

Тк-024 «метрологическое обеспечение добычи и учета углеводородов»

- Вопросы формирования нормативной доказательной базы для технического регулирования регламента Таможенного союза «О требованиях к средствам измерений показателей нефти и продуктов ее переработки»
- Докладчик: председатель ТК-024 В.П. Иванов (ФГУП «ВНИИР»).
-

ТЕХНИЧЕСКИЙ РЕГЛАМЕНТ ТАМОЖЕННОГО СОЮЗА

«О требованиях к средствам измерений показателей нефти и продуктов ее переработки»

Регламент разработан в целях предупреждения действий, вводящих в заблуждение потребителей (приобретателей), защиты имущества, обеспечения энергетической эффективности и ресурсосбережения.

Регламент устанавливает обязательные требования к средствам измерений показателей нефти и продуктов ее переработки.

Требования регламента распространяются на средства измерений, предназначенные для применения:

- -при добычи нефти;
- -при транспортировке и хранении нефти и продуктов её переработки;
- -при торговых и товарообменных операциях с нефтью и продуктами её переработки;
- -при таможенных операциях с нефтью и продуктами её переработки;
- -при решении задач метрологического обеспечения государственной информационной системы по мониторингу добычи, переработки, хранения и транспортировки нефти и продуктов её переработки;
- -в составе систем измерений количества и показателей качества нефти и продуктов её переработки.



Технический регламент устанавливает:

- -метрологические и технические требования к средствам измерений;
- -требования по обеспечению энергетической эффективности и ресурсосбережению;
- -требования к терминологии;
- -требования к маркировке средств измерений;
- -формы и процедуры оценки (подтверждения) соответствия средств измерений требованиям Технического регламента.



Требования регламента исполняются и применяются по отношению к средствам измерений показателей нефти и продуктов её переработки:

- -при проектировании, изготовлении, реализации и вводе в эксплуатацию;
- - при оценке (подтверждении) соответствия;
- При государственном метрологическом надзоре (контроле).



Средства измерений применяются для измерений следующих показателей нефти и продуктов ее переработки:

- -объема прямым методом статических и динамических измерений;
- -объема косвенным методом статических и динамических измерений;
- -массы прямым методом статических измерений (взвешиванием);
- -массы прямым и косвенным методом динамических измерений;
- -массы косвенным методом статических измерений и косвенным методом измерений, основанном на гидростатическом принципе.



Для средств измерений должны быть установлены следующие основные метрологические характеристики для нормальных и рабочих условий эксплуатации:

- 1) пределы допускаемой погрешности измерений (неопределенности);
- 2) диапазон измерений;
- 3) основные влияющие факторы;
- 4) межповерочный интервал.

(Пределы допускаемых погрешностей СИ не должны быть выше, чем погрешность измерительных систем, в состав которых входят данные СИ). Погрешность измерительных систем, подлежащих метрологическому надзору (контролю) должна соответствовать значениям, определенных при испытаниях этих систем с целью утверждения типа. В следующих таблицах указаны



Требования к погрешности измерений измерительных систем массы сырой нефти для всех методов измерений в рабочих условиях эксплуатации

| Вид продукции | Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы, % | | | | | | |
|--|--|---|--------------|---------------------|--------------|--------------|---------------------|
| Нефть добытая | сырой нефти (водонефтяной смеси) | нефти без учета воды при содержании пластовой воды в водонефтяной смеси (жидкости), %, объёмная доля воды | | | | | |
| | | до 70 | св. 70 до 95 | св. 95 | | | |
| | ± 2,5 | ± 6 | ± 15 | устанавливают в МВИ | | | |
| Нефть, направленная на обезвоживание, обессоливание и стабилизацию | нефти нетто при содержании пластовой воды в сырой нефти, %, объёмная доля воды | | | | | | |
| | от 0 до 5 | св. 5 до 10 | св. 10 до 20 | св. 20 до 50 | св. 50 до 70 | св. 70 до 85 | св. 85 |
| | ± 0,35 | ± 0,4 | ± 1,5 | ± 2,5 | ± 5,0 | ± 15,0 | устанавливают в МВИ |

Требования к погрешности измерений объемной доли воды в измерительных системах массы сырой нефти

| Методы измерений | Объемная доля воды, % | Пределы допускаемой основной погрешности измерений, % |
|-------------------------------------|-----------------------|---|
| Прямой метод динамических измерений | От 0 до 5 | $\pm 0,1$ |
| | От 5 до 10 | $\pm 0,15$ |
| | От 10 до 20 | $\pm 0,2$ |
| | От 20 до 90 | $\pm 1,0$ |
| | От 90 до 100 | $\pm 0,8$ |

