

КОНТРОЛЬ ТОЧНОСТИ РЕЗУЛЬТАТОВ ИЗМЕРЕНИЙ

А.Е. Кокорева, И.В. Плотникова, О.В. Гальцева, М.В. Китаева

Достоверность и единство результатов контроля обеспечиваются единой научной основой метрологического обеспечения неразрушающего контроля, нормативно-технической документацией, регламентирующей применение средств неразрушающего контроля, средствами неразрушающего контроля с нормируемыми метрологическими характеристиками, аттестацией и стандартизацией методик измерений и контроля. Описаны основные моменты при разработке методики измерений. Рассмотрена важность и значимость контроля метрологических характеристик.

Ключевые слова: методика измерений, система измерений количества и показателей качества нефти, контроль метрологических характеристик, погрешность, точность результатов измерений.

ВВЕДЕНИЕ

В связи с повышением спроса на продукцию нефтедобывающей и перерабатывающей отраслей промышленности на передний план вышли вопросы измерения количества и оптимизации распределения нефти и нефтепродуктов.

Политика разумного использования природных ресурсов и учет данных ресурсов на всех этапах, включая добычу, транспортировку, переработку и реализацию, являются неразрывными и актуальными процессами. Погрешность измерения количества напрямую влияет на прибыль добывающей компании и таким образом, позволяет контролировать технологические процессы.

Качество измерений характеризуется точностью, достоверностью, правильностью и погрешностью измерений. Точность измерения зависит от погрешностей, возникающих в процессе их проведения.

Все эти факторы, а также предъявление требований к системам учета определяют появление методик выполнения измерений.

Повышение результатов измерений с известной погрешностью или с погрешностью, не превышающей допустимых пределов, является одним из важнейших условий обеспечения единства измерений и тем самым повышением качества. С этой целью разрабатываются методики измерений [1–10].

МЕТОДИКА ИЗМЕРЕНИЙ

Для процесса контроля измерений (рисунок 1) необходимо было разработать методику измерений с помощью системы измерений количества и показателей качества нефти (СИКН).

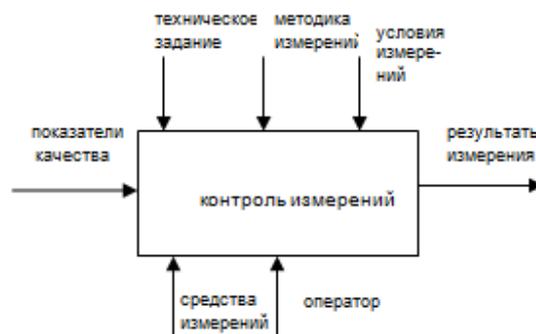


Рисунок 1 – Модель процесса «Контроль измерений»

Система измерений количества и показателей качества нефти предназначена для автоматизированных измерений массы брутто и вычислений массы нетто нефти, измерений показателей качества нефти, отображения и регистрации результатов измерений в соответствии с действующими нормативными документами при проведении приемосдаточных операций (рисунок 2).

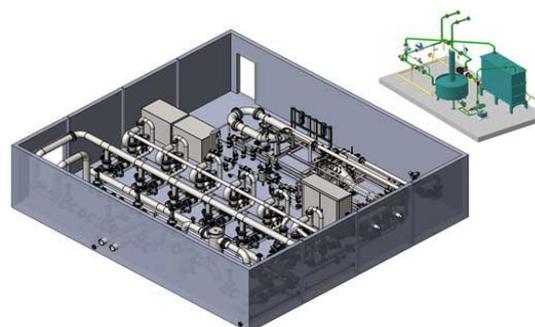


Рисунок 2 – Система измерений количества и показателей качества нефти

В методике измерений представляются следующие данные: основные СИ, входящие в состав СИКН, пределы допускаемых погрешностей СИ, диапазоны измерений.

Для расчета относительных погрешностей измерений массы брутто и массы нетто товарной нефти составляется алгоритм и приводится пример расчета относительной погрешности измерений массы брутто и массы нетто товарной нефти.

Для поддержания требуемой точности измерений массы нефти в интервале между поверками проводят контроль метрологических характеристик рабочего расходомера по контрольному, а контрольного по трубопоршневой поверочной установке не реже одного раза в месяц. Для этого при любом значении расхода из рабочего диапазона одновременно проводят измерения рабочим расходомером и контрольным или контрольным расходомером и трубопоршневой поверочной установкой, которые подключают последовательно друг к другу. При контроле метрологических характеристик проводят не менее трех последовательных измерений.

