

**Владимир Евгеньевич ВЕРШИНИН<sup>1</sup>**  
**Сергей Геннадьевич НИКУЛИН<sup>2</sup>**  
**Андрей Анатольевич СТУПНИКОВ<sup>3</sup>**

УДК 543.4:544.2

## **РАЗРАБОТКА ПРОМЫСЛОВОГО МОБИЛЬНОГО ЭТАЛОНА 2-ГО РАЗРЯДА КАК ИНСТРУМЕНТА ПОВЕРКИ УСТАНОВОК ИЗМЕРЕНИЯ СКВАЖИННОЙ ПРОДУКЦИИ**

<sup>1</sup> доцент кафедры моделирования физических процессов и систем,  
Тюменский государственный университет  
v.e.vershinin@utmn.ru

<sup>2</sup> заведующий базовой кафедрой расходомерии нефти и газа,  
Тюменский государственный университет  
s.g.nikulin@utmn.ru

<sup>3</sup> кандидат физико-математических наук,  
доцент кафедры программного обеспечения,  
Тюменский государственный университет  
a.a.stupnikov@utmn.ru

### **Аннотация**

В последние годы в нефтедобывающей отрасли прослеживается тенденция массового использования стационарных многофазных замерных установок для определения расходов нефти, воды и попутного газа в извлекаемой продукции скважин. Широкое распространение получили автоматизированные групповые замерные установки, позволяющие охватить замером целые группы скважин в режиме поочередного измерения. Необходимость оснащения скважин индивидуальными или групповыми средствами измерений диктуется в первую очередь экономическими задачами повышения коэффициентов нефтеотдачи и оптимизации процессов добычи. В этих условиях весьма

---

**Цитирование:** Вершинин В. Е. Разработка промыслового мобильного эталона 2-го разряда как инструмента поверки установок измерения скважинной продукции / В. Е. Вершинин, С. Г. Никулин, А. А. Ступников // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2021. Том 7. № 1 (25). С. 163-176.

DOI: 10.21684/2411-7978-2021-7-1-163-176

---

актуальной становится задача проведения периодической поверки стационарных измерительных установок на местах с помощью передвижных эталонов-измерительных установок более высокого класса точности. Мобильность эталона и необходимость работы в полевых условиях с флюидами самого различного состава существенно усложняет задачу создания подобного устройства. Практичность и экономичность создаваемых установок в первую очередь зависит от выбора способа измерения, определяющего конструкцию установки.

В данной статье проведен анализ существующих видов измерительных установок для определения расхода нефти, газа и воды на добывающих нефтяных скважинах. Показаны основные достоинства и недостатки каждого из них. Сделан вывод о необходимости применения комплексных решений, основанных на различных физических принципах для повышения точности измерений. Авторами предложена комбинированная схема промышленного мобильного эталона 2-го разряда, в основе которой лежит динамический метод измерения расходов фаз. В установке осуществляется многоступенчатая частичная сепарация входного многофазного потока на жидкую и газовую фазы. Определение долей воды и нефти в жидком потоке производится с использованием анализатора состава смеси гидростатического типа. Указаны пути повышения точности измерительной установки.

#### **Ключевые слова**

Сырая нефть, газожидкостная смесь, сепарация, мобильный эталон.

**DOI: 10.21684/2411-7978-2021-7-1-163-176**

#### **Введение**

Доля скважин, оборудованных стационарными расходомерами, постоянно растет. Правила проведения поверки подобных устройств определяются согласно ГОСТ 8.637-2013 «ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений массового расхода многофазных потоков», введенного в действие с 1 июля 2015 г. При этом необходимо обеспечить передачу единицы многофазного расхода от первичного государственного эталона рабочим эталонам 1-го разряда и далее эталонам 2-го разряда и промышленным измерительным установкам.

Наиболее удобным способом поверки стационарных замерных установок является использование мобильных поверочных устройств-эталонов 2-го разряда. В настоящее время выпускается ряд мобильных замерных установок, включая эталонные. В их основе лежит сепарационный метод определения расходов фаз. В документах [5-8] и работах [10, 14, 15] приведены схемы и характеристики ряда таких установок. При этом отмечается, что они все имеют ряд недостатков.

Основным недостатком использования сепарационных установок с накопительными емкостями при проведении поверки является их инерционность, повышенная погрешность за счет уноса жидкости газом или захвата жидкостью газа, влияние на рабочие условия измерения, наличие ограничений по диапазонам измеряемых параметров [10, 11, 14, 15]. Решением данной комплексной

проблемы могло бы быть применение многофазных расходомеров бессепарационного типа либо использование комбинированных устройств, содержащих в своем составе сепараторы того или иного типов [15].