Требования к погрешности измерений измерительных систем массы товарной нефти и продуктов ее переработки

| Методы измерений | Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы в рабочих условиях эксплуатации, % от измеряемой величины | |
|---|---|------------|
| | брутто | нетто |
| Прямой метод статических измерений взвешиванием на весах расцепленных цистерн | $\pm 0,40$ | $\pm 0,50$ |
| Прямой метод статических измерений взвешиванием на весах движущихся нерасцепленных цистерн и составов из них | $\pm 0,50$ | $\pm 0,60$ |
| Прямой метод статических измерений взвешиванием на весах продуктов в таре до 30т | $\pm 0,40$ | $\pm 0,50$ |
| Прямой и косвенный метод динамических измерений | $\pm 0,25$ | $\pm 0,35$ |
| Косвенный метод статических измерений и косвенный метод измерений, основанный на гидростатическом принципе, массы продукта от 120 т и более | $\pm 0,50$ | $\pm 0,60$ |
| Косвенный метод статических измерений и косвенный метод измерений, основанный на гидростатическом принципе, массы продукта до 120 т | $\pm 0,65$ | $\pm 0,75$ |

Требования к погрешности измерений измерительных систем объема нефти и продуктов ее переработки

| Методы измерений | Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объема в нормальных условиях эксплуатации, % от измеряемой величины |
|--|--|
| Прямой метод статических измерений | $\pm 0,2 \dots 0,3$ |
| Косвенный метод статических измерений | $\pm 0,2 \dots 0,25$ |
| Прямой метод динамических измерений | $\pm 0,15 \dots 0,25$ |
| Косвенный метод динамических измерений | $\pm 0,2 - 0,25$ |

Требования к технической документации

- Техническая документация должна отражать **конструкцию, назначение и работу** средств измерений и позволять проводить оценку их соответствия требованиям настоящего Технического регламента.
- Техническая документация должна быть достаточно подробной, чтобы обеспечить:
- - определение метрологических и технических характеристик СИ



Техническая документация должна включать необходимые для оценки и идентификации типа средств измерений:

- - **эксплуатационную документацию**, объясняющую работу изделия и содержащую характеристики изделия, техническое описание и методику измерений;
- - **проектную документацию**, обеспечивающую изготовление изделия соответствующим установленным требованиям и объясняющую методы его испытаний;
- - **доказательную документацию** в составе, согласованном с органами законодательного метрологического надзора (контроля), позволяющую проводить мероприятия оценки соответствия и/или ознакомиться с их результатами.



Доказательная нормативная база содержит следующие документы:

- - **перечень стандартов** и/или нормативных технических документов, **применяемых** полностью или частично **при изготовлении** и/или **испытаниях**, а также **при эксплуатации** системы измерительной;
- - описания решений, принятых с целью соответствия обязательным требованиям, когда стандарты и/или нормативные технические документы, не применялись;
- - **результаты поверок**, регулировок (при наличии), **экспертиз**, подконтрольной эксплуатации, рекламационной работы и т.д.;



Доказательная нормативная база содержит следующие документы:

- - соответствующие **результаты испытаний**, чтобы продемонстрировать соответствие типа средств измерений и/или их компонентов обязательным требованиям в заявленных условиях работы при установленных воздействиях окружающей среды;
- - **сертификаты соответствия требованиям безопасности**, а также документы утверждения типа компонентов средств измерений (при наличии);
- -подтверждающие свидетельства технической адекватности конструкции тех составных частей средств измерений, образцы которых не подвергаются испытаниям.



Из сказанного следует, что достоверность нормативной доказательной база технического регламента Таможенного союза « О требованиях к средствам измерений показателей нефти и продуктов её переработки» должна основываться на средствах измерений, погрешность которых соответствует значениям погрешности измерительных систем в рабочих условиях эксплуатации. Поэтому для обеспечения качества и достоверности измерений показателей нефти и продуктов её переработки необходимо совершенствование эталонной базы России.

Минпромторг России совместно с Росстандартом в рамках реализации программы развития Национальной эталонной базы организовали работы по совершенствованию эталонов измерения расхода нефти, нефтепродуктов и попутного нефтяного газа на базе Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский научно-исследовательский институт расходометрии» (ФГУП «ВНИИР») - головной метрологической научно-исследовательской организацией в области измерения количества и расхода жидкости и газа.



