



ООО Центр Метрологии «СТП»
Регистрационный номер записи в реестре аккредитованных
лиц RA.RU.311229

«УТВЕРЖДАЮ»

Технический директор по испытаниям
ООО-Центр Метрологии «СТП»
В.В. Фефелов



_____ 2020 г.

Государственная система обеспечения единства измерений

**Система измерений количества и показателей качества нефти
ПСП «Джалинда» (резервная)**

МЕТОДИКА ПОВЕРКИ

МП 2005/1-311229-2020

г. Казань
2020

Настоящая методика поверки распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти ПСП «Джалинда» (резервная) (далее – РСИКН), заводской № 01, и устанавливает методику первичной поверки до ввода в эксплуатацию и после ремонта, а также методику периодической поверки в процессе эксплуатации.

Поверку РСИКН проводят в диапазоне измерений, указанном в описании типа, или фактически обеспечиваемым при поверке диапазоне измерений с обязательным указанием в свидетельстве о поверке информации об объеме проведения поверки.

Фактический диапазон измерений не может превышать диапазона измерений, указанного в описании типа РСИКН.

Интервал между поверками – 1 год.

1 ОПЕРАЦИИ ПОВЕРКИ

При проведении поверки должны быть выполнены следующие операции:

- проверка технической документации (6.1);
- внешний осмотр (пункт 6.2);
- опробование (пункт 6.3);
- определение метрологических характеристик (пункт 6.4);
- оформление результатов поверки (раздел 7).

Примечание – При получении отрицательных результатов поверки по какому-либо пункту методики поверки поверку РСИКН прекращают.

2 СРЕДСТВА ПОВЕРКИ

2.1 Для контроля условий проведения применяют:

– термогигрометр ИВА-6, модификация ИВА-6Н-КП-Д, диапазон измерений относительной влажности от 0 до 98 %, пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений относительной влажности ± 2 % в диапазоне измерений от 0 до 90 %, пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений относительной влажности ± 3 % в диапазоне измерений от 90 до 98 %, диапазон измерений температуры от 0 до 60 °С, пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерения температуры $\pm 0,3$ °С, диапазон измерений атмосферного давления от 300 до 1100 гПа, пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений атмосферного давления $\pm 2,5$ гПа в диапазоне от 700 до 1100 гПа.

2.2 Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик РСИКН с требуемой точностью.

2.3 Все применяемые эталоны и средства измерений должны соответствовать требованиям нормативно-правовых документов в области обеспечения единства измерений Российской Федерации.

3 ТРЕБОВАНИЯ ТЕХНИКИ БЕЗОПАСНОСТИ И ТРЕБОВАНИЯ К КВАЛИФИКАЦИИ ПОВЕРИТЕЛЕЙ

3.1 При проведении поверки должны соблюдаться требования:

- правил технической эксплуатации электроустановок потребителей;
- правил безопасности при эксплуатации средств поверки и РСИКН, приведенных в их эксплуатационных документах;
- инструкций по охране труда, действующих на объекте.

3.2 К проведению поверки допускаются лица, изучившие настоящую методику поверки, руководства по эксплуатации РСИКН и средств поверки и прошедшие инструктаж по охране труда.

4 УСЛОВИЯ ПОВЕРКИ

При проведении поверки РСИКН должны соблюдаться следующие условия:

- температура окружающего воздуха в операторной, °С от плюс 15 до плюс 25
- относительная влажность, % от 30 до 80
- атмосферное давление, кПа от 96 до 104

5 ПОДГОТОВКА К ПОВЕРКЕ

Средства поверки и РСИКН подготавливают к работе в соответствии с их эксплуатационными документами.

6 ПРОВЕДЕНИЕ ПОВЕРКИ

6.1 Проверка технической документации

6.1.1 При проведении проверки технической документации проверяют наличие:

- руководства по эксплуатации;
- свидетельства об утверждении типа РСИКН с приложением (описанием типа);
- формуляра на РСИКН;
- паспортов (формуляров) всех СИ, входящих в состав РСИКН;
- действующего знака поверки и (или) свидетельства о поверке, и (или) записи в паспорте (формуляре) СИ, заверенной подписью работника аккредитованного юридического лица или индивидуального предпринимателя, проводившего поверку СИ (далее – поверитель), и знаком поверки, всех СИ, входящих в состав РСИКН;
- действующего знака поверки и (или) свидетельства о поверке, и (или) записи в паспорте (формуляре) СИ, заверенной подписью поверителя и знаком поверки, для СИ, входящих в состав системы измерений количества и показателей качества нефти № 777 ПСП «Джалинда» филиала «Нерюнгринское РНУ» ООО «Транснефть-Восток» (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 63051-16) (далее – СИКН № 777) и используемых при выполнении измерений с помощью РСИКН;
- свидетельства о предыдущей поверке РСИКН (при периодической поверке).

6.1.2 Результаты проверки технической документации считают положительными при наличии всей технической документации по 6.1.1.

