МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫЙ СОВЕТ ПО СТАНДАРТИЗАЦИИ, МЕТРОЛОГИИ И СЕРТИФИКАЦИИ
(МГС)

INTERSTATE COUNCIL FOR STANDARDIZATION, METROLOGY AND CERTIFICATION
(ISC)

РЕКОМЕНДАЦИИ
ПО МЕЖГОСУДАРСТВЕННОЙ
СТАНДАРТИЗАЦИИ

**РМГ 101—
2010**

Государственная система обеспечения единства измерений

СИСТЕМЫ ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НЕФТИ

Метрологические и технические требования к проектированию

Издание официальное

Москва
Стандартинформ
2012

gost.e-ecolog.ru

Предисловие

Цели, основные принципы и порядок проведения работ по межгосударственной стандартизации установлены ГОСТ 1.0—92 «Межгосударственная система стандартизации. Основные положения» и ГОСТ 1.2—2009 «Межгосударственная система стандартизации. Стандарты межгосударственные, правила и рекомендации по межгосударственной стандартизации. Порядок разработки, принятия, применения, обновления и отмены»

Сведения о рекомендациях

1 РАЗРАБОТАНЫ Федеральным государственным унитарным предприятием «Всероссийский научно-исследовательский институт расходометрии» (ФГУП «ВНИИР»)

2 ВНЕСЕНЫ Федеральным агентством по техническому регулированию и метрологии

3 ПРИНЯТЫ Межгосударственным советом по стандартизации, метрологии и сертификации (протокол от 10 июня 2010 г. № 37)

За принятие проголосовали:

Краткое наименование страны по МК (ИСО 3166) 004—97	Код страны по МК (ИСО 3166) 004—97	Сокращенное наименование национального органа по стандартизации
Азербайджан	AZ	Азстандарт
Армения	AM	Минэкономики Республики Армения
Казахстан	KZ	Госстандарт Республики Казахстан
Кыргызстан	KG	Кыргызстандарт
Молдова	MD	Молдова-Стандарт
Российская Федерация	RU	Росстандарт
Таджикистан	TJ	Таджикстандарт
Узбекистан	UZ	Узстандарт
Украина	UA	Госпотребстандарт Украины

4 Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 23 декабря 2010 г. № 1002-ст рекомендации по межгосударственной стандартизации РМГ 101—2010 введены в действие в качестве рекомендаций по метрологии Российской Федерации с 1 января 2012 г.

5 ВВЕДЕНЫ ВПЕРВЫЕ

Информация о введении в действие (прекращении действия) настоящих рекомендаций публикуется в информационном указателе «Национальные стандарты».

Информация об изменениях к настоящим рекомендациям публикуется в информационном указателе «Национальные стандарты», а текст изменений — в информационных указателях «Национальные стандарты». В случае пересмотра или отмены настоящих рекомендаций соответствующая информация будет опубликована в информационном указателе «Национальные стандарты»

© Стандартинформ, 2012

В Российской Федерации настоящие рекомендации не могут быть полностью или частично воспроизведены, тиражированы и распространены в качестве официального издания без разрешения Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии

Содержание

1 Область применения 1
2 Нормативные ссылки 1
3 Сокращения 1
4 Общие положения 2
5 Техническое задание 2
6 Общие требования к проектированию 2
7 Требования к проектированию составляющих систем измерений количества и показателей качества нефти 4
8 Эксплуатационные требования 9
9 Требования к обеспечению надежности 9
Приложение А (рекомендуемое) Перечень документов, представляемых на метрологическую экспертизу проекта 10
Приложение Б (рекомендуемое) Типовая форма технических требований 11
Приложение В (рекомендуемое) Типовая форма технического задания на проектирование системы измерений количества и показателей качества нефти 14
Приложение Г (рекомендуемое) Технологические схемы системы измерений количества и показателей качества нефти 19
Приложение Д (рекомендуемое) Пример расчета числа измерительных линий 22
Приложение Е (рекомендуемое) Технологические схемы блока измерений показателей качества нефти 23
Приложение Ж (рекомендуемое) Методика расчета расхода нефти через пробоотборное устройство 26
Библиография 27

РЕКОМЕНДАЦИИ ПО МЕЖГОСУДАРСТВЕННОЙ СТАНДАРТИЗАЦИИ

Государственная система обеспечения единства измерений

СИСТЕМЫ ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НЕФТИ

Метрологические и технические требования к проектированию

State system for ensuring the uniformity of measurements. Petroleum quantity and parameters of quality measurements systems. Metrological and technical requirements for designing

Дата введения — 2012—01—01

1 Область применения

Настоящие рекомендации распространяются на процесс проектирования систем измерений количества и показателей качества нефти и предназначаются для применения:

- предприятиями добычи, транспортировки, переработки и хранения нефти независимо от организационно-правовых форм (далее — заказчик);
- проектными организациями (далее — разработчик).

2 Нормативные ссылки

В настоящих рекомендациях использованы нормативные ссылки на следующие межгосударственные стандарты:

ГОСТ 2.105—95 Единая система конструкторской документации. Общие требования к текстовым документам

ГОСТ 8.510—2002 Государственная система обеспечения единства измерений. Государственная поверочная схема для средств измерений объема и массы жидкости

ГОСТ 12.1.030—81 Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление

ГОСТ 2517—85 Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб

Примечание — При пользовании настоящими рекомендациями целесообразно проверить действие ссылочных стандартов на территории государства по соответствующему указателю стандартов, составленному по состоянию на 1 января текущего года, и по соответствующим информационным указателям, опубликованным в текущем году. Если ссылочный стандарт заменен (изменен), то при пользовании настоящими рекомендациями следует руководствоваться заменяющим (измененным) стандартом. Если ссылочный стандарт отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, применяется в части, не затрагивающей эту ссылку.

3 Сокращения

В настоящих рекомендациях использованы следующие сокращения:

БИК — блок измерений показателей качества нефти;
БИЛ — блок измерительных линий;
БФ — блок фильтров;
ИЛ — измерительная линия;
ЛВЖ — легковоспламеняющаяся жидкость;
МХ — метрологические характеристики;
НД — нормативные документы;
ПР — преобразователь расхода;

Издание официальное

ПУ — поверочная установка;
СИ — средство измерений;
СИКН — система измерений количества и показателей качества нефти;
СОИ — система сбора и обработки информации;
ТЗ — техническое задание.

4 Общие положения

4.1 Настоящие рекомендации разработаны в дополнение к требованиям действующих НД, распространяющихся на СИКН.

4.2 Проект СИКН подлежит метрологической экспертизе в специализированном институте государственного органа по стандартизации или другой аккредитованной специализированной организации. Перечень документов, представляемых на метрологическую экспертизу проекта, приведен в приложении А.

4.3 Состав и объем технической документации, разрабатываемой и передаваемой заказчику, должен быть определен в ТЗ.

5 Техническое задание

5.1 Проектирование СИКН следует осуществлять на основании ТЗ.

5.2 ТЗ разрабатывают на основании технических требований к СИКН. Технические требования разрабатывает заказчик. Типовые формы технических требований и ТЗ приведены в приложениях Б и В.

5.3 При разработке ТЗ необходимо учесть требования НД по определению массы нефти и методик поверки СИ СИКН.

5.4 ТЗ должно быть согласовано принимающей (или сдающей) нефть стороной и утверждено заказчиком. Срок разработки и утверждения ТЗ определяется условиями договора.

5.5 Если при согласовании ТЗ возникли замечания или разногласия между разработчиком и заказчиком (или другими заинтересованными организациями), то они должны быть представлены с техническим обоснованием и должен быть составлен протокол разногласий (форма произвольная), который обязаны подписать стороны. Решения по замечаниям и разногласиям должны быть приняты разработчиком и заказчиком до утверждения ТЗ.

5.6 Согласование проекта ТЗ разрешается оформлять отдельным документом (письмом). В этом случае под грифом «Согласовано» делают ссылку на этот документ.

5.7 Разработчик до передачи ТЗ на утверждение должен организовать проведение его метрологической экспертизы.

6 Общие требования к проектированию

6.1 Определение состава системы измерений количества и показателей качества нефти

6.1.1 Состав СИКН определяют на стадии разработки ТЗ. В общем случае СИКН состоит из технологической части и СОИ.

6.1.2 Основной состав технологической части:
- БИЛ;
- БИК;
- пробоотборное устройство.

В состав технологической части могут входить также:
- БФ;
- ПУ;
- узел регулирования давления;
- узел регулирования расхода через ПУ;
- узел подключения передвижной ПУ;
- технологические и дренажные трубопроводы.

6.1.3 Пробоотборное устройство рекомендуется устанавливать с лубрикатором для обеспечения возможности извлечения пробоотборного устройства без остановки работы СИКН.

6.1.4 Узел регулирования давления должен быть предусмотрен на выходе СИКН в случае, если возможно снижение давления ниже значения, определенного по 6.4.

6.1.5 Узел регулирования расхода через ПУ должен быть предусмотрен при подключении ПУ на выходе ИЛ.

6.1.6 Допускается использование одной стационарной ПУ для нескольких СИКН, расположенных на одной площадке.

6.2 Выбор оборудования, средств измерений и материалов

6.2.1 Необходимые расчеты и выбор технологического оборудования, СИ и материалов осуществляет разработчик с учетом технических требований заказчика и действующих НД.

6.2.2 Технические характеристики выбранного оборудования, а также технические и метрологические характеристики СИ должны обеспечивать необходимую точность измерений при заданных технологических режимах работы СИКН и характеристиках нефти.