• Метрологическое обеспечение измерений объема и уровня жидкости

- Фундаментальные исследования в области метрологического обеспечения
- Разработка методов поверки и калибровки средств измерений расхода, количества и качества жидкости и газа
- Разработка методов поверки и калибровки средств измерений температуры, влажности, хранения, сличение и применение Государственных

Разработка
МИ

- Базовая организация ТК 024
- Разработка автоматизированных систем учета тепла и теплоносителей

ФГУП «ВНИИР» основные направления деятельности

Сертифицирован на соответствие требованиям стандарта ИСО 9001-2008, имеет свидетельство о доверии к системе менеджмента качества QFS С 11 технического комитета форума качества КОOMET в соответствии с требованиями стандарта ИСО МЭК 17025

Международное сотрудничество с ISO, МОЗМ, СОOMET, NMI, PTB

Соглашения о научно-техническом сотрудничестве с ОАО «Газпром», ОАО «АК Транснефть» (ТК 23)

Государственные эталоны и их метрологические характеристики



| | |
|--|---|
| <p>Государственный первичный специальный эталон единицы объемного и массового расхода многофазных потоков*</p> | <p>Диапазон расхода, т/ч Газовый фактор Объемного влагосодержания Предел относительной погрешности измерений объемного расхода газа, % Предел относительной погрешности измерений массового расхода нефти, воды, %</p> <p style="text-align: right;">1,0 ÷ 99 1,0 0,8</p> |
| <p>Государственный первичный эталон единицы объемного влагосодержания нефти и нефтепродуктов ГЭТ 87-75*</p> | <p>Диапазон измерений, % Среднеквадратическое отклонение результатов измерений, об. доли, % Неисключенная систематическая погрешность, об. доли, %</p> <p style="text-align: right;">0,05-60 0,023 0,065</p> |
| <p>Государственный первичный специальный эталон единицы объемного и массового расхода нефтепродуктов ГЭТ 120-2010</p> | <p>Диапазон расхода, м³/ч Среднеквадратическое отклонение результата измерений, % Неисключенная систематическая погрешность, % Расширенная неопределенность, %</p> <p style="text-align: right;">0,01 ÷ 50 0,01 0,02 0,04</p> |
| <p>Государственный первичный эталон единицы объемного и массового расходов газа ГЭТ 118-2006*</p> | <p>Диапазон измерений, м³/ч Среднее квадратическое отклонение, % Неисключенная систематическая погрешность, %</p> <p style="text-align: right;">0,003 ÷ 100 0,035 ÷ 0,05 0,04</p> |
| <p>Государственный первичный специальный эталон единицы массового расхода жидкости ГЭТ 63-2003*</p> | <p>Диапазон расхода, т/ч Среднеквадратическое отклонение результата измерений, % Неисключенная систематическая погрешность, % Расширенная неопределенность, %</p> <p style="text-align: right;">2,5 ÷ 250 0,01 0,02 0,04</p> |
| <p>Государственный первичный специальный эталон единицы объемного расхода жидкости ГЭТ 64-74</p> | <p>Диапазон расхода, м³/ч Среднеквадратическое отклонение результата измерений, % Неисключенная систематическая погрешность, %</p> <p style="text-align: right;">36 ÷ 234 0,02 0,07</p> |
| <p>Государственный первичный специальный эталон единицы объемного и массового расхода воды ГЭТ 119-2010</p> | <p>Диапазон расхода, м³/ч Среднеквадратическое отклонение результата измерений, % Неисключенная систематическая погрешность, % Расширенная неопределенность, %</p> <p style="text-align: right;">0,01 ÷ 50 0,01₈ 0,02 0,04</p> |

Государственный первичный эталон единицы массового расхода жидкости ГЭТ 63-2003

| | |
|--|------------|
| Диапазон расхода, т/ч | 2,5 ÷ 250* |
| Среднеквадратическое отклонение результатов измерений, % | 0,01 |
| Неисключенная систематическая погрешность, % | 0,02 |
| Расширенная неопределенность, % | 0,04 |



19

* В настоящий момент проходит глубокую модернизацию с целью расширения диапазона до 500 т/ч

Государственный первичный эталон единицы объемного влажесодержания нефти и нефтепродуктов ГЭТ 87-75

20

Диапазон измерений, % 0,05-60*
Случайная погрешность, % 0,23
Систематическая погрешность, %
6,5



* В настоящий момент проходит глубокую модернизацию с целью расширения диапазона измерений влажесодержания до 99%



Государственный первичный специальный эталон единицы
объемного и массового расхода воды
ГЭТ 119-2010



21

| | |
|--|-----------|
| Диапазон расхода, м ³ /ч | 0,01 ÷ 50 |
| Среднеквадратическое отклонение результатов измерений, % | 0,01 |
| Неисключенная систематическая погрешность, % | 0,02 |
| Расширенная неопределенность, % | 0,04 |



Государственный первичный специальный эталон
воспроизведения единицы объемного и массового расхода
нефтепродуктов ГЭТ 120-2010



| | | |
|---|-----------|--|
| Диапазон расхода, м ³ /ч | 0,01 ÷ 50 | |
| Среднеквадратическое отклонение результата измерений, % | 0,01 | |
| Неисключенная систематическая погрешность, % | 0,02 | |
| Расширенная неопределенность, % | 0,04 | |