ФГАОУ ВО «Тюменский государственный университет» совместно с производителем замерных установок АО «ГМС Нефтемаш» с 2018 г. участвует в совместном проекте «Организация высокотехнологичного производства метрологического оборудования — мобильных эталонов 2-го разряда и внедрение в практику нефтегазовых компаний методик поверки и аттестации действующего парка промыслово-измерительных установок». Цель разработки: создание средства для периодической поверки рабочих средств измерений мобильного эталона 2-го разряда. Разработанный эталон позволит производить поверку установок измерительных без остановки процесса измерений и без демонтажа средств измерения жидкости и газа.

Применяющиеся в большинстве случаев схемы мобильных измерительных установок имеют относительную погрешность измерений, аналогичную стационарным установкам. Поэтому для задач периодической поверки стационарных установок они не годятся. Возможно только сличение двух средств измерения с одинаковой точностью. Для создания эталона 2-го разряда необходима более высокая точность измерения.

Пути повышения точности измерений будут рассмотрены далее.

### **Основные виды измерительных установок для определения расхода фаз**

Анализ конструкций существующих установок для измерения параметров многофазных потоков показывает, что задачи измерения расхода фаз могут быть решены только с использованием комплекса измерительных устройств, использующих различные физические явления (акустические, электромагнитные, оптические, радиоактивность) [3]. При этом можно выделить несколько основных подходов к процессу измерения [9, 15]:

1. *Установки гидростатического типа.* Газ на входе отделяется от жидкости в сепарационном блоке. Измерение дебитов фаз производится путем определения скорости налива/слива в калиброванном вертикальном сосуде, при помощи датчиков гидростатического давления. Измерение обводненности производится, например, пересчетом отношения лабораторных плотностей воды, нефти и фактической плотности, измеренной при помощи датчика гидростатического давления.
2. *Установки динамического типа.* Газ на входе отделяется от жидкости в сепарационном блоке. Измерение дебита жидкости и газа производится при помощи расходомеров, расположенных в индивидуальных измерительных линиях. Измерение обводненности производится при помощи влагомера, установленного в жидкостной измерительной линии.
3. *Установки на базе мультифазного расходомера.* Измерение не требует разделения фаз (сепарации). В расходомере происходят измерения широкого

спектра параметров жидкости и газа: температура, давление, перепад давления, диэлькометрическая проницаемость, масса и плотность среды. Производится сканирование потока при помощи радиоизотопного или оптического датчика. Все эти параметры поступают в станцию управления и обрабатываются по заложенным математическим моделям.

Каждый подход имеет свои достоинства и недостатки, которые и определяют области применения установок каждого типа.

### **Оценка существующих конструкций измерительных установок**

*1. Установки гидростатического типа.* Они имеют простую конструкцию и невысокую стоимость. Благодаря циклическому режиму работы установки с постоянным протоком продукции скважины (газа либо нефти) в них создается минимальный перепад давления во время измерения, и на скважину не оказывается дополнительного противодействия в процессе измерения. Этим достигается высокая достоверность измерений расхода жидкости.

Вместе с тем точность определения обводненности жидкости чувствительна к наличию свободного и растворенного газа. Даже незначительное содержание свободного газа в жидкости значительно влияет на плотность жидкости, что ведет к увеличению погрешности определения обводненности. Точность определения количества газа напрямую зависит от соотношения дебита по газу и дебита по жидкости. При высоком газовом факторе добываемой на скважине продукции в установке происходит чрезвычайно быстрое опорожнение калиброванной емкости, и инертность в работе исполнительных механизмов ведет к росту погрешности. В установках данного типа невозможно вычисление соотношения количеств свободного и растворенного газа, а также количества капельной жидкости в потоке газа.

*2. Установки динамического типа* — наиболее точные на текущий момент установки. Они обладают широким диапазоном измерений дебитов за счет возможности применения расходомеров различной пропускной способности, а также возможностью их комбинаций. Это позволяет применять расходомер на скважинах, значительно отличающихся по производительности. Применение регулирующих устройств в измерительных линиях позволяет обеспечивать достаточную скорость протока среды в расходомерах.

Как и в установках гидростатического типа, в данном случае также невозможно без дополнительных методик определить количество свободного и растворенного газа, а также количество капельной жидкости в потоке газа. Еще одним негативным фактором выступает влияние остаточного свободного газа на показания кориолисового расходомера при измерении расхода жидкости.