Относительное отклонение результатов измерений массы при контроле метрологических характеристик для каждого измерения, δ_i , %, вычисляют по формуле:

$$\delta_i = \frac{M_i - M_{ЭТi}}{M_{ЭТi}} \cdot 100, \quad (1)$$

где M_i – масса нефти измеренная рабочим/контрольным расходомером массовым при i -ом измерении, т; $M_{ЭТi}$ – масса нефти, измеренная контрольным расходомером массовым/трубопоршневой поверочной установкой при i -ом измерении, т.

Абсолютное значение относительного отклонения, δ_i , %, по результатам контроля метрологических характеристик для каждого измерения не должно превышать 0,25 %. При несоблюдении условия (1) для одного из измерений результат этого измерения из обработки исключают и проводят еще одно дополнительное измерение. В случае невыполнения условия (1) для двух измерений и в случае повторного невыполнения условия (1), после дополнительного измерения принимают меры по выяснению причин, вызвавших несоблюдение условия, проводят повторный контроль метрологических характеристик рабочего/контрольного расходомера массового. В случае повторного невыполнения условия (1) проводят внеочередную поверку рабочего/контрольного расходомера массового.

Контроль метрологических характеристик влагомера нефти поточного проводят двумя

способами:

- сличением по резервному влагомеру нефти поточному на месте эксплуатации;
- по результатам лабораторных анализов в соответствии с ГОСТ 2477 [11].

Контроль метрологических характеристик поточного влагомера проводят не реже одного раза в 15 дней. Для этого при любом значении объемной доли воды из рабочего диапазона влагомера одновременно проводят измерения рабочим поточным влагомером и резервным поточным влагомером, либо отбирают пробу нефти в соответствии с ГОСТ 2517 [12] и проводят анализ в лаборатории в соответствии с ГОСТ 2477 [11]. При контроле проводят не менее трех последовательных измерений. Для каждого измерения должно выполняться условие:

$$|\varphi_{пв} - \varphi_{мв}| \leq \Delta_{пв} + \Delta_{мв}, \quad (2)$$

где $\varphi_{пв}$ – значение объемной доли воды в нефти, определенное рабочим поточным влагомером, %; $\varphi_{мв}$ – значение объемной доли воды в нефти, определенное резервным влагомером в лаборатории, %; $\Delta_{пв}$ – абсолютная погрешность измерений рабочего поточного влагомера, %; $\Delta_{мв}$ – абсолютная погрешность измерений резервного поточного влагомера/метода измерений по ГОСТ 2477 [10], %.

При несоблюдении условия (2) для одного из измерений результат этого измерения из обработки исключают и проводят еще одно дополнительное измерение. В случае невыполнения условия (2) для двух измерений и в случае повторного невыполнения условия (2), после дополнительного измерения принимают меры по выяснению причин, вызвавших несоблюдение условия, проводят повторный контроль метрологических характеристик поточного влагомера. В случае повторного невыполнения условия (2) проводят внеочередную поверку поточного влагомера.

Контроль метрологических характеристик поточного плотномера проводят:

- сличением результатов измерений с резервным поточным плотномером;
- сличением результатов измерений с переносной пикнометрической установкой (при рабочих значениях плотности, температуры и давления нефти), которую подключают последовательно к контролируемому плотномеру;
- сличением результатов измерений с показаниями ареометра.

При контроле метрологических характеристик с использованием резервного плотномера проводят не менее трех последовательных измерений. Для каждого измерения должно выполняться условие:

КОНТРОЛЬ ТОЧНОСТИ РЕЗУЛЬТАТОВ ИЗМЕРЕНИЙ

$$|\rho_{i\text{раб}} - \rho_{i\text{рез}}| \leq \Delta_{\text{раб}} + \Delta_{\text{рез}}, \quad (3)$$

где $\rho_{i\text{раб}}$ – плотность нефти, измеренная с помощью рабочего поточного плотномера при i -том измерении, кг/м^3 ; $\rho_{i\text{рез}}$ – плотность нефти, измеренная с помощью резервного плотномера при i -том измерении, кг/м^3 ; $\Delta_{\text{раб}}$ – предел допускаемой абсолютной погрешности рабочего поточного плотномера, кг/м^3 ; $\Delta_{\text{рез}}$ – предел допускаемой абсолютной погрешности резервного плотномера согласно свидетельству о поверке, кг/м^3 .