6.2.3 Необходимость оснащения запорной и регулирующей арматуры электроприводами определяют в ТЗ в зависимости от объема автоматизации учетных операций, операций поверки и контроля МХ ПР.

Запорную арматуру с условным диаметром более 150 мм рекомендуется оснащать электроприводами.

6.2.4 Запорная арматура, протечки которой могут оказать влияние на достоверность учетных операций, результаты поверки и контроля МХ ПР, результаты поверки ПУ по ПУ 1-го разряда, должна быть с гарантированным перекрытием потока и устройством контроля протечек (местным или дистанционным). Количество и место установки вышеупомянутой арматуры определяют в соответствии с технологической схемой СИКН.

6.2.5 Трубы для технологических и дренажных трубопроводов следует выбирать с учетом категорий и условий эксплуатации трубопроводов согласно действующим отраслевым НД.

6.2.6 Качество и технические характеристики материалов и готовых изделий должны быть подтверждены в документации заводов-изготовителей.

6.2.7 Применяемые в проекте СИ должны быть сертифицированы (аттестованы, внесены в государственный реестр) в стране нахождения СИКН и признаны странами — участниками приемо-сдаточных операций с использованием данной СИКН.

6.3 Выбор технологической схемы системы измерений количества и показателей качества нефти

6.3.1 При проектировании СИКН рекомендуется использовать технологические схемы, приведенные в приложении Г.

6.3.2 Состав СИКН и выбранная технологическая схема должны обеспечивать выполнение следующих основных функций:

- измерения массы нефти;
- отбор объединенной пробы в соответствии с ГОСТ 2517;
- поверка ПР на месте эксплуатации без нарушения режима работы нефтепровода;
- контроль МХ СИ.

6.3.3 Технологическая схема СИКН должна обеспечивать:

- равномерное распределение потоков по ИЛ;
- регулирование расхода по ИЛ и через ПУ при проведении поверки и контроля МХ СИ;
- контроль герметичности запорной арматуры, влияющей на результаты измерений и поверок;
- отбор проб нефти в БИК;
- дренаж оборудования, технологических трубопроводов и последующее их заполнение без остатков воздуха;
- контроль герметичности запорной арматуры дренажных трубопроводов;
- возможность очистки входного коллектора;
- возможность промывки или пропарки дренажных трубопроводов;
- возможность подключения системы промывки ПУ (при наличии стационарной ПУ);
- установку технологического оборудования и измерительных преобразователей в соответствии с требованиями эксплуатационной документации;
- демонтаж измерительных преобразователей и технологического оборудования без нарушения непрерывности процесса измерений.

6.3.4 Диаметры коллекторов, диаметры и количество ИЛ, диаметры и длины трубопроводов технологических обвязок следует выбирать с учетом допустимых гидравлических потерь при максимальной производительности СИКН. Гидравлические потери должны быть не более:

- 0,2 МПа в режиме измерений;
- 0,4 МПа в режиме поверки (с учетом поверки ПУ по ПУ 1-го разряда).

6.4 Избыточное давление в трубопроводе при всех режимах работы должно быть достаточным для компенсации потерь давления на СИКН и обеспечения давления на выходе СИКН и ПУ.

Значение минимального избыточного давления следует определять по формуле

$$P = 2{,}06P_н + 2\Delta P,$$

где P — минимальное избыточное давление в выходном коллекторе СИКН, МПа;

$P_н$ — абсолютное давление насыщенных паров при максимальной температуре нефти на СИКН, МПа;

ΔP — перепад давления в ПР, МПа.

6.5 Для СИКН, расположенных на приеме в резервуарный парк, давление на выходе из СИКН, определяемое расчетным путем, должно обеспечивать прием нефти в резервуары с учетом гидравлических потерь. При размещении СИКН между подпорной и основной насосной станциями должно быть обеспечено требуемое давление на приеме основной насосной станции при всех режимах работы.

6.6 Отбор нефти в БИК может быть осуществлен как с входного, так и с выходного коллектора БИЛ. Отбор с входного коллектора осуществляют в случае выделения фильтров в отдельный блок.

6.7 БИК может быть выполнен по насосной или безнасосной схеме. Безнасосная схема может быть применена в случае возможности возврата нефти в технологический трубопровод с меньшим давлением.

7 Требования к проектированию составляющих систем измерений количества и показателей качества нефти

7.1 Блок измерительных линий

7.1.1 Типовой состав БИЛ:

- входной и выходной коллекторы;
- коллектор к ПУ;
- ИЛ (рабочие, резервные и контрольно-резервная);
- дренажная система.

7.1.2 Диаметры входного и выходного коллекторов необходимо рассчитывать на максимальный расход нефти через СИКН с учетом допустимой скорости потока (не более 7 м/с для магистральных нефтепроводов, не более 4 м/с для промысловых нефтепроводов).

7.1.3 На выходном коллекторе должны быть установлены манометр и преобразователь давления. На выходном коллекторе СИКН с преобразователями массового расхода, а также по требованию заказчика устанавливают термокарман для термометра и преобразователя температуры.

7.1.4 Диаметр коллектора ПУ должен быть рассчитан на максимальный поверочный расход с учетом допустимой скорости потока (не более 7 м/с для магистральных нефтепроводов, не более 4 м/с для промысловых нефтепроводов).

7.1.5 При наличии стационарной ПУ допускается контрольную ИЛ не предусматривать. При включении контрольной ИЛ в состав БИЛ рекомендуется использовать ее в качестве резервной.

7.1.6 Типовой состав ИЛ с преобразователем объемного расхода:

- задвижка или шаровой кран на входе ИЛ;
- фильтр тонкой очистки с быстросъемной крышкой, дренажным и воздушным кранами (если не предусмотрен отдельный БФ);
- преобразователь объемного расхода в комплекте со струевыпрямителем или прямыми участками до и после ПР;
- задвижка или шаровой кран с гарантированным перекрытием потока и контролем протечек на выходе ИЛ;
- задвижка или шаровой кран с гарантированным перекрытием потока и контролем протечек на выходе к ПУ;
- регулятор расхода на выходе ИЛ (при необходимости);
- преобразователь температуры и термометр за нормированным участком после ПР;
- манометр и преобразователь давления за нормированным участком после ПР;

- кран шаровой дренажный за нормированным участком после ПР (в случае конструктивной необходимости);

- шаровой кран-воздушник на входе ИЛ (при отсутствии фильтра на ИЛ).

В случае подключения ПУ до БИЛ запорная арматура с гарантированным перекрытием потока и контролем протечек должна быть предусмотрена на входе ИЛ, на входе в коллектор к ПУ, а также на входе контрольной ИЛ.

7.1.7 Проектом должна быть предусмотрена поставка ПР с прямыми участками трубопроводов до и после ПР в комплекте завода-изготовителя. Допускается изготавливать прямые участки на заводе — изготовителе БИЛ в соответствии с требованиями изготовителя ПР.

7.1.8 Типовой состав ИЛ с преобразователем массового расхода:

- запорная арматура на входе ИЛ;

- фильтр тонкой очистки с быстросъемной крышкой, дренажным и воздушным кранами (если не предусмотрен отдельный БФ);

- преобразователь массового расхода;

- запорная арматура с гарантированным перекрытием потока и контролем протечек на выходах ИЛ в коллектор и к ПУ;

- регулятор расхода на выходе ИЛ;

- кран шаровой дренажный;

- шаровой кран-воздушник в самой высокой точке ИЛ;

- преобразователь давления.

7.1.9 Тип применяемых ПР должен быть выбран с учетом значения рабочего расхода, параметров и показателей качества нефти (вязкость, содержание массовой доли воды, механические примеси).

7.1.10 Число ИЛ с преобразователями объемного расхода (турбинные, ультразвуковые и др.) рекомендуется выбирать не менее трех (две рабочие и одна резервная).

7.1.11 Число ИЛ с преобразователями массового расхода допускается выбирать не менее двух (рабочая и резервно-контрольная).

7.1.12 Число резервных ИЛ должно быть не менее 30 % числа рабочих ИЛ.

7.1.13 Типоразмер ПР следует выбирать исходя из минимального и максимального значений расхода через БИЛ. При работе БИЛ по одной ИЛ с минимальным расходом загрузка ПР должна быть в пределах его пропускной способности согласно паспортным данным.

7.1.14 Число ИЛ рассчитывают исходя из максимально возможного расхода нефти через трубопровод. Пример расчета числа ИЛ СИКН приведен в приложении Д.

7.1.15 При выборе типоразмера ПР необходимо учитывать следующие обстоятельства: чем меньше диаметр ПР, тем больше срок его службы, меньше затраты на обслуживание и ремонт, меньше габариты, масса и стоимость ПУ. Рекомендуется выбирать ПР диаметром не более 400 мм, а общее число ИЛ — не более десяти.

7.1.16 Дренажную систему БИЛ следует проектировать закрытой.

7.1.17 Необходимо предусматривать систему контроля герметичности дренажной арматуры.

7.2 Блок измерений показателей качества нефти

7.2.1 При проектировании БИК рекомендуется использовать технологические схемы, приведенные в приложении Е.

7.2.2 Нефть в БИК должна отбираться через пробоотборное устройство в соответствии с ГОСТ 2517.

7.2.3 Значение расхода нефти через пробоотборное устройство должно соответствовать требованиям ГОСТ 2517. Расход нефти через поточные преобразователи (плотности, вязкости, влагосодержания) должен соответствовать требованиям эксплуатационной документации на преобразователи.