**Государственный первичный эталон единиц объемного
массового расходов газа
ГЭТ 118-2006**



**Диапазон измерений, м³/ч 0,003 ÷ 100
Среднее квадратическое отклонение, % 0,035 ÷
0,05**

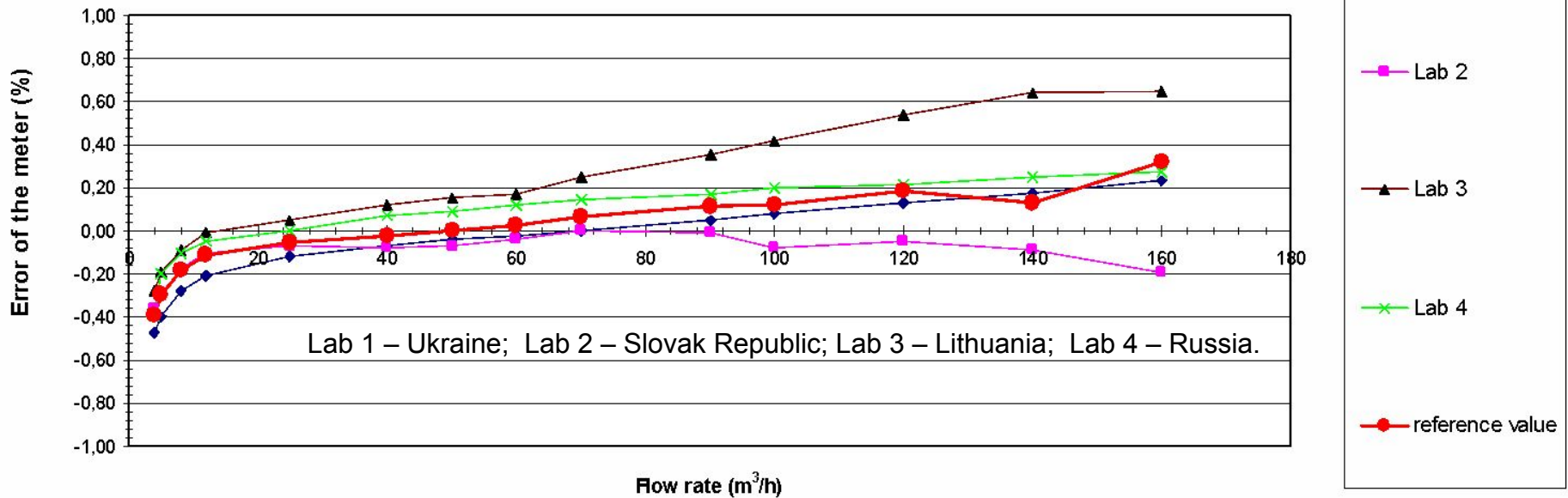


С момента утверждения в 2006 году государственный первичный эталон единиц объемного и массового расходов газа ГЭТ 118-2006 дважды принимал участие в международных сличениях государственных эталонов в рамках проектов КОOMET № 219/Sk-00 и № 412/UA/07.

Уровень Государственных эталонов ВНИИР неоднократно подтверждался и подтверждается круговыми и двусторонними международными сличениями.

Результаты международных ключевых сличений Государственного первичного эталона расхода газа подтвердили высокий конкурентный уровень метрологической базы России.

COOMET Project No. 412/UA/07, Delta-S-Flow G100 S/N 8785901001





Для обеспечения единства измерений количества добытой нефти по скважине и участкам недр во ВНИИР разработан, изготовлен Государственный первичный специальный эталон единицы расхода трехкомпонентных двухфазных сред.

Данный эталон воспроизводит единицу расхода водонефтегазовой смеси в диапазоне расходов до 110 т/ч и обеспечивает газовый фактор до 300 нм/куб.м.

В настоящее время завершается работа по исследованию метрологических характеристик и подготовке его к приему межведомственной комиссией.

Государственный первичный специальный эталон единицы объема массового расхода многофазных потоков



Диапазон расхода, т/ч

1,0 ÷ 110 (нефть/вода/газ)

Газовый фактор

до 300

Объемного влагосодержания

1,0 ÷ 99

Предел относительной погрешности измерений
объемного расхода газа, %

1,0

Предел относительной погрешности измерений
массового расхода нефти, воды, %

0,8

Данный эталон позволит

- воспроизвести единицу измерений расхода многофазных потоков,**
- проводить испытания, поверку, калибровку и исследования метрологических характеристик рабочих СИ сырой нефти и попутного нефтяного газа.**

Федеральный закон «Об энергосбережении» предписывает «обязательность учета юридическими лицами производимых ими энергетических ресурсов» (статья 4.) при этом «весь объем добываемых энергетических ресурсов с 2000 года подлежит обязательному учету» (статья 11.).

