

## К ВОПРОСУ ИЗМЕРЕНИЙ И УЧЕТА ДЕБИТА ПРОДУКЦИИ СКВАЖИН

Р.К. Шарипов, А.А. Фаткуллин, А.А. Васильев, М.Р. Муллатагиров  
(ООО "НПО "Уфанефтегазмаш", г. Уфа)

В статье изложен новый подход к созданию технологии выполнения измерений дебита продукции скважин с использованием индикаторов фазового состояния потока и пробоотборников новой конструкции. Приведен порядок выполнения расчетов, который может быть использован при разработке методики выполнения измерений. Особенностью предлагаемой технологии выполнения измерений является качественная оценка изменения газосодержания в нефти, в процессе выполнения измерений, а это позволит вводить поправочные коэффициенты, повышающие метрологические свойства систем измерения продукции скважин.

**Ключевые слова:** нефть сырая; измерительная установка; технология выполнения измерений; контроль наличия газа; отбор объединенной пробы; порядок расчетов.

Вопрос учета добываемых углеводородов на нефтяных месторождениях в настоящее время остается актуальным, поскольку направлен на решение проблем контроля объема (массы) продукции, добытой нефтедобывающим предприятием, в соответствии с ГОСТ Р 8.615 [1], режима извлечения этой продукции из пласта и охраны окружающей среды.

Учитывая важность этой проблемы для производства, специалисты НГДУ "Бузулукнефть" разработали технические требования, предъявляемые к системам измерения количества сырой нефти для месторождений УЦДНГ-6. Специалисты ООО "НПО "Уфанефтегазмаш" спроектировали, изготовили, сертифицировали и сдали в опытно-промышленную эксплуатацию передвижную измерительную установку УЗТ-6,0-600 (Государственный реестр средств измерений № 36947-08). Отличительными особенностями этой установки являются наличие трехфазного сепаратора и трех измерительных линий: газовой, нефтяной и водяной, а также высокий уровень автоматизации и визуализации процессов выполнения измерений, обработки, архивирования и отображения необходимой информации как в табличном, так и графическом виде [2].

Опыт эксплуатации установки УЗТ-6,0-600 в полевых условиях совместно со специалистами ОАО "Гипростокнефть" позволил вскрыть некоторые проблемы учета сырой нефти и практически подтвердить необходимость дальнейшего совершенствования систем измерения количества и параметров качества сырой нефти, их метрологического обеспечения и разработки технологических процессов выполнения измерений с учетом их лабораторной поддержки.

Целью данной публикации является описание методического подхода к выполнению измерений дебита продукции скважин и технического предложения, представленного в виде технологической схемы, позволяющей реализовать технологический процесс выполнения измерений по этой методике с учетом контроля наличия газа в процессе выполнения измерений.

Известно, что содержание в нефти свободного и растворенного газа является одним из значимых классификационных признаков, позволяющих отделить

сырую нефть от обезвоженной дегазированной нефти. Поэтому различные условности и упрощения, связанные с исключением влияния растворенного и свободного газа на процесс выполнения измерений и его метрологическое обеспечение, приводят к методической ошибке [3], в которой плотность сырой нефти приравнивается к плотности обезвоженной дегазированной нефти, приведенной к рабочим условиям. Такой подход отождествляет понятия сырой и обезвоженной дегазированной нефти, объединяя их в одну группу по методике выполнения измерений, средствам измерений и другим техническим устройствам, используемым в измерительных установках. При этом теоретические [3] и экспериментальные [4] исследования показали, что наличие в нефти свободного газа вносит существенные искажения в показания вибрационных плотномеров и кориолисовых расходомеров.

Будем считать, что в нефтяной измерительной линии (ИЛ) основными составляющими жидкости являются нефть обезвоженная, дегазированная, остаточный растворенный газ и вода. В водяной ИЛ основными составляющими жидкости являются вода, нефть обезвоженная, дегазированная, а в качестве примесей присутствуют механические примеси и хлористые соли. Также будем считать, что наличие свободного газа в обезвоженной дегазированной нефти более 2 % по объему недопустимо, поскольку вносит искажения в показания массомера и влагомера, наличие капель жидкости в газовой ИЛ недопустимо, поскольку искажает показания газового расходомера.