*3. Установки мультифазного типа.* Основным достоинством расходомера является отсутствие необходимости разделения продукции скважины на газовую и жидкостную составляющие. Это существенно уменьшает размеры установки и отчасти избавляет от погрешностей, вносимых процессом сепарации. Лабораторные данные по компонентному составу газа позволяют применять алгоритмы расчета количества растворенного и свободного газа.

К недостаткам существующих расходомеров можно отнести сложность при настройке/калибровке на реальной установке, непрозрачность алгоритмов вычислений и необходимость дополнительной обработки полученных данных. Кроме того, как показала практика тестирования на научно-испытательном метрологическом стенде многофазных потоков ТюмГУ (стенд аттестован в качестве рабочего эталона единицы массового расхода газожидкостных смесей Федеральным агентством по техническому регулированию и метрологии), многофазные установки на ряде режимов не достигают требуемой для эталона точности.

### **Конструкция предлагаемого промышленного мобильного эталона**

Основным назначением разрабатываемого мобильного эталона 2-го разряда являются прямые измерения среднего массового расхода и массы сырой сепарированной нефти (далее — жидкости), прямые измерения среднего объемного расхода и объема выделившегося в результате сепарации свободного нефтяного газа (далее — газа), прямые или косвенные измерения объемной или массовой доли воды в сырой нефти, косвенные измерения среднего массового расхода и массы сырой нефти без учета воды. Схема поверки стационарных измерительных установок приведена на рис. 1. Мобильный эталон подключается в разрыв линии замера многофазного потока непосредственно перед поверяемой установкой. Поскольку мобильный эталон относится ко 2-му разряду точности, то достижение требуемой точности достигается продолжительным замером расходов фаз в течение суток.

Основные проектные характеристики разрабатываемой установки приведены в таблице 1. Проектируемая установка должна максимально исключить отмеченные выше недостатки и объединить в себе достоинства существующих установок. В качестве основной была принята динамическая схема измерения с частичной сепарацией фаз на газ и жидкость. Принципиальная схема мобильного эталона проведена на рис. 2.

Повышение точности установки достигалось следующими путями:

- применение расходомеров жидкости, сохраняющими требуемую точность измерений при наличии некоторого количества свободного газа;
- применение дублирующего расходомера в измерительной линии жидкости для контроля метрологических характеристик;
- применение двух расходомеров разного типа (кориолисов и ультразвуковой) в измерительной линии газа;
- использование измерительного устройства для определения качества сепарации жидкости от газа и газа от жидкости;
- расчет количества остаточного свободного и растворенного газа в сепарированной жидкости;
- вычисление количества капельной жидкости в потоке газа.

Фактическое достижение эталоном заданных параметров точности должно подтверждаться проведением периодических поверочных испытаний на рабочем эталоне 1-го разряда.

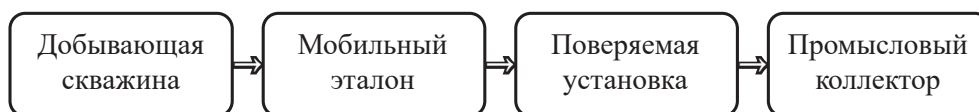


Рис. 1. Принципиальная схема поверки

Fig. 1. Schematic diagram of verification

Таблица 1

Диапазоны значений параметров измеряемой среды

Table 1

The parameter value ranges for the measured medium

Параметры измеряемой среды	Диапазон значений
рабочее давление	от 0,2 до 4,0 МПа
температура рабочей среды	от 0 до плюс 95 °С
массовая доля воды в сырой нефти	от 0 до 100 %
плотность жидкости	от 700 до 1 180 кг/м <sup>3</sup>
вязкость жидкости	не более 1 500·10 <sup>-6</sup> м <sup>2</sup> /с
массовый расход сырой нефти в режиме гидростатики	от 0,05 до 4,16 т/ч
массовый расход сырой нефти в режиме массомера	от 1,13 до 41,66 т/ч
объемный расход свободного нефтяного газа, приведенный к стандартным условиям	от 2 до 3 333 м <sup>3</sup> /ч

Конструкция блока сепарации представлена на рис. 3. Он состоит из двух сообщающихся между собой емкостей и гидроциклона. Первоначально многофазный поток попадет в гидроциклон цилиндрического типа, в котором происходит разделение газа и жидкости при рабочих условиях.