7.2.4 Расчет, подтверждающий обеспечение требуемого значения расхода через БИК, должен быть приведен в проектной документации. Методика расчета приведена в приложении Ж.

7.2.5 БИК должен изготовляться в заводских условиях и размещаться в отапливаемом помещении. Допускается размещение БИК в общем помещении с БИЛ. Инженерные системы помещения должны обеспечивать заданные в ТЗ условия работы БИК и безопасность его эксплуатации.

7.2.6 В БИК должны быть установлены:

- поточные преобразователи плотности (рабочий и резервный) с параллельно-последовательной схемой подключения;

- поточные преобразователи влагосодержания (рабочий и резервный) с параллельно-последовательной схемой подключения;

- при необходимости поточные преобразователи вязкости (рабочий и резервный) с параллельно-последовательной схемой подключения (допускается не включать преобразователи вязкости в состав БИК в случае применения ПР, на погрешность которых не влияет изменение вязкости);

- термокарман для термометра и преобразователя температуры;

- преобразователь давления и манометр;

- пробоотборники автоматические в соответствии с ГОСТ 2517, обеспечивающие отбор проб по заданной программе, с герметичными контейнерами вместимостью не менее 3 л (рабочий и резервный);

- устройство для ручного отбора точечных проб в соответствии с ГОСТ 2517;

- циркуляционные насосы (рабочий и резервный), обеспечивающие требуемый расход нефти через БИК (в случае насосной схемы);

- расходомер (ПР);

- регулятор расхода нефти через БИК (при необходимости);

- система промывки поточных преобразователей (при необходимости);

- фильтры (рабочий и резервный) (при необходимости).

В состав БИК могут включаться дополнительные СИ показателей качества нефти (анализаторы содержания соли, серы).

При измерении массы нефти прямым динамическим методом допускается не включать поточный плотномер в состав БИК, при этом следует предусмотреть место подключения преобразователя плотности для проведения поверки и контроля МХ преобразователей массового расхода.

7.2.7 Инженерные системы помещения БИК должны обеспечивать:

- искусственное освещение с освещенностью не менее 100 лк;

- автоматическое регулирование температуры в помещении в заданных пределах;

- естественную вытяжную вентиляцию из верхней зоны по полному объему помещения;

- механическую вытяжную вентиляцию из нижней зоны периодического действия с восьмикратным воздухообменом в час по полному объему помещения, включаемую автоматически (при достижении загазованности в объеме 20 % нижнего предела взрываемости) и вручную с кнопочного поста, размещенного снаружи у входа в помещение;

- автоматическое отключение всего электрооборудования (кроме вентилятора) при достижении загазованности в объеме 40 % нижнего предела взрываемости для магистральных и 50 % для промысловых нефтепроводов;

- контроль загазованности и пожара с соответствующей световой и звуковой сигнализацией снаружи у входа в помещение и на сигнальном табло в операторной.

7.2.8 В БИК должны быть предусмотрены:

- узел для подсоединения пикнометрической установки на ветви преобразователя плотности;

- место для выполнения измерений плотности нефти ареометром.

7.2.9 Термокарманы для термометра и преобразователя температуры должны обеспечивать глубину погружения в рабочую среду не менее 2/3 Ду трубопровода. Расположение термокарманов должно обеспечивать достоверность измерений.

7.2.10 Дренажная система должна быть закрытой. В верхних точках технологической обвязки должны быть предусмотрены шаровые краны-воздушники.

7.2.11 В технологической обвязке поточных преобразователей и оборудования БИК следует применять полнопроходные шаровые краны.

7.3 Блок фильтров

7.3.1 БФ должен состоять не менее чем из двух фильтров (рабочий и резервный).

7.3.2 Количество и диаметр фильтров должны быть рассчитаны из условия обеспечения максимальной производительности СИКН при общем перепаде давления на БФ не более 0,05 МПа.

7.3.3 Рекомендуется применять фильтры с быстросъемными крышками, фильтрующими элементами из нержавеющей стали.

7.3.4 Фильтрующий элемент следует выбирать исходя из условия обеспечения необходимой степени фильтрации с учетом показателей качества нефти.

7.3.5 Фильтр должен быть оснащен дренажным краном, краном-воздушником, преобразователем перепада давления и манометрами или показывающими дифманометрами с пределами допускаемой относительной погрешности не более $\pm$ 1,0 %.

7.3.6 Дренажная система БФ должна быть закрытой.

7.4 Поверочная установка

7.4.1 ПУ выбирают исходя из следующих условий:

- пропускная способность ПУ должна соответствовать полному диапазону расхода ПР;
- максимальное рабочее давление ПУ должно соответствовать максимальному рабочему давлению СИКН;
- пределы допускаемой относительной погрешности ПУ должны соответствовать требованиям ГОСТ 8.510;
- обеспечение возможности проведения поверки ПР на месте эксплуатации без нарушения режимов перекачки нефти.

7.4.2 На входе и выходе ПУ должны быть установлены:

- термокарман для термометра и преобразователя температуры;
- манометр и преобразователь давления.

7.4.3 Необходимо предусматривать возможность поверки стационарной ПУ с помощью передвижной ПУ или эталонных весов и мерников.

7.4.4 Трубопроводы подключения ПУ к БИЛ должны проектироваться с наименьшим числом поворотов.

7.4.5 При опорожнении ПУ участки трубопроводов, ограниченные запорной арматурой, должны опорожняться полностью.

7.4.6 Стационарная ПУ должна размещаться в здании или иметь теплоизоляцию калиброванного участка.

7.4.7 Конструкция ПУ должна обеспечивать возможность автоматизированного управления процессом поверки.

7.4.8 ПУ должна иметь закрытую дренажную систему с герметичной запорной арматурой.

7.5 Система сбора и обработки информации

7.5.1 СОИ обеспечивает автоматизированное выполнение функций сбора, обработки, отображения, регистрации информации по учету нефти и управление режимами работы СИКН.

7.5.2 При проектировании СОИ должно быть обеспечено горячее резервирование.

7.5.3 Число входов СОИ должно быть определено при разработке ТЗ с учетом резерва (не менее одного входа каждого типа из используемых).

7.5.4 СОИ должна обеспечивать выполнение следующих функций:

а) обработка сигналов, поступающих от первичных измерительных преобразователей;

б) преобразование значений параметров входных сигналов в значения величин и их отображение;

в) автоматизация операций поверки и контроля МХ ПР с формированием протоколов;

г) отображение и регистрация измерительной и технологической информации:

- просмотр в масштабе реального времени режимов работы ИЛ и измерительных преобразователей;
- просмотр пределов измеряемых величин, пределов разности показаний преобразователей;
- просмотр констант и коэффициентов СИ;
- автоматическое построение, отображение и печать графиков измеряемых величин (трендов);
- оповещение персонала о нарушениях технологического режима и аварийных ситуациях (вывод сообщения на экран, подача звукового сигнала, вывод на печать);
- регистрация событий в журнале событий;

д) автоматизированное управление и технологический контроль за работой оборудования:

- установка режимов работы ИЛ и измерительных преобразователей БИК;
- управление задвижками;
- управление пробоотборниками;
- переключение комплектов оборудования;

е) формирование основных отчетных документов:

- отчетов (сменного, суточного, месячного);
- паспорта качества нефти;
- акта приема-сдачи;
- суточного оперативного журнала регистрации показаний СИ СИКН;

ж) архивирование данных;

и) печать отчетных документов, журналов событий, протоколов поверки и контроля;

к) привилегированный доступ при помощи паролей по уровням управления и работе с программой;

л) прием данных от систем противопожарной автоматики, контроля загазованности;

м) прием и отображение в реальном времени данных СИ, не входящих в состав СИКН (индикаторов фазового состояния, преобразователей давления, уровнемеров);

н) создание мнемосхем;

о) создание и редактирование шаблонов отчетных документов;

п) защита СОИ от несанкционированного доступа;

р) вывод информации в локальную сеть принимающей (сдающей) стороны по согласованным протоколам обмена.

7.5.5 СОИ должна обеспечивать отображение и вывод на печать отчетных данных с числом значащих цифр после запятой, указанным в таблице 1.

Таблица 1

Параметр (характеристика)	Единица измерения	Число цифр после запятой
Температура	°С	1
Давление	МПа	2
Плотность	кг/м^3	1
Массовая доля воды	%	2
Вязкость кинематическая	сСт	1
Положение арматуры	%	0
Масса	т	0
Объем	м^3	0

7.5.6 Цвета индикации, применяемой для отображения на мнемосхеме состояния СИ и оборудования, должны соответствовать следующим требованиям:

- зеленый — «рабочее состояние, объект включен», «открыто» (для запорной арматуры);
- желтый — «закрыто» (для запорной арматуры);
- красный — «объект отключен»;
- красный мигающий — «аварийное состояние объекта»;
- коричневый — «объект в ремонте»;
- серый — «неопределенное состояние объекта»;
- синий — «снятое СИ».

7.5.7 При проектировании СОИ следует предусмотреть технические средства для хранения архивов в течение указанных сроков:

- протоколы событий, тренды — 1 мес;
- данные оперативной информации за 2 ч, отчеты за смену, сутки — 3 мес;
- месячные отчеты — 1 год;
- паспорта качества нефти, акты приема-сдачи — 3 мес.

7.5.8 Для исключения несанкционированного доступа к СОИ должна быть предусмотрена возможность установки клейм и пломб в соответствии с требованиями НД.