При создании методики выполнения измерений продукции нефтяных скважин были приняты следующие основные положения и порядок выполнения расчетов:

1. Масса жидкости вычисляется суммированием масс жидкости по нефтяной и водяной ИЛ;
2. Масса воды вычисляется суммированием масс воды по нефтяной и водяной ИЛ;
3. Масса обезвоженной нефти вычисляется вычитанием из массы жидкости массы воды;
4. Масса обезвоженной дегазированной нефти вычисляется вычитанием из массы жидкости масс воды, растворенного газа, мехпримесей и хлористых солей;

5. Массовое содержание воды в сырой нефти вычисляется как отношение массы воды к массе жидкости;

6. Объем газа вычисляется суммированием объемов выделившегося газа по газовой ИЛ и растворенного газа по нефтяной ИЛ, приведенных к стандартным условиям;

7. Удельный газовый фактор вычисляется как отношение объема газа к массе обезвоженной дегазированной нефти;

8. При известных значениях плотностей обезвоженной дегазированной нефти и воды, приведенных к рабочим условиям, и измеренном значении плотности жидкости по массомеру на водяной ИЛ определяется объемное содержание воды  $\varphi''_в$  в водяной ИЛ по формуле

$$\varphi''_в = \frac{\bar{\rho}''_ж - \bar{\rho}''_н}{\bar{\rho}''_в - \bar{\rho}''_н}, \quad (1)$$

где  $\bar{\rho}''_ж$  – плотность жидкости по показаниям массомера водяной ИЛ, кг/м<sup>3</sup> (здесь кавычки соответствуют водяной ИЛ, стрелка над обозначением относится к измеряемым величинам);

$\bar{\rho}''_н$  – плотность нефти обезвоженной и дегазированной по данным лаборатории, кг/м<sup>3</sup> (верхняя тильда относится к значениям, приведенным к рабочим условиям в ИЛ);

$\bar{\rho}''_в$  – плотность воды по данным лаборатории, кг/м<sup>3</sup>;

9. При известных значениях в нефтяной ИЛ объема жидкости, содержания остаточного растворенного газа и объемного содержания воды в жидкости определяется объем растворенного газа при стандартных условиях  $\bar{V}'_{гр}$ , м<sup>3</sup>:

$$\bar{V}'_{гр} = \bar{V}'_ж (1 - \bar{\varphi}'_в) \bar{\Gamma}'_{гр}, \quad (2)$$

где  $\bar{V}'_ж$  – объем жидкости в нефтяной ИЛ по показаниям массомера, м<sup>3</sup>;

$\bar{\Gamma}'_{гр}$  – остаточное содержание растворенного газа в жидкости нефтяной ИЛ, м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>;

$\bar{\varphi}'_в$  – объемное содержание воды в нефтяной ИЛ, вычисленное по показаниям влагомера, доли ед.

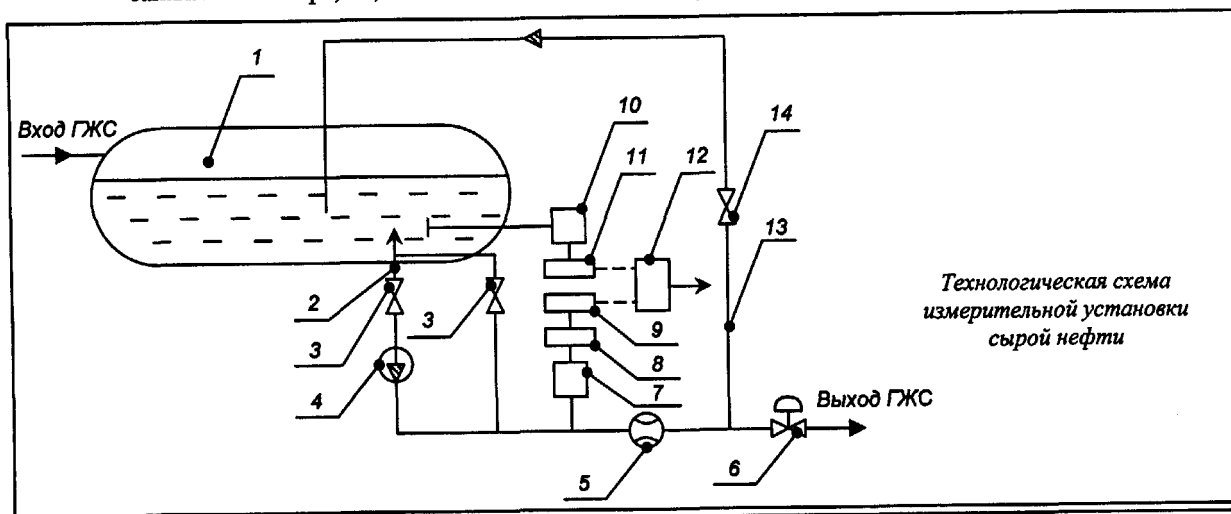
Остаточное содержание газа определяется с помощью идентификатора фазового состояния (ИФС).

Принцип действия ИФС основан на одновременном излучении датчиками ИФС гидроакустических импульсов в исследуемую жидкость, содержащую газ, находящуюся в сепараторе, и в жидкость, содержащую газ, отбираемую в съемную, герметичную накопительную емкость пробоотборника в процессе выполнения измерений. При этом измеряют параметры импульсов в режиме реального времени и по разности параметров этих импульсов оценивают представительность пробы.