Сложившаяся до настоящего времени система измерений и учета добычи сырой нефти и нефтяного газа на скважинах ведется, в основном, групповыми замерными установками типа «Спутник», разработанными в 1970 – 80 годы. Достоверный учет углеводородов обеспечивается лишь на коммерческих узлах учета товарной продукции при передаче в систему магистрального трубопроводного транспорта АК «Транснефть» и потребителям.

(Следует отметить, что в промышленно развитых странах учет извлекаемых углеводородов ведется, в основном, со скважины).

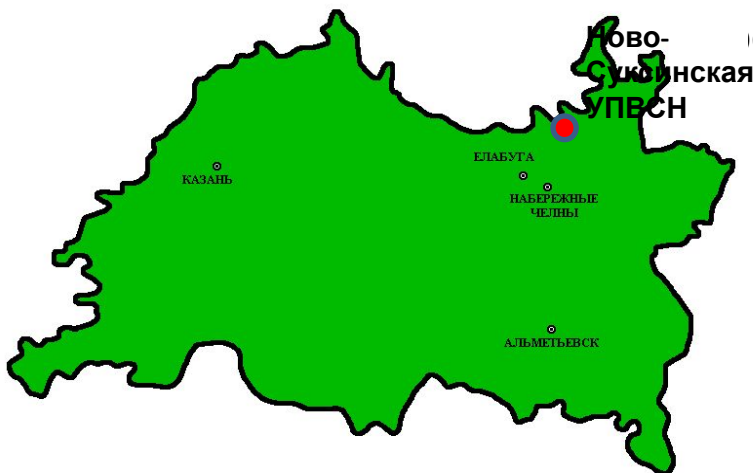
В настоящее время основным документом, определяющим измерение количества сырой нефти и нефтяного газа по отдельным скважинам и лицензионным участкам на территории РФ, является ГОСТ Р 8.615 – 2005 «Государственная система обеспечения единства измерений. Измерения количества извлекаемой из недр нефти и нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования», в котором впервые в отечественной практике сформулированы требования к точности измерения количества сырой нефти и попутного нефтяного газа, извлекаемых из нефтяных скважин.

Внесение требований этого документа в лицензионное соглашение побуждает нефтяные компании не только приобретать измерительные установки, соответствующие требованиям ГОСТ Р 8.615 для обустройства новых лицензионных участков, но и нести затраты на реконструкцию значительного парка (до 15 тыс. штук) существующих групповых замерных установок.

С целью повышения значимости стандарта для достоверного учета добытой нефти и попутного нефтяного газа между Росстандартом и Правительством Республики Татарстан подписано Соглашение о создании на территории республики Государственного испытательного полигона. Полигон обеспечит передачу единицы измерения от эталонов рабочим СИ и повысит уровень испытаний средств измерений количества сырой нефти и нефтяного газа.

Определена площадка для размещения полигона и достигнуто соглашение с ОАО «Татнефть» об инфраструктурном взаимодействии при его эксплуатации. Разработано техническое задание на проектирование полигона.