7.6 Требования к электропитанию и электрическим проводкам

7.6.1 Электропитание составных частей СИКН следует осуществлять напряжением:

- 380 В/50 Гц — силового оборудования;
- 220 В/50 Гц — оборудования СОИ.

7.6.2 СОИ должна быть оснащена устройством гарантированного питания, обеспечивающим непрерывную работу в течение 2 ч при нарушении электроснабжения сети.

7.6.3 Выбор марок кабелей, способа прокладки следует осуществлять в зависимости от требований изготовителей оборудования и условий эксплуатации.

7.6.4 Число резервных жил необходимо предусматривать в размере не менее 10 % числа рабочих жил.

7.6.5 Измерительные цепи от преобразователей расхода и плотности необходимо прокладывать отдельными кабелями.

7.6.6 Экраны контрольных кабелей должны подключаться к контуру заземления только со стороны вторичных приборов.

7.6.7 Измерительные цепи и цепи питания должны быть выполнены в отдельных коробах.

7.6.8 При совместной прокладке контрольных и силовых кабелей расстояние между ними должно быть:

- 250 мм при напряжении 220 В;
- 600 мм при напряжении 380 В.

8 Эксплуатационные требования

8.1 СОИ должна быть расположена в отапливаемом помещении, БИК — в помещении с регулированием температуры. БИЛ и ПУ рекомендуется располагать в помещении или укрытии.

8.2 Технологическое оборудование и первичные преобразователи СИКН должны соответствовать условиям эксплуатации на открытом воздухе и в закрытых отапливаемых помещениях, где возможно образование паров ЛВЖ (классы взрывоопасной и пожароопасной зоны по ПУЭ В1г и В1а).

8.3 Все поставляемое оборудование, СИ, входящие в состав СИКН, должны быть сертифицированы (аттестованы, внесены в государственный реестр) в стране нахождения СИКН и признаны странами — участниками приемо-сдаточных операций с применением данной СИКН, иметь документы на методики поверки, эксплуатационную документацию. Эксплуатационная документация должна быть выполнена на русском языке.

8.4 Защитное заземление должно соответствовать требованиям ГОСТ 12.1.030.

8.5 В проектной документации должны быть приведены требования по обеспечению молниезащиты оборудования СИКН.

8.6 Уклон дренажной системы должен быть не менее 0,002. При необходимости следует предусмотреть раздельную дренажную систему для учтенной и неучтенной нефти.

8.7 Для заполнения нефтью оборудования, технологических трубопроводов, БИК и ПУ следует предусмотреть в верхних точках шаровые краны-воздушники.

8.8 Для облегчения ревизии оборудования Ду 100 и более на площадках БИЛ и ПУ должны быть предусмотрены грузоподъемные механизмы.

8.9 На ИЛ должны быть предусмотрены компенсаторы для демонтажа и установки ПР.

8.10 Для обеспечения доступа к оборудованию и СИ следует предусмотреть переходы и площадки.

8.11 Термометры должны быть защищены гильзами, видимая часть шкалы должна соответствовать рабочему диапазону температур.

9 Требования к обеспечению надежности

9.1 Оборудование и СИ, применяемые в проекте, должны обеспечивать срок службы СИКН в целом не менее 8 лет.

9.2 Допускается применение оборудования и СИ со сроком службы менее 8 лет с заменой их в процессе эксплуатации.

Приложение А
(рекомендуемое)

Перечень документов, представляемых на метрологическую экспертизу проекта

1 ТЗ, утвержденное и согласованное в установленном порядке.
2 Технологическая схема СИКН.
3 Функциональная схема автоматизации.
4 Пояснительная записка.
5 Эксплуатационные документы, на которые приведены ссылки в пояснительной записке.
6 Дополнительные материалы и информация по согласованию с организацией, проводящей метрологическую экспертизу.

Приложение Б
(рекомендуемое)

Типовая форма технических требований

Титульный лист оформляют по ГОСТ 2.105.

Б.1 Наименование, место расположения и назначение СИКН

Б.2 Характеристика рабочей среды

Б.2.1 Рабочая среда: товарная нефть[1)].

Б.2.2 Физико-химические показатели нефти (указывают, как показано в таблице Б.1).

Таблица Б.1

Показатель	Значение
1 Вязкость кинематическая, мм^2/с (сСт)	От ... до ... (...)
2 Плотность, кг/м^3: - при минимальной в течение года температуре нефти - при максимальной в течение года температуре нефти	 От ... до ... От ... до ...
3 Температура, °С	От ... до ...
4 Давление насыщенных паров при максимальной температуре нефти, кПа (мм рт. ст.), не более	... (...)
5 Массовая доля воды, %, не более	...
6 Концентрация хлористых солей, мг/дм^3	От ... до ...
7 Массовая доля механических примесей, %	От ... до ...
8 Содержание парафина, %, не более	...
9 Массовая доля сероводорода, млн$^{-1}$ (ppm), не более	.../не нормируется
10 Массовая доля серы, %, не более	...
11 Массовая доля метил- и этилмеркаптанов в сумме, млн$^{-1}$ (ppm), не более	...
12 Содержание свободного газа	Не допускается

Б.3 Основные технические характеристики СИКН

Указывают значения основных характеристик СИКН, как показано в таблице Б.2.

Таблица Б.2

Показатель	Значение
1 Расход нефти через СИКН, м^3/ч (т/ч)	От ... до ...
2 Давление нефти, МПа: - рабочее - минимальное допустимое - максимальное допустимое	 От ... до ... ...
3 Суммарные потери давления на СИКН при максимальном расходе и максимальной вязкости, МПа: - в рабочем режиме - в режиме поверки	 ... ...
4 Режим работы СИКН	Непрерывный/периодический
5 Режим управления запорной арматурой	Неавтоматизированный/автоматизированный

[1)] На территории Российской Федерации товарная нефть — нефть, удовлетворяющая требованиям ГОСТ Р 51858 [1].

Окончание таблицы Б.2

Показатель	Значение
6 Режим работы ПУ	Неавтоматизированный/автоматизированный
7 Способ поверки ПУ	По передвижной ПУ/по стационарной установке с образцовыми весами и мерниками/по мобильной установке с образцовым мерником
8 Электропитание	Трехфазное 380 В/50 Гц; 220 В/50 Гц

Б.4 Состав СИКН

Указывают:

Б.4.1 Состав технологической части:

- БИЛ;
- БИК;
- пробоотборное устройство;
- узел подключения передвижной ПУ;
- технологические и дренажные трубопроводы.

Указывают наличие следующих составных частей:

- БФ;
- стационарная ПУ;
- узел регулирования давления;
- узел регулирования расхода через ПУ.

Б.4.1.1 Требования к БИЛ

Указывают:

- тип ПР (объемного, массового расхода);
- диаметр входного и выходного коллекторов;
- диаметр и число рабочих измерительных ИЛ;
- наличие контрольной ИЛ;
- число резервных ИЛ.

Б.4.1.2 Требования к БИК

Указывают:

- варианты построения технологической обвязки (последовательный или параллельный);
- вариант схемы (насосная или безнасосная);
- требуемый состав БИК;
- требования к системе промывки.

Б.4.1.3 Требования к пробоотборному устройству

Указывают:

- тип пробоотборного устройства;
- место установки пробоотборного устройства (на входном или выходном коллекторе);
- наличие лубрикатора.

Б.4.1.4 Требования к узлу подключения передвижной ПУ

Указывают:

- тип передвижной ПУ;
- высоту подключения;
- расстояние между подключаемыми патрубками.

Б.4.1.5 Требования к стационарной ПУ

Указывают тип ПУ.

Б.4.2 Требования к СОИ

Указывают требования к СОИ. Указывают на необходимость горячего резервирования.

Б.5 Требования по размещению

Указывают вариант размещения составных частей: на открытой площадке, в здании.

В случае размещения составных частей СИКН в здании указывают требования к зданию.

Б.6 Условия эксплуатации

Б.6.1 Климатическая характеристика района строительства

Указывают следующие характеристики:

- снеговую нагрузку, кПа (кгс/см^2);
- ветровую нагрузку, кПа (кгс/см^2);

- расчетную температуру наружного воздуха (от минус … °С до плюс … °С, нижнее значение принимают равным температуре наиболее холодной пятидневки).

Б.6.2 Характеристика условий эксплуатации составных частей СИКН

Указывают:

- температуру воздуха в закрытом отапливаемом помещении для технологических блоков (от минус … °С до плюс… °С);
- температуру окружающего воздуха в операторной (от минус… °С до плюс … °С);
- температуру воздуха в БИК при размещении в блок-боксе (от минус … °С до плюс … °С).

Б.7 Дополнительные требования

Указывают дополнительные требования заказчика, которые необходимо учесть при проектировании.

Б.8 Сведения о проектных организациях

Указывают:

Б.8.1 Наименование генеральной проектной организации.

Б.8.2 Наименование субподрядной проектной организации — разработчика СИКН.

Б.9 Сроки строительства

Приложение В
(рекомендуемое)

Типовая форма технического задания на проектирование системы измерений количества и показателей качества нефти

Титульный лист оформляют по ГОСТ 2.105.

В.1 Содержание

Текст раздела начинают со слов:

«Настоящее техническое задание определяет требования к назначению, составу, техническим и эксплуатационным характеристикам и разрабатываемой проектной документации на систему (*указать наименование СИКН*) приемо-сдаточного пункта (*указать наименование и место размещения приемо-сдаточного пункта*)».