Приведенный методический подход позволил разработать технические требования к измерительным установкам продукции нефтяных скважин и техническое предложение в виде технологической схемы измерительной установки, представленной на рисунке (водяная и газовая ИЛ не показаны).

В технологическую схему входит сепаратор 1, соединенный трубопроводом 2, включающим задвижку 3, связанную с насосом 4, подсоединенным к массовому расходомеру 5, связанным с регулируемой задвижкой 6. Трубопровод 2 содержит пробоотборник 7 со съемной герметичной накопительной емкостью, в которую встроен первый датчик ИФС 8, содержащий первый микропроцессор 9, второй датчик ИФС 10, связанный со вторым микропроцессором 11. Микропроцессоры 9 и 11 соединены с вычислителем 12. К трубопроводу 2 подсоединена линия тестирования жидкости на остаточное количество газа в ней 13, содержащая задвижку 14.

Работа технологической схемы осуществляется следующим образом. Жидкость, содержащая газ, поступает по трубопроводу 2 через открытую задвижку 3 к насосу 4, который подает ее через массовый расходомер 5 на регулируемую задвижку 6. Массовый расходомер 5 измеряет массу жидкости, прошедшую через него. Пробоотборник 7 непрерывно от-



бирает пробу жидкости, содержащей растворенный газ, в течение всего времени проведения измерений в съемную герметичную накопительную емкость. При выполнении измерений первый датчик ИФС 8 излучает гидроакустические импульсы в жидкость, содержащуюся в пробоотборнике 7, а изменение параметров отраженных импульсов фиксирует первый микропроцессор 9. Второй датчик ИФС 10 излучает гидроакустические импульсы в жидкость, содержащуюся в сепараторе, в зоне отбора жидкости в трубопровод 2. При этом изменение параметров импульсов со второго датчика ИФС 10 фиксируется вторым микропроцессором 11. Сравнение усредненных параметров импульсов производится в вычислителе 12, который показывает представительность отобранной пробы жидкости, содержащейся в пробоотборнике 7, относительно жидкости, содержащейся в сепараторе 1. После выполнения измерений пробу, содержащуюся в съемной герметичной накопительной емкости пробоотборника 7, приводят к стандартным условиям. Затем первый датчик ИФС 8 излучает импульсы в пробу, приведенную к стандартным условиям, и тем самым определяет пороговые параметры импульсов. Сравнивая значения пороговых параметров импульсов с усредненными, полученными в процессе выполнения измерений, определяем поправочный коэффициент, который вводит коррекцию в показания массового расходомера 5 на остаточное содержание газа в жидкости, измеренное массовым расходомером 5. Далее, используя аттестованные методики и пробу, находящуюся в съемной герметичной накопительной емкости пробоотборника, можно определить плотность обезвоженной и дегазированной нефти, плотность воды, плотность растворенного газа.

Для отбора объединенной пробы можно использовать устройство [5], которое позволит обеспечить высокую представительность пробы и более точно отразить соотношение фаз в жидкости пробы, нежели объединенная проба, полученная известными устройствами. При этом ИФС позволяют повысить до-

стоверность результатов контроля наличия газа в потоке жидкости, в условиях выполнения измерений ее расхода, за счет наиболее точной идентификации пороговых сигналов, соответствующих значениям параметров импульсов, при стандартных условиях выполнения измерений, отражающих действительное количество остаточного газа, содержащегося в жидкости пробы, и оценки достоверности сигналов, соответствующих значениям параметров импульсов жидкости, находящейся в съемной герметичной накопительной емкости пробоотборника, полученных в условиях выполнения измерений ее расхода, по отношению к сигналам параметров отраженных импульсов жидкости, находящейся в сепараторе, и тем самым улучшить метрологические характеристики измерительных установок сырой нефти.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. ГОСТ Р 8.615-2005. ГСИ. Измерение количества извлекаемой из недр нефти и нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования.
2. Шахутдинов Р.М. Опыт реализации требований ГОСТ 8.615-2005 на месторождениях Оренбургнефти. Автоматизация и метрология в нефтегазовом комплексе // Материалы науч.-практ. конф. 21 мая 2008 г. – Уфа: Нефтеавтоматика, 2008. – 72 с.
3. Фаткуллин А.А., Насибуллин А.Р. Проблемы учета сырой нефти и пути их решения при разработке методики выполнения измерений массы нефти для системы измерения количества и параметров нефти сырой // Законодательная и прикладная метрология. – 2007. – № 4.
4. Кравченко В., Риккен М. Измерение 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.
5. Пробоотборник автоматический измерительный "Пульсар-АП1". Руководство по эксплуатации ПИЛГ.421254.001 РЭ. – 2004.