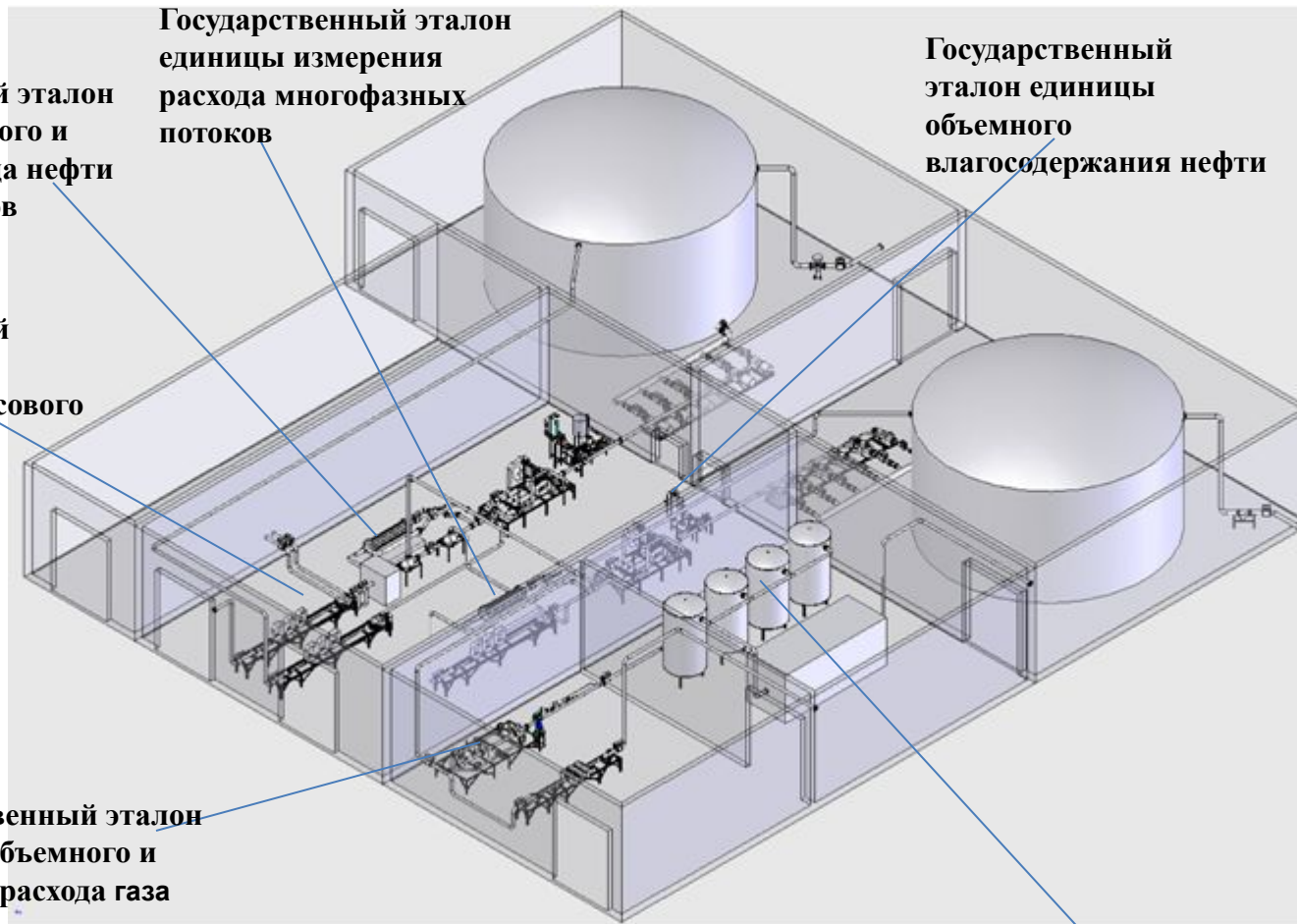
Полигон и государственные первичные эталоны, расположенные на территории ВНИИР, составят единый государственный эталонный комплекс для измерения количества сырой нефти, попутного нефтяного газа и составляет 2 га, из которых на здания и сооружения приходится 3500 кв.м. Ориентировочная стоимость полигона – 600 млн. руб.



Государственный эталонный комплекс (полигон+Государственные первичные эталоны) позволит решить задачи:

- обеспечить передачу единицы измерения количества сырой нефти и попутного нефтяного газа от эталонов к рабочим средствам измерений;
 - повысить достоверность испытаний и поверки (калибровки) систем измерений количества и параметров сырой нефти;
 - сличить поверочные установки, разработанные юридическими лицами, с государственными первичными эталонами с помощью мобильных эталонов сравнения;
 - государственного контроля за соблюдением метрологических правил и норм в области применения СИ в интересах общества;
 - исследования метрологических характеристик средств измерения расхода многофазных потоков и попутного нефтяного газа;
 - расширить номенклатуру рабочих и эталонных средств измерений, применяемых для измерения количества нефти и газа;
 - повысить качество и конкурентоспособность отечественной эталонной базы;
- формирования достоверной нормативной доказательной базы для технического регулирования регламента Таможенного союза «О требованиях к средствам измерений показателей нефти и продуктов ее переработки».
- В рамках технических требований на испытательный полигон разработаны

Эскизный проект государственного эталонного комплекса



Государственный эталон
единицы объемного и
массового расхода нефти
и нефтепродуктов