6.2 Внешний осмотр

6.2.1 При проведении внешнего осмотра РСИКН контролируют выполнение требований технической документации к монтажу СИ, измерительно-вычислительных и связующих компонентов РСИКН.

6.2.2 При проведении внешнего осмотра РСИКН устанавливают состав и комплектность РСИКН. Проверку выполняют на основании сведений, содержащихся в приложении к свидетельству об утверждении типа РСИКН. При этом контролируют соответствие фактически установленных типов СИ сведениям, содержащимся в приложении к свидетельству об утверждении типа на РСИКН.

6.2.3 Проверяют герметичность всех узлов соединений, контролируют отсутствие утечки рабочей среды, отсутствие механических повреждений и загрязнений, следов коррозии, посторонних шумов и вибраций.

6.2.4 Проверяют целостность пломб и клейм на СИ, входящих в состав РСИКН.

6.2.5 Результаты внешнего осмотра считают положительными, если монтаж СИ, измерительно-вычислительных и связующих компонентов РСИКН, внешний вид и комплектность РСИКН соответствуют требованиям технической документации.

6.3 Опробование

6.3.1 Подтверждение соответствия программного обеспечения РСИКН

6.3.1.1 Для проверки идентификационных данных (признаков) на автоматизированном

рабочем месте оператора (далее – АРМ оператора) необходимо выполнить следующие действия:

- в основном меню нажать кнопку «Настройки»;
- в выпавшем подменю нажать кнопку «Настройка системы»;
- в нижней правой части открывшегося окна нажать кнопку «Проверить»;
- в открывшемся окне нажать кнопку «Обновить».

6.3.1.2 Результаты подтверждения соответствия программного обеспечения РСИКН считают положительными, если идентификационные данные, отображаемые на мониторе АРМ оператора и указанные в описании типа РСИКН совпадают.

6.3.2 Проверка работоспособности РСИКН

6.3.2.1 Проверяют:

- отсутствие сообщений об ошибках;
- соответствие текущих измеренных РСИКН значений температуры, давления, расхода данным, отраженным в описании типа РСИКН.

6.3.2.2 Результаты проверки работоспособности считают положительными, если:

- отсутствуют сообщения об ошибках;
- текущие измеренные РСИКН значения температуры, давления, расхода находятся в пределах диапазонов измерений, отраженных в описании типа РСИКН.

6.4 Определение метрологических характеристик

6.4.1 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти

6.4.1.1 Относительную погрешность измерений массы брутто нефти РСИКН $\delta_{\text{Мб}}$, %, вычисляют по формуле

$$\delta_{\text{Мб}} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_v^2 + G^2 \cdot (\delta_p^2 + \beta^2 \cdot 10^4 \cdot \Delta_{T_p}^2) + \beta^2 \cdot 10^4 \cdot \Delta_{T_v}^2 + \delta_N^2}, \quad (1)$$

где δ_v – относительная погрешность измерений объема нефти, %. Принимают равной значению относительной погрешности измерений объема расходомера ультразвукового LEFM 280Si, входящего в состав РСИКН;

G – коэффициент, вычисляемый по формуле

$$G = \frac{1 - 2 \cdot \beta \cdot T_v}{1 - 2 \cdot \beta \cdot T_p}, \quad (2)$$

где β – коэффициент объемного расширения нефти, $1/^\circ\text{C}$;

T_v – температура нефти при измерениях ее объема, $^\circ\text{C}$, принимают равной температуре нефти в измерительной линии в момент проведения поверки;

T_p – температура нефти при измерениях ее плотности, $^\circ\text{C}$, принимают равной температуре нефти в блоке измерений показателей СИКН № 777 в момент проведения поверки;

δ_p – относительная погрешность измерений плотности нефти, %;

Δ_{T_p} – абсолютная погрешность измерений температуры нефти при измерениях ее плотности, $^\circ\text{C}$, принимают равной значению абсолютной погрешности измерений температуры преобразователями температуры, установленными в блоке измерений показателей качества нефти СИКН № 777 (по свидетельствам о поверке преобразователей температуры);

Δ_{T_v} – абсолютная погрешность измерений температуры нефти при измерениях ее объема, $^\circ\text{C}$, принимают равной значению абсолютной погрешности измерений температуры преобразователем температуры, установленным на измерительной линии РСИКН (по свидетельству о поверке преобразователя температуры);

δ_N – пределы допускаемой относительной погрешности контроллера измерительного FloBoss S600 при вычислении массы (по свидетельству о поверке контроллера измерительного FloBoss S600), %.

6.4.1.2 Относительную погрешность измерений плотности нефти δ_p , %, вычисляют по формуле

$$\delta_p = \frac{\Delta_p \cdot 100}{\rho}, \quad (3)$$

где Δ_p – абсолютная погрешность измерений плотности нефти, кг/м³;

ρ – плотность нефти в момент проведения поверки, кг/м³.