Газовая фаза попадает в верхнюю сепарационную емкость, где последовательно проходит два блока каплеуловителей в виде колец Палля и струнных сеток. Отделенная влага стекает в нижний сепарационный блок, а осушенный газ попадает в измерительную линию. Отделенная в гидроциклоне водонефтяная смесь попадает в нижнюю сепарационную емкость, предназначенную для дальнейшей сепарации жидкости от газа. Как показывает практика и численное моделирование [1, 9, 12, 14], в гидроциклоне может наблюдаться вторичный захват газа жидкостью. Для отделения свободного газа от жидкости в нижней емкости установлен блок газоотделения в виде колец Палля. Поскольку скорость потока жидкости в емкости падает, а время ее пребывания в емкости увеличивается, то это дает возможность газу выйти на поверхность и покинуть жидкость до момента выхода из емкости. Выделившийся газ отводится в верхнюю сепарационную емкость.

После блока сепарации газ и жидкость поступают в измерительные линии, оснащенные системой измерительных устройств.

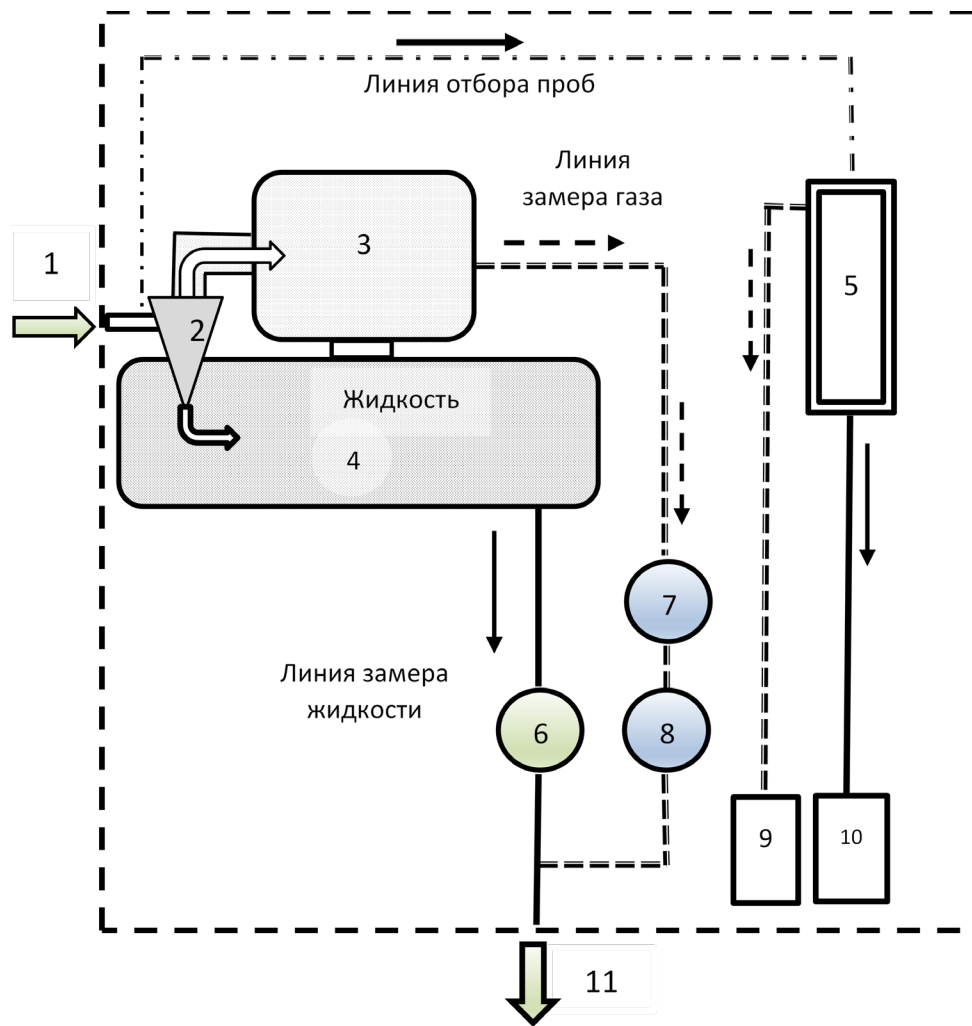


Рис. 2. Принципиальная схема мобильного эталона: 1 — вход газожидкостной смеси; 2 — гидроциклон; 3 — сепарационная емкость для газа; 4 — сепарационная емкость для жидкости; 5 — анализатор состава жидкости; 6 — кориолисов массомер для жидкости; 7 — ультразвуковой измеритель расхода газа; 8 — кориолисов массомер для газа; 9 — сброс газа из анализатора состава жидкости; 10 — сброс жидкости из анализатора состава жидкости; 11 — выход газожидкостной смеси