Государственный эталон
единицы измерения
расхода многофазных
потоков

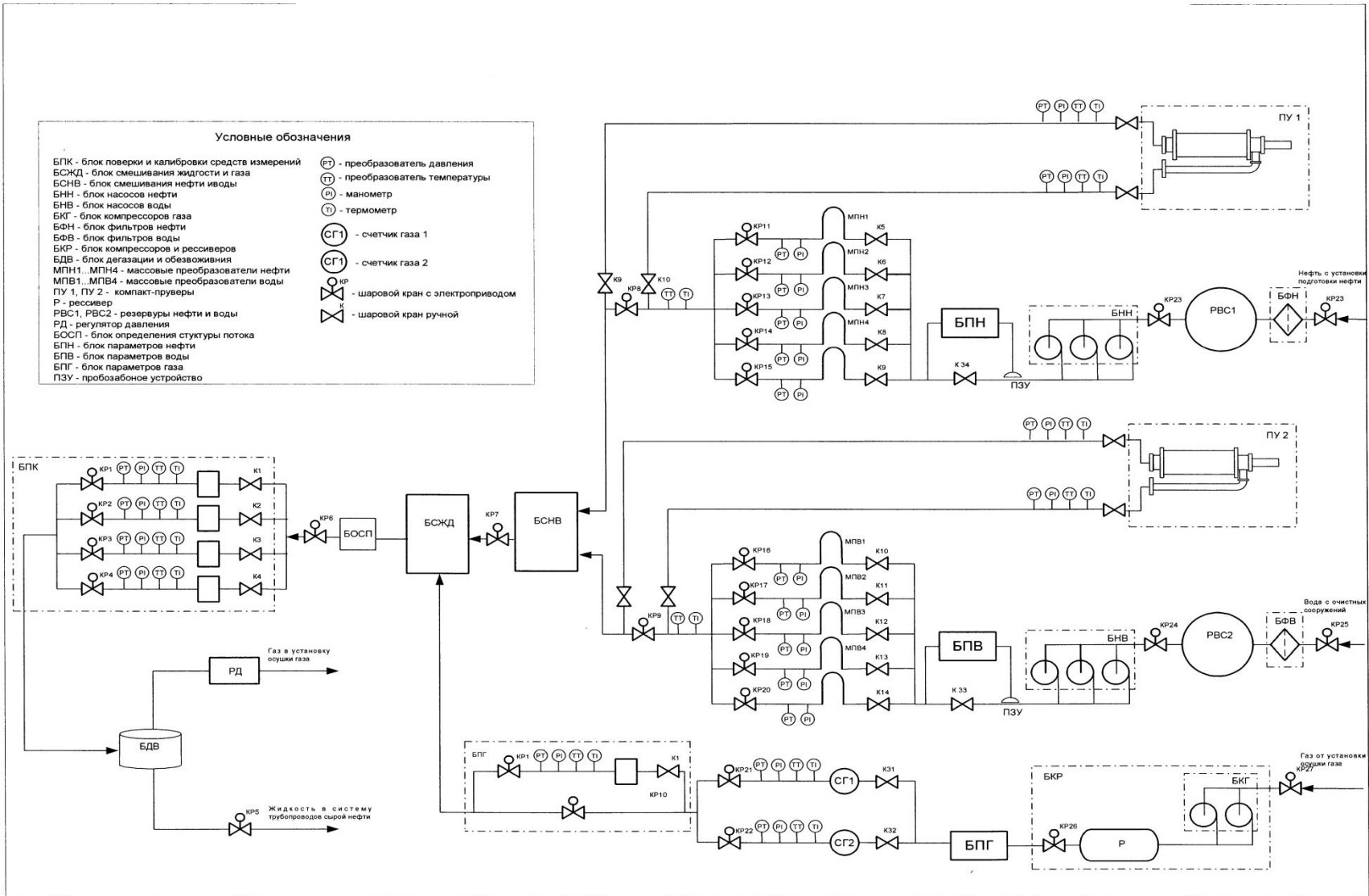
Государственный
эталон единицы
объемного
влажностерхания нефти