При несоблюдении условия (3) для одного из измерений результат этого измерения из обработки исключают и проводят еще одно дополнительное измерение. В случае невыполнения условия (3) для двух и более измерений и в случае повторного невыполнения условия (3) после дополнительного измерения принимают меры по выяснению причин, вызвавших несоблюдение условия, проводят повторный контроль метрологических характеристик рабочего плотномера. В случае повторного невыполнения условия (3) проводят внеочередную поверку рабочего плотномера.

При контроле метрологических характеристик с использованием переносной пикнометрической установки проводят одно измерение. Должно быть выполнено условие:

$$|\rho_{\text{пл}} - \rho_{\text{ппр}}| \leq \Delta_{\text{пл}} + \Delta_{\text{о}}, \quad (4)$$

где $\rho_{\text{пл}}$ – плотность нефти, измеренная с помощью рабочего поточного плотномера, кг/м^3 ; $\rho_{\text{ппр}}$ – плотность нефти, измеренная с помощью переносной пикнометрической установки, кг/м^3 ; $\Delta_{\text{пл}}$ – предел допускаемой абсолютной погрешности рабочего поточного плотномера, кг/м^3 ; $\Delta_{\text{о}}$ – предел допускаемой абсолютной погрешности пикнометрической установки согласно свидетельству о поверке, кг/м^3 .

При контроле метрологических характеристик с использованием ареометра проводят не менее трех последовательных измерений, для каждого из которых должно выполняться условие:

$$|\Delta_{\text{рки}}| \leq \Delta_{\text{пл}} + \Delta_{\text{мет}}, \quad (5)$$

$$\Delta_{\text{рки}} = \rho_{\text{пли}} - \rho_{\text{лпρι}}, \quad (6)$$

где $\rho_{\text{пли}}$ – плотность нефти, измеренная с помощью рабочего поточного плотномера, кг/м^3 ; $\rho_{\text{лпρι}}$ – плотность нефти, измеренная ареометром i -той точечной пробы нефти, отобранной в момент измерения $\rho_{\text{пли}}$, с учетом систематической погрешности метода и приведенное к условиям блока измерений показателей качества нефти, кг/м^3 ; $\Delta_{\text{пл}}$ – предел допускаемой абсолютной погрешности рабочего поточного плотномера, кг/м^3 ; $\Delta_{\text{мет}}$ – погрешность метода определения плотности нефти арео-

метром, кг/м^3 ; $\Delta_{\text{рки}}$ – разность значений плотности нефти измеренной рабочим плотномером при i -м измерении и ареометром в i -й точечной пробе нефти, отобранной в момент измерения $\rho_{\text{пли}}$, кг/м^3 .

При несоблюдении условия формулы (5) для одного из измерений результат этого измерения из обработки исключают и проводят еще одно дополнительное измерение. В случае невыполнения условия пункта формулы (5) для двух измерений и в случае повторного невыполнения условия формулы (5), после дополнительного измерения принимают меры по выяснению причин, вызвавших несоблюдение условия, проводят повторный контроль метрологических характеристик рабочего плотномера. В случае повторного невыполнения условия формулы (5) проводят внеочередную поверку рабочего плотномера [13–15].

Результаты контроля метрологических характеристик должны оформляться протоколами по установленным на предприятии формам.

Требования к показателям точности измерений указаны в ГОСТ Р 8.595: пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто товарной нефти составляют $\pm 0,25\%$, пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто товарной нефти составляют $\pm 0,35\%$ [16–17].

При разработке методики измерений пределы относительной погрешности измерений массы брутто нефти СИКН и пределы относительной погрешности измерений массы нетто нефти СИКН входят в установленные границы.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Таким образом, осуществляя контроль точности результатов измерений, установлено, что погрешности входят в допустимые пределы. Методика измерений представляет собой детально разработанный план, выполнение которого обеспечивает получение результатов измерений с известной точностью.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. ГОСТ Р 8.563-2009 ГСИ. Методики (методы) измерений. – М.: Стандартинформ, 2011. – 15 с.
2. Горбунова, Т. С. Измерения, испытания и контроль. Методы и средства: учебное пособие / Т. С. Горбунова. – Казань: КНИТУ, 2012. – С. 215–221.
3. Карбина, Ю. С. Процесс фоторегистрации в производственном цикле радиоэлектронной техники / Ю. С. Карбина, И. В. Плотникова, О. В. Гальцева, Е. Ю. Елисеева // Ползуновский вестник. –

2016. – № 2. – С. 139–143.