Fig. 2. Schematic diagram of a mobile standard: 1 — inlet of a gas-liquid mixture; 2 — hydrocyclone; 3 — separation tank for gas; 4 — separation tank for liquid; 5 — liquid composition analyzer; 6 — coriolis mass meter for liquid; 7 — ultrasonic gas flow meter; 8 — coriolis mass meter for gas; 9 — discharging gas from the liquid composition analyzer; 10 — discharging liquid from the liquid composition analyzer; 11 — output of gas-liquid mixture



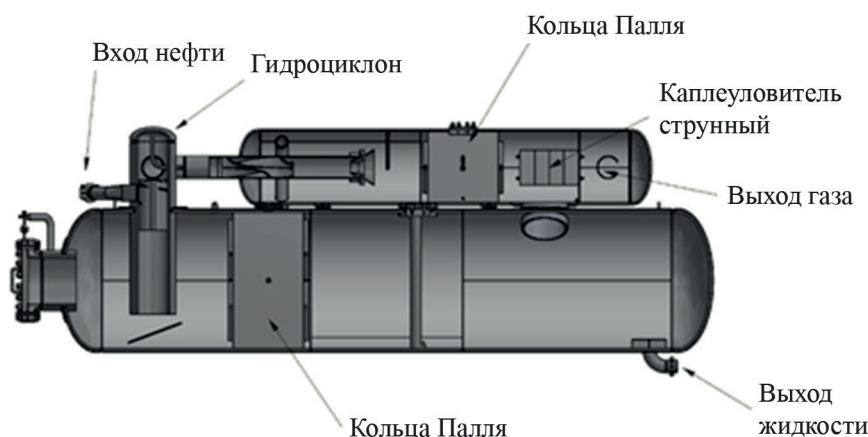


Рис. 3. Общий вид блока сепарации мобильного эталона

Fig. 3. The general view of the mobile standard separation unit

В линии измерения количества газа последовательно установлены ультразвуковой расходомер с погрешностью 0,5% и кориолисов измеритель массового расхода с погрешностью 0,1%. Наличие данных объемного и массового расхода на основании известной плотности газа позволяет учесть количество капельной жидкости в потоке. Для расчета плотности газа потребуется учесть компонентный состав газа, например, в программе «Расходомер ИСО».

Линия измерения количества жидкости состоит из двух параллельных участков разного сечения, предназначенных для различных расходов. В каждой линии установлен кориолисов измеритель массового расхода с погрешностью 0,1%. Дополнительно кориолисовы измерители имеют канал определения плотности жидкости. Предельно допустимое содержание газа в потоке при этом не должно превышать 5%.

Расчет массы газа ведется исходя из объемного расхода фазы ( $V_{\text{газа}}$ ) по формуле:

$$M_{\text{газа}} = \rho_{\text{газа}} V_{\text{газа}}.$$

Расчет массы жидкости, переносимой газом, ведется на основании данных кориолисова измерителя массы ( $M_{\text{газа измеренная}}$ ) по формуле:

$$M_{\text{жид. в газе}} = M_{\text{газа измеренная}} - M_{\text{газа}}.$$

Расчет массы жидкости в исходном потоке ведется исходя из массового расхода жидкости  $M_{\text{жидкости измеренная}}$  (данные кориолисова измерителя) по формуле:

$$M_{\text{жидкости}} = M_{\text{жидкости измеренная}} + M_{\text{жид. в газе}}.$$

Дополнительно осуществляется контроль плотности жидкости в измерительной линии в сравнении с замерами, проводимыми анализатором состава жидкости (п. 5 на рис. 2). В случае если значения плотности жидкости отличаются (вследствие наличия свободного газа), то проводится корректировка массы жидкости и расчет дополнительной массы свободного газа, перенесенного жидкостью.



После нахождения массы жидкости находится масса нефти и воды в исходном потоке по формуле:

$$M_{\text{нефти}} = M_{\text{жидкости}} (1 - W); M_{\text{воды}} = M_{\text{жидкости}} W.$$

Здесь  $W$  — обводненность жидкости, определяемая анализатором состава жидкости (п. 5 на рис. 2).