Государственный
эталон единицы
объемного и массового
расхода воды

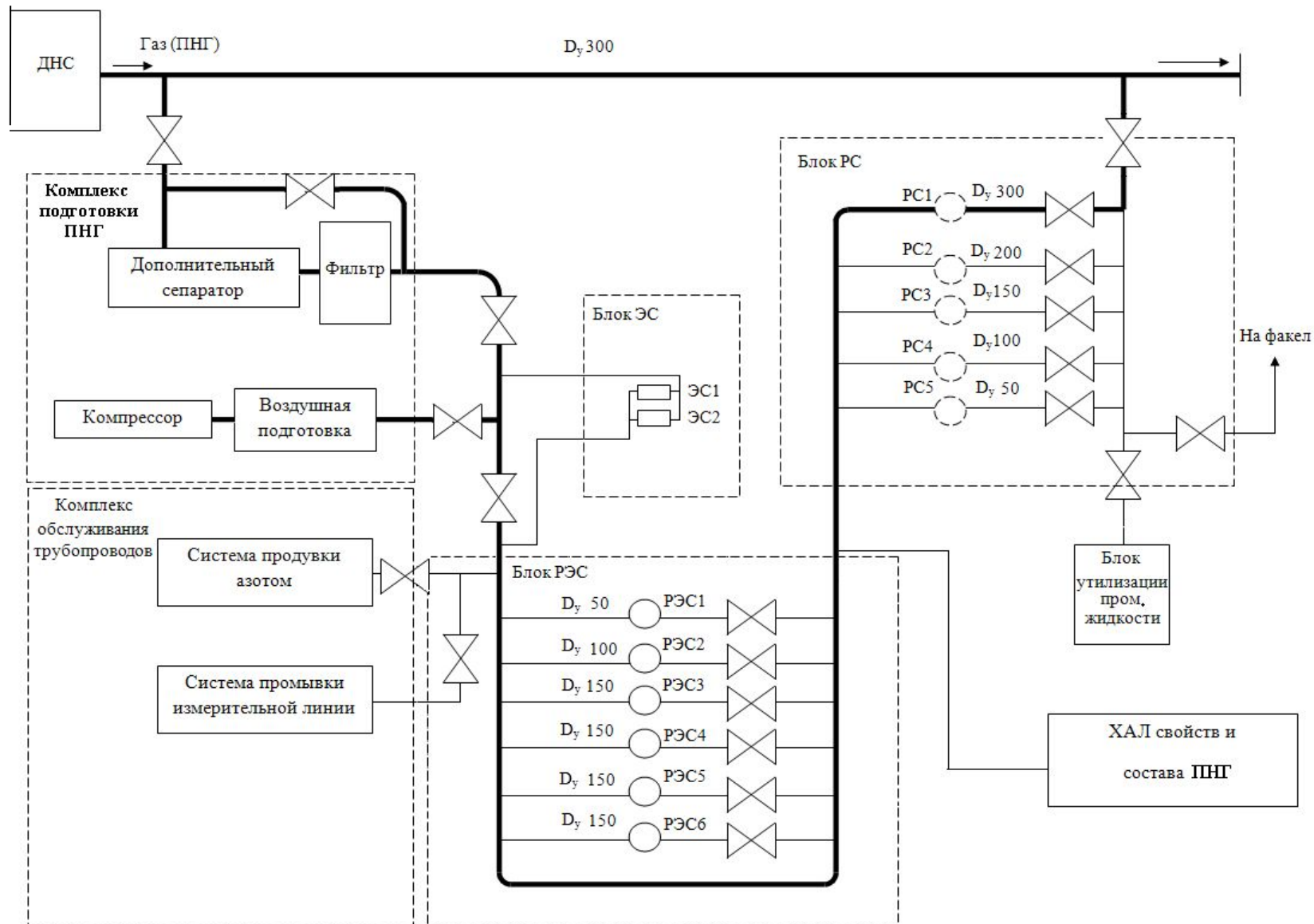
Государственный эталон
единицы объемного и
массового расхода газа

Государственный
эталон единицы
измерения плотности
жидкости

Технологическая схема комплекса - ФГУП «ВНИИР» двухфазная трехкомпонентная углеводородная смесь



Технологическая схема комплекса - попутный нефтяной газ (ПНГ)



ЭС – эталонный счетчик 1-го разряда, РЭС- эталонный счетчик 2-го разряда, РС- рабочий (исследуемый) счетчик газа

Создание полигона следует рассматривать как обязательную составную часть государственной системы «Нефтеконтроль», создаваемой Минэнерго России во исполнение поручений Президента Российской Федерации и Правительства Российской Федерации по контролю за перемещением нефти и нефтепродуктов.



Исходные данные для составления предложения о сотрудничестве между ФГУП ВНИИР и Межотраслевым советом по техническому регулированию и стандартизации в нефтегазовом комплексе

- 1. Для обеспечения достоверного учета добытой нефти и попутного нефтяного газа разработать техническое задание на государственный испытательный полигон.**
- 2. Организация и проведение исследований метрологических характеристик, испытания имеющихся и вновь разрабатываемых средств измерений, используемых в геолого-геофизических изучениях скважин на эталонной базе ФГУП ВНИИР.**
- 3. Осуществлять информационное взаимодействие в части проведения анализа и экспертизы методик определения дебита нефтегазовых скважин и создание методик, использующих глубинные (погружные) и наземные средства измерений расхода для повышения качества измерений.**
- 4. Осуществлять взаимодействие при подготовке и разработке достоверной нормативной доказательной базы для технического регулирования регламентов и при создании единого терминологического словаря для нефтегазового комплекса.**

В заключении прошу внести предложение в Перечень вопросов к проекту резолюции 6-й Международной конференции «Нефтегазстандарт – 2011»

Предложить Минэнерго России и Росстандарту рассмотреть вопрос о финансировании с 2012 года проекта Государственного испытательного полигона по метрологическому обеспечению средств измерений количества сырой нефти и нефтяного газа на территории Республики Татарстан.

Благодарим за внимание

Контактный телефон 8.843 272 02 46

Председатель ТК-024

Иванов Валерий Павлович



**ФГУП
«ВНИИР»**