4. Приборостроительное объединение. Что такое аттестованные МИ, и для чего они нужны [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.octava.info/MVI>, свободный. – Загл. с экрана. – Яз. рус. (дата обращения 15.09.2016).

5. Горбачев, С. В. Калибровка детектора рентгеновского цифрового микротомографа на основе нечеткой сети кохонена / С. В. Горбачев, А. Ж. Казтаев, В. И. Сырякин, Е. Н. Богомолов, Г. В. Вавилова // Контроль. Диагностика. – 2012. – № 13. – С. 94–96.

6. Galtseva, O. V. The separation process of methane-butane fraction from natural gas before transport / O. V. Galtseva, S. V. Bordunov // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering Ser. "International Scientific Conference on "Radiation-Thermal Effects and Processes in Inorganic Materials", RTER 2014". – 2015. – С. 012062.

7. Ефремова, О. Н. Использование передовых технологий в процессе обучения студентов в техническом вузе / О. Н. Ефремова, И. В. Плотникова // Образование и общество. – 2015. – № 5(94). – С. 48-52.

8. Соколовский, С. С. Нормирование точности и технические измерения / С. С. Соколовский, В. Л. Соломахо, Б. В. Цитович. – Минск: Вышэйшая школа, 2015. – 367 с.

9. Мазиков, С. В. Метрологическое обеспечение измерителя емкости САР-10.1/ С. В. Мазиков, Г. В. Вавилова // Ползуновский вестник. – 2016. – № 2. – С. 65–68.

10. Зиатдинов, А. М. Анализ подходов к построению автоматизированных систем нефтедобывающего предприятия / А. М. Зиатдинов // Ползуновский вестник. – 2013. – № 4-2. – С. 78–83.

11. ГОСТ 2477-65 Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды [Электронный ресурс]. – Введ. 1966.01.01. – Измен. 2016.07.18 – Режим доступа: <http://www.internet-law.ru/gosts/gost/4005>.

12. ГОСТ 2517-2012 Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб. – М.: Стандартиформ, 2014. – 32 с.

13. Серов, А. Н. Исследование погрешности измерения действующего значения напряжения, вызванной нелинейностью функции преобразования АЦП / А. Н. Серов, А. А. Шатохин // Ползунов-

ский вестник. – 2013. – № 2. – С. 178–182.

14. МИ 3532-2015 Рекомендация. ГСИ. Рекомендации по определению массы нефти при учетных операциях с применением систем измерений количества и показателей качества нефти [Электронный ресурс] – 2015. – 65 с. – Зарег. 2015.09.01. – Режим доступа: <http://vniir.org/Other/539.pdf>.

15. Иваников, Д. А. Основы метрологии и организации метрологического контроля [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.nntu.ru/RUS/fakyl/VECH/metod/metrology/7_2.htm, свободный. – Загл. с экрана. – Яз. рус. (дата обращения 03.10.2016).

16. ГОСТ Р 8.595-2004 ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений. – М.: Стандартиформ, 2005. – 16 с.

17. Хамханова, Д. Н. Прикладная метрология / Д. Н. Хамханова. – Улан-Удэ: ВСГТУ, 2006. – 160 с.

Кокорева Анна Евгеньевна, инженер по метрологии ООО НПП «ТЭК», магистрант Национального исследовательского Томского политехнического университета, г. Томск, e-mail: kae10@list.ru.

Плотникова Инна Васильевна, к.т.н., доцент кафедры Физических методов и приборов контроля качества Национального исследовательского Томского политехнического университета, г. Томск, e-mail: inna@tpu.ru.

Гальцева Ольга Валерьевна, к.т.н., доцент кафедры Физических методов и приборов контроля качества Национального исследовательского Томского политехнического университета, г. Томск, e-mail: rabota2013tpu@mail.ru.

Китаева Мария Валерьевна, к.т.н., младший научный сотрудник кафедры Физических методов и приборов контроля качества Национального исследовательского Томского политехнического университета, г. Томск, e-mail: kitaevam@tpu.ru.