Как известно, точность определения обводненности зависит от состава нефти, свойств водонефтяной эмульсии и способа измерения [2]. При этом она существенным образом влияет на погрешность измерения количества нефти [4]. Для определения доли воды в потоке жидкости, а также плотностей воды и нефти в разрабатываемом мобильном эталоне предлагается использовать «анализатор состава жидкости», работающий на гидростатическом принципе. Анализатор представляет собой вертикальный сосуд, в который отбирается проба из скважины (рис. 4). Он снабжен датчиками давления, температуры и измерителями уровня. Процесс измерения происходит после расслоения пробы на три фазы: газ, нефть и воду. Для ускорения процесса расслоения фаз анализатор имеет нагреватель (до 35 °С) и насос-дозатор для введения деэмульгатора. Датчики давления позволяют определить общий вес столба жидкостей, а уровнемеры — объемы нефти и воды. Проводя частичные сливы жидкости, по изменению гидростатического давления, создаваемого столбом жидкости, можно вычислить плотность каждой фазы, исходя из формулы:

$$\Delta P = \rho_{\text{фазы}} g \Delta h_{\text{фазы}}.$$

Здесь  $\Delta P$  — изменение давления в основании столба жидкости, при снижении его уровня на  $\Delta h$  за счет уменьшения объема (слива) заданной фазы. Для анализатора состава жидкости разработана методика, позволяющая определять содержание растворенного газа в нефти. В ее основе лежит последовательное приведение пробы в анализаторе к нормальным условиям.

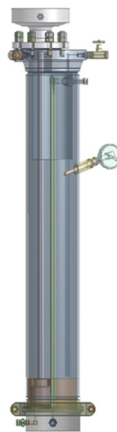


Рис. 4. Общий вид анализатора состава жидкости

Fig. 4. The general view of the liquid composition analyzer

Мобильная измерительная установка предложенной конструкции была создана и успешно испытана в полевых условиях в рамках ОПИ в 2020 г. Разработанная установка имеет достаточно широкий диапазон рабочих условий, позволяющий использовать ее на большинстве нефтяных месторождений РФ.

### Заключение

В работе рассмотрена задача разработки промышленного мобильного эталона 2-го разряда для поверки и аттестации парка действующих установок для измерения скважинной продукции без остановки добычи, согласно государственной поверочной схеме, с целью снижения затрат на извлечение из недр углеводородного сырья. Проведен анализ основных видов измерительных установок для определения расхода нефти, газа и воды на добывающих нефтяных скважинах. Указаны их ключевые достоинства и недостатки. Предложена комбинированная схема промышленного мобильного эталона 2-го разряда с частичной сепарацией входного многофазного потока и использованием анализатора состава смеси гидростатического типа. Указаны способы повышения точности измерительных установок динамического типа.

### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Варавва А. И. Численное моделирование процесса дегазации газожидкостной смеси в гидроциклоне / А. И. Варавва, В. Е. Вершинин, Д. В. Трапезников // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2019. Том 5. № 3 (20). С. 213-229.
2. Козлов В. К. Измерения количества сырой нефти с высоким содержанием воды / В. К. Козлов, М. С. Немиров, П. И. Лукманов // Известия вузов. Проблемы энергетика. 2006. № 9-10. С. 94-99.
3. Кокуев А. Г. Определение расходов компонентов многофазного потока на основе комбинаций измерений / А. Г. Кокуев, А. А. Мансуров // Вестник Астраханского государственного технического университета. Серия: Управление, вычислительная техника и информатика. 2015. № 4. С. 31-36.
4. Немиров М. С. Влияние погрешности влагомеров на погрешность измерений массы нефти / М. С. Немиров, Т. Г. Силкина, Р. Р. Газизов, Р. Р. Ибрагимов // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. 2010. № 4. С. 15-19.
5. Описание типа к свидетельству об утверждении типа средства измерений RU.E.29.006A № 47579 «Лаборатория метрологическая передвижная измерений сырой нефти и нефтяного газа «ЛМСН», регистрационный № 50727-12. ФГУП ВНИИР, Федеральный фонд по обеспечению единства измерений (Госреестр средств измерений). 1-6 (2012).
6. Описание типа к свидетельству об утверждении типа средства измерений RU.E.29.006A № 47152 «Рабочий эталон 2-го разряда единицы величин массового расхода сырой нефти (мобильный)», регистрационный № 50353-12.