В.2 Основание для проектирования

Пример — На основе стратегических и тактических решений по капитальному строительству системы измерений количества и показателей качества нефти №___, рассмотренных и принятых на рабочем совещании специалистов «_____» и «_____».

В.3 Сокращения

Раздел включают в ТЗ, если используют значительное количество (более пяти) сокращений. Текст раздела начинают со слов:

«В настоящем ТЗ использованы следующие сокращения».

В.4 Назначение системы измерений количества и показателей качества нефти

Текст раздела начинают со слов:

«Проектируемая СИКН предназначена для автоматизированного (*указать вид учетной операции: оперативный или коммерческий*) учета нефти (*при необходимости указать месторождение*), поступающей с (*предприятие-поставщик*) и подлежащей сдаче (*предприятие-получатель*)».

В.5 Характеристика рабочей среды

В разделе указывают вид среды и приводят физико-химические показатели рабочей среды в соответствии с НД.

Примеры

1 Рабочая среда: товарная нефть[1)].

2 Физико-химические показатели нефти приведены в таблице:

Показатель	*Значение*
1 Вязкость кинематическая, мм²/с (сСт)	***От ... до ... (...)***
2 Плотность, кг/м³: ***- при минимальной в течение года температуре нефти*** ***- при максимальной в течение года температуре нефти***	 ***От ... до ...*** ***От ... до ...***
3 Температура, °С	***От ... до ...***
4 Давление насыщенных паров при максимальной температуре нефти, кПа (мм рт. ст.), не более	***... (...)***
5 Массовая доля воды, %, не более	...
6 Концентрация хлористых солей, мг/дм³	***От ... до ...***
7 Массовая доля механических примесей, %	***От ... до ...***
8 Содержание парафина, %, не более	...
9 Массовая доля сероводорода, млн⁻¹ (ppm), не более	***.../не нормируется***
10 Массовая доля серы, %, не более	...
11 Массовая доля метил- и этилмеркаптанов в сумме, млн⁻¹ (ppm), не более	...
12 Содержание свободного газа	***Не допускается***

[1)] На территории Российской Федерации товарная нефть — нефть, удовлетворяющая требованиям ГОСТ Р 51858 [1].

В.6 Основные технические характеристики системы измерений количества и показателей качества нефти

В разделе указывают основные параметры режима работы СИКН, а также ее составных частей.

Пример — Основные технические характеристики СИКН приведены в таблице:

Показатель	*Значение*
1 Расход нефти через СИКН, м³/ч (т/ч)	*От ... до ...*
2 Давление нефти, МПа: *- рабочее* *- минимальное допустимое* *- максимальное допустимое*	*От ... до ...* *...* *...*
3 Суммарные потери давления на СИКН при максимальном расходе и максимальной вязкости, МПа: *- в рабочем режиме* *- в режиме поверки*	*...* *...*
4 Режим работы СИКН	*Непрерывный/периодический*
5 Режим управления запорной арматурой	*Неавтоматизированный/автоматизированный*
6 Режим работы ПУ	*Неавтоматизированный/автоматизированный*
7 Способ поверки ПУ	*По передвижной ПУ/по стационарной установке с образцовыми весами и мерниками/по мобильной установке с образцовым мерником*
8 Электропитание	*Трехфазное 380 В/50 Гц; 220 В/50 Гц*

В.7 Технические требования

В.7.1 Требования к функциональным возможностям системы измерений количества и показателей качества нефти

В подразделе указывают требования к функциям СИКН и ее составных частей.

В.7.1.1 Указывают единицы величин, в которых должны быть представлены параметры в СИКН.

Пример — Вводимые, измеряемые и расчетные параметры СИКН должны быть представлены в единицах величин:

- масса . . . . . т;
- расход . . . . . т/ч; (м³/ч);
- плотность . . . . . кг/м³;
- давление . . . . . МПа;
- температура . . . . . °С.

В.7.1.2 Указывают функции, которые должна обеспечивать СИКН.

Пример — СИКН должна обеспечивать:
- измерение массы учтенной нефти за установленные (назначенные) интервалы времени;
- измерение плотности нефти;
- определение значения плотности нефти, приведенной к стандартным условиям, за установленные интервалы времени;
- определение массовой доли воды в нефти;
- определение значения массовой доли воды в нефти за установленные (назначенные) интервалы времени;
- измерение температуры нефти в ИЛ;
- измерение давления нефти в ИЛ.

В.7.1.3 Измерение в автоматическом режиме (*указать результат измерения*).

В.7.1.4 Автоматизированное управление.

Пример — Автоматизированное управление:
- включение, выключение ИЛ;
- поддержание заданного расхода через ИЛ;
- управление запорной арматурой.

В.7.1.5 Автоматический отбор объединенной пробы как пропорционально количеству перекачиваемой за смену нефти, так и пропорционально времени.

В.7.1.6 Ручной отбор точечной пробы.

В.7.1.7 Автоматизированное выполнение поверки и контроля МХ ПР по ПУ без нарушения функции учета нефти. Формирование и печать протоколов поверки и контроля.

В.7.1.8 Ручной (автоматизированный) контроль герметичности запорной арматуры, участвующей в схемах поверки и контроле МХ.

В.7.1.9 Автоматический контроль, индикация и сигнализация предельных значений параметров.

Пример — Автоматический контроль, индикация и сигнализация предельных значений параметров:
- расход нефти по каждой измерительной линии более 2,5 % поверенного диапазона;
- температура нефти в ИЛ, БИК, ПУ;
- перепад давления на фильтрах;
- давление на ИЛ, БИК, ПУ, на входном и выходном коллекторах;
- плотность нефти и разности показаний плотномеров;
- наличие свободного газа.

В.7.1.10 Указать индикацию значений измеряемых величин на экране монитора.

Пример — Индикация значений измеряемых величин на экране монитора:
- масса, объем, расход по каждой ИЛ;
- плотность и массовая доля воды в нефти;
- температура и давление по каждой ИЛ, в БИК, ПУ.

В.7.1.11 Регистрация результатов измерений, их хранение и передача на системы верхнего уровня (*указать способ передачи*).

Объем передаваемой информации заказчик согласовывает с разработчиком на этапе проектирования.

В.7.1.12 Формирование в автоматическом режиме отчетов (*указать, каких*). Формирование по запросу текущих отчетов (*указать, каких*).

Отображение и печать отчетов.

В.7.1.13 Учет и формирование журнала событий системы (*указать*).

Пример — Переключения, аварийные сигналы, сообщения об ошибках и отказах системы и ее элементов.

Указывают другие требования по функционированию СИКН, которые необходимо учесть при проектировании.

В.7.2 Требования к составу системы измерений количества и показателей качества нефти

В подразделе приводят требования к составу СИКН и ее составных частей. При необходимости приводят структурную схему СИКН.

Пример
7.2.1 Состав технологической части:
- БИЛ;
- БИК;
- пробоотборное устройство;
- узел подключения передвижной ПУ;
- технологические и дренажные трубопроводы.

Примечание — Кроме того, указывают наличие следующих составных частей:
- БФ;
- стационарная ПУ;
- узел регулирования давления;
- узел регулирования расхода через ПУ.

7.2.1.1 Требования к БИЛ:
- тип ПР (объемного, массового расхода);
- диаметр входного и выходного коллекторов;
- диаметр и число рабочих ИЛ;

- наличие контрольной линии;
- число резервных линий.
7.2.1.2 Требования к БИК:
- варианты построения технологической обвязки (последовательный или параллельный);
- вариант схемы (насосная или безнасосная);
- требуемый состав БИК;
- требования к системе промывки.
7.2.1.3 Требования к пробоотборному устройству:
- тип пробоотборного устройства;
- место установки пробоотборного устройства (на входном или выходном коллекторе);
- наличие лубрикатора.
7.2.1.4 Требования к узлу подключения передвижной ПУ:
- тип передвижной ПУ;
- высота подключения;
- расстояние между подключаемыми патрубками.

Примечание — Кроме того, указывают:
- требования к стационарной ПУ;
- требования к СОИ, в т. ч. о необходимости горячего резервирования.

В.7.3 Требования к метрологическим характеристикам

В подразделе указывают метод измерения массы нефти и пределы доверительной относительной погрешности измерений массы продукта в соответствии с НД.

В.7.4 Условия эксплуатации и требования по размещению составных частей системы измерений количества и показателей качества нефти

В подразделе приводят требования к условиям эксплуатации и размещению составных частей.

В.7.4.1 Указывают вариант размещения составных частей: на открытой площадке, в здании.

В.7.4.2 Характеристика условий эксплуатации составных частей СИКН.

Указывают:

- температуру воздуха в закрытом отапливаемом помещении для технологических блоков (от минус ... °С до плюс... °С);
- температуру окружающего воздуха в операторной (от минус... °С до плюс ... °С);
- температуру воздуха в БИК при размещении в блок-боксе (от минус... °С до плюс ... °С).

В.7.4.3 В случае размещения составных частей СИКН в здании указывают требования к зданию.

Взрывопожарная и пожарная опасность зданий, помещений и наружных установок СИКН.

В.7.5 Требования к надежности

В подразделе приводят требования к надежности.

Пример

Сооружение	***План размещения***	***Категория взрывопожарной и пожарной опасности помещений зданий и наружных установок по НПБ-105—95, НПБ-107—97***	***Классификация зон внутри и вне помещений для выбора и установки электрооборудования (ПУЭ)***		***Примечание***
			Класс взрывоопасной или пожарной зоны	***Категория и группа взрывопожароопасных смесей***	
БИЛ	***Помещение***	***А***	***В-1а***	***II АТ3***	
БИК	***Помещение***	***А***	***В-1а***	***II АТ3***	
БФ	***На открытой площадке***	***Ан***	***В-1г***	***II АТ3***	
ПУ	***Помещение***	***А***	***В-1а***	***II АТ3***	
СОИ	***Помещение***	***Д***	***—***	***—***	

В.7.6 Требования к защите от внешних воздействий

Пример
7.6.1 Вид климатического исполнения оборудования — (указать).

7.6.2 По устойчивости к механическим воздействиям оборудование СИКН должно соответствовать группе ... (указать).

7.6.3 Электрооборудование, устанавливаемое в помещении с технологическим оборудованием, должно иметь конструктивное исполнение, позволяющее его эксплуатацию во взрывоопасных зонах класса ... (указать).

7.6.4 Все измерительные цепи от преобразователей до вторичной аппаратуры должны прокладываться в экранированных кабелях.

В.7.7 Требования к электроснабжению

Пример

7.7.1 Электроснабжение оборудования технологической части ... (указать).

7.7.2 Электроснабжение вторичной аппаратуры ... (указать).

7.7.3 СОИ СИКН должна быть обеспечена устройством гарантированного питания, обеспечивающим непрерывную работу оборудования системы при нарушении электроснабжения в сети в течение ... (указать) часов.

В.7.8 Требования к безопасности

В.7.9 Эргономические требования

В.7.10 Требования к маркировке и упаковке

В.7.11 Требования к транспортировке и хранению

В.8 Требования к документации

В разделе приводят требования к составу и объему разрабатываемой документации.

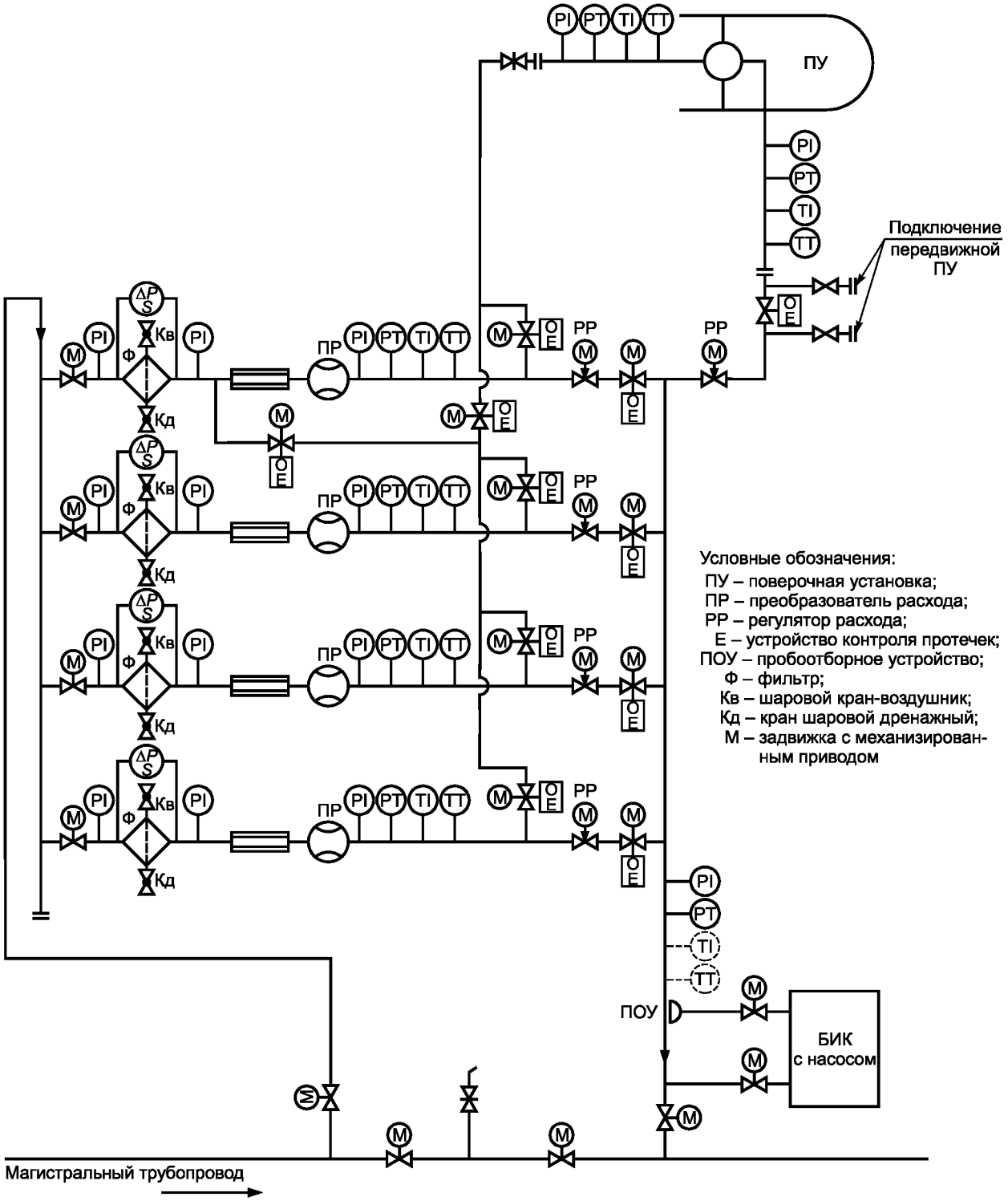
В.9 Требования к организации разработки и приемки

В разделе устанавливают этапы разработки, объемы работ, порядок выполнения и приемки работ.

Примечание — По усмотрению разработчика ТЗ допускается вводить новые, исключать отдельные разделы или объединять их с другими.

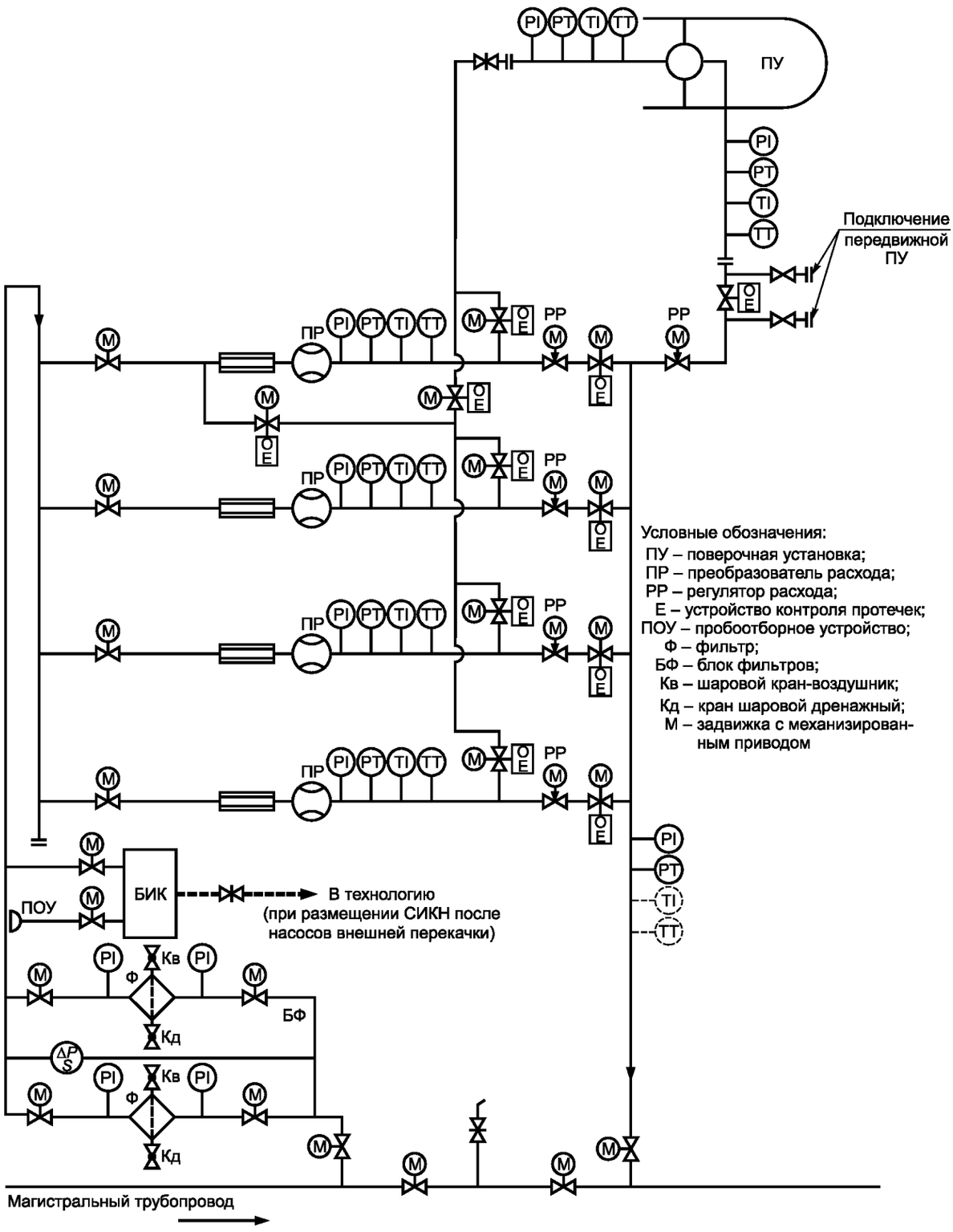
Приложение Г
(рекомендуемое)