6.4.1.3 Результаты определения относительной погрешности измерений массы брутто нефти считают положительными, если рассчитанная относительная погрешность измерений массы брутто нефти не превышает $\pm 0,25$ %.

6.4.2 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти

6.4.2.1 Пределы относительной погрешности измерений массы нетто нефти δ_{Mn} , %, рассчитывают по формуле

$$\delta_{Mn} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\left(\frac{\delta_{Mб}}{1,1}\right)^2 + \frac{\Delta_{W_g}^2 + \Delta_{W_n}^2 + \Delta_{W_{xc}}^2}{\left[1 - \frac{W_g + W_n + W_{xc}}{100}\right]^2}}, \quad (4)$$

где Δ_{W_g} – абсолютная погрешность определений массовой доли воды, %;

Δ_{W_n} – абсолютная погрешность определений массовой доли механических примесей в нефти, %;

$\Delta_{W_{xc}}$ – абсолютная погрешность определений массовой доли хлористых солей, %;

W_g – массовая доля воды в нефти, %;

W_n – массовая доля механических примесей в нефти, %;

W_{xc} – массовая доля хлористых солей в нефти, %.

6.4.2.2 Абсолютные погрешности измерений массовой доли механических примесей и массовой доли хлористых солей в испытательной лаборатории определяют в соответствии с ГОСТ 33701–2015. Для доверительной вероятности $P=0,95$ и при двух измерениях соответствующего показателя качества нефти абсолютную погрешность измерений Δ , % массы, вычисляют по формуле

$$\Delta = \pm \sqrt{\frac{R^2 - 0,5 \cdot r^2}{2}}, \quad (5)$$

где R и r – воспроизводимость и сходимость метода определения соответствующего показателя качества нефти, % массы.

6.4.2.3 Абсолютную погрешность определений массовой доли механических примесей Δ_{W_n} , %, вычисляют по формуле

$$\Delta_{W_n} = \sqrt{\frac{R_n^2 - 0,5 \cdot r_n^2}{2}}, \quad (6)$$

где R_n – воспроизводимость метода по ГОСТ 6370–83, выраженная в массовых долях, %;

r_n – сходимость метода по ГОСТ 6370–83, выраженная в массовых долях, %.

6.4.2.4 Воспроизводимость метода определения концентрации хлористых солей R_{xc} по ГОСТ 21534–76 принимают равной удвоенному значению сходимости r_{xc} . Значение сходимости r_{xcm} , выраженное по ГОСТ 21534–76 в мг/дм³, переводят в % массы по формуле

$$r_{xc} = \frac{0,1 \cdot r_{xcm}}{\rho_{изм}^д}, \quad (7)$$

где $\rho_{изм}^д$ – плотность нефти, приведенная к условиям измерений, кг/м³.

6.4.2.5 Абсолютную погрешность определений массовой доли хлористых солей $\Delta_{W_{xc}}$, %, вычисляют по формуле

$$\Delta_{W_{xc}} = \sqrt{\frac{R_{xc}^2 - 0,5 \cdot r_{xc}^2}{2}}. \quad (8)$$

6.4.2.6 Абсолютную погрешность определений массовой доли воды Δ_{W_s} , %, вычисляют по формуле

$$\Delta_{W_s} = \sqrt{\frac{R_s^2 - 0,5 \cdot r_s^2}{2}}, \quad (9)$$

где R_s – воспроизводимость метода по ГОСТ 2477–2014, выраженная в массовых долях, %;

r_s – сходимости метода по ГОСТ 2477–2014, выраженная в массовых долях, %.

6.4.2.7 Результаты расчета по формулам (5) – (9) округляют до третьего знака после запятой, по формуле (4) – до второго знака после запятой.

6.4.2.8 Результаты определения относительной погрешности измерений массы нетто нефти считают положительными, если рассчитанная относительная погрешность измерений массы нетто нефти не превышает $\pm 0,35$ %.

6.5 Результаты поверки РСИКН считают положительными, если результаты по 6.1 – 6.4 положительные.

7 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ

7.1 В соответствии с установленным законодательством Российской Федерации об обеспечении единства измерений порядком, при положительных результатах поверки РСИКН оформляют свидетельство о поверке РСИКН (знак поверки наносится на свидетельство о поверке РСИКН), при отрицательных результатах поверки РСИКН – извещение о непригодности к применению.

7.2 По заявлению владельца РСИКН или другого лица, представившего РСИКН на поверку, или по согласованию с ними, на оборотной стороне свидетельства о поверке указывают дополнительную информацию: «Результаты поверки РСИКН действительны в течение межповерочного интервала, если результаты поверки СИ, входящих в состав РСИКН, в течение их межповерочного интервала, установленного при их утверждении типа, удостоверены действующим знаком поверки и (или) свидетельством о поверке, и (или) записью в паспорте (формуляре) СИ, заверяемой подписью поверителя и знаком поверки».