7. Описание типа к свидетельству об утверждении типа средства измерений RU.E.29.006A № 37558 «Установка измерительная мобильная УЗМ.Т», регистрационный № 27867-09. ФГУП ВНИИР, Федеральный фонд по обеспечению единства измерений (Госреестр средств измерений). 1-5 (2009).
8. Описание типа к свидетельству об утверждении типа средства измерений RU.E.29.006A № 24351 «Установка массоизмерительная транспортабельная типа «АСМА-Т», регистрационный № 14055-04. ФГУ ЦСМ РБ, Федеральный фонд по обеспечению единства измерений (Госреестр средств измерений). 1-5 (2004). ФГУП ВНИИР, Федеральный фонд по обеспечению единства измерений (Госреестр средств измерений). 1-7 (2012).
9. Тоски Э. Эволюция измерений многофазных потоков и их влияние на управление эксплуатацией / Э. Тоски, Э. Окугбайе, Б. Тювени, Б. В. Ханссен, Д. Смит // Нефтегазовое обозрение. 2003. № 12. С. 68-77.
10. Ягудин И. Р. Перспективное направление разработки мобильных поверочных установок по измерению сырой нефти / И. Р. Ягудин, В. Н. Петров, А. Ф. Дресвянников // Вестник Казанского технологического университета. 2013. Том 16. № 4. С. 203-208.
11. API Manual of Petroleum Measurement Standards. Chapter 20 Allocation Measurement. Washington: American Petroleum Institute, 1993.
12. Bannwart A. C. Experimental investigation on liquid-liquid-gas flow: flow patterns and pressure-gradient / A. C. Bannwart, O. M. H. Rodriguez, F. E. Trevisan, F. F. Vieira // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2009. Vol. 65. Pp. 1-13.
13. Dahl E. Handbook of Multiphase Flow Metering / E. Dahl, C. Michelsen. Revision 2. The Norwegian Society for Oil and Gas Measurement, March 2005.
14. Oddie G. Experimental study of two and three phase flows in large diameter inclined pipes / G. Oddie, H. Shi, L. J. Durlofsky, K. Aziz, B. Pfeffer, J. A. Holmes // International Journal of Multiphase Flow. 2003. Vol. 29. Pp. 527-558.
15. Jaworski A. J. On-line measurement of separation dynamics in primary gas/oil/water separators: challenges and technical solutions — a review / A. J. Jaworski, G. Meng // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2009. Vol. 68. Pp. 47-59.

Vladimir E. VERSHININ<sup>1</sup>  
Sergey G. NIKULIN<sup>2</sup>  
Andrej A. STUPNIKOV<sup>3</sup>

UDC 543.4:544.2

## DEVELOPMENT OF A FIELD MOBILE STANDARD OF THE 2<sup>ND</sup> CATEGORY AS A TOOL FOR VERIFYING WELL PRODUCTION MEASURING EQUIPMENT

<sup>1</sup> Associate Professor, Department of Modeling of Physical Processes and Systems,  
University of Tyumen  
v.e.vershinin@utmn.ru

<sup>2</sup> Head of the Base Department of Oil and Gas Flow Metering,  
University of Tyumen  
s.g.nikulin@utmn.ru

<sup>3</sup> Cand. Sci. (Phys.-Math.), Associate Professor, Department of Software,  
University of Tyumen  
a.a.stupnikov@utmn.ru

### Abstract

In recent years, in the oil production industry there is a tendency of mass use of stationary multiphase metering units for determining oil, water, and associated gas flow rates in the recoverable well production. Automated group metering units, allowing to cover the whole group of wells in rotation metering mode, became widespread. The necessity of equipping wells with individual or group measuring devices is dictated, first of all, by the economic tasks of improving oil recovery factor and production optimization. In these conditions, the task of periodic verification of stationary measuring devices in the field with the help of mobile standards-measuring devices of higher accuracy class becomes urgent. The standard's mobility and the need to work in the field with fluids of different composition significantly complicates the task of creating such a device. The practicality

---

**Citation:** Vershinin V. E., Nikulin S. G., Stupnikov A. A. 2021. "Development of a field mobile standard of the 2<sup>nd</sup> category as a tool for verifying well production measuring equipment". Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy, vol. 7, no. 1 (25), pp. 163-176.

DOI: 10.21684/2411-7978-2021-7-1-163-176

and economy of the created units first of all depends on a choice of a measuring method determining the design of the unit.

