUCTS

V.F. Shayakberov

“RN-Ufanipineft” LLC, Ufa, Russia

e-mail: ShayakberovVF@Ufanipi.ru

**Abstract.** The system for measuring the amount of extracted of oil and petroleum gas from the bowels, based on the volumetric method of measurement, and made from pipes is developed. The technique to determine the water content by the hydrostatic pressure drop, which takes into account the presence in the crude oil dissolved gas, is created. The theoretical results are confirmed in the experimental field tests of pipe measuring setup. The proposed scheme allows more efficient use of free gas from the annulus, while eliminating the need to discharge it into the atmosphere.

**Keywords:** measurement, well, quantity, oil, gas, water cut, pipe

### References

1. Sokolov S.M., Gorbatikov V.A., Tarasov M.Yu., Fakhretdinov I.Z. O modernizatsii starykh neftyanykh mestorozhdenii Zapadnoi Sibiri i kompleksnom proektirovaniy ikh razrabotki i obustroistva (On the upgrading of old oil fields in Western Siberia and the integrated design of their development and construction), *Neftyanoe khozyaistvo - Oil Industry*, 2009, Issue 11, pp. 120 - 123.
2. Shayakberov V.F., Ismagilov R.R., Latypov I.A. Novye tekhnologii modernizatsii obustroistva starykh neftyanykh mestorozhdenii (New modernization technologies fol old oil field surface facilities), *Neftyanoe khozyaistvo - Oil Industry*, 2010, Issue 1, pp. 8 - 11.
3. GOST R 8.615-2005. State system for ensuring the uniformity of measurements. The measuring of oil and oil gas quantity taken from wells. General metrological and technical requirements.
4. Revision 1 of GOST R 8.615-2005. State system for ensuring the uniformity of measurements. The measuring of oil and oil gas quantity taken from wells. General metrological and technical requirements. Moscow, 2009.
5. Gazarov A.G., Shayakberov V.F., Mugatabarova A.A. K voprosu izmereniya kolichestva nefi i neftyanogo gaza, dobyvaemykh iz nedr (The problem of measuring the amount of oil and gas extracted from the wells), *Territoriya Neftegaz*, 2009, Issue 10, pp. 28 - 31.
6. Patent № 2342528 RU. IPC E21B47/10. E21B43/38. Device for measuring quantity of oil and oil gas / Shayakberov V.F. Appl.: 23.03.2007. Publ.: 27.12.2008.
7. Shayakberov V.F. Ustanovki dlya izmerenii kolichestva nefi i neftyanogo gaza dlya skvazhin i ikh kustov (Test units for measurements of the quantity of petroleum and petroleum gas for wells and well clusters), *Izmeritel'naya tekhnika - Measurement Techniques*, 2011, Issue 11, pp. 26 - 30.

8. Shayakberov V.F. Test units for measurements of the quantity of petroleum and petroleum gas for wells and well clusters, *Measurement Techniques*, 2012, Volume 54, Issue 11, pp. 1249 - 1255. DOI: 10.1007/s11018-012-9889-y

9. Patent № 2421605 RU. IPC E21B43/12. Procedure for operation of well equipped with electro-centrifugal pump plant with variable-frequency drive / Latypov A.R., Shayakberov V.F., Ismagilov R.R., Latypov I.A., Shajakberov E.V. Appl.: 19.02.2010. Publ.: 20.06.2011.