Технологические схемы системы измерений количества и показателей качества нефти



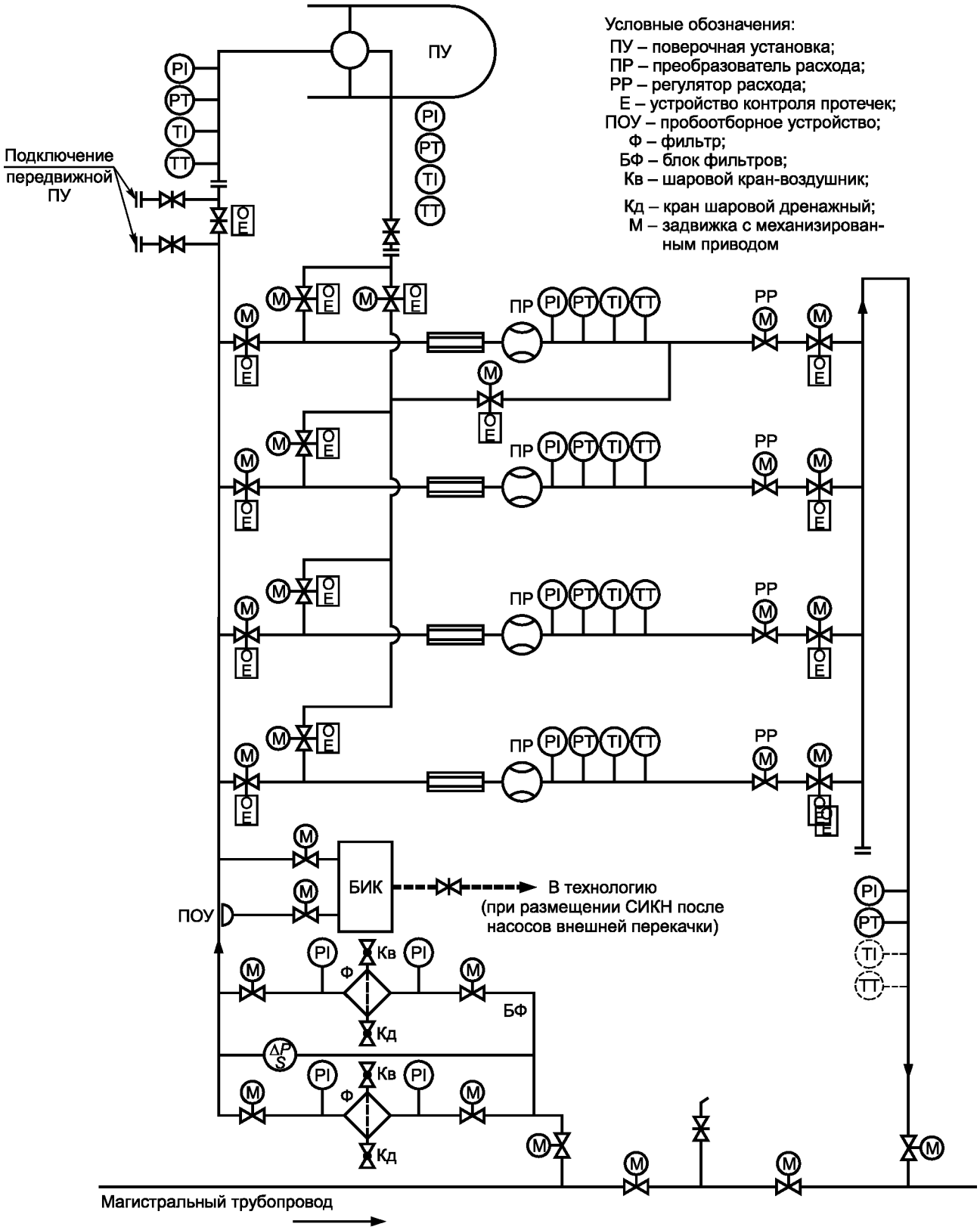
Примечание — TI, TT — устанавливают по требованию заказчика.

Рисунок Г.1



Примечание — TI, TT — устанавливают по требованию заказчика.

Рисунок Г.2



Примечание — TI, TT — устанавливают по требованию заказчика.

Рисунок Г.3

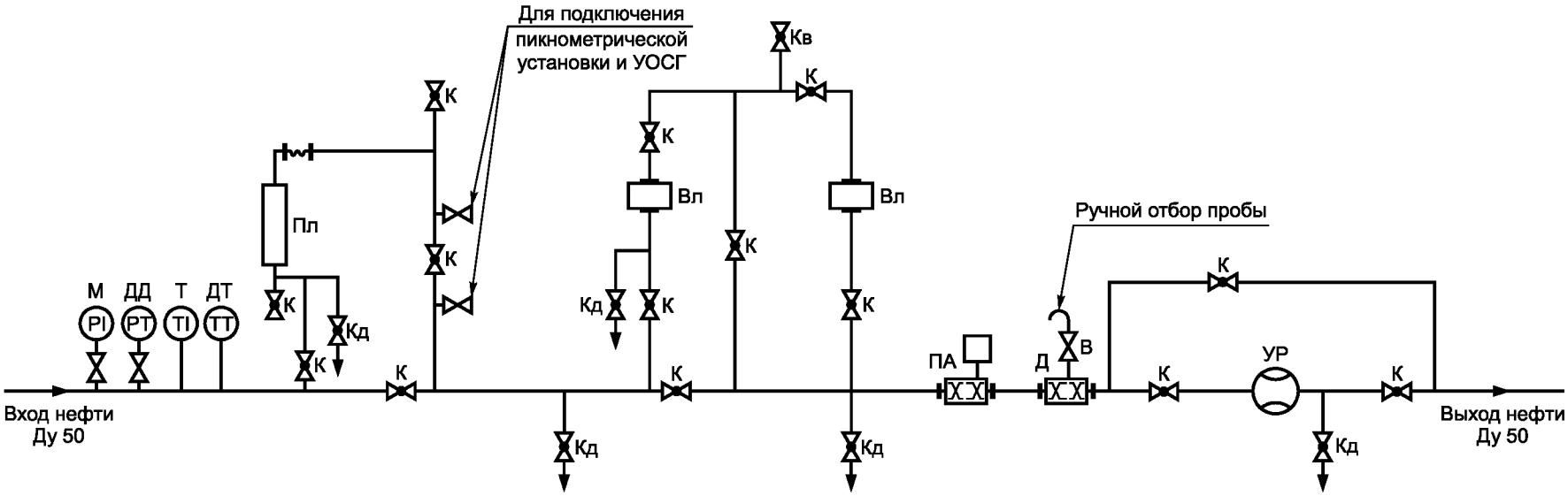
Приложение Д
(рекомендуемое)

Пример расчета числа измерительных линий

Максимальный расход через трубопровод: 2500 м^3/ч.
Минимальный расход через трубопровод: 800 м^3/ч.
Максимальная пропускная способность ПР Ду 200: 1100 м^3/ч.
Число рабочих линий: $\frac{2500}{0{,}8 \cdot 1100} \approx 3$.
Число резервных линий: 0,3:3 ≈ 1.
Общее число измерительных линий: 4.

Приложение Е
(рекомендуемое)

Технологические схемы блока измерений показателей качества нефти

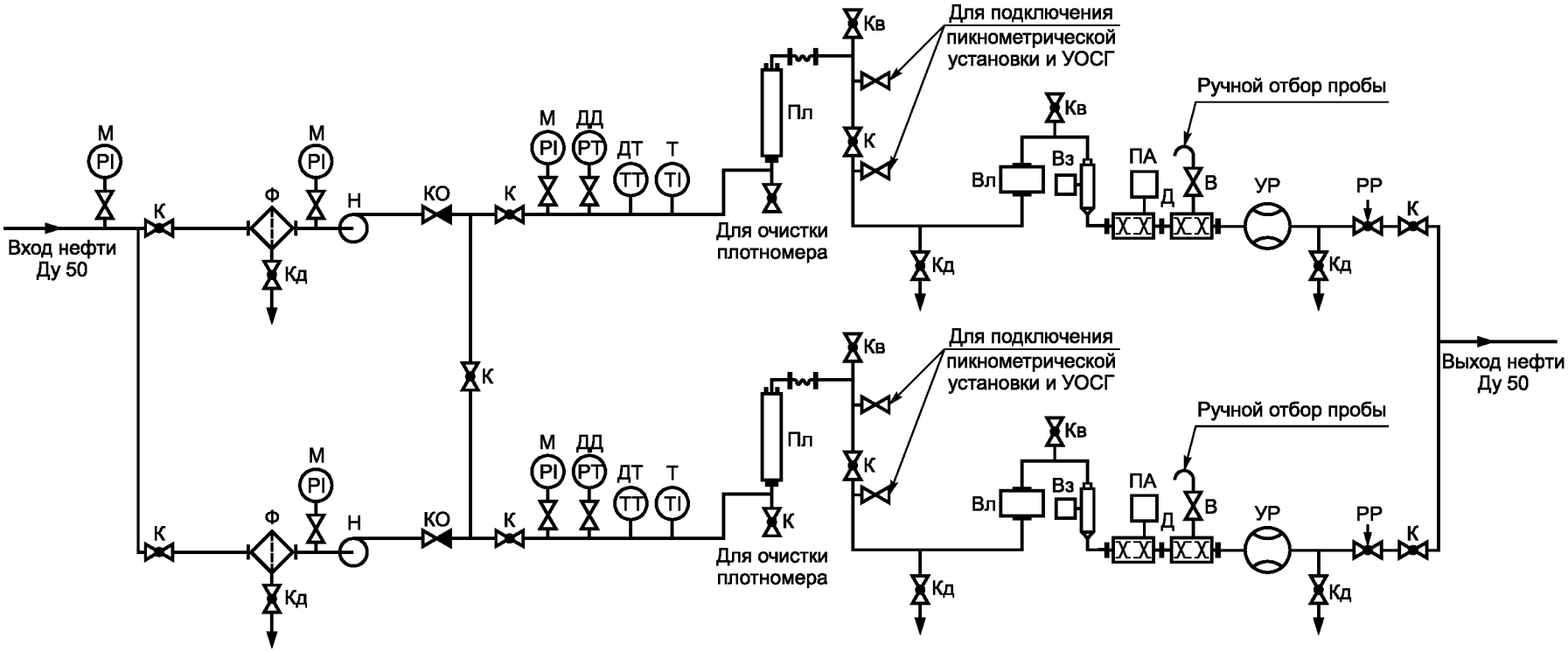


Дренажная система условно не показана

Условные обозначения:

К – кран шаровой;
Кв – шаровой кран-воздушник;
Кд – кран шаровой дренажный;
В – вентиль;
М – манометр;
ДД – датчик избыточного давления;
Т – термометр;
Пл – плотномер;
Вл – влагомер;
ПА – пробоотборник автоматический с диспергатором;
Д – диспергатор;
УР – указатель расхода;
ДТ – датчик температуры;
УОСГ – узел определения свободного газа

Рисунок Е.1 — Схема БИК для СИКН с массомерами

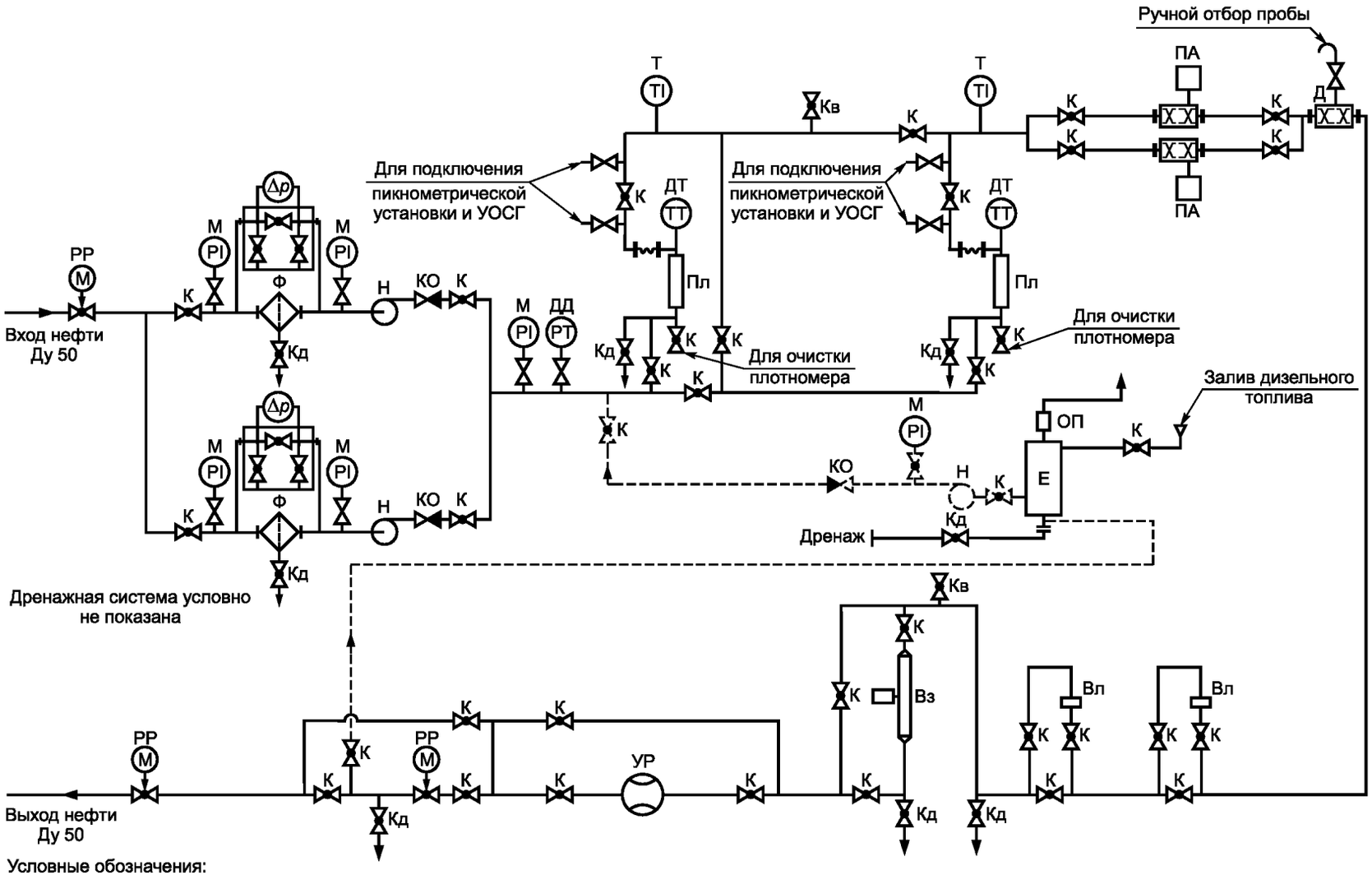


Дренажная система условно не показана

Условные обозначения:

К – кран шаровой;
Кв – шаровой кран-воздушник;
Кд – кран шаровой дренажный;
М – манометр;
ДД – датчик избыточного давления;
Т – термометр;
ДТ – датчик температуры;
КО – клапан обратный;
РР – регулятор расхода;
Вл – влагомер;
Вз – вискозиметр;
Пл – плотномер;
ПА – пробоотборник автоматический с диспергатором;
УР – указатель расхода;
Д – диспергатор;
Н – насос;
Ф – фильтр;
УОСГ – узел определения свободного газа

Рисунок Е.2



Условные обозначения:

К – кран шаровой;
Кв – шаровой кран-воздушник;
Кд – кран шаровой дренажный;
М – манометр;
ДД – датчик избыточного давления;
Т – термометр;
ДТ – датчик температуры;
КО – клапан обратный;
РР – регулятор расхода;
Вл – влагомер;
Вз – вискозиметр;
Пл – плотномер;
ПА – пробоотборник автоматический с диспергатором;
УР – указатель расхода;
Д – диспергатор;
Н – насос;
Ф – фильтр;
УОСГ – узел определения свободного газа

Рисунок Е.3

Приложение Ж
(рекомендуемое)

Методика расчета расхода нефти через пробоотборное устройство

Расчет расхода нефти через пробоотборное устройство выполняют в соответствии с ГОСТ 2517, устанавливающим требование равенства скорости жидкости на входе в пробоотборное устройство и линейной скорости жидкости в трубопроводе в месте отбора проб в том же направлении (условие изокинетичности пробоотбора).

Значение расхода на входе в пробоотборное устройство и в трубопроводе БИК рассчитывают по формуле

$$Q = Q_{тр} \cdot \frac{F_у}{F_{тр}}, \qquad (Ж.1)$$

где Q — расход на входе в пробоотборное устройство, $м^3/ч$;

$Q_{тр}$ — расход в трубопроводе в месте отбора проб, $м^3/ч$;

$F_у$ — площадь входного поперечного сечения пробоотборного устройства, $мм^2$;

$F_{тр}$ — площадь поперечного сечения трубопровода, $мм^2$.

Фактическое значение Q согласно ГОСТ 2517 (пункт 2.13.1.3) может отличаться от рассчитанного по формуле (Ж.1) в два раза в большую или меньшую сторону.

Библиография

[1] ГОСТ Р 51858—2002 Нефть. Общие технические условия

[2] Строительные нормы и правила СНиП 2.01.07—85 Нагрузки и воздействия (утв. Постановлением Госстроя СССР от 29.08.1985 г. № 135) (с изменениями и дополнениями)

УДК 665.6:620.113:006.354 МКС 17.020 Т85.3

Ключевые слова: система измерений количества и показателей качества нефти, состав, оборудование, средства измерения, материалы, технологическая схема, проектирование

Рекомендации по межгосударственной стандартизации

Государственная система обеспечения единства измерений

СИСТЕМЫ ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НЕФТИ

Метрологические и технические требования к проектированию

РМГ 101—2010

Редактор *П.М. Смирнов*
Технический редактор *В.Н. Прусакова*
Корректор *М.В. Бучная*
Компьютерная верстка *В.И. Грищенко*

Сдано в набор 02.03.2012. Подписано в печать 16.04.2012. Формат 60×84 1/8. Гарнитура Ариал. Усл. печ. л. 3,72. Уч.-изд. л. 3,15. Тираж 201 экз. Зак. 338. Изд. № 4084/4.

ФГУП «СТАНДАРТИНФОРМ», 123995 Москва, Гранатный пер., 4.

gost.e-ecolog.ru gost.e-ecolog.ru

Набрано во ФГУП «СТАНДАРТИНФОРМ» на ПЭВМ.
Отпечатано в филиале ФГУП «СТАНДАРТИНФОРМ» — тип. «Московский печатник», 105062 Москва, Лялин пер., 6.

gost.e-ecolog.ru