This article analyzes the existing types of equipment for measuring oil, gas, and water consumption at the oil production wells. Showing the main advantages and disadvantages of each of them, this paper proves the necessity of using complex solutions based on different physical principles to improve the accuracy of measurements. The authors have proposed a combined scheme of a mobile standard of the 2<sup>nd</sup> category with a dynamic method for measuring the phase rates at the core. The unit performs a multi-stage partial separation of the input multiphase flow into liquid and gas phases and determines the fractions of water and oil in the liquid stream using a hydrostatic-type mixture composition analyzer.

In addition, this article indicates the ways of increasing the accuracy of the measuring installation.

### **Keywords**

Crude oil, gas-liquid mix, separation, multiphase flowmeter, mobile standard.

**DOI: 10.21684/2411-7978-2021-7-1-163-176**

### **REFERENCES**

1. Varavva A. I., Vershinin V. E., Trapeznikov D. V. 2019. "Numerical modeling of the degassing process of a gas-liquid mixture in hydrocyclone". Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy, vol. 5, no. 3, pp. 213-229. DOI: 10.21684/2411-7978-2019-5-3-213-229 [In Russian]
2. Kozlov V. K., Nemirov M. S., Lukmanov P. I. 2006. "Measurements of crude oil with high water content". Izvestiya vuzov. Problemy ehnergetiki, no. 9-10, pp. 94-99 [In Russian]
3. Kokuev A. G., Mansurov A. A. 2015. "Cost determination of the multiphase flow components on the basis of the measurement combinations". Vestnik of the Astrakhan State Technical University, Control, Computer Science and Informatics Series, no. 4, pp. 31-36. [In Russian]
4. Nemirov M. S., Silkina T. G., Gazizov P. P., Ibragimov P. P. 2010. "Influence of moisture meter error on the error of oil mass measurements". Avtomatizaciya, telemekhanizaciya i svyaz v neftyanoj promyshlennosti, no. 4, pp. 15-19 [In Russian]
5. Type description to the type approval certificate of the measuring equipment RU.E.29.006A No. 47579 "Laboratory of metrological mobile measurements of crude oil and petroleum gas 'LMSN'". Registration No. 50727-12. Russian Federal Foundation for Ensuring Unity of Measurements (State Register of Measuring Instruments). 1-6 (2012).
6. Type description to the type approval certificate of the measuring equipment RU.E.29.006A No. 47152 "Working standard of 2<sup>nd</sup> category unit of mass consumption of crude oil (mobile)". Registration No. 50353-12.
7. Type description to the type approval certificate of the measuring equipment RU.E.29.006A No. 37558 "Installation of measuring mobile UZM.T". Registration No. 27867-09. Russian Federal Foundation for Ensuring Unity of Measurements (State Register of Measuring Instruments). 1-5 (2009).

8. Type description to the type approval certificate of the measuring equipment RU.E.29.006A No. 24351 “Installation of mass transportation type ‘ASMA-T’”. Registration No. 14055-04. Russian Federal Foundation for Ensuring Unity of Measurements (State Register of Measuring Instruments). 1-5 (2004). 1-7 (2012).
9. Toski E., Okugbaye E., Tyuveni B., Hanssen B. V., Smith D. 2003. “Evolution of measurements of multiphase flows and their influence on operation control”. *Oil and Gas Review*, no. 12, pp. 68-77. [In Russian]
10. Yagudin I. R., Petrov V. N., Dresviannikov A. F. 2013. “Prospective direction of development of mobile verifying units for crude oil measurement”. *Vestnik of Kazan Technological University*, vol. 16, no. 4, pp. 203-208. [In Russian]
11. API Manual of Petroleum Measurement Standards. 1993. Chapter 20 Allocation Measurement. Washington: American Petroleum Institute.
12. Bannwart A. C., Rodriguez O. M. H., Trevisan F. E., Vieira F. F. 2009. “Experimental investigation on liquid-liquid-gas flow: flow patterns and pressure-gradient”. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, vol. 65, pp. 1-13.
13. Dahl E., Michelsen C. 2005. *Handbook of Multiphase Flow Metering*. 2<sup>nd</sup> revision. The Norwegian Society for Oil and Gas Measurement.
14. Oddie G., Shi H., Durlofsky L. J., Aziz K., Pfeffer B., Holmes J. A. 2003. “Experimental study of two and three phase flows in large diameter inclined pipes”. *International Journal of Multiphase Flow*, vol. 29, pp. 527-558.
15. Jaworski A. J., Meng G. 2009. “On-line measurement of separation dynamics in primary gas/oil/water separators: challenges and technical solutions — a review”. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, vol. 68, pp